

---

# COMITÉ SYNDICAL

Mardi 17 septembre 2019





# Sommaire

## Gouvernance

Cosy n°45/2019 Approbation du compte-rendu du comité syndical du 25 juin 2019. **4**

## Concession de distribution publique d'électricité

Cosy n°46/2019 Approbation du nouveau contrat concessif constitué de la convention de concession, du cahier des charges et des annexes. **8**

Cosy n°47/2019 Approbation de la convention de programmation pluriannuelle des investissements pour la première période 2020 - 2023. **376**

Cosy n°48/2019 Approbation de la convention relative à la transition énergétique **475**

**Syndicat intercommunal  
d'énergies de Maine-et-Loire**

Délibération du Comité syndical  
Séance du 17 septembre 2019

Cosy / n°45 / 2019

**Approbation du compte rendu du comité syndical du 25 juin 2019**

L'an deux mille dix-neuf, le 17 septembre à 9 h 30, le comité du Syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire, régulièrement convoqué le 11 septembre 2019, s'est réuni en séance ordinaire, au siège du syndicat, 9 route de la Confluence, ZAC de Beuzon à Écouflant (49000), sous la présidence de M. Jean-Luc DAVY, président.

M. Pierre VERNOT a été nommé secrétaire de séance.

Sur les 54 membres en exercice, étaient présents 30 membres, à savoir :

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
BADEAU Cyril	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
BOISNEAU Jean-Paul	LA SEGUINIÈRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
BOLO Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BONNIN Jean-Michel	MONTREUIL BELLAY	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BOUCHER Yves	BRAIN SUR ALLONNES	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BROSSELIÈRE Pierre	LOIRE AUBANCE	LOIRE AUBANCE (LOIRE LAYON AUBANCE)		×
CAILLEAU Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
CHALET Daniel	CC REGION DU LION D'ANGERS	LE LION D'ANGERS (VALLEES DU HAUT ANJOU)		×
CHESNEAU André	LES HAUTS D'ANJOU	HAUT ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)	×	
CHIMIER Denis	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
CHUPIN Camille	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DAILLEUX-ROMAGON Dominique	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
DAVY Jean-Luc	MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY	LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE)	×	
DENIS Adrien	NOYANT VILLAGES	CANTON DE NOYANT (BAUGEOIS VALLEES)	×	
DENIS Michel	BREZE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
DESOEUVRE Robert	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPERRAY Guy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPONT Hubert	LE MAY SUR EVRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GALON Joseph	SEGRE EN ANJOU BLEU	CANTON DE SEGRE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)		×
GELINEAU Jackie	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GOUBEAULT J.P.Pierre	TERRANJOU	COTEAUX DU LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		×

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
GUEGAN Yann	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
HEIBLE Gabriel	CC LOIR ET SARTHE	LOIR ET SARTHE (ANJOU LOIR ET SARTHE)		×
HONORÉ Marie-Christine	CANDE	CANTON DE CANDE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	×	
HUCHON Pierre, suppléant G. MATHIEU	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
JEANNETEAU Annick	CHOLET	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		×
LEFORT Alain	CC REGION DE DOUE EN ANJOU	DOUE LA FONTAINE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
LEPETIT Dominique	SAINT GERMAIN DES PRÉS	LOIRE LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		×
MANCEAU Paul	SEVREMOINE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		×
MARCHAND Gérard	BAUGE EN ANJOU	CANTON DE BAUGE (BAUGEOIS VALLEES)		×
MARTIN Jean-Pierre	CORZE	LOIR (ANJOU LOIR ET SARTHE)	×	
MARY Jean Michel	BEAUPREAU EN MAUGES	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	×	
MENANTEAU Joseph	CHEMILLE EN ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		×
MIGNOT Eric	CC LOIRE LONGUE	LOIRE LONGUE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
MOISAN Gérard	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
MOREAU Jean-Pierre	OREE D'ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		×
PAVAGEAU Frédéric	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		×
PIERROIS Benoît	LYS-HAUT-LAYON	VIHIERSOIS HAUT LAYON (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		×
PIOU Serge	MONTREVAULT SUR EVRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	×	
POITOU Rémy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
POT Christophe	CC BEAUFORT EN ANJOU	BEAUFORT EN ANJOU (BAUGEOIS VALLEES)		×
POUDRAY Eric	SOMLOIRE	BOCAGE (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		×
RENAUD Jacques	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
ROISNE Didier	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
ROULLIER Henri	MAUGES SUR LOIRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	×	
ROUX Jean-Louis	OMBREE D'ANJOU	REGION POUANCEE COMBREE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	×	
SAVOIRE Michel	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
SIRE Michel	GENNES VAL DE LOIRE	GENNOIS (SAUMUR VAL DE LOIRE)		×
SOTTY Jean	SAINT SIGISMOND	OUEST ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)		×
TASTARD Thierry	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
TOURON Eric	DISTRE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
VERCHERE Jean-Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
VERNOT Pierre	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
VEYER Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×

À donné pouvoir de voter en son nom :

Daniel CHALET, désigné par la C.C. REGION DU LION D'ANGERS à Jean-Luc DAVY, désigné par MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY, circonscription LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE).

Le quorum étant atteint, l'assemblée peut délibérer valablement.

Vu les dispositions du Code général des collectivités territoriales ;

Vu la mise à disposition du procès-verbal de la réunion du 25 juin 2019 sous forme dématérialisée à partir du 11 septembre 2019 sur le site extranet « Sharepoint » destiné aux membres du comité syndical ;

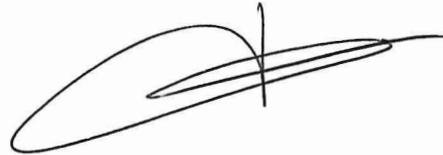
Considérant qu'aucune observation particulière n'a été reçue au Siéml ;

**Le comité syndical, à l'unanimité des membres présents,**

- **adopte** le procès-verbal du comité syndical du 25 juin 2019.

Fait et délibéré les jour, mois et an susdits.

Le Président du Syndicat,  
Jean-Luc DAVY



Nombre de délégués en exercice :	54
Nombre de présents :	30
Nombre de votants :	31
Abstention :	0
Avis défavorable :	0
Avis favorables :	31

## Accusé de réception préfecture

**Objet de l'acte :** Compte rendu du comité syndical du 25 juin 2019

---

**Date de transmission de l'acte :** 11/10/2019

**Date de réception de l'accusé de réception :** 11/10/2019

---

**Numéro de l'acte :** DELCOY45 ( [voir l'acte associé](#) )

**Identifiant unique de l'acte :** 049-254901309-20190917-DELCOY45-DE

---

**Date de décision :** 17/09/2019

**Acte transmis par :** Katell BOIVIN

---

**Nature de l'acte :** Délibération

**Matière de l'acte :** 5. Institutions et vie politique  
5.2. Fonctionnement des assembles

**Syndicat intercommunal  
d'énergies de Maine-et-Loire**

Délibération du Comité syndical  
Séance du 17 septembre 2019

Cosy / n°46 / 2019

**Approbation du nouveau contrat de concession de la distribution publique d'électricité**

L'an deux mille dix-neuf, le 17 septembre à 9 h 30, le comité du Syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire, régulièrement convoqué le 11 septembre 2019, s'est réuni en séance ordinaire, au siège du syndicat, 9 route de la Confluence, ZAC de Beuzon à Écouflant (49000), sous la présidence de M. Jean-Luc DAVY, président.

M. Pierre VERNOT a été nommé secrétaire de séance.

Sur les 54 membres en exercice, étaient présents 29 membres, à savoir :

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
BADEAU Cyril	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BOISNEAU Jean-Paul	LA SEGUINIÈRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
BOLO Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BONNIN Jean-Michel	MONTREUIL BELLAY	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BOUCHER Yves	BRAIN SUR ALLONNES	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BROSSELIÈRE Pierre	LOIRE AUBANCE	LOIRE AUBANCE (LOIRE LAYON AUBANCE)		×
CAILLEAU Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
CHALET Daniel	CC REGION DU LION D'ANGERS	LE LION D'ANGERS (VALLEES DU HAUT ANJOU)		×
CHESNEAU André	LES HAUTS D'ANJOU	HAUT ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)	×	
CHIMIER Denis	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
CHUPIN Camille	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DAILLEUX-ROMAGON Dominique	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
DAVY Jean-Luc	MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY	LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE)	×	
DENIS Adrien	NOYANT VILLAGES	CANTON DE NOYANT (BAUGEOIS VALLEES)	×	
DENIS Michel	BREZE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
DESOEUVRE Robert	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPERRAY Guy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPONT Hubert	LE MAY SUR EVRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GALON Joseph	SEGRE EN ANJOU BLEU	CANTON DE SEGRE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)		×
GELINEAU Jackie	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GOUBEAULT J.P.Pierre	TERRANJOU	COTEAUX DU LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		×

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
GUEGAN Yann	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
HEIBLE Gabriel	CC LOIR ET SARTHE	LOIR ET SARTHE (ANJOU LOIR ET SARTHE)		X
HONORÉ Marie-Christine	CANDE	CANTON DE CANDE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	X	
HUCHON Pierre, suppléant G. MATHIEU	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
JEANNETEAU Annick	CHOLET	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
LEFORT Alain	CC REGION DE DOUE EN ANJOU	DOUE LA FONTAINE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
LEPETIT Dominique	SAINT GERMAIN DES PRÉS	LOIRE LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		X
MANCEAU Paul	SEVREMOINE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
MARCHAND Gérard	BAUGE EN ANJOU	CANTON DE BAUGE (BAUGEOIS VALLEES)		X
MARTIN Jean-Pierre	CORZE	LOIR (ANJOU LOIR ET SARTHE)	X	
MARY Jean Michel	BEAUPREAU EN MAUGES	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
MENANTEAU Joseph	CHEMILLE EN ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
MIGNOT Eric	CC LOIRE LONGUE	LOIRE LONGUE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
MOISAN Gérard	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
MOREAU Jean-Pierre	OREE D'ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
PAVAGEAU Frédéric	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
PIERROIS Benoît	LYS-HAUT-LAYON	VIHIERSOIS HAUT LAYON (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
PIOU Serge	MONTREVAULT SUR EVRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
POITOU Rémy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
POT Christophe	CC BEAUFORT EN ANJOU	BEAUFORT EN ANJOU (BAUGEOIS VALLEES)		X
POUDRAY Eric	SOMLOIRE	BOCAGE (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
RENAUD Jacques	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
ROISNE Didier	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
ROULLIER Henri	MAUGES SUR LOIRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
ROUX Jean-Louis	OMBREE D'ANJOU	REGION POUANCEE COMBREE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	X	
SAVOIRE Michel	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
SIRE Michel	GENNES VAL DE LOIRE	GENNOIS (SAUMUR VAL DE LOIRE)		X
SOTTY Jean	SAINT SIGISMOND	OUEST ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)		X
TASTARD Thierry	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
TOURON Eric	DISTRE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
VERCHERE Jean-Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
VERNOT Pierre	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
VEYER Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X

À donné pouvoir de voter en son nom :

Daniel CHALET, désigné par la C.C. REGION DU LION D'ANGERS à Jean-Luc DAVY, désigné par MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY, circonscription LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE).

Le quorum étant atteint, l'assemblée peut délibérer valablement.

Le rapporteur expose :

Le Siéml et le concessionnaire Enedis (ex-ERDF) ont signé en 1992, pour une durée de 22 ans, un contrat de concession de la distribution publique d'électricité qui définit les dispositions appliquées aux communes de Maine-et-Loire sur le périmètre de la concession électrique. La durée de cette convention a par ailleurs été prolongée à 30 ans par avenant le 9 avril 2009. Depuis les années 90, les activités des AODE et des concessionnaires ont grandement évolué, nécessitant une actualisation des termes du contrat de concession intégrant notamment les contextes légal, réglementaire et réglementaire en vigueur et en tenant compte de la montée en puissance des enjeux de la transition énergétique.

Pour tenir compte de ces évolutions et compte tenu de l'arrivée à échéance de nombreux contrats, des discussions ont été engagées dès 2015 entre la FNCCR, Enedis et EDF pour élaborer le nouveau modèle de cahier des charges. Puis France Urbaine a rejoint le groupe de négociation qui aboutit le 21 décembre 2017 à l'adoption d'un nouveau cadre contractuel composé d'un modèle de convention de concession, d'un modèle de cahier des charges et ses annexes associées.

Le 6 février 2018, s'appuyant sur les travaux de la commission chargée d'étudier l'opportunité d'un renouvellement anticipé de la concession électrique, les élus du comité syndical ont formalisé leur volonté de conclure entre le Siéml, Enedis et EDF un nouveau contrat conforme au modèle annexé à l'accord quadripartite susnommé. Les annexes adossées à ce nouveau contrat de concession devant assurer une respiration locale et permettre au Siéml, en tant qu'autorité concédante, de conserver un certain niveau d'influence et de contrôle sur la vie de la concession.

Localement les discussions entre le Siéml, Enedis et EDF ont débuté en septembre 2018 avec pour objectif de signer le nouveau contrat de concession avant la fin de la mandature.

Les trois parties se sont rencontrées à un rythme soutenu et régulier pour traiter des différents sujets identifiés selon un phasage précis : état des lieux et diagnostic technique de la concession, élaboration du schéma directeur des investissements et des programmes pluriannuels d'investissement, répartition de la maîtrise d'ouvrage, élaboration de la convention relative à la transition énergétique, gestion des flux financiers de la concession ;

À l'issue de cette négociation, un projet de nouveau traité de concession de distribution publique d'électricité a été soumis à l'approbation des membres du comité syndical au travers de trois délibérations successives :

- adoption du contrat de concession en tant que tel constitué de la convention chapeau, du cahier des charges national et des annexes pour une durée de 30 ans ;
- adoption d'une convention de programmation pluriannuelle des investissements pour la période 2020 - 2023 ;
- adoption d'une convention relative à la transition énergétique.

La présente délibération concerne le premier point, à savoir le contrat de concession constitué de la convention chapeau, du cahier des charges national et des annexes, intégrant les principales modifications et propositions décrites ci-dessous.

Considérant que dans le cadre des échanges nationaux, le nouveau modèle du contrat de concession permet de répartir la maîtrise d'ouvrage des travaux entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau et que les grands principes de sa répartition tiennent compte de l'appartenance des communes de la concession au régime urbain ou au régime rural d'électrification et de l'évolution de cette appartenance ;

Etant précisé que depuis quelques années, la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le Siéml et Enedis est devenue un sujet sensible du fait notamment de l'interprétation des modalités inscrites dans le contrat en vigueur au sujet de l'impact de la création des communes nouvelles ;

Considérant que le Siéml et Enedis ont fait le choix dit « du statu quo clarifié », permettant de rester globalement sur le modèle actuel de répartition de la maîtrise d'ouvrage et de clarifier dans le même temps la prise en compte des enjeux liés aux communes nouvelles ;

Considérant que dans le cadre des échanges nationaux, il a été convenu avec Enedis de mettre fin à la pratique des provisions pour renouvellement, étant précisé que le stock de provision constitué est intégralement reporté dans le nouveau contrat ;

Considérant qu'en contrepartie, une nouvelle gouvernance des investissements basée sur une planification contractuelle des investissements assortie d'un mécanisme de séquestre, ainsi qu'une valorisation des redevances de concession est instituée ;

Considérant que le schéma directeur des investissements, inscrit à l'annexe 2A du traité de concession, présente une vision à long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession sur 30 ans et ce en cohérence avec le diagnostic partagé de la concession locale ;

Etant précisé que des valeurs repères à atteindre ont été identifiés en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages pour atteindre les objectifs partagés du SDI, à savoir définir les ambitions et orientations prioritaires en matière d'amélioration de la qualité de fourniture et accompagner des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution d'électricité ;

Considérant que l'enveloppe consacrée aux redevances R1 et R2 a été sensiblement revalorisée, permettant ainsi de définir de nouvelles formules de redevance avec prise en compte des investissements liés à la transition énergétique ;

Considérant que le nouveau cahier des charges intègre par ailleurs plusieurs actualisations légales et réglementaires concernant d'une part le régime de TVA, avec la suppression du transfert du droit à déduction, et d'autre part l'insertion d'un chapitre relatif à la communication des données qui tire profit des nouvelles dispositions réglementaires en matière d'information des autorités concédantes ;

Vu les statuts du Syndicat intercommunal d'énergie de Maine-et-Loire reconnaissant le Siéml en sa qualité autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité ;

Vu les dispositions des articles L. 2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales précisant qu'il revient à l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité de négocier et de conclure les contrats de concession, et d'exercer le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concession ;

Vu les dispositions des articles L.111-52, L.121-4, L.121-5 du Code de l'énergie précisant que les missions de service public relatives au développement et à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sont assurées respectivement par Enedis, pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution, et par EDF, pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution ;

Vu les dispositions de l'article L. 322-1 du Code l'énergie précisant que la concession de la gestion d'un réseau public de distribution d'électricité est accordée par l'autorité organisatrice ;

Vu les dispositions de de l'article L. 334-3 du Code l'énergie précisant que lors de la conclusion de nouveaux contrats, les contrats sont signés conjointement par l'autorité organisatrice de la fourniture et de la distribution publique d'électricité et, chacun pour ce qui le concerne, par le gestionnaire du réseau de distribution, en l'espèce Enedis, et le gestionnaire chargé de la fourniture d'électricité aux clients bénéficiant des tarifs réglementés, à savoir EDF ;

Vu le traité de concession pour le service public de la distribution d'électricité sur le territoire desservi par la concession conclue entre le Siéml et Electricité de France, le 28 novembre 1992, pour une durée de 22 ans ;

Vu l'avenant du 9 avril 2009, prolongeant la durée du traité de concession sus-cité à 30 ans ;

Vu l'accord-cadre conclu le 21 décembre 2017 par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), France Urbaine, Enedis et EDF ;

Vu la délibération n°79/2018 en date du 6 février 2018 actant le renouvellement du contrat avant la fin du mandat pour une entrée en vigueur au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2021, conformément au protocole d'accord national ;

Vu l'avenant au contrat de concession en date 3 juillet 2018 formalisant l'engagement des parties à renouveler par anticipation le contrat de concession au 31 décembre 2019 ;

Considérant la convention chapeau du contrat de concession de la distribution publique d'électricité et son cahier des charges, annexés à la présente délibération, aux termes duquel le Siéml concède aux concessionnaires Enedis et EDF les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire, ce projet ayant été établi sur la base du nouveau modèle de contrat de concession, objet de l'accord cadre en date du 21 décembre 2017 ;

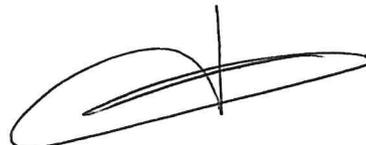
Considérant qu'à compter de son entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2020, le contrat de concession, y compris le cahier des charges et les annexes, ainsi que les deux conventions susnommées se substitueront dans l'ensemble de leurs dispositions au contrat de concession attribué le 28 novembre 1992 par le Siéml à Enedis (ex-ERDF) pour l'ensemble du territoire de la concession ;

**Le comité syndical, à l'unanimité des membres présents et représentés,**

- **approuve** la convention chapeau du contrat de concession de la distribution publique d'électricité, le cahier des charges de concession et ses annexes tels qu'annexés à la présente délibération ;
- **autorise** le Président du Siéml à signer la convention, le cahier des charges de concession et les annexes susnommés pour une durée de 30 ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020 et à prendre toute décision nécessaire à son application.

Fait et délibéré les jour, mois et an susdits.

Le Président du Syndicat,  
Jean-Luc DAVY



Nombre de délégués en exercice :	54
Nombre de présents :	29
Nombre de votants :	30
Abstention :	0
Avis défavorable :	0
Avis favorables :	30

## CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE

### Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Intercommunal d'Énergies de Maine et Loire (SIÉML)**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par M. le Président Jean-Luc DAVY, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 17 septembre 2019 domicilié : Route de Confluence, ZAC de Beuzon à ECOUFLANT (49000).

Désigné(e) ci-après « **l'autorité concédante** », d'une part,

### et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par M. Gilles ROLLET, Directeur Régional d'Enedis Pays de la Loire, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 15 octobre 2017 par M. Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire d'Enedis, faisant élection de domicile 13 allée des Tanneurs à NANTES (44040).

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, ou « **le gestionnaire du réseau de distribution** »,

et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 1 525 484 813 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par M. Daniel PINA, Directeur du Développement Territorial d'EDF – Direction Commerce Ouest, dûment habilité à l'effet des présentes et faisant élection de domicile 11 rue Edmé Mariotte à NANTES (44300),

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ou « **le fournisseur aux tarifs réglementés de vente** »,

Ci-après désigné(e)s ensemble par « **les parties** ».

## EXPOSE

SIEML et Electricité de France ont conclu le 28 novembre 1992, pour une durée de 22 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession. La durée de cette convention a été prolongée à 30 ans par avenant le 9 avril 2009.

Depuis la date à partir de laquelle la convention précitée a été rendue exécutoire, de nombreuses dispositions législatives et réglementaires sont intervenues et ont modifié les activités objet de la présente convention.

A la date de la conclusion de la présente convention :

1. Le service public concédé distingue :
  - une mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ;
  - une mission de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
2. Conformément aux articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du code de l'énergie, ces missions sont assurées :
  - par Enedis, pour la partie relative au développement et à l'exploitation du réseau public de distribution ;
  - par EDF pour la partie relative à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
3. L'autorité concédante de la distribution publique d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente négocie et conclut le contrat de concession et exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges de concession.
4. La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution est financée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité fixé par la Commission de régulation de l'énergie, en accord avec les orientations de politique énergétique définies par l'Etat, et sans préjudice des autres ressources financières prévues par les lois et règlements en vigueur. Ce tarif, unique sur l'ensemble du territoire national conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le code de l'énergie, garantit une cohésion sociale et territoriale.
5. Les tarifs réglementés de vente d'électricité fixés nationalement par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions définies par le code de l'énergie financent la mission de fourniture d'électricité. Ces tarifs garantissent l'égalité de traitement des clients et mettent en œuvre une péréquation tarifaire au profit de l'ensemble des concessions concourant ainsi à la cohésion sociale du pays.
6. L'alimentation en électricité de la concession est assurée par l'ensemble du système électrique national dans lequel l'offre et la demande sont ajustées à tout instant, en tenant compte des contributions locales à l'équilibre national. Le réseau public de distribution d'électricité qui dessert la concession est interconnecté avec ceux situés sur les territoires des concessions limitrophes.
7. En s'inscrivant dans un cadre régulé national et en tenant compte des caractéristiques spécifiques de la distribution et de la fourniture d'électricité et des missions objet de la présente convention, Enedis et EDF mobilisent au service de la concession, chacun pour ce qui le concerne, des moyens mutualisés à la maille la plus pertinente. Cette mutualisation est un atout pour la continuité et la qualité du service concédé et l'efficacité économique de sa gestion.

8. Le dispositif contractuel défini par la présente convention repose sur un modèle national de contrat de concession dont les orientations ont été définies de façon concertée entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), France urbaine, EDF et Enedis. Ce modèle propose un cadre cohérent avec les missions respectives des parties, y compris en ce qui concerne la répartition de la maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé, et équilibré quant aux droits et obligations de chacune d'entre elles.

Les parties inscrivent le service concédé, objet de la présente convention, dans le cadre national ainsi organisé. Elles affirment en particulier leur attachement à la péréquation tarifaire nationale et à la solidarité entre les territoires.

Les parties inscrivent également le service concédé dans le contexte territorial du périmètre de la concession, compte tenu de ses caractéristiques et de ses enjeux.

Avec 810 934 habitants au 1er janvier 2019 et une densité de près de 115 habitants / km<sup>2</sup>, le département du Maine-et-Loire reste un territoire à dominance rurale et agricole. Le département recense 89 espaces naturels sensibles aménagés ou protégés, soit 10 % du territoire. Composé de grandes aires urbaines comme Angers, Cholet et Saumur, le département a connu depuis plusieurs années un grand nombre de créations de communes nouvelles. Au 1er janvier 2019, il comptait 177 communes dont 38 nouvelles et 9 établissements publics de coopération intercommunale (EPCI), contre 363 communes en 2014.

Dans ce contexte territorial, les actions entreprises par les parties visent à assurer durablement un bon niveau de qualité de fourniture à l'ensemble des usagers du service public de la distribution d'électricité, dans le respect des obligations réglementaires et environnementales et des engagements contractuels. Elles permettent également de répondre aux attentes locales de développement et d'attractivité, comme à la volonté partagée de faciliter l'accompagnement de la transition énergétique sur l'ensemble du territoire. Enfin, les actions entreprises, dans un contexte climatique potentiellement évolutif, visent à fiabiliser et sécuriser l'ensemble du réseau de distribution, d'en renforcer la résilience et d'en améliorer la réactivité.

**Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.**

## **ARTICLE 1<sup>er</sup> – OBJET DE LA CONVENTION**

L'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au concessionnaire qui accepte, les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'autorité concédante, aux conditions du cahier des charges ci-après annexé. Le territoire de la concession est défini à l'article 3 de la présente convention.

A compter de la date à laquelle le présent contrat de concession sera exécutoire, après accomplissement par l'autorité concédante des formalités nécessaires, celui-ci se substituera dans l'ensemble de ses dispositions, y compris celles du cahier des charges ci-après annexé et des avenants ultérieurs, au contrat de concession précédemment attribué le 28 novembre 1992 par le SIEMML à Electricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

Les commentaires figurant en italique et en retrait dans le cahier des charges annexé à la présente convention font partie de celui-ci ; cette disposition ne fait toutefois pas obstacle à ce que ces commentaires soient actualisés d'un commun accord en fonction de l'évolution de la législation ou de la réglementation sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

## ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE

Sans préjudice de la faculté de réviser ponctuellement les dispositions de la présente convention, les parties se rencontreront, en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession, dans les circonstances suivantes :

- a) de manière systématique, tous les cinq ans ;
- b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;
- c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ;
- d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles aux termes I et C ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;
- e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;
- f) en cas de réexamen au plan national par la FNCCR et Enedis du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;
- g) en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat impactant durablement et significativement l'une ou l'autre des parties.

En outre les parties se rencontreront en vue d'adapter par avenant leur situation contractuelle en cas de variation de plus de 20 % à compter de la date de signature du présent contrat :

- o du volume des ventes aux tarifs réglementés effectuées auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- o des quantités d'énergie livrée auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- o du prix moyen de vente aux tarifs réglementés du kWh sur le territoire de la concession ;
- o du niveau moyen du tarif d'utilisation du réseau public de distribution sur le territoire de la concession.

## ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION

A la date de signature de la présente convention, le territoire de la concession comprend la ou les communes dont la liste figure en annexe.

#### **ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT**

La présente convention est dispensée des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

A \_\_\_\_\_, le

**Pour l'autorité concédante,**

Le Président du SIEML

Jean-Luc DAVY

**Pour le concessionnaire,**

Le Directeur Régional  
Enedis Pays de Loire

Gilles ROLLET

Le Directeur du Développement  
Territorial EDF

Daniel PINA

## **ANNEXE : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION**

*Dans la liste des communes, est mentionné, quand il y a lieu, l'EPCI, détenteur de la compétence, qui est substitué à la commune*

ALLONNES  
ANGERS – Angers Loire Métropole  
ANGRIE  
ANTOIGNE  
ARMAILLE  
ARTANNES-SUR-THOUET  
AUBIGNE-SUR-LAYON  
AVRILLE – Angers Loire Métropole  
BARACE  
BAUGÉ-EN-ANJOU  
BEAUCOUZE – Angers Loire Métropole  
BEAUFORT-EN-ANJOU  
BEAULIEU-SUR-LAYON  
BEAUPRÉAU-EN-MAUGES  
BECON-LES-GRANITS  
BEGROLLES-EN-MAUGES  
BEHUARD – Angers Loire Métropole  
BELLEVIGNE-EN-LAYON  
BELLEVIGNE-LES-CHATEAUX  
BLAISON-SAINT-SULPICE  
BLOU  
BOUCHEMAINE – Angers Loire Métropole  
BOUILLE-MENARD  
BOURG-L'EVEQUE  
BRAIN-SUR-ALLONNES  
BRIOLLAY – Angers Loire Métropole  
BRISSAC LOIRE AUBANCE  
BROSSAY  
CANDE  
CANTENAY-EPINARD – Angers Loire Métropole  
CARBAY  
CERNUSSON  
CHALLAIN-LA-POThERIE  
CHALONNES-SUR-LOIRE  
CHAMBELLAY  
CHAMPTOCE-SUR-LOIRE  
CHANTELOUP-LES-BOIS  
CHAUDEFONDS-SUR-LAYON  
CHAZE-SUR-ARGOS  
CHEFFES  
CHEMILLÉ-EN-ANJOU  
CHÉNILLÉ-CHAMPTEUSSÉ  
CHOLET  
CIZAY-LA-MADELEINE  
CLERE-SUR-LAYON  
CORNILLE-LES-CAVES  
CORON  
CORZE  
COURCHAMPS  
COURLEON  
DENEÉ  
DENEZE-SOUS-DOUE  
DISTRE  
DOUÉ-EN-ANJOU  
DURTAL  
ECOUFLANT – Angers Loire Métropole  
ECUILLE – Angers Loire Métropole  
ERDRE-EN-ANJOU

ETRICHE  
FENEU – Angers Loire Métropole  
FONTEVRAUD-L'ABBAYE  
GENNES-VAL-DE-LOIRE  
GREZ-NEUVILLE  
HUILLE-LEZIGNE  
INGRANDES-LE-FRESNE-SUR-LOIRE  
JARZÉ-VILLAGES  
JUVARDEIL  
LA BREILLE-LES-PINS  
LA CHAPELLE-SAINT-LAUD  
LA JAILLE-YVON  
LA LANDE-CHASLES  
LA MENITRE  
LA PELLERINE  
LA PLAINE  
LA POSSONNIERE  
LA ROMAGNE  
LA SEGUINIÈRE  
LA TESSOUALLE  
LE COUDRAY-MACOUARD  
LE LION-D'ANGERS  
LE MAY-SUR-EVRE  
LE PLESSIS-GRAMMOIRE – Angers Loire Métropole  
LE PUY-NOTRE-DAME  
LES BOIS-D'ANJOU  
LES CERQUEUX  
LES GARENNES SUR LOIRE  
LES HAUTS D'ANJOU  
LES PONTS-DE-CE – Angers Loire Métropole  
LES RAIRIES  
LES ULMES  
LOIRE  
LOIRE-AUTHION – Angers Loire Métropole  
LONGUE-JUMELLES  
LONGUENÉE-EN-ANJOU – Angers Loire Métropole  
LOURESSE-ROCHEMENIER  
LYS-HAUT-LAYON  
MARCE  
MAUGES-SUR-LOIRE  
MAULEVRIER  
MAZÉ-MILON  
MAZIERES-EN-MAUGES  
MIRE  
MONTIGNE-LES-RAIRIES  
MONTILLIERS  
MONTREUIL-BELLAY  
MONTREUIL-JUIGNE – Angers Loire Métropole  
MONTREUIL-SUR-LOIR  
MONTREUIL-SUR-MAINE  
MONTREVAULT-SUR-EVRE  
MONTSOREAU  
MORANNES SUR SARTHE-DAUMERAY  
MOULIHERNE  
MOZE-SUR-LOUET  
MURS-ERIGNE – Angers Loire Métropole  
NEUILLE  
NOYANT-VILLAGES  
NUAILLE  
OMBRÉE D'ANJOU  
ORÉE-D'ANJOU  
PARNAY  
PASSAVANT-SUR-LAYON

RIVES-DU-LOIR-EN-ANJOU – Angers Loire Métropole  
ROCHEFORT-SUR-LOIRE  
ROU-MARSON  
SAINT-AUGUSTIN-DES-BOIS  
SAINT-BARTHELEMY-D'ANJOU – Angers Loire Métropole  
SAINT-CHRISTOPHE-DU-BOIS  
SAINT-CLEMENT-DE-LA-PLACE – Angers Loire Métropole  
SAINT-CLEMENT-DES-LEVEES  
SAINTE-GEMMES-SUR-LOIRE – Angers Loire Métropole  
SAINT-GEORGES-SUR-LOIRE  
SAINT-GERMAIN-DES-PRES  
SAINT-JEAN-DE-LA-CROIX  
SAINT-JUST-SUR-DIVE  
SAINT-LAMBERT-LA-POThERIE – Angers Loire Métropole  
SAINT-LEGER-DE-LINIERES – Angers Loire Métropole  
SAINT-LEGER-SOUS-CHOLET  
SAINT-MACAIRE-DU-BOIS  
SAINT-MARTIN-DU-FOUILLoux – Angers Loire Métropole  
SAINT-MELAINE-SUR-AUBANCE  
SAINT-PAUL-DU-BOIS  
SAINT-PHILBERT-DU-PEUPLE  
SAINT-SIGISMOND  
SARRIGNE – Angers Loire Métropole  
SAUMUR  
SAVENNIERES – Angers Loire Métropole  
SCEAUX-D'ANJOU  
SEGRÉ-EN-ANJOU BLEU  
SEICHES-SUR-LE-LOIR  
SERMAISE  
SÈVREMOINE  
SOMLOIRE  
SOULAINES-SUR-AUBANCE – Angers Loire Métropole  
SOULAIRE-ET-BOURG – Angers Loire Métropole  
SOUZAY-CHAMPIGNY  
TERRANJOU  
THORIGNE-D'ANJOU  
TIERCE  
TOUTLEMONDE  
TRELAZE – Angers Loire Métropole  
TREMENTINES  
TUFFALUN  
TURQUANT  
VAL D'ERDRE-AUXENCE  
VAL-DU-LAYON  
VARENNES-SUR-LOIRE  
VARRAINS  
VAUDELNAY  
VERNANTES  
VERNOIL  
VERRIE  
VERRIÈRES-EN-ANJOU – Angers Loire Métropole  
VEZINS  
VILLEBERNIER  
VIVY  
YZERNAY

**Cahier des charges de concession pour le service public  
du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution  
d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs  
réglementés de vente**

Le présent document comporte, en italique et en retrait, les commentaires  
qu'appellent certaines des dispositions prévues.  
Les textes cités en référence dans les commentaires sont ceux en vigueur à la date de signature du présent cahier  
des charges. Les commentaires ne comptent pas comme alinéas.

## SOMMAIRE

<b>CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES</b> .....	<b>4</b>
Article 1 — Service concédé .....	4
Article 2 — Ouvrages concédés .....	5
Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession .....	6
Article 4 — Redevances.....	7
Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre.....	7
<b>CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION</b> .....	<b>8</b>
Article 6 — Raccordements au réseau concédé .....	8
Article 7 — Renforcements du réseau concédé .....	10
Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement .....	11
Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages .....	12
Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité .....	13
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire .....	14
Article 12 — Utilisation des voies publiques .....	18
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession .....	19
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux .....	19
<b>CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX</b> .....	<b>22</b>
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique .....	22
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables .....	22
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux .....	24
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain.....	24
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques .....	25
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants .....	25
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité .....	26
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique .....	27
Article 23 — Territoires à énergie positive .....	29
Article 24 — Service de flexibilité local .....	29
Article 25 — Réseaux électriques intelligents.....	30
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale .....	30
<b>CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS</b> .....	<b>31</b>
Article 27 — Principes généraux.....	31
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.....	32
Article 29 — Branchements .....	35
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.....	36
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation.....	36
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés .....	37

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle .....	38
Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle .....	40
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée.....	40
Article 36 — Continuité de service.....	42
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée.....	43
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau .....	44
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité .....	45
Article 40 — Traitement des réclamations.....	47
<b>CHAPITRE V TARIFICATION.....</b>	<b>49</b>
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente .....	49
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes .....	50
<b>CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION .....</b>	<b>51</b>
Article 43 — Inventaire des ouvrages .....	51
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité .....	52
Article 45 — Cartographie du réseau .....	54
Article 46 — Pénalités.....	54
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations.....	55
<b>CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION.....</b>	<b>56</b>
Article 48 — Durée de la concession.....	56
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession.....	56
<b>CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES .....</b>	<b>58</b>
Article 50 — Conciliation et contestations .....	58
Article 51 — Impôts, taxes et contributions .....	58
Article 52 — Modalités d'application de la TVA.....	59
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution.....	60
Article 54 — Élection de domicile .....	60
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges.....	60

# CHAPITRE I

## DISPOSITIONS GENERALES

### **Article 1 — Service concédé**

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par le Syndicat Intercommunal d'Énergies de Maine et Loire (SIEML), autorité concédante pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique et de la fourniture de cette énergie aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

La concession a pour périmètre les limites territoriales mentionné(e)s en annexe à la convention de concession.

La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, dans le respect de l'environnement, et le cas échéant l'interconnexion avec les pays voisins, pour garantir la continuité du réseau, le raccordement ainsi que l'accès dans des conditions non discriminatoires aux réseaux publics de distribution.

*Le concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire de réseau de distribution, exerce dans sa zone de desserte exclusive la mission ci-dessus pour laquelle il a été désigné par le législateur aux articles L. 111-52 et L. 121-4 du code de l'énergie. Il accomplit cette mission, telle que définie aux articles L. 322-8 et suivants du code précité, dans le respect des principes posés par son article L. 121-1. Il est notamment chargé de :*

- 1° Définir et mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;*
- 2° Assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;*
- 3° Conclure et gérer les contrats de concession ;*
- 4° Assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès à ces réseaux ;*
- 5° Fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;*
- 6° Exploiter ces réseaux et en assurer l'entretien et la maintenance ;*
- 7° Exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;*
- 8° Mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;*
- 9° Contribuer au suivi des périmètres d'effacement mentionné à l'article L. 321-15-1. A cette fin, le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité lui transmettent toute information nécessaire à l'application du présent 9°. Ces informations sont considérées comme des informations commercialement sensibles, au sens de l'article L. 111-73, et sont traitées comme telles.*

La mission de fourniture d'énergie électrique consiste à assurer aux clients raccordés au réseau de distribution d'énergie électrique qui en font la demande le bénéfice des tarifs réglementés de vente d'électricité, dans les conditions prévues par l'article L. 337-7 du code de l'énergie.

*La mission de fourniture, objet du présent contrat, correspond à celle qui est définie à l'article L. 121-5 du code de l'énergie et s'exerce dans le respect des principes posés par l'article L. 121-1 du même code.*

Les missions susvisées comprennent également des actions qui concourent à la transition énergétique dans les conditions définies au chapitre III du présent cahier des charges.

Au sens du présent cahier des charges, le terme « concessionnaire » désigne respectivement :

- Enedis, concessionnaire pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution, autrement désigné ci-après « le gestionnaire du réseau de distribution » ;
- EDF S.A., concessionnaire pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, autrement désigné ci-après « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ».

Au titre du contrat de concession, l'autorité concédante garantit au gestionnaire du réseau de distribution le droit exclusif de développer et d'exploiter le réseau de distribution d'énergie électrique sur le territoire de la concession et à cette fin d'établir les ouvrages nécessaires.

*☞ Cette garantie est sans préjudice des droits de l'autorité concédante tels que définis aux articles L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et L. 111-61 du code de l'énergie.*

L'autorité concédante garantit également au fournisseur aux tarifs réglementés de vente le droit exclusif de fournir l'énergie électrique aux clients bénéficiant de ces tarifs.

Enedis et EDF S.A., pour leurs missions respectives, sont responsables du fonctionnement du service et le gèrent conformément au présent cahier des charges. Elles l'exploitent à leurs risques et périls. La responsabilité résultant de l'existence des ouvrages concédés et de leur exploitation incombe ainsi au gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ La responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vise tout à la fois celle qui relève de la compétence des juridictions judiciaires et celle qui relève de la compétence des juridictions administratives.*

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente perçoivent auprès des clients un prix destiné à les rémunérer au titre des obligations mises à leur charge.

*☞ Le gestionnaire du réseau de distribution tient sa rémunération d'un tarif dont s'acquitte le client de telle sorte que, comme énoncé par l'article L. 341-2 du code de l'énergie, cette rémunération couvre l'ensemble des coûts effectivement supportés par le gestionnaire du réseau de distribution dans la mesure où ces derniers correspondent à une gestion efficace du réseau de distribution.*

*☞ Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente tient sa rémunération des tarifs réglementés de vente qui sont pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces tarifs tiennent compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale, conformément aux dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie.*

L'exécution par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente du service concédé dans les conditions fixées par le présent cahier des charges ne les prive pas de la possibilité de réaliser toute activité autorisée par leurs statuts dans le respect de la législation, de la réglementation en vigueur et des prérogatives de l'autorité concédante au titre du présent contrat.

## **Article 2 — Ouvrages concédés**

Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50.000 volts, qui seront établies par le gestionnaire du réseau de distribution avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Ils comprennent également les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par RTE en tant que gestionnaire du réseau public de transport.

*☞ Les ouvrages publics de distribution sont définis par le IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dans sa rédaction issue de l'article 35 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la limite avec le réseau public de transport étant notamment déterminée par les articles R. 321-1 à D. 321-9 du code de l'énergie.*

Les ouvrages concédés comprennent aussi les branchements visés à l'article 29 du présent cahier des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-4 du code de l'énergie, la partie des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires, intégrés au réseau public de distribution, constituent des ouvrages de ce réseau tels que définis par le présent cahier des charges et sont la propriété du gestionnaire du réseau de distribution. Celui-ci met à la disposition de la concession, jusqu'au terme du présent contrat, tout ou partie de ceux de ces ouvrages, existants ou à créer, qui contribuent à son alimentation, sous réserve des besoins des autres concessions et des utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Les autres ouvrages du réseau public de distribution sont la propriété de l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le périmètre de la concession ne fait pas obstacle à ce qu'interviennent des accords locaux, entre les collectivités concédantes et les concessionnaires concernés, relatifs aux cas de desserte aux frontières de la concession qui justifieraient économiquement l'établissement d'ouvrages franchissant les limites de la concession.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions précisées en annexe 1.

*☞ Conformément à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, l'autorité concédante peut aménager, exploiter ou faire exploiter par le concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à 1 mégawatt lorsque celle-ci est « de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de l'autorité concédante ».*

Les circuits aériens d'éclairage public, non électriquement ou non physiquement séparés des conducteurs du réseau de distribution, situés sur les supports de ce réseau et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution ; leur renouvellement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

*☞ Lorsque les conducteurs d'éclairage public établis sur les supports du réseau concédé sont distincts (y compris le neutre) des conducteurs du réseau de distribution, ces circuits d'éclairage public ne font pas partie des ouvrages concédés tels que définis à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.*

Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés.

### **Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession**

Le gestionnaire du réseau de distribution a seul le droit de faire usage des ouvrages de la concession, pour l'exercice de ses missions visées à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges, sans préjudice des droits de l'autorité concédante et des exceptions mentionnées au présent article.

Il peut utiliser ces ouvrages pour raccorder les points de livraison des consommateurs et des producteurs, ainsi que pour acheminer l'énergie électrique en dehors du périmètre de la concession.

Est autorisée l'utilisation du réseau concédé ou l'installation, sur le réseau concédé, d'ouvrages pour d'autres services tels que les communications électroniques à la condition expresse qu'elle ne porte aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé. Cette autorisation fait l'objet de conventions conclues entre chacun des opérateurs des services concernés, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution et fixant notamment le montant des indemnités versées au titre du droit d'usage.

*☞ Ces conventions sont établies de préférence à partir de modèles élaborés au niveau national entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le gestionnaire du réseau de distribution et l'opérateur ou l'organisme susceptible de le représenter au niveau national.*

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante se coordonneront pour la mise en œuvre des dispositions prévues par le code des postes et communications électroniques en matière d'accueil des installations de communications électroniques lors de travaux sur le domaine public.

*☞ Cette coordination s'inscrit dans le cadre des dispositions des articles L. 49 et D. 407-4 à 6 du code des postes et communications électroniques.*

L'utilisation, pour l'éclairage public, des ouvrages du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante.

*☞ Lorsque l'autorité concédante est un groupement de communes, la gratuité de l'utilisation des ouvrages du réseau concédé est étendue à la commune ou à l'organisme de groupement ayant reçu, par délégation des communes intéressées, compétence pour l'éclairage public.*

## **Article 4 — Redevances**

A) En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente versent à l'autorité concédante une redevance, déterminée comme indiqué dans l'annexe 1 au présent cahier des charges et financée par les recettes perçues auprès des clients.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution s'acquitte auprès des collectivités gestionnaires de domaine public des redevances dues en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution d'électricité conformément aux dispositions prévues à cet effet par la législation en vigueur.

*☞ Il s'agit des articles L. 2333-84 et R. 2333-105 et suivants du code général des collectivités territoriales, fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public notamment par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité.*

*Lorsqu'une partie du domaine public communal est mise à la disposition d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte, dans les conditions fixées à l'article L. 1321-2 du code général des collectivités territoriales, la redevance due pour l'occupation du domaine public est fixée dans les conditions définies par l'article R. 2333-106 dudit code et versée à chaque gestionnaire de domaine public concerné dès lors que ses droits à percevoir tout ou partie de ladite redevance sont fondés.*

C) Les dispositions du présent article ne font pas obstacle à la participation du gestionnaire du réseau de distribution au financement de travaux contribuant à la politique d'intégration des ouvrages dans l'environnement définie à l'article 8 « Intégration des ouvrages dans l'environnement », ni au financement de travaux selon les conditions définies aux alinéas 2 et 3 de l'article 10 du présent cahier des charges ni, le cas échéant, au versement à l'autorité concédante de la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière conformément aux dispositions de l'annexe 2bis au présent cahier des charges.

## **Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre**

Toute prestation de services, travaux ou fournitures ne faisant pas directement l'objet de la présente concession, consentie par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à l'autorité concédante ou par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution ou au fournisseur aux tarifs réglementés de vente, à la demande ou avec l'accord de l'autre partie, donne lieu à une convention particulière entre les deux parties.

*☞ Lorsque la prestation fournie à l'autorité concédante par le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, n'est pas rattachable à la mission qu'il assure au titre de ses droits exclusifs, la convention à intervenir doit être conclue dans le respect des dispositions applicables à la commande publique.*

## CHAPITRE II

### INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION

#### **Article 6 — Raccordements au réseau concédé**

Sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concédant, le gestionnaire du réseau de distribution assure à tout demandeur l'accès au réseau concédé dans des conditions non discriminatoires, objectives et transparentes.

☞ Conformément à l'article L. 322-8 du code de l'énergie.

☞ L'article D. 342-15 du code de l'énergie et l'arrêté du 6 octobre 2006 fixent les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

L'accès au réseau concédé peut être proposé à des demandeurs qui devraient être normalement raccordés au réseau public de transport, à la condition toutefois que ces raccordements ne portent aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé et répondent à l'ensemble des conditions imposées par le présent cahier des charges.

Le raccordement au réseau public comprend la création d'ouvrages de branchement en basse tension, d'ouvrages d'extension et le cas échéant le renforcement des réseaux existants. Au sens du présent article, le renforcement des réseaux existants correspond aux travaux rendus nécessaires par le nouveau raccordement, à l'exclusion de la résorption de contraintes électriques existantes qui est soumise aux stipulations de l'article 7 du présent cahier des charges.

Lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable et s'inscrit dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionné à l'article L. 321-7 du code de l'énergie, le raccordement comprend les ouvrages propres à l'installation ainsi qu'une quote-part des ouvrages créés en application de ce schéma.

☞ Le raccordement est défini à l'article L. 342-1 du code de l'énergie.

La consistance des ouvrages de branchement et d'extension est définie par voie réglementaire.

☞ La consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité est précisée par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie :

« Le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Lorsque le raccordement dessert plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction, le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie des disjoncteurs ou, à défaut, des appareils de coupure équipant les points de raccordement de ces utilisateurs au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage. » (art. D. 342-1 du code de l'énergie)

« L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :

- canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;
- canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison

*existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;*

- *jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;*
- *transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.*

*Toutefois, les ouvrages de branchement mentionnés à l'article D. 342-1 du code de l'énergie ne font pas partie de l'extension.*

*Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence, l'extension est également constituée des ouvrages nouvellement créés ou créés en remplacement des ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement de référence et reliant le site du demandeur au(x) poste(s) de transformation vers le domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement de référence le(s) plus proche(s).*

*Lorsque le raccordement s'effectue au niveau de tension le plus élevé (HTB3), l'extension est également constituée des canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) d'interconnexion le(s) plus proche(s).*

*L'extension inclut les installations de comptage des utilisateurs raccordés dans le domaine de tension HTA. » (art. D. 342-2 du code de l'énergie).*

Le mode d'alimentation – monophasé ou triphasé – est déterminé en fonction de la puissance à desservir au point de livraison donné, de la capacité d'accueil du réseau et dans le respect des dispositions du barème de facturation des raccordements.

Lorsqu'une opération de raccordement donnée incombant au gestionnaire du réseau de distribution nécessite un renforcement dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage, celle-ci communique au gestionnaire du réseau de distribution les dates prévisionnelles de début et de fin des travaux correspondants afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse soumettre au demandeur des délais de réalisation respectant les prescriptions légales et réglementaires ainsi que celles de la Commission de régulation de l'énergie.

*Le taux de respect de la date de mise en service convenue avec certains clients fait l'objet de pénalités financières décidées par la Commission de régulation de l'énergie.*

Pour les travaux de raccordement dont ils assurent la maîtrise d'ouvrage, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont fondés à demander des contributions.

Dans ce cadre, les dispositions suivantes sont applicables :

#### 1° Raccordement des installations sans production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des extensions et des branchements pour le raccordement des installations de consommation sans production d'électricité est répartie entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conformément aux modalités définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

#### 2° Raccordement des installations avec production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des raccordements des installations avec production d'électricité est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble du territoire de la concession.

Pour autant, l'autorité concédante, en zone d'électrification rurale, a la faculté d'exercer, si elle le souhaite, et dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, la maîtrise d'ouvrage des extensions BT pour le raccordement des installations individuelles neuves, accédant pour la première fois au réseau, qui comportent simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 6 kVA et de la consommation, ainsi que les extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.

Dans le cas de ces derniers bâtiments, l'autorité concédante maître d'ouvrage des travaux, se rapproche du gestionnaire du réseau de distribution afin de déterminer si une étude technique est nécessaire. Celle-ci est alors réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution pour définir l'opération de raccordement de référence, telle que mentionnée au A) de l'article 30 du présent contrat.

✎ Pour la mise en œuvre des deux alinéas précédents, la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution préciseront au préalable dans un accord cadre national les modalités pratiques de gestion commune du processus de raccordement : accueil des demandes, prise en compte des obligations réglementaires associées à l'obligation d'achat et à la gestion de la file d'attente, modalités de réalisation des études, responsabilités respectives tout au long du processus de raccordement.

✎ Les seuils de 6 kVA et de 36 kVA mentionnés ci-dessus pourront faire l'objet d'un réexamen conduit au plan national entre la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution en fonction du retour d'expérience technique (par exemple, la répartition des raccordements par niveau de puissance) et juridique.

✎ Les articles du chapitre II du titre IV du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie fixent les conditions de réalisation des travaux de raccordement par le producteur.

✎ L'arrêté du 23 avril 2008 pris pour application des dispositions réglementaires susmentionnées fixe les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

Tout raccordement des installations de production au réseau public de distribution doit normalement s'opérer directement sur ce dernier. Un raccordement indirect d'une installation de production sur une installation de production et/ou de consommation déjà raccordée au réseau public de distribution demeure toutefois possible dès lors que sont respectées l'ensemble des conditions prévues par la loi et par la Documentation Technique de Référence élaborée par le gestionnaire du réseau de distribution et sans que le raccordement indirect ne puisse en aucun cas provoquer pour le réseau des risques techniques supérieurs à ceux rencontrés pour un raccordement direct.

✎ Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans les conditions précisées à l'article 2 du présent cahier des charges, proposer aux nouveaux clients, demandeurs d'un raccordement au réseau concédé, des modes de desserte sans connexion au réseau existant.

## **Article 7 — Renforcements du réseau concédé**

On appelle renforcement du réseau concédé toute modification des ouvrages du réseau nécessitée par l'accroissement général des quantités d'énergie acheminées, par l'amélioration de la qualité de service, par la résorption des contraintes électriques existantes, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette modification peut constituer la phase préalable d'une opération de raccordement définie à l'article 6 ci-dessus. Dans ce cas, chaque partie supporte le coût des renforcements relevant de sa maîtrise d'ouvrage.

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements de toutes les canalisations à haute tension du réseau concédé dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

La maîtrise d'ouvrage des renforcements des postes de transformation et des canalisations à basse tension est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux de renforcement des canalisations à basse tension et que ce renforcement conduit au remplacement ou à la création d'un poste de transformation, les travaux comprennent en tant que de besoin le raccordement de ce poste en basse et en haute tension.

Dans la partie du réseau concédé dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements, dans le cadre des dispositions prévues aux articles 11 et 35 ci-après, l'annexe 2 au présent cahier des charges peut préciser, dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité et les délais dans lesquels certaines valeurs devront être atteintes.

*Les articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de l'article D. 322-2 du code de l'énergie, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en la matière que doivent respecter les gestionnaires de réseaux publics de distribution.*

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent au surplus identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité renforcée, limitées géographiquement.

Pour chacune de ces zones, une convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux, y compris, le cas échéant, la participation financière des parties à cette convention.

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme pluriannuel<sup>1</sup>. Ils ne peuvent donner lieu à l'application du 4° de l'article 11 du présent cahier des charges.

## **Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement**

### **A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant**

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

### **B) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution**

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution se conforme aux dispositions suivantes pour les travaux, autres que ceux visés au A), dont il est maître d'ouvrage et dont il assume le financement, intégralement ou en complément des contributions définies à l'article 30 du présent cahier des charges.

A l'intérieur du périmètre défini en annexe 1 au présent cahier des charges, autour des immeubles classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

*Les immeubles sont classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire des monuments historiques dans les conditions précisées par le code du patrimoine (art. L. 621-1 et suivants). Le classement des monuments naturels et des sites est réalisé conformément aux dispositions du code de l'environnement (art. L. 341-1 et suivants).*

En agglomération et en dehors des zones définies au 2<sup>ème</sup> alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

*Sauf disposition contraire convenue à l'annexe 1, on entend, par agglomération, conformément aux dispositions de l'article R. 110-2 du code de la route : « un espace sur lequel sont groupés des immeubles bâtis rapprochés et dont l'entrée et la sortie sont signalées par des panneaux placés à cet effet le long de la route qui le traverse ou qui le borde ».*

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2<sup>ème</sup> alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce

---

<sup>1</sup> Dans ce cas, l'annexe 2 sera adaptée pour en tenir compte.

pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

En outre, toute nouvelle canalisation dont la construction pourrait entraîner des abattages d'arbres préjudiciables à l'environnement sera réalisée, soit en souterrain, soit en câble aérien isolé, dans la mesure permise par la prise en considération du coût de ces techniques.

Les emplacements, les formes, les matériaux et les couleurs de tout nouveau bâtiment ou enveloppe préfabriquée faisant partie de la concession et dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autorités compétentes, de manière à obtenir une juste adéquation entre leur coût et leur bonne intégration dans l'environnement.

## **Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages**

### **A) Modifications ou déplacements d'ouvrages sur le domaine public occupé**

Le gestionnaire du réseau de distribution opère à ses frais et sans droit à indemnité la modification ou le déplacement d'un ouvrage implanté sur le domaine public lorsque le gestionnaire de ce dernier en fait la demande dans l'intérêt du domaine public occupé.

*☞ Conformément aux dispositions de l'article R. 323-39 du code de l'énergie.*

De même, le gestionnaire du réseau de distribution doit déplacer, à ses frais, ses installations ou ouvrages situés sur le domaine public routier lorsque leur présence fait courir aux usagers un risque dont la réalité a été établie.

*☞ Les cas et conditions dans lesquels le gestionnaire du réseau de distribution déplace les ouvrages sont fixés aux articles L. 113-3 et R. 113-11 du code de la voirie routière.*

Lorsque la demande n'est pas motivée par l'intérêt du domaine public occupé ou l'intérêt de la sécurité routière, le demandeur supporte les frais qui en résultent.

### **B) Modifications ou déplacements d'ouvrages situés sur des propriétés privées rendus nécessaires par l'exécution de travaux privés**

#### **1. Modifications ou déplacements des lignes électriques et de leurs accessoires**

Conformément aux dispositions des articles L. 323-5 et L. 323-6 du code de l'énergie, l'exercice des servitudes qui permettent au gestionnaire du réseau de distribution d'implanter un ouvrage sur un terrain privé n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du gestionnaire du réseau de distribution.

Il en est de même pour les ouvrages desservant un client se situant seul en extrémité de ligne, y compris l'élément terminal de celle-ci si le gestionnaire du réseau de distribution considère que celui-ci est susceptible de constituer le point de départ d'une nouvelle extension.

Le propriétaire peut toutefois renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions de servitude conclues avec le gestionnaire du réseau de distribution ou l'autorité concédante qui l'informent préalablement de l'étendue des droits précités. Ces conventions peuvent prévoir, notamment, l'intangibilité des ouvrages concernés.

#### **2. Modifications ou déplacements de postes de transformation**

Le gestionnaire du réseau de distribution n'est tenu de modifier les postes de transformation établis dans des terrains ou locaux pris en location ou mis à disposition par des tiers, conformément à l'article 13 du présent cahier des charges, que pour les motifs et dans les conditions stipulés par les baux et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés.

Sauf stipulation contraire de ces baux et de ces conventions, le gestionnaire du réseau de distribution perçoit des propriétaires concernés, lorsqu'ils sont les demandeurs de ces travaux, une indemnité égale au montant intégral des frais rendus nécessaires par ces opérations. Les baux ou conventions mentionnés à l'article 13 du présent cahier des charges conclus avec les propriétaires concernés comporteront une stipulation en ce sens.

## C) Modifications ou déplacements d'ouvrages rendus nécessaires par l'exécution de travaux publics

### 1. Cas général

Les déplacements ou modifications d'ouvrages, implantés ou non sur le domaine public, motivés par l'exécution de travaux publics, sont réalisés par le gestionnaire du réseau de distribution après accord avec le demandeur et aux frais de ce dernier.

En tant que de besoin, le préfet peut, par une décision motivée, prescrire ce déplacement ou cette modification, lorsque cette opération est rendue nécessaire par l'exécution de travaux publics, sans qu'il en résulte aucun frais pour le gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Conformément à l'article R. 323-39 du code de l'énergie*

### 2. Ouvrages établis sur des terrains privés et acquis par les collectivités

Les frais de modification des ouvrages concédés, établis sur des terrains privés acquis par une collectivité, lorsque cette modification est nécessitée par l'exécution de travaux publics, sont partagés par moitié entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité, sous réserve des conditions suivantes :

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé - puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal - au moyen des servitudes instituées par les articles L. 323-4 et suivants du code de l'énergie ou d'une convention n'attribuant pas au gestionnaire du réseau de distribution plus de droits que ne lui en confère ledit article, et n'entraînant aucune dépossession.  
La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité concernée, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article L. 323-6 du code de l'énergie.
- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'un bâtiment public par une collectivité membre de l'autorité concédante, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : l'aménagement urbain, la rénovation urbaine, l'aménagement de zones, la construction de voies affectées à la circulation, etc.

Quant aux lotissements publics communaux, ils entrent dans le cadre du partage par moitié des frais lorsque leur importance n'atteint pas celle d'une zone d'aménagement concerté c'est-à-dire, en principe, lorsqu'ils se limitent à une création de moins de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà de 1 hectare. Pour des réalisations plus importantes, un accord particulier sera recherché entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité.

*☞ Les dispositions de ce paragraphe reprennent celles du protocole d'accord intervenu en 1969 entre la FNCCR et Electricité de France.*

## **Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité**

L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, sont réalisés et financés par le gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Les réseaux doivent être construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique en vigueur au moment de cette construction. Il s'agit actuellement de l'arrêté du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.*

*A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.*

*Lorsque des branchages débordent sur le domaine public et sont susceptibles de causer des dommages au réseau concédé, l'exécution des travaux d'élagage pourra être demandée par le gestionnaire du domaine à l'autorité concédante. Celle-ci pourra se tourner vers le gestionnaire du réseau de distribution afin qu'il procède aux opérations nécessaires. En pareil cas, les frais correspondants seront supportés par le ou les propriétaires concernés.*

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage conformément à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Ceux de ces travaux qui sont engagés avec l'accord exprès du gestionnaire du réseau de distribution et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension, tel que prévu au premier alinéa du présent article, peuvent donner lieu au versement de contributions par ledit gestionnaire lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies :

- les travaux considérés se situent dans les zones géographiques en écart mentionnées à l'article 2 de l'annexe 2 au présent cahier des charges,
- les ouvrages à remplacer présentent une fiabilité en écart important par rapport à celle d'ouvrages récents ou doivent être reconstruits par suite d'un aléa climatique,
- leur réalisation ne bénéficie d'aucune autre aide, contribution ou participation versée à cet effet par ce gestionnaire ou par un tiers.

En cas d'accord, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 20 % du coût hors TVA au financement des travaux ainsi réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante<sup>2</sup>. Le montant et les modalités de versement de ces contributions sont convenus dans les programmes pluriannuels d'investissement établis en application de l'article 11 ci-après.

*⚡ Les contributions ci-dessus correspondent à celles mentionnées au 1° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.*

## **Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire**

### A) Schéma directeur et programmes d'investissements

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :

- un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;
- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

La mise en œuvre des dispositions du présent article tient notamment compte des orientations nationales et régionales définies par les pouvoirs publics en matière d'investissement, de qualité d'alimentation et du service, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'aménagement du territoire, en particulier de celles fixées par les schémas de planification réglementaires

---

<sup>2</sup> La part du coût hors TVA de ces travaux non couverte par la contribution du gestionnaire du réseau de distribution est prise en compte dans le terme B de la part R2 de la redevance de concession conformément à l'annexe 1 au présent cahier des charges.

applicables sur le territoire de la concession, ainsi que des ressources financières résultant des décisions tarifaires.

*☞ Les orientations nationales visées sont notamment celles issues de la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue à l'article L. 141-1 du code de l'énergie. Elles peuvent également résulter des objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.*

*☞ A la date de signature du présent contrat, les schémas de planification mentionnés ci-dessus sont notamment les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr), les plans climat-air-énergie intéressant le territoire de la concession.*

## 1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet de l'annexe 2 au présent cahier des charges, porte sur les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le présent cahier des charges. Il couvre la durée de la concession fixée à l'article 48 du présent cahier des charges.

Etabli à partir de données historiques et d'un diagnostic technique du réseau partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante selon les modalités prévues à l'annexe 2 au présent cahier des charges, le schéma directeur décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment : pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau. Il ne préjuge pas des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le schéma directeur définit des valeurs repères en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements.

Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes desservies par le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur propose une vision technique à moyen ou long terme, de ce fait non valorisée en unité monétaire, des évolutions envisagées sur le réseau.

Il est mis à jour de façon concertée entre les parties en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession. Il peut également être mis à jour, en tant que de besoin, pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements.

## 2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes, détaillés par finalités des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de quatre ou cinq ans<sup>3</sup>, dits programmes pluriannuels, jusqu'au terme normal de la concession et dans les conditions précisées en annexe 2 au présent cahier des charges. Les parties conviennent d'établir le premier programme pluriannuel sur une durée de 4 ans.

*☞ Les programmes d'investissements distingueront en particulier les finalités suivantes :*

- *les investissements pour l'amélioration du réseau et de sa gestion :*
  - *la performance du réseau, notamment en matière de qualité d'alimentation, dont : les besoins en renouvellement et renforcement au sens du présent cahier des charges, la modernisation des ouvrages, des moyens de comptage et de relève, l'insensibilisation aux aléas climatiques, les actes de maintenance importants;*
  - *les exigences environnementales ;*
  - *les obligations réglementaires, en particulier celles liées à la sécurité des tiers, et les modifications d'ouvrages à la demande de tiers.*
- *les opérations de raccordement des consommateurs et des producteurs ou encore d'aménagement du réseau en accompagnement de projets des collectivités.*

---

<sup>3</sup> Quatre ou cinq ans selon la durée de la concession.

*Les opérations d'investissements dans les postes sources concourant à l'alimentation de la concession seront identifiées dans les programmes distinctement.*

Les programmes pluriannuels sont notamment établis à partir d'un diagnostic technique du réseau, partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante et font l'objet d'une convention spécifique. Leur établissement tient compte en particulier des orientations et des valeurs repères en matière de niveaux de qualité définies dans le schéma directeur.

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...) ou pour des opérations de développement ou d'aménagement décidées à la date d'établissement du programme, en ouvrages à mettre en service. Dans les cas prévus aux alinéas 6 et suivants de l'article 7 du présent cahier des charges, le programme pluriannuel peut identifier des zones géographiques du territoire de la concession dont l'alimentation devra être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux particularités de ces zones<sup>4</sup>.

Ces investissements feront l'objet d'une évaluation financière tenant compte du montant des éventuelles contributions du gestionnaire du réseau de distribution convenues dans ce programme en application de l'article 10 du présent cahier des charges.

Une part du montant des investissements de chaque maître d'ouvrage dans le cadre de chaque programme sera dédiée à la sécurisation du réseau et à l'amélioration de la qualité. Cette part sera définie dans l'annexe 2 au présent cahier des charges.

Le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissement sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

### 3° Programmes pluriannuels (mise en œuvre annuelle, bilan et évaluation)

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels sont inclus dans les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

*⚡ L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose que « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue au 1° du II de l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. »*

Le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des opérations réalisées sur le territoire de la concession en précisant leur localisation, leur descriptif succinct, le montant des travaux selon les modalités convenues à l'annexe 2.

L'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution une copie de l'état prévisionnel de ses projets de travaux transmis au CAS FACE, conformément au décret du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et par des indicateurs d'évaluation, définis en concertation lors de l'établissement du programme. Un point d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, au minimum à l'occasion de la préparation des conférences précitées.

Chacun de ces programmes pluriannuels établi par voie de convention est actualisé en tant que de besoin, à l'initiative de l'autorité concédante ou du gestionnaire du réseau de distribution, après concertation entre les parties, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière

---

<sup>4</sup> Avec, dans ces zones localisées de la concession, la possibilité d'introduire des engagements sur un niveau de qualité à atteindre à l'issue du programme pluriannuel (sous la forme d'indicateurs ciblés d'amélioration de la qualité à l'échelle de ces zones).

d'investissements et de ressources financières de chacun, telle que de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages, ou de variations significatives en matière de travaux de raccordement, notamment liés à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et en particulier pour le gestionnaire du réseau de distribution en cas d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

A l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés, en particulier au regard des engagements visés aux troisième et cinquième alinéas du 2° du présent article. Sur la base de ce bilan notamment, les parties conviennent du programme pluriannuel d'investissements suivant.

Une coordination avec les gestionnaires des domaines publics et privés est recherchée par les parties afin de faciliter la réalisation des travaux afférents à chaque programme pluriannuel.

Les programmes pluriannuels ne définissent pas les modalités de financement des opérations qui y sont inscrites.

#### 4° Dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel

A l'exclusion des travaux inclus dans les programmes d'amélioration de la continuité globale d'alimentation électrique proposés par le gestionnaire du réseau de distribution en application de l'article D. 322-5 du code de l'énergie, qui relèvent des dispositions des articles R. 322-11 à R. 322-15 du code de l'énergie, s'il est constaté contradictoirement à l'issue de chaque programme pluriannuel que certains investissements relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution figurant au dit programme, n'ont pas été réalisés, sans que cela ne puisse être imputé, ni à la force majeure, ni au fait d'un tiers ou de l'autorité concédante, celle-ci, après avoir entendu les observations du gestionnaire du réseau de distribution, peut enjoindre à ce dernier de déposer auprès du comptable public de l'autorité concédante une somme équivalente à 7 % de l'évaluation financière des investissements restant à réaliser sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

Si à l'issue d'un délai de deux ans, le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé ces derniers, cette somme lui est restituée par mandat de paiement émis dans un délai maximum de trente jours après constat contradictoire de l'atteinte des objectifs du programme concerné relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

A défaut, après mise en demeure par l'autorité concédante, cette dernière conserve tout ou partie – en fonction des travaux qui auront été réalisés – des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution. Les montants ainsi perçus pourront être affectés par l'autorité concédante, lorsqu'elle est maître d'ouvrage, à des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité. Le programme pluriannuel suivant comprend alors ces investissements non réalisés, dès lors que leur pertinence demeure établie.

Si les parties ne parviennent pas à se mettre d'accord lors des constats contradictoires prévus ci-dessus, elles conviennent d'avoir recours sous dix jours à un expert désigné par elles d'un commun accord. Si un consensus est impossible, un expert est alors désigné par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent à la demande de la partie la plus diligente.

Dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le concessionnaire en application du 3<sup>ème</sup> alinéa du présent paragraphe, au titre de deux programmes pluriannuels consécutifs, les parties conviennent de réexaminer le pourcentage indiqué au 1<sup>er</sup> alinéa du présent paragraphe.

### B) Obligations financières du concessionnaire, et passifs relatifs aux ouvrages concédés

#### 1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

A partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages concédés mis à part :

- l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe conformément à l'article 10 du présent cahier des charges ;
- l'obligation explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession.

## 2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

Les passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du présent contrat, constitués au titre du contrat précédent, qui représentent les droits de l'autorité concédante sur ces ouvrages, sont maintenus à cette date. Ceux-ci consistent en :

- des droits de l'autorité concédante sur les biens existants, qui correspondent au droit de celle-ci de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés. Ces droits sont constitués de la contre-valeur en nature des ouvrages, laquelle est égale à la valeur nette comptable des biens mis en concession, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ; et
- des droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler et recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financée par l'autorité concédante,
  - la provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat.

*Les droits précités incluent ceux résultant des contrats de concession conclus par les communes et établissements publics de coopération intercommunale auxquels l'autorité concédante se trouve substituée en application du code général des collectivités territoriales.*

Lors des opérations de renouvellement des ouvrages concédés, les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler sont affectés en droits sur les ouvrages remplaçants, à due concurrence des montants nécessaires.

*Ce traitement est retenu en considération des règles comptables et fiscales et de leurs interprétations par les autorités ou organismes compétents, en vigueur à la date de signature du présent contrat, telles qu'elles sont mises en œuvre dans la comptabilité du concessionnaire.*

## **Article 12 — Utilisation des voies publiques**

Sous réserve du paiement des redevances prévues pour l'occupation du domaine public, le gestionnaire du réseau de distribution, en dehors de l'autorité concédante, a seul le droit d'étendre, de renforcer, de renouveler, d'entretenir ou de réparer, dans les limites territoriales de la concession, soit au-dessus, soit au-dessous des voies publiques et de leurs dépendances, tous ouvrages nécessaires à la distribution publique de l'énergie électrique.

Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut cependant pas s'opposer à l'établissement d'ouvrages pour le réseau public de transport, pour les distributions voisines, pour les lignes directes pour les usages et dans les conditions définies à l'article L. 343-1 du code de l'énergie, ni pour les ouvrages assimilables aux réseaux publics d'électricité tels que définis aux articles R. 323-40 et R. 323-41 du code de l'énergie.

*Aux termes de l'article L. 113-3 du code de la voirie routière, sous réserve des prescriptions à observer dans les emprises des autoroutes « les services publics de transport ou de distribution d'électricité peuvent occuper le domaine public routier en y installant des ouvrages dans la mesure où cette occupation n'est pas incompatible avec son affectation à la circulation terrestre ».*

*Dans le cas de l'utilisation de voies privées, il y a lieu de se référer aux dispositions de l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 selon lesquelles : « le propriétaire d'une rue privée ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du riverain ».*

Lorsque le gestionnaire du réseau de distribution exécute à son initiative des travaux sur le réseau concédé, entraînant des déplacements ou des modifications d'ouvrages (y compris ceux d'éclairage public) n'appartenant pas à la concession, il prend en charge toutes les dépenses afférentes aux déplacements et aux modifications de ces ouvrages. Le gestionnaire du réseau de distribution peut toutefois demander à leur propriétaire le financement de la partie de ces dépenses qui correspondrait à une amélioration des ouvrages déplacés ou modifiés, sous réserve qu'il y ait eu accord préalable avec lui.

Lorsqu'à l'initiative de la collectivité intéressée, le gestionnaire du réseau de distribution exécute des travaux sur les ouvrages concédés visés au 8<sup>ème</sup> alinéa de l'article 2 du présent cahier des charges, cette collectivité en supporte la charge financière.

## **Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession**

Pour les ouvrages dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution peut, à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition par la voie de conventions constitutives de droits réels notamment comme il est prévu à l'article 30 du présent cahier des charges.

*☞ Conformément à l'article R. 332-16 du code de l'urbanisme, « les constructeurs et lotisseurs sont tenus de supporter sans indemnité l'installation, sur le terrain de l'opération projetée, des postes de transformation de courant électrique (...) nécessaires pour l'opération. S'ils le préfèrent, les constructeurs et lotisseurs peuvent offrir pour les besoins de ladite installation un local adéquat leur appartenant, moyennant paiement d'une indemnité globale et une fois versée par l'organisme tenu d'assurer la distribution publique d'électricité (...). Le montant forfaitaire au mètre carré de cette indemnité est fixé par arrêté du ministre chargé de l'urbanisme et du ministre du développement industriel et scientifique ».*

Dès lors qu'ils servent d'assiette à un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité, les terrains et locaux ainsi acquis par le gestionnaire du réseau de distribution constituent des biens de retour, sans préjudice des dispositions législatives et réglementaires applicables aux postes sources.

*☞ Article L. 322-4 du code de l'énergie : « La société gestionnaire du réseau public de distribution issue de la séparation juridique imposée à Électricité de France par l'article L. 111-57 est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant en haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. ».*

Les baux et contrats correspondants contiennent une clause réservant les droits de l'autorité concédante à l'expiration normale ou anticipée de la concession et lui seront communiqués par le gestionnaire du réseau de distribution sur sa demande.

Lorsqu'un terrain ainsi acquis supporte un ouvrage qui ne présente définitivement plus d'utilité pour l'exploitation du réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution informe sans délai l'autorité concédante de la faculté de se voir remettre ledit terrain en contrepartie du versement d'une indemnité égale à sa valeur comptable<sup>5</sup>. Si l'autorité concédante n'entend pas exercer cette faculté, elle procède sans délai au déclassement du terrain et en informe le gestionnaire du réseau de distribution qui est alors autorisé à procéder à sa cession à des tiers après accomplissement des formalités nécessaires.

*☞ Les articles L. 541-1-1 et L. 541-2 du code de l'environnement s'appliquent le cas échéant.*

L'autorité concédante facilite, dans la mesure du possible, l'acquisition, la prise en location ou la mise à disposition de ces terrains auprès des collectivités concernées sans que le gestionnaire du réseau de distribution ne puisse mettre en cause la responsabilité de celle-ci.

## **Article 14 — Conditions d'exécution des travaux**

Les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sont construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et aux indications de la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution, en vigueur au moment de leur construction.

*☞ Il s'agit actuellement de l'arrêté technique du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.*

*A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.*

*Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie, entre autres, les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre*

---

<sup>5</sup> Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

*le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau. Elle est disponible à l'adresse suivante : <http://www.enedis.fr>.*

Les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante sont réalisés conformément aux guides en vigueur de conception du réseau de distribution élaborés en concertation entre le gestionnaire du réseau de distribution et les associations nationales représentatives des autorités concédantes. Ces guides sont mis à jour de manière régulière.

Les matériels utilisés doivent avoir été reconnus aptes à l'exploitation par le gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Conformément à la norme NF C 11-201 applicable aux réseaux de distribution publique d'énergie électrique (§1.3 Choix des matériels), « le distributeur peut établir des listes de matériels qu'il reconnaît aptes à l'exploitation ». Le Catalogue des Matériels Aptes à l'Exploitation établi par le concessionnaire est disponible à l'adresse suivante : [camae.enedis.fr](http://camae.enedis.fr).*

*En outre, les matériels mis en œuvre ne doivent comporter aucune mention ou logotype se rapportant à des activités de fourniture d'électricité.*

Pour l'exécution des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de se conformer aux dispositions du code de la voirie routière et des règlements de voirie locaux.

*☞ Notamment aux articles L. 113-5, L. 115-1, L. 141-12, R. 131-11 et R. 141-13 à R. 141-21 du code de la voirie routière.*

*☞ Voir également le commentaire de l'article 52 « Modalités d'application de la TVA » du présent cahier des charges.*

Les travaux du gestionnaire du réseau de distribution peuvent être suspendus momentanément sur injonction du maire, toutes les fois que la sécurité publique l'exige.

*☞ Cette injonction doit être transmise par écrit au gestionnaire du réseau de distribution, sauf en cas d'urgence avérée. Dans cette dernière hypothèse, une confirmation écrite est adressée au gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 24 heures.*

Les travaux sur les ouvrages du réseau de distribution doivent également satisfaire aux dispositions suivantes :

1° Echanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution préalablement aux travaux

Le gestionnaire du réseau de distribution transmet au moins trois semaines à l'avance, sauf cas d'urgence dont il rend compte, à l'autorité concédante, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

Pour les travaux dont l'autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage, cette dernière transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'avant-projet sommaire correspondant au moins trois semaines avant le lancement de la consultation prévue par la réglementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur cet avant-projet sommaire dans un délai standard de dix jours calendaires après sa réception.

2° Contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier leur conformité aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.

Ces contrôles sont effectués par un organisme technique certifié, indépendant du maître d'ouvrage et du gestionnaire du réseau de distribution. Cette indépendance peut n'être que fonctionnelle. Les contrôles sont effectués lors de la mise en service des ouvrages (ils sont alors désignés ci-après « contrôle initial ») et renouvelés au moins une fois tous les vingt ans.

S'agissant d'un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité réalisé par l'autorité concédante, le contrôle initial est à la charge de cette dernière qui remet au gestionnaire du réseau de distribution une attestation de conformité de l'ouvrage aux prescriptions techniques qui lui sont applicables, accompagnée du compte rendu des contrôles qui ont été effectués.

Le gestionnaire du réseau de distribution adresse à l'autorité concédante, une fois par an, un bilan des contrôles qu'il a réalisés, portant sur les nouveaux ouvrages construits sous sa maîtrise d'ouvrage et sur

les ouvrages existants. Ce bilan mentionne notamment les non-conformités éventuelles mises en évidence ainsi que les actions entreprises pour y remédier. Le gestionnaire du réseau de distribution transmet également à l'autorité concédante, à sa demande, un exemplaire des comptes rendus des contrôles effectués.

*Les articles R. 323-30 et suivants du code de l'énergie ainsi que l'arrêté d'application du 14 janvier 2013 fixent les principes et modalités du contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.*

### 3° Transfert au gestionnaire du réseau de distribution des ouvrages construits ou modifiés par l'autorité concédante

Outre les éléments mentionnés au 2° ci-dessus, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution le dossier des ouvrages construits ou modifiés sous sa maîtrise d'ouvrage contenant des données descriptives conformes aux dispositions réglementaires et intégrant l'attestation de conformité ainsi que le plan géo-référencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

*L'article R. 323-29 du code de l'énergie et son arrêté d'application du 11 mars 2016 définissent les informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité. En cas de réalisation d'un ouvrage par une autorité concédante, l'article 3 de l'arrêté précité précise les documents et informations que celle-ci est tenue de communiquer au gestionnaire du réseau de distribution à cet effet : « Lorsqu'un ouvrage d'un réseau public de distribution d'électricité est réalisé par l'autorité organisatrice mentionnée à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, cette autorité transmet au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, au plus tard à la mise en exploitation de l'ouvrage que cette dernière a réalisé, le dossier de l'ouvrage construit ou modifié contenant les données listées en annexe II du présent arrêté et intégrant le plan des ouvrages au format électronique, géo référencé avec un niveau de précision conforme aux prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susvisé [ arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution ] et conforme aux prescriptions de la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau ».*

En vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au gestionnaire du réseau de distribution, l'autorité concédante informe ce dernier de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO), à l'aide de l'imprimé établi et publié à cet effet par le gestionnaire du réseau de distribution. A réception de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution procède à l'analyse du dossier et, en tant que de besoin, au contrôle de l'ouvrage. Au vu de ces analyses et de ce contrôle, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce sans délai :

- soit de prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage et d'établir un avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) qui sera transmis à l'autorité concédante et aux autres destinataires concernés, dans un délai standard de 48 heures ;
- soit de refuser le transfert de la responsabilité de l'ouvrage si celui-ci n'est pas conforme au projet et exploitable. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de distribution renvoie à l'autorité concédante la PME0 dans le même délai, en motivant son refus. L'ouvrage retourne alors sous la responsabilité de l'autorité concédante.

Après mise en exploitation et avant mise en service de l'ouvrage, s'il s'avère que celui-ci n'est pas exploitable, soit que le contrôle du schéma électrique mette en évidence une anomalie, soit après constat de malfaçons ou de non conformités nécessitant une intervention, le gestionnaire du réseau de distribution rédige et signe un « avis de mise hors exploitation de l'ouvrage » pour travaux qu'il transmet à l'autorité concédante, en précisant tous les points qui doivent être corrigés. La responsabilité des travaux de mise en conformité appartient alors à l'autorité concédante jusqu'à leur complète réalisation.

*Le recueil UTE C 18-510-1 indique notamment que « l'entreprise exploitante, pour les ouvrages dont elle a la charge, doit définir ses prescriptions de sécurité à respecter et les transmettre au donneur d'ordre ». Le document « Prescription de sécurité de l'exploitant Enedis au donneur d'ordre » est disponible sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

## CHAPITRE III

### ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX

#### **Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique**

Le gestionnaire du réseau de distribution, dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, communique à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics compétents dont le territoire recouvre en tout ou en partie le périmètre de la concession, les données issues des dispositifs de comptage utiles à l'exercice de leurs compétences, en particulier celles permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-air-énergie territoriaux prévus par les articles L. 222-1 à L. 222-3, L. 229-25 et L. 229-26 du code de l'environnement. L'autorité concédante est informée de la transmission des données visées ci-dessus.

*⌘ Les informations ci-dessus sont communiquées conformément aux dispositions des articles L. 111-73 et D. 111-52 et suivants du code de l'énergie.*

*L'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales permet à l'autorité concédante d'élaborer le plan climat air énergie territorial à la demande des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre présents sur son territoire.*

Les données concernées, telles que mentionnées par les textes précités applicables, et les modalités de leur communication sont précisées à l'article 13 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, fournit à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics précités, à leur demande, des données complémentaires ou plus détaillées que celles mentionnées ci-dessus, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

Les données mentionnées aux alinéas précédents sont transmises dans le respect de la législation et de la réglementation afférentes aux données à caractère personnel, d'une part, et aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, d'autre part.

*⌘ Il s'agit, notamment de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et, des articles R. 111-26 et suivants du code de l'énergie, relatifs à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles L. 111-72 et L. 111-73 de ce même code.*

#### **Article 16 — Insertion des énergies renouvelables**

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution accompagnent, chacun pour ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables sur le territoire de la concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau public de distribution d'électricité en veillant à minimiser les coûts afférents pour le développement et l'exploitation du réseau.

##### **A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables**

Le gestionnaire du réseau de distribution participe, dans les conditions définies par la réglementation, à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma régional de raccordement des énergies renouvelables intéressant le territoire de la concession ou de tout autre instrument de planification qui lui serait substitué. L'avis de l'autorité concédante est sollicité préalablement à l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

*⌘ Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini à l'article L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre 1er, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).*

*Le schéma régional de raccordement définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie. Il définit également un périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. Il mentionne, pour chacun d'eux, qu'ils soient existants ou à créer, les capacités d'accueil de production permettant d'atteindre les objectifs définis par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie et, s'il existe, par le document stratégique de façade mentionné à l'article L. 219-3 du code de l'environnement. Il évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L. 222-1 du même code.*

Le schéma régional de raccordement approuvé dans les conditions définies par la loi est pris en compte pour l'élaboration du schéma directeur d'investissements prévu à l'article 11 du présent cahier des charges.

## B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

En partenariat avec le gestionnaire du réseau public de transport, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition du public les données relatives aux capacités d'accueil des réseaux en amont des postes sources et aux capacités d'accueil de ces mêmes postes. Ces données sont publiées à titre indicatif.

*☞ A la date de signature du présent contrat, la mise à disposition de l'information est assurée par un site internet dédié relatif aux capacités d'accueil en production : [www.capareseau.fr](http://www.capareseau.fr)*

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition des demandeurs un portail internet dédié aux raccordements des installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

*☞ A la date de signature du présent contrat, le portail internet précité est Enedis Connect.*

Dans les conditions définies par les catalogues afférents à ses prestations, approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à la demande du producteur dont la puissance demandée est supérieure à 36 kVA, une pré-étude lui permettant de préciser son projet et de l'éclairer sur les conditions du raccordement.

*☞ Les catalogues des prestations en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*

Les conditions d'accès au réseau et les modalités de facturation du raccordement sont définies aux articles 6, 7, 28 et 30 du présent cahier des charges.

## C) Autoconsommation

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution met en place les dispositifs contractuels et techniques permettant la mise en œuvre de l'autoconsommation individuelle ou collective.

*☞ Conformément à l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité codifiée aux articles L. 315-1 à L. 315-8 du code de l'énergie et au décret n°2017-676 du 28 avril 2017.*

Avant toute mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective sur le périmètre de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution instruit les demandes du ou des porteurs de projets relatives aux dispositifs contractuels et techniques visés ci-dessus et vérifie la localisation des futurs consommateurs et producteurs d'une opération en aval d'un même poste de transformation de moyenne en basse tension sur le réseau public de distribution.

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les consommateurs et producteurs participant à l'opération, pour fixer les conditions de réalisation et engagements de chacune des parties. Le gestionnaire du réseau de distribution en informe l'autorité concédante et met à sa disposition le nom de la commune, la dénomination de la personne morale concernée et le nom du poste de transformation en aval duquel a lieu l'opération d'autoconsommation.

## **Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux**

Le gestionnaire du réseau de distribution apporte son expertise à l'autorité concédante ou, le cas échéant, à d'autres collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, notamment lorsque ceux-ci projettent d'optimiser le choix et le développement des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

*✎ Afin de contribuer à l'optimisation de l'implantation et du dimensionnement des différents réseaux d'énergie dans une logique de développement durable des territoires et d'efficacité de la dépense publique, le gestionnaire du réseau de distribution est sollicité le plus en amont possible à propos des projets ou opérations envisagés.*

A leur demande, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les résultats des études technico-économiques permettant d'évaluer et d'optimiser les coûts qui résulteraient pour le réseau public de distribution d'électricité des projets et opérations ci-dessus.

Les modalités techniques et financières associées à la réalisation de ces études sont fixées par voie de convention, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur.

L'autorité concédante et, le cas échéant, les autres collectivités compétentes, sous réserve de leur accord, convient le gestionnaire du réseau de distribution à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes et les exploitants des réseaux publics d'énergie.

## **Article 18 — Aménagement de l'espace urbain**

Sous réserve de leur accord, les collectivités ou établissements publics compétents en matière d'urbanisme ou, le cas échéant, l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, associent le gestionnaire du réseau de distribution à l'élaboration des documents d'urbanisme applicables à l'intérieur du périmètre de la concession (SCOT et PLU, en particulier), en le consultant le plus en amont possible. Les modalités de cette association peuvent faire l'objet d'une convention locale.

*✎ L'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dispose que « les services d'un syndicat mixte associant exclusivement des collectivités territoriales ou des collectivités territoriales et des établissements publics de coopération intercommunale peuvent être en tout ou partie mis à disposition de ses collectivités ou établissements membres, pour l'exercice de leurs compétences. Une convention conclue entre le syndicat et les collectivités territoriales ou les établissements intéressés fixe alors les modalités de cette mise à disposition. Cette convention prévoit notamment les conditions de remboursement par la collectivité ou l'établissement des frais de fonctionnement du service. »*

Sans préjudice des dispositions de l'article 17 ci-dessus, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution peut apporter son expertise aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, ou à l'autorité concédante si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, dans leurs opérations d'aménagement de l'espace urbain, de requalification urbaine ou de constitution d'éco-quartiers, de façon à leur permettre d'apprécier les effets des opérations considérées en matière de gestion du réseau public de distribution d'électricité.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution recherchent un dialogue en amont de la réalisation de ces opérations. Une convention entre le concessionnaire et l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence, ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dans le domaine de l'urbanisme, ou son mandataire, peut fixer les modalités de ces échanges.

Le concessionnaire peut réaliser des études portant sur des développements, renforcements ou déplacements d'ouvrages nécessaires à ces opérations à la demande de l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou des collectivités ou établissements publics compétents. Une convention entre les parties prenantes fixe les modalités techniques et financières de réalisation de ces études, dans le respect de la réglementation applicable et du cadre réglementaire en vigueur.

## **Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques**

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, ainsi que des stipulations du chapitre II relatif aux investissements au bénéfice de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution répond aux demandes du ou des porteurs de projets d'implantation d'infrastructures de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité. La même information est communiquée à l'autorité concédante lorsqu'elle a compétence pour créer des infrastructures de recharge.

En application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante émettent un avis sur les projets de création d'infrastructures de recharge, en échangeant les informations nécessaires préalablement à la notification de leurs avis respectifs.

*☞ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales précise que, sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Elles peuvent transférer cette compétence aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31.*

*☞ Sans préjudice des consultations prévues par d'autres législations, l'autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité émettent un avis sur le projet de création d'infrastructures de charge soumis à délibération de l'organe délibérant en application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante intervenant en matière d'implantation d'infrastructures de recharge ou, le cas échéant, aux collectivités ou établissements publics compétents sur le territoire de la concession, sous réserve de leur accord et dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur :

- des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ;
- une prestation de coordination adaptée à des raccordements multiples de bornes de recharge, notamment par la mise à disposition d'un interlocuteur unique.

*☞ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales décrit les modalités de création et d'entretien par les collectivités locales d'infrastructures de charge des véhicules électriques sur le domaine public en cas de carence de l'initiative privée.*

## **Article 20 — Déploiement des compteurs communicants**

Les compteurs mentionnés par les articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité sont installés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau concédé, dans le respect des objectifs et conditions fixés par la législation, la réglementation et le cadre réglementaire en vigueur.

*☞ Conformément aux articles L. 111-73, L. 322-8 7° et L. 341-4 du code de l'énergie.*

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage, d'une part, à informer suffisamment en amont l'autorité concédante et les communes concernées de son territoire, sur le processus de mise en place de ces compteurs et le calendrier de déploiement et, d'autre part, à réaliser régulièrement un point de son avancement jusqu'à sa complète réalisation.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

- informer chaque client, avec au moins un mois de préavis, du remplacement de son compteur et des modalités de cette intervention (durée, période d'intervention, nom et coordonnées de l'entreprise de pose, numéro vert) ;
- délivrer une information de qualité sur ces compteurs, notamment dans l'espace dédié de son site internet, dans la notice d'utilisation remise lors de la pose et au numéro vert ;
- participer à des réunions publiques organisées à l'initiative de l'autorité concédante ou des collectivités concernées, et plus généralement à contribuer à des actions d'information sur le

contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients bénéficiant de ces tarifs des fonctionnalités nouvelles rendues possibles par le compteur communicant qui pourront leur être proposées. Ces dernières viennent s'ajouter aux engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients.

*⚡ Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compteur communicant sont mises à la disposition des clients, notamment sur le site internet particulier.edf.fr, en complément de l'information apportée à chaque client de façon coordonnée avec le déploiement des compteurs communicants assuré par le gestionnaire de réseau.*

*⚡ Les fonctionnalités nouvelles visées au présent alinéa peuvent par exemple porter sur les modalités de facturation ou sur les dispositifs d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leurs consommations et leurs factures.*

Dans le cadre de ces campagnes d'information des clients et des acteurs locaux, l'autorité concédante peut contribuer aux actions menées par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et proposer des actions complémentaires tendant à informer les clients de la finalité de la mise en place des compteurs communicants et des bénéfices qui en résultent pour eux-mêmes et pour le fonctionnement du service public de la distribution d'électricité.

Le compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 comporte des indicateurs spécifiques aux compteurs communicants définis à l'article 8 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

## **Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité**

A) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité promeut auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

A cet égard, il s'engage à accompagner les clients en les aidant à trouver des solutions concrètes leur permettant de réduire leur consommation d'électricité et le montant de leurs factures, notamment en mettant en œuvre des conseils tels que visés à l'article 39-B) du présent cahier des charges.

Il propose aux clients qui le demandent des conseils leur permettant de mieux comprendre leur consommation et d'identifier les actions à entreprendre.

*⚡ A la date de signature du présent contrat, la demande du client auprès du concessionnaire peut être formulée selon son choix : par téléphone, sur les points d'accueil ou sur les sites internet et mobile du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

Il met à disposition des clients résidentiels une solution numérique pour mieux comprendre et réduire leurs consommations d'électricité, en kWh et en euros, notamment par comparaison avec des clients au profil similaire, suivre leur budget d'électricité, le cas échéant sur une base estimée, identifier les équipements qui consomment le plus, et bénéficier de conseils pratiques et personnalisés pour utiliser au mieux les heures creuses et diminuer leurs consommations. Des informations et conseils peuvent également être délivrés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au client lors d'un contact à l'initiative de celui-ci selon les modalités d'accueil des clients visées à l'article 39-A) du présent cahier des charges.

Dans le cadre du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer de nouvelles fonctionnalités incluses dans les tarifs réglementés de vente conduisant à maîtriser les consommations d'électricité en s'appuyant sur les compteurs communicants.

*⚡ Les fonctionnalités nouvelles visées peuvent, par exemple, porter sur une amélioration de la solution numérique mentionnée ci-dessus, notamment par l'exploitation des données de consommation du client rendues accessibles, ou correspondre à la mise en œuvre de nouvelles options ou versions tarifaires.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre des tarifs horo-saisonnalisés et des tarifs à pointe mobile afin d'inciter les clients à réduire leurs consommations, notamment pendant les périodes où la consommation nationale est la plus élevée.

Il rend compte chaque année à l'autorité concédante des actions ainsi engagées auprès des clients dans le cadre du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé et constituant des solutions alternatives

et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant concourant à réduire les pertes techniques.

Il informe l'autorité concédante, lors de la présentation du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges, des actions menées à cet effet.

*☞ Conformément au 8° de l'article L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favorise l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau.*

En outre, de façon à accompagner cette dernière dans la réalisation d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie des consommateurs finals, il met à la disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des informations ponctuelles sur l'état du réseau en sus des informations cartographiques, telles que mentionnées à l'article 45 du présent contrat.

Les données concernées et les modalités de leur mise à disposition sont précisées à l'article 6 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

*☞ Il s'agit des actions de maîtrise de la demande d'énergie mentionnées à l'article L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales.*

Enfin, au titre de son activité de comptage, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition de chaque consommateur équipé d'un compteur communicant, dans son espace client, ses données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de sa consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales.

Les dispositions du présent article s'appliquent sans préjudice des prérogatives dévolues par la loi à l'autorité concédante en matière de maîtrise de la demande d'électricité.

## **Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique**

A) Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, apporte son concours à l'autorité concédante et aux autres collectivités ou établissements publics compétents, à leur demande, afin de les aider à mieux connaître les zones de précarité énergétique sur le territoire de la concession, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

*☞ Les modalités susvisées seront convenues entre les parties intéressées dans le respect des dispositions légales et réglementaires en vigueur, notamment la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.*

B) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en agissant dans les directions suivantes :

1° L'aide au règlement des factures d'électricité :

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre la tarification spéciale de l'électricité visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et les dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer.

Il informe l'autorité concédante, au travers du compte-rendu annuel visé à l'article 44 du présent cahier des charges, des règlements effectués à l'aide du chèque énergie, à compter de l'exercice suivant la généralisation de la mise en œuvre du chèque énergie mentionnée à l'article L. 124-1 du code de l'énergie.

*☞ A la date de signature du présent contrat, l'information communiquée par le concessionnaire porte sur le nombre de clients de la concession dont le compte client a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice.*

Il participe au cofinancement de l'aide apportée par les collectivités territoriales pour le paiement des factures d'énergie des ménages précaires sur le territoire de la concession et à des actions de prévention à destination de ces mêmes ménages, au travers des Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL).

2° La prévention des situations de précarité énergétique et l'accompagnement des clients de la concession en situation de précarité énergétique :

Afin de prévenir les situations de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à sensibiliser les clients en situation fragile sur les bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie, en particulier sur les économies d'énergie.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente apporte des solutions adaptées aux clients en difficulté. Il collabore en ce sens avec les agents des collectivités territoriales intervenant dans le domaine de l'action sociale. Il peut également proposer des partenariats aux centres communaux ou intercommunaux d'action sociale, aux structures de médiation sociale ou au monde associatif intervenant sur le territoire de la concession.

*⌘ Les solutions adaptées peuvent notamment se concrétiser par un ajustement du tarif, un mode de règlement personnalisé ou un délai de paiement consenti par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

Dans le cadre de la trêve hivernale telle que prévue par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients ayant bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois et les clients bénéficiaires de la tarification sociale de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients bénéficiaires se soient fait connaître du fournisseur, de la possibilité que leur fourniture d'électricité soit rétablie à pleine puissance à l'entrée de la trêve et leur propose ce rétablissement.

*⌘ Les clients bénéficiaires du chèque énergie mentionné à l'article L. 124-1 du code de l'énergie se font connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente par l'envoi à ce dernier du chèque énergie et/ou de l'attestation mentionnée à l'article R. 124-2 de ce même code.*

Lorsqu'un client en rupture de paiement a bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois ou bénéficie de la tarification sociale et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve qu'il se soit fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, ce dernier s'engage à rechercher activement un contact préalable et à aider le client à se mettre en rapport avec les services sociaux avant d'interrompre la fourniture d'électricité. En tout état de cause, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente prévient le client préalablement à la coupure ou à la réduction de puissance opérée par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément à la réglementation en vigueur.

Dans les conditions prévues par la réglementation, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre, à l'intention des clients de la concession bénéficiant de la tarification spéciale visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients se soient fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, les dispositions prévues par ce même code pour la consultation de leurs données de consommation.

*⌘ Conformément à l'article L. 124-5 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourvoit au financement des actions relevant du B) du présent article avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur, en complément de la rémunération visée à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges pour l'exercice de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

C) Le gestionnaire du réseau de distribution contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en mettant en œuvre les actions suivantes :

1° Une information des autorités compétentes en matière de précarité énergétique :

Afin d'aider les collectivités, les établissements publics et l'autorité concédante à lutter contre les situations de précarité énergétique, le gestionnaire du réseau de distribution met à leur disposition, à leur demande, une fois par an, des informations statistiques générales sur la coupure et le service maintien d'énergie. Des informations complémentaires peuvent être fournies selon des modalités techniques et financières à convenir en commun.

2° Un dispositif de prévenance en amont des coupures pour impayés :

Le gestionnaire du réseau de distribution prévient le client préalablement à tout acte de coupure de l'électricité pour impayé.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, rend compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte-rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

## **Article 23 — Territoires à énergie positive**

Un territoire à énergie positive est un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre consommation et production d'énergie à l'échelle locale, en réduisant autant que possible les besoins énergétiques, et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux.

*☞ Conformément à l'article L. 100-2 du code de l'énergie.*

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, peut accompagner un territoire à énergie positive situé en tout ou partie dans le périmètre de la concession et, dans ce cas, il peut :

- proposer une concertation en amont avec les territoires à énergie positive porteurs de projets ou d'expérimentations en lien avec le réseau, dans le respect des objectifs assignés à ces territoires ;
- transmettre les données de consommation aux collectivités territoriales et à l'autorité concédante pour parvenir aux objectifs assignés à ces territoires dans les conditions définies à l'article 15 du présent cahier des charges ;
- faciliter l'insertion des énergies renouvelables ;
- accompagner les clients dans leurs efforts de maîtrise de l'énergie ;
- soutenir des actions d'information et de communication sur le territoire concerné.

Les parties s'informent régulièrement des actions menées au titre du présent article.

## **Article 24 — Service de flexibilité local**

Les établissements publics et les collectivités mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dès lors qu'ils sont situés sur le territoire de l'autorité concédante, en association avec des producteurs et des consommateurs et, le cas échéant, d'autres collectivités publiques, peuvent proposer au gestionnaire du réseau de distribution à titre expérimental et pour la durée fixée par la loi, la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions du réseau concédé.

*☞ Un service de flexibilité local est une action qui a pour objet d'optimiser la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité afin de moduler les puissances électriques injectées et soutirées localement sur des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité et d'éviter au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique.*

*☞ Ce dispositif est pris sur le fondement de l'article 199 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de son décret d'application n° 2016-704 du 30 mai 2016.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut contribuer à la définition, à la désignation du périmètre et aux conditions de mise en œuvre et d'évaluation du service de flexibilité.

Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte des spécificités du réseau de distribution dans son ensemble, et notamment des producteurs et des consommateurs qui lui sont raccordés, dès lors qu'ils participent à des mécanismes de flexibilité, notamment ceux liés à la gestion du système électrique définis aux articles L. 321-9 à L. 321-16 du code de l'énergie.
- à ce que ces actions de flexibilité n'induisent pas de perturbations portant atteinte à la sûreté et la sécurité du réseau de distribution. Il peut être amené, le cas échéant, à proposer des mesures permettant de lever les perturbations identifiées.

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution donne un avis motivé sur le service de flexibilité proposé.

En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, une convention, approuvée par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition du gestionnaire du réseau de distribution, est conclue entre l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les personnes mentionnées au 1<sup>er</sup> alinéa du présent article ou, à défaut, l'établissement public ou la collectivité, pour fixer les conditions financières et techniques de ce service de flexibilité local.

## **Article 25 — Réseaux électriques intelligents**

Le gestionnaire du réseau de distribution est engagé dans le développement de nouvelles fonctionnalités du réseau l'amenant à jouer un rôle d'opérateur de système de distribution visant notamment à assurer la performance du réseau et l'optimisation du dimensionnement des investissements dans le contexte de la transition énergétique.

Les innovations associées à ces nouvelles fonctionnalités, notamment numériques et d'automatisation, conduisent à opérer des réseaux électriques intelligents.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure le déploiement de ces réseaux en lien avec l'autorité concédante et les collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernées.

L'autorité concédante et les collectivités publiques précitées peuvent être partenaires de projets, notamment dans le cas où le territoire de la concession se trouverait dans les régions ou ensembles de départements retenus pour mener à bien le déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies.

*☞ Conformément à l'article 200 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures nécessaires pour mener à bien ce déploiement expérimental.*

*Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée.*

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à informer régulièrement l'autorité concédante, dans le cadre de la gouvernance des projets expérimentaux de réseaux électriques intelligents, des avancées et des difficultés rencontrées.

## **Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale**

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, dans le cadre de la mise en œuvre de leurs politiques de développement durable, mènent des actions tendant à :

- lutter contre le changement climatique ;
- diminuer leurs impacts sur l'environnement ;
- accompagner le développement des territoires ;
- favoriser la cohésion sociale ;
- inciter leurs agents à être acteurs de cette politique.

Ils s'engagent notamment à :

- mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- trier et valoriser les déchets liés à leurs activités ;
- développer leur flotte de véhicules propres ;
- contribuer aux achats responsables ;
- intensifier les actions de prévention du risque électrique à l'intention de leurs prestataires de travaux et des tiers.

Dans ce cadre, ils peuvent prendre des engagements relatifs à ces domaines avec l'autorité concédante ou les collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession.

Les modalités de mise en œuvre de ces engagements sont définies dans des conventions spécifiques.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

# CHAPITRE IV

## CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

### **Article 27 — Principes généraux**

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente assurent aux clients un service efficace et de qualité, tant en ce qui concerne le développement et l'exploitation du réseau, la fourniture de l'électricité, tels que définis à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges, que les prestations respectives qui en découlent (notamment l'accueil des clients, le conseil, les activités de comptage, les interventions et le dépannage).

Les prestations du gestionnaire du réseau de distribution figurent dans les catalogues des prestations décrits à l'annexe 6 au présent cahier des charges.

*☞ Les catalogues en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*

Le service est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

*☞ Conformément aux dispositions de l'article L. 121-1 du code de l'énergie.*

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients sont décrits au chapitre III et dans le présent chapitre, ainsi qu'aux annexes 6 et 8.

Les engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité sont précisés au chapitre III et dans le présent chapitre du cahier des charges ainsi que dans les conditions générales de vente aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité, objet des annexes 7 et 7bis du présent cahier des charges.

Ces conditions générales sont mises à jour en tant que de besoin par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Lorsque les modifications correspondent uniquement à des évolutions législatives ou réglementaires, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente présente aux organisations précitées les motifs et les clauses des conditions générales concernées par ces modifications, préalablement à l'entrée en vigueur des conditions générales modifiées.

Toute modification des conditions générales de vente est communiquée aux clients dans les conditions définies par la réglementation.

*☞ Conformément à l'article L. 224-10 du code de la consommation.*

Toute rétrocession d'énergie électrique par un client utilisateur du réseau public de distribution d'électricité ou un client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité, à quelque titre que ce soit, à un ou plusieurs tiers, est interdite, sauf autorisation préalable, respectivement, du gestionnaire du réseau de distribution, ou de ce dernier et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, donnée par écrit, dont l'autorité concédante sera informée.

Les clients peuvent avoir accès au contrat de concession sur demande auprès du gestionnaire du réseau de distribution, du fournisseur aux tarifs réglementés de vente ou de l'autorité concédante afin de connaître les droits et obligations qui en découlent (notamment ceux concernant les raccordements, les conditions d'accès au réseau, les conditions de fourniture d'énergie électrique, les prestations annexes, les installations intérieures, la tarification et le paiement de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie électrique).

*☞ Ces demandes peuvent notamment être formulées sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) ou, le cas échéant, sur le site de l'autorité concédante ou selon les modalités précisées par les conditions générales de vente susvisées.*

## **Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente**

Le gestionnaire du réseau de distribution :

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon objective, transparente et non discriminatoire. A cet effet, il applique un code de bonne conduite qui est publié sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

*☞ Conformément aux articles L. 322-8 et L. 111-61 du code de l'énergie.*

- raccorde, sans préjudice des dispositions relatives à la maîtrise d'ouvrage prévues à l'annexe 1, les installations des clients au réseau public de distribution et leur assure un accès au réseau pour autant que ces installations respectent les prescriptions techniques nécessaires à leur raccordement au réseau public de distribution, notamment en ce qui concerne les troubles susceptibles d'être causés dans l'exploitation des réseaux concédés ou des installations des autres clients.

*☞ Le Chapitre II, du Titre IV, du Livre III du code de l'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement des installations de production aux réseaux publics d'électricité.*

- exerce à titre exclusif les activités de comptage pour les clients raccordés au réseau et toutes les missions afférentes à l'ensemble de ces activités.

*☞ Ces activités et missions sont celles prévues par l'article L. 322-8 7° du code de l'énergie, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et la gestion des données de comptage.*

*Les modalités de relevé des données de comptage sont définies dans les contrats d'accès au réseau visés au B) ci-après et à l'article L. 224-11 du code de la consommation.*

La fréquence des relevés des consommations par le gestionnaire du réseau de distribution ne peut être inférieure à un relevé par an, en l'absence d'auto-relevé transmis par le client.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :

- consent aux clients un contrat de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente lorsqu'ils remplissent les conditions requises.

*☞ Les conditions sont définies aux articles L. 337-4 à L. 337-9 du code de l'énergie.*

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon transparente et non discriminatoire.

### **A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients**

Sur le territoire de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de procéder au raccordement au réseau public de distribution des installations des clients aux conditions du présent cahier des charges, notamment de son annexe 1 :

- sous réserve du paiement des contributions prévues à l'article 30 du présent cahier des charges ;
- sauf s'il a reçu entre-temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

*☞ Le gestionnaire du réseau de distribution est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, d'assurer le raccordement des installations électriques provisoires, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.*

*S'agissant des pouvoirs de l'autorité compétente en matière d'urbanisme, l'article L. 111-6 du code de l'urbanisme dispose que : « Les bâtiments, locaux ou installations soumis aux dispositions des articles L. 421-1 à L. 421-4 ou L. 510-1, ne peuvent, nonobstant toutes clauses contraires des cahiers des charges de concession, d'affermage ou de régie intéressée, être raccordés définitivement aux réseaux d'électricité, d'eau, de gaz, ou de téléphone si leur construction ou leur transformation n'a pas été, selon le cas, autorisée ou agréée en vertu des articles précités ».*

*Les articles R.111-31 et suivants du code de l'urbanisme fixent les conditions d'application du présent chapitre et précisent notamment les conditions dans lesquelles peuvent être installées ou implantées*

*des caravanes, résidences mobiles de loisirs et habitations légères de loisirs (article L. 443-4 du code de l'urbanisme).*

*Dans le cas particulier des caravanes, qui conservent en permanence leurs moyens de mobilité : le maire peut s'opposer au raccordement définitif d'une caravane qui serait stationnée irrégulièrement, au regard du code de l'urbanisme (articles R. 111-39 et 111-43). Est soumis à autorisation tout stationnement supérieur à 3 mois consécutifs, s'il s'agit d'une caravane d'habitation. Toutefois cette autorisation n'est pas nécessaire (article R. 111-40) :*

- *lorsque la caravane est stationnée sur un terrain affecté au garage collectif des caravanes et résidences mobiles de loisir ;*
- *lorsqu'elle est sur le terrain où est implantée la construction servant de résidence de l'utilisateur.*

Les modalités de raccordement des installations, en particulier les délais prévisionnels de réalisation, sont communiquées aux clients par le gestionnaire du réseau de distribution à l'issue d'une étude préalable, après réception de la totalité des éléments techniques nécessaires.

*☞ Ces éléments techniques nécessaires à une étude préalable de raccordement sont disponibles sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

Pour les travaux dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, le choix de la solution technique retenue pour la desserte des clients appartient à ce dernier, qui devra concilier les intérêts du service public avec ceux des clients, dans le respect des textes réglementaires et en tenant compte des éventuels impacts sur l'autorité concédante.

En cas de contestation au sujet de l'application des dispositions du présent article, le différend sera réglé conformément aux dispositions de l'article 50 du présent cahier des charges.

## B) Obligation d'assurer l'accès au réseau

Toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le client :

- soit d'un contrat unique avec un fournisseur d'électricité ; dans ce cas, le fournisseur doit avoir conclu préalablement avec le gestionnaire du réseau de distribution un contrat relatif à l'accès à ce réseau et à son utilisation ;

*☞ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat GRD-F conclu en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie. La version en vigueur du modèle de contrat GRD-F est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

- soit d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution ;

*☞ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat CARD conclu en application de l'article L. 111-91 II du code de l'énergie. La version en vigueur des modèles de contrat CARD en injection et en soutirage est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

- soit d'un contrat de fourniture d'électricité conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

*☞ Conformément à l'article L. 337-7 du code de l'énergie, ce contrat ne peut être conclu qu'avec un client souhaitant souscrire pour son site une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.*

Dans le cas particulier des clients alimentés par des moyens de desserte décentralisés non connectés au réseau, un contrat spécifique est conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution qui précise notamment le tarif applicable et les modalités de facturation par le gestionnaire du réseau de distribution de la mise à disposition de l'énergie ainsi produite.

Les contrats CARD conclus directement avec le gestionnaire du réseau de distribution et les contrats uniques définissent les conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution. Les principes de ces contrats et leurs modalités de consultation figurent en annexe 8.

Ces conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution sont mises à jour en tant que de besoin par le gestionnaire du réseau de distribution, après concertation avec les représentants des utilisateurs du réseau public de distribution à laquelle sont associées les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Elles sont annexées aux conditions générales des tarifs réglementés de vente figurant dans les annexes 7 et 7bis.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure la mise en service de l'installation du client dans le délai standard précisé aux catalogues des prestations et dans un délai maximum d'un mois à partir de la date de la demande d'accès ou de sa modification, augmenté, s'il y a lieu, du délai nécessaire à l'exécution

des travaux, y compris l'obtention des autorisations administratives, nécessités par le raccordement de l'installation du demandeur et dont celui-ci devra être informé.

*⚡ Dans les zones où la maîtrise d'ouvrage est exercée par l'autorité concédante et lorsque la puissance de raccordement demandée par le client requiert la réalisation de renforcements de réseaux, le gestionnaire du réseau de distribution se rapprochera de l'autorité concédante afin d'évaluer avec celle-ci le délai nécessaire à la réalisation de ces travaux qu'il notifiera au client.*

La date de la demande d'accès est :

- pour un contrat unique conclu avec un fournisseur, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution,
- pour un contrat CARD conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution, la date à laquelle le client lui a fait sa demande,
- pour un contrat aux tarifs réglementés de vente conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de non-paiement de la contribution prévue aux articles 6 et 30 du présent cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution, de sa propre initiative ou à la demande de l'autorité concédante lorsqu'une contribution lui est due, peut refuser la mise en service de l'installation du client.

En cas de non-paiement des sommes qui sont dues par le client au titre de la mise en service ou de la livraison de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution peut, de sa propre initiative ou sur demande d'un fournisseur, dans le respect de la législation en vigueur, après rappel écrit constituant mise en demeure du client, interrompre l'alimentation de l'énergie à l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure et qui ne peut être inférieur à dix jours à compter de l'envoi de cette mise en demeure.

*⚡ Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de l'alimentation ne peut pas être réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution, nonobstant le non-paiement des sommes dues :*

- le juge accorde au client, conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;
- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;
- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et suivants et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;
- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;
- du 1<sup>er</sup> novembre de chaque année au 31 mars de l'année suivante, dans une résidence principale, conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

### C) Obligation de consentir des contrats de fourniture aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente

Sur le territoire de la concession, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est tenu de proposer un contrat de fourniture à toute personne, raccordée au réseau public d'électricité, demandant à bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité et répondant aux critères fixés par l'article L. 337-7 du code de l'énergie, sauf s'il a reçu entre temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

*⚡ Les contrats sont conformes aux articles L. 224-3 et suivants du code de la consommation.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente consent un seul contrat de fourniture par point de livraison.

Pour un point de livraison donné, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'accorder un contrat tant que le précédent n'a pas été résilié.

Toutefois, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut consentir un contrat de fourniture pour un point de livraison non résilié dès lors qu'en application des procédures du gestionnaire du réseau de

distribution, l'exécution de la mise en service relative au nouveau contrat s'accompagne de la résiliation du contrat précédent.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, de proposer de fournir l'énergie électrique dans les conditions du présent cahier des charges pour la desserte des installations provisoires des clients qui ont droit aux tarifs réglementés de vente, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

#### D) Accès des producteurs au réseau

L'accès au réseau des producteurs présente les particularités suivantes :

- le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de refuser l'accès au réseau à un producteur qui ne peut justifier d'une autorisation ou d'un récépissé de déclaration délivré en application du 1° du II de l'article L. 111-93 du code de l'énergie ;
- la date de mise en service des installations de production est déterminée d'un commun accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution ;
- toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le producteur d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les conditions générales d'accès au réseau sont précisées dans ce contrat ;  
*☞ La version en vigueur des modèles de contrat d'accès au réseau en injection, CARD-I ou CRAE, est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*
- Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'assurer de manière non discriminatoire l'appel des installations de production reliées à son réseau en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport.

### **Article 29 — Branchements**

#### A) Périmètre technique

Sont considérés comme branchements, tels que définis à l'article 6 du présent cahier des charges, toute canalisation ou partie de canalisation en basse tension – y compris, le cas échéant, les canalisations parfois désignées sous le nom de « dérivation individuelle » ou de « colonne montante », et désignées ci-après sous le nom de « branchement collectif » – ayant pour objet d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies, et limitée :

▪ à l'aval :

- aux bornes de sortie du disjoncteur<sup>6</sup>, conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
- au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;

▪ à l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

*☞ Conformément à l'article D. 342-1 du code de l'énergie.*

*☞ Il s'agit ici de branchements en basse tension. Toute canalisation nouvelle nécessaire à l'alimentation d'un client haute tension est une extension.*

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage.

#### B) Branchements collectifs

Les branchements collectifs comprennent la liaison au réseau, les canalisations collectives (tronçon commun, colonne, dérivations collectives) et les dérivations individuelles.

---

<sup>6</sup> Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

Les canalisations collectives et les dérivations individuelles, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires des immeubles concernés, font partie des ouvrages concédés. C'est notamment le cas pour celles construites à compter de l'entrée en vigueur d'un cahier des charges conforme au modèle de 1992 ainsi que celles qui font l'objet d'un abandon conformément au décret du 29 mars 1955.

*Le modèle de 1992 correspond au modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique, tel que négocié en 1992 au niveau national par la FNCCR et EDF.*

*Le dispositif prévu au paragraphe 2.3 de l'article 2 de l'annexe 1 au présent cahier des charges relatif au montant C vise des branchements collectifs construits avant la date d'entrée en vigueur du cahier des charges conforme au modèle de 1992. Pour l'application de ce dispositif, les canalisations collectives et les dérivations individuelles concernées sont considérées ne pas être des ouvrages concédés avant leur rénovation.*

On entend par rénovations des travaux garantissant la conformité des canalisations collectives et des dérivations individuelles avec les normes en vigueur NF C 14-100 et, pour l'interface avec les installations intérieures, NF C 15-100.

Ces rénovations peuvent faire l'objet d'une convention associant l'autorité concédante, le propriétaire et le gestionnaire du réseau de distribution décrivant les modalités de rénovation et la participation financière des parties, selon un modèle établi au plan national.

Le gestionnaire du réseau de distribution exploite, maintient et renouvelle les branchements collectifs concédés conformément à ses obligations mentionnées à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur des canalisations collectives et des dérivations individuelles qui ne font pas partie des ouvrages concédés pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires de ces ouvrages les interventions réalisées et les met en demeure de réaliser les travaux nécessaires.

Les réfections, les modifications ou suppressions des canalisations collectives et des dérivations individuelles rendues nécessaires par des travaux exécutés dans un immeuble sans lien avec le service public de la distribution d'électricité sont à la charge de celui qui fait exécuter les travaux.

### C) Branchements provisoires

Le gestionnaire du réseau de distribution alimente provisoirement selon les dispositions en vigueur les installations pour lesquelles une demande de ce type est formulée conformément aux modalités prévues à cet effet par les catalogues des prestations en vigueur. Le point de livraison est placé au plus près du réseau concédé ; les installations situées en aval du disjoncteur sont des installations intérieures au sens de l'article 31 du présent cahier des charges.

## **Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution**

Les règles applicables à la contribution due au titre de l'opération de raccordement sont précisées aux articles L. 342-6 et suivants du code de l'énergie. Le montant de cette contribution est calculé sur la base des coûts de l'opération de raccordement de référence et en application du barème de raccordement conformément à l'arrêté du 28 août 2007.

## **Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation**

### A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

- en haute tension, inclusivement aux isolateurs d'entrée du poste de livraison ou de transformation, dans le cas de desserte aérienne, et immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité des câbles dans le cas de desserte souterraine. Lorsqu'il y a raccordement direct à un poste de coupure du distributeur ou aux barres haute tension d'un poste de transformation de distribution publique, l'installation du client commence aux bornes amont incluses du sectionneur de la dérivation propre au client ;

- en basse tension, immédiatement à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur pour les fournitures sous faible puissance, conformément au A) de l'article 29 du présent cahier des charges, et aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement installé chez le client pour les fournitures sous moyenne puissance.

Les installations intérieures sont exécutées et entretenues aux frais du propriétaire ou du client ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde desdites installations.

*☞ S'agissant des installations intérieures, l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 précise que : « Le bailleur ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du locataire. » L'article L. 641-10 du code de la construction et de l'habitation précise que : « Le prestataire et le propriétaire des locaux réquisitionnés ne peuvent s'opposer à l'exécution par le bénéficiaire, aux frais de celui-ci, des travaux strictement indispensables pour rendre les lieux propres à l'habitation, tels que l'installation de l'eau, du gaz et de l'électricité [...] ».*

En aucun cas le gestionnaire du réseau de distribution n'encourra de responsabilité en raison des défauts des installations du client qui ne seraient pas du fait dudit gestionnaire du réseau de distribution.

## B) Postes de livraison et/ou de transformation des clients

Les postes de livraison et de transformation des clients alimentés en haute tension seront construits conformément aux règlements et aux normes en vigueur, aux frais des clients dont ils resteront la propriété. La maintenance, les contrôles réglementaires et le renouvellement de ces postes sont à la charge des clients.

*☞ Il s'agit des normes NF C13-100, 13-101, 13-102 et 13-103 relatives aux règles d'installation des postes de livraison d'énergie électrique à un utilisateur, alimentés sous une tension nominale comprise entre 1 et 33 kV.*

Les plans et spécifications du matériel sont soumis à l'agrément du gestionnaire du réseau de distribution avant tout commencement d'exécution.

Toutefois la fourniture et le montage de l'appareillage de mesure et de contrôle sont assurés comme spécifié à l'article 33 du présent cahier des charges.

## C) Mise sous tension

Pour assurer la sécurité de l'opération de mise en service pour le client et les tiers, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie, avant la première mise sous tension des installations du client, que ce dernier dispose d'une attestation de la conformité desdites installations à la réglementation et aux normes en vigueur.

*☞ Les modalités du contrôle et de l'attestation de conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur sont fixées par les articles D. 342-18 et suivants du code de l'énergie et les arrêtés pris pour leur application.*

## D) Mise hors tension des postes de livraison et installations des clients

La mise hors tension des postes de livraison, de transformation ou des installations intérieures est exécutée par le gestionnaire du réseau de distribution aux frais du demandeur ou de l'utilisateur présumé.

*☞ L'article R. 323-35 du code de l'énergie précise les modalités de mise hors tension des ouvrages laissés en déshérence.*

## **Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés**

A) Les installations et appareillages des clients raccordés aux ouvrages concédés doivent fonctionner en sorte :

- de ne pas compromettre la sécurité des personnes et des biens,
- d'éviter des troubles dans l'exploitation des installations des autres clients et des réseaux concédés,
- d'empêcher l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

L'énergie n'est en conséquence soutirée ou injectée sur le réseau que si les installations et appareillages des clients fonctionnent conformément à la réglementation et aux normes applicables à ces fins ou, en l'absence de telles dispositions, respectent les tolérances retenues par le gestionnaire du réseau de distribution. Ces tolérances concernent notamment la tension ou les taux de courants harmoniques, les niveaux de chutes de tension et de déséquilibres de tension et sont accessibles sur simple demande.

B) En ce qui concerne les moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau, le client ne pourra mettre en œuvre de tels moyens qu'avec l'accord préalable et écrit du gestionnaire du réseau de distribution sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, sur les modalités d'exploitation de la source de production et sur la conformité du dispositif de comptage en place. Dans certains cas, le remplacement ou la modification du dispositif de comptage peuvent s'avérer nécessaires avant la mise en œuvre par le client de moyens de production. Ce remplacement ou cette modification sont effectués à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution.

Pour le cas où le client entend injecter tout ou partie de l'énergie électrique produite par ses installations, il lui appartient de se rapprocher du gestionnaire du réseau de distribution pour définir avec lui les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le réseau.

Lorsque les installations du client comportant des moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau n'injectent pas d'énergie sur ce dernier, celles-ci ne pourront être mises en service que si elles ne portent pas atteinte à la sécurité des personnes et des biens et n'apportent aucun trouble au fonctionnement du réseau.

Le client a l'obligation d'informer le gestionnaire du réseau de distribution au moins un mois avant leur mise en service par courrier postal ou électronique pour les installations dont la puissance est inférieure à 36 kVA et au moins trois mois avant leur mise en service par lettre recommandée avec demande d'avis de réception pour les installations dont la puissance est supérieure à 36 kVA ou raccordées en HTA, des moyens de production raccordés à ses installations, de leurs caractéristiques et de toute modification ultérieure de ceux-ci.

C) Eu égard aux objectifs ci-dessus définis, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à vérifier ou à faire vérifier les installations du client avant la mise en service de celles-ci et ultérieurement autant que de besoin. Si les installations sont reconnues défectueuses ou si le client s'oppose à leur vérification, le concessionnaire pourra refuser de livrer l'énergie électrique ou interrompre cette livraison. Il pourra de même refuser d'accueillir toute injection d'énergie par des installations de production ne respectant pas les conditions définies ci-dessus.

En cas de désaccord sur les mesures à prendre en vue de faire disparaître toute cause de trouble dans le fonctionnement général du réseau, le différend sera soumis à l'autorité concédante au titre de sa mission de contrôle des ouvrages. A défaut d'accord dans un délai de dix jours, celui-ci pourra être porté à la connaissance du Préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

De même, en cas d'injonction émanant de l'autorité de police compétente ou d'une juridiction statuant en référé, de danger grave et immédiat, de trouble causé par un client dans le fonctionnement de la distribution ou d'usage illicite ou frauduleux, le gestionnaire du réseau de distribution aura les mêmes facultés de refus ou d'interruption.

### **Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle**

Les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant à la facturation de l'énergie électrique et à l'équilibrage des flux sont d'un modèle répondant aux exigences de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique comprennent notamment :

- un compteur d'énergie active ainsi que d'éventuels dispositifs additionnels nécessaires à la mise en œuvre prévue dans la réglementation ;
  - dispositifs liés à la mesure en fonction de la puissance demandée par le client (transformateurs de mesure par exemple) ;
  - dispositifs de communications utilisés par le gestionnaire du réseau de distribution pour mettre à disposition les services prévus par la réglementation ;
  - dispositifs de limitation ou de contrôle de la puissance ;

- dispositifs complémentaires nécessaires à la mise en œuvre de certaines tarifications (relais, horloges par exemple).
- en substitution à certains matériels ci-dessus, les dispositifs de comptage mis en place en application des articles R. 341-4 et suivants du code de l'énergie dans le respect des objectifs et conditions fixés par la réglementation.

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre, dans les conditions prévues par la réglementation, des dispositifs permettant aux fournisseurs d'énergie de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs du réseau à limiter leur consommation dans les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

*Les articles R. 341-4 et suivants, complétés notamment par un arrêté du 4 janvier 2012 et une délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2014, précisent les fonctionnalités de ces dispositifs de comptage évolués et les modalités de leur déploiement.*

## A) Basse tension

En basse tension, les compteurs électriques sont installés et périodiquement vérifiés sous la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. Il en est de même pour les autres appareils de mesure et de contrôle, y compris les dispositifs additionnels de communication ou de transmission d'information répondant directement au même objet, ainsi que leurs accessoires (tableau de support, dispositif de fixation et de scellement, etc.).

Ces instruments sont entretenus et renouvelés par ses soins et font partie du domaine concédé.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique sont scellés par le gestionnaire du réseau de distribution. Ceux de ces appareils qui appartiendraient aux clients à la signature du présent cahier des charges continuent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, à rester leur propriété, l'entretien de ces appareils étant à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé.

Les compteurs, ainsi que les dispositifs additionnels et accessoires, sont normalement installés en un ou des emplacements appropriés, choisis d'un commun accord entre le client et le gestionnaire du réseau de distribution. Le client devra veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils.

En cas de renouvellement, le nouveau compteur est posé en lieu et place du compteur existant sans modification de l'installation intérieure.

*Les prescriptions relatives à l'emplacement du compteur et à sa fixation sur un « panneau de comptage » sont précisées par la norme NF C 14-100.*

## B) Haute tension

Pour les clients alimentés en haute tension, les appareils de mesure et de contrôle sont fournis, posés, réglés, scellés et périodiquement vérifiés par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Ceux de ces appareils qui appartiennent aux clients à la signature du présent cahier des charges restent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, leur propriété et l'entretien de ces appareils est à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé, à l'exception des transformateurs de mesure pour les comptages placés sur la haute tension.

Dans le cas où le comptage est placé sur la haute tension, les transformateurs de mesure sont fournis, posés et changés, en accord avec le gestionnaire du réseau de distribution, par le client et restent sa propriété.

Les conditions de pose, descellement, d'entretien et, s'il y a lieu, de location des appareils de mesure, sont définies dans le contrat que le client signe avec le gestionnaire du réseau de distribution.

## **Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle**

Les agents qualifiés du gestionnaire du réseau de distribution doivent avoir accès, à tout moment, aux appareils de mesure et de contrôle.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut procéder à la vérification des appareils de mesure et de contrôle chaque fois qu'il le juge utile.

*⚡ Le contrôle des instruments de mesure est régi par le décret n°2001-387 du 3 mai 2001 dont l'article 35 traite du contrôle des instruments par leur détenteur. Les modalités de ce contrôle sont définies par l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.*

Les clients ont de même le droit de demander la vérification de ces appareils soit par le gestionnaire du réseau de distribution, soit par un expert désigné d'un commun accord ; les frais de vérification sont à la charge du client, dans les conditions prévues aux catalogues de prestations du gestionnaire du réseau de distribution, si le compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire.

L'autorité concédante peut signaler au gestionnaire du réseau de distribution des appareils de comptage dont elle estime qu'ils pourraient présenter une défaillance. Le gestionnaire du réseau de distribution procède à des vérifications, apporte les mesures correctives qu'il juge utiles et en informe l'autorité concédante.

Dans tous les cas, un défaut d'exactitude ne sera pris en considération que s'il dépasse la limite de tolérance réglementaire.

Les compteurs déposés doivent faire l'objet d'une vérification avant réutilisation.

*⚡ Cette vérification est réalisée conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie active.*

Lorsqu'une erreur est constatée dans l'enregistrement des consommations, une rectification est effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution dans les limites autorisées par les textes applicables en matière de prescription et de consommation. La période à corriger commence à la date à laquelle le concessionnaire a pu constater pour la dernière fois le bon fonctionnement du dispositif de comptage et se termine à la date à laquelle le matériel défectueux ou détérioré est remplacé. Pendant la période définie ci-dessus où ces appareils auront donné des indications erronées, les quantités d'énergie livrées seront déterminées par comparaison avec les consommations des périodes antérieures similaires au regard de l'utilisation de l'électricité ou à défaut, par comparaison avec des sites présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

*⚡ Conformément à l'article L. 224-11 du code de la consommation, aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.*

## **Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée**

### **A) Niveaux de qualité de l'énergie livrée**

Le gestionnaire du réseau de distribution doit assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau de distribution sont définis par la réglementation en vigueur.

*⚡ Les niveaux de qualité sont fixés par la section 1 du chapitre II du titre II du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie et par l'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie.*

Si les niveaux de qualité ne sont pas atteints en matière d'interruptions d'alimentation imputables au réseau public de distribution, sur demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution remet entre les mains d'un comptable public une somme qui lui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

*Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par le décret n°2016-1128 du 17 août 2016 relatif à la consignation en cas de non-respect du niveau de qualité en matière d'interruption de l'alimentation en électricité.*

De plus, des valeurs repère en matière de niveaux de qualité sont définies dans le schéma directeur d'investissements, lequel sera décliné dans des programmes pluriannuels d'investissement, mentionnés à l'article 11 du présent cahier de charges.

Par ailleurs, dans les conditions définies par la législation, les tarifs d'utilisation des réseaux peuvent comporter des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager le gestionnaire du réseau de distribution à améliorer sa performance, notamment en ce qui concerne la qualité.

*Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.*

## B) Nature et caractéristiques de l'énergie livrée

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients concernant la nature et les caractéristiques de l'énergie livrée sont fixés dans les contrats permettant l'accès au réseau public de distribution, dans le respect de la réglementation en vigueur.

1°) En haute tension, l'électricité est livrée sous forme de courant alternatif triphasé, à la fréquence nominale fixée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et sous une tension nominale de [20 000 volts].

*La fréquence nominale de la tension au point de livraison est de 50 Hz. Le gestionnaire de réseau de distribution s'engage sur la fréquence de la tension conformément à la norme NF EN 50160.*

Les tolérances de variation de la tension autour de la valeur nominale ci-dessus sont les suivantes :

- la valeur de la tension fixée dans chaque contrat conclu avec un client pour l'accès au réseau public de distribution (ci-après : « tension contractuelle ») ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la tension nominale ;
- la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle.

*L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.*

*La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.*

En haute tension, le gestionnaire du réseau de distribution prend également à l'égard des clients, des engagements concernant la continuité et la qualité de l'onde de tension. Ils comportent des seuils de tolérance qui peuvent être personnalisés dans les conditions prévues aux contrats d'accès au réseau :

- en-deçà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé non responsable des dommages survenant chez les clients, du fait d'interruptions ou de défauts dans la qualité de la fourniture ;
- au-delà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé responsable des dommages visés et tenu d'indemniser les clients à hauteur des préjudices effectivement subis par ces derniers, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie - indépendantes de la volonté ou de l'action du gestionnaire du réseau de distribution et non maîtrisables en l'état des techniques - caractérisant un régime d'exploitation perturbé. Les modalités financières sont précisées dans les contrats des clients.

*Les engagements pris ou susceptibles d'être ainsi souscrits par le gestionnaire du réseau de distribution concernent :*

- les coupures pour travaux sur le réseau public de distribution ;
- les interruptions suite à incident ;
- les variations rapides de la tension (papillotement) ;
- le déséquilibre de la tension.

Les engagements sur la qualité de l'onde sont basés sur la norme NF EN 50160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » qui définit, décrit et spécifie, au point de livraison de l'utilisateur du réseau, les caractéristiques principales de tension fournie par un réseau public basse tension, moyenne tension et haute tension AC dans des conditions normales d'exploitation.

2°) L'électricité est livrée en basse tension sous forme de courant monophasé, ou triphasé, alternatif avec une fréquence de la tension conforme aux exigences fixées au 1°), et avec une tension conforme aux textes réglementaires et normatifs relatifs aux tensions nominales en basse tension des réseaux de distribution d'énergie électrique.

*⚡ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, a fixé la tension pour les livraisons en basse tension, à 230 volts en monophasé, c'est-à-dire entre l'une quelconque des trois phases et le neutre, et à 400 volts en triphasé, c'est-à-dire entre deux quelconques des trois phases. L'arrêté précité prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.*

*La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.*

En basse tension, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à mettre tous les moyens en œuvre en vue d'assurer la disponibilité du réseau public de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au point de livraison du client, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie.

## **Article 36 — Continuité de service**

Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de prendre les dispositions appropriées pour acheminer l'énergie électrique dans les conditions de continuité et de qualité définies par l'article 35 ci-dessus et par les textes réglementaires en vigueur, afin de concilier les besoins des clients, les aléas inhérents à l'exploitation du réseau et la nécessité pour le gestionnaire du réseau de distribution de faire face à ses charges.

*⚡ Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par des dispositions réglementaires, notamment par les articles D. 322-2 et suivants du code de l'énergie relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.*

Les conditions de qualité et de continuité de l'onde électrique sont précisées dans les contrats des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois la faculté d'interrompre le service pour toutes opérations d'investissement dont lui ou l'autorité concédante est maître d'ouvrage, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé, ainsi que dans le cadre de manœuvres liées au dépannage, aux opérations de délestage en regard de conditions d'exploitation contrainte, de l'injonction d'une autorité ou lors de réparations urgentes que requiert le matériel. Le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce alors de réduire ces interruptions au minimum, notamment par l'utilisation des possibilités nouvelles offertes par le progrès technique, et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de l'exploitation, aux dates et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux clients.

En basse tension, lorsque des interventions programmées, et donc non urgentes, sur le réseau sont nécessaires, les dates, heures et durées prévisibles de ces interruptions sont portées au moins trois jours à l'avance à la connaissance de l'autorité concédante, du maire intéressé et des clients, par voie de presse, d'affichage et, dans toute la mesure du possible, d'information individuelle.

En haute tension, lorsque les travaux ne présentent pas un caractère d'urgence, le gestionnaire du réseau de distribution prend contact avec les clients concernés raccordés en haute tension en soutirage afin de déterminer d'un commun accord la date de réalisation des travaux. Le gestionnaire du réseau de distribution informe le client de la date, de l'heure et de la durée des coupures, au moins 10 jours ouvrés avant la date de réalisation effective des travaux.

Les contrats des clients mentionnent ces engagements, ainsi que les modalités de programmation des interruptions.

Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires. Il en avise, dans la mesure du possible, le maire intéressé, l'autorité concédante et le service du contrôle désigné par celle-ci.

## **Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée**

En application du principe d'adaptabilité à la technique, le gestionnaire du réseau de distribution a le droit de procéder aux travaux de changement de tension ou de nature de l'énergie distribuée en vue d'augmenter la capacité des réseaux existants, de les rendre conformes aux normes prescrites par les textes réglementaires en vigueur ou de les exploiter aux tensions normalisées fixées par ceux-ci.

*☞ Il s'agit des textes déjà cités en commentaire de l'article 35 ci-dessus.*

Les travaux concernant lesdites modifications sont portés à la connaissance de l'autorité concédante et des clients intéressés six mois au moins avant leur commencement.

Si le gestionnaire du réseau de distribution vient à modifier à un moment quelconque les caractéristiques du courant alternatif livré à un client, il prend à sa charge les frais de modification des appareils et des installations consécutifs à ce changement sous les réserves suivantes :

### **A) En basse tension**

1°) Les clients supportent la part des dépenses qui correspond à la mise en conformité de leurs installations intérieures avec les textes réglementaires en vigueur lors du changement de tension et de leurs appareils électriques, dans la mesure où ce renouvellement n'est pas la conséquence du changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état de leurs installations ou de leurs appareils.

2°) Les clients peuvent obtenir la modification ou, éventuellement, l'échange de leurs appareils électriques:

- s'il s'agit d'appareils utilisés conformément aux règles en vigueur, en service régulier et en bon état de marche,
- si ces appareils ont été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution lors du recensement effectué par ses soins,
- si la puissance totale des appareils à modifier ou à échanger est en harmonie avec la puissance souscrite des clients.

En cas d'échange d'appareils convenu d'un commun accord, le gestionnaire du réseau de distribution fournit aux clients de nouveaux appareils et devient propriétaire des anciens. Il prend à sa charge le remplacement des appareils par des appareils équivalents. En cas de remplacement d'appareils anciens par des appareils neufs, le gestionnaire du réseau de distribution peut demander aux clients une participation tenant compte de la plus-value de l'appareil par rapport à l'appareil usagé.

### **B) En haute tension**

Les clients supportent la part des dépenses qui correspond soit à la mise en conformité de leurs installations avec les règlements qui auraient dû être appliqués avant la transformation du réseau, soit à un renouvellement normal anticipé de tout ou partie des installations. La plus-value correspondant à ce renouvellement peut toutefois être payée, si le client le demande, par annuités pendant la durée normale restant à courir pour l'amortissement des installations rendues inutilisables par le changement de tension et sans majoration pour les intérêts.

Sont à la charge du gestionnaire du réseau de distribution les modifications à apporter aux appareils électriques ou le remplacement de ces appareils par des appareils équivalents, notamment du point de vue de leur état de fonctionnement, à condition que ces appareils aient été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution au cours du recensement préalable à la modification et que la puissance totale desdits appareils ne soit pas disproportionnée avec la puissance souscrite par le client.

## **Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau**

Une situation de crise se caractérise par la survenance d'un évènement qui porte atteinte directement ou indirectement et de façon significative à l'intégrité et à la sécurité des personnes et des biens ou qui entrave le fonctionnement du service public de distribution d'électricité, sur un large périmètre ou une durée longue.

Le gestionnaire du réseau de distribution prévoit les mesures nécessaires au maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise. Le niveau de satisfaction de ces besoins est fixé en fonction de la vulnérabilité de certains groupes de populations, des caractéristiques du service ou du réseau concerné et du degré constaté de défaillance du réseau. Les critères de définition des populations vulnérables et le niveau spécifique de satisfaction de leurs besoins sont précisés, en tant que de besoin, par arrêté conjoint des ministres en charge de la santé, de la sécurité civile et de l'énergie.

*☞ En application de l'article L. 732-1 et des articles R. 732-1 et suivants du code de la sécurité intérieure.*

Le gestionnaire du réseau de distribution prend notamment des mesures pour protéger les installations contre les risques, agressions et menaces prévisibles et alerter sans délai l'autorité compétente de l'imminence ou de la survenue d'une défaillance grave de ses installations susceptible de porter atteinte à la continuité du service.

Il élabore en outre un plan interne de crise qui permet d'assurer le plus rapidement possible une distribution adaptée du service permettant la satisfaction des besoins prioritaires de la population en cas de situation de crise.

Lorsque sur le territoire de la concession, les conditions normales d'exploitation ne peuvent plus être assurées en raison d'une situation de crise, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise adapté à la situation.

En particulier, le gestionnaire du réseau de distribution met en place une plate-forme d'appel réservée à l'autorité concédante et aux collectivités locales. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de tout dispositif particulier d'information et d'assistance mis en œuvre au niveau des communes touchées par la situation de crise et communique le nom et les coordonnées des agents du concessionnaire dédiés, pendant la gestion de la crise, aux mairies concernées.

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de façon régulière de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Il en informe également le préfet. Lorsque l'ampleur de la crise conduit le préfet à mettre en place une Cellule Opérationnelle Départementale (COD), le gestionnaire du réseau de distribution désigne un représentant qu'il met à la disposition de cette cellule.

*☞ En application de l'article L. 732-2 du code de la sécurité intérieure.*

A chaque révision du plan ORSEC initiée par le représentant de l'Etat compétent, le gestionnaire du réseau de distribution réalise une étude des conditions dans lesquelles il satisfait aux obligations qui lui sont fixées en matière de maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population, en fonction de l'évolution des risques et menaces auxquels la population est exposée. Cette étude est soumise pour avis à l'assemblée délibérante de l'autorité concédante, ainsi qu'aux maires des communes concernées.

*☞ En application des articles R. 732-3 et suivants du code de la sécurité intérieure sur les besoins prioritaires de la population et aux mesures à prendre par les exploitants d'un service destiné au public lors de situations de crise.*

En tant que de besoin, les programmes pluriannuels mentionnés à l'article 11 du présent cahier des charges font l'objet d'une mise à jour concertée en conséquence.

## **Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à assurer dans les meilleures conditions un service public de qualité aux clients de la concession.

### **A) Accueil des clients**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose différents moyens d'accès à ses services afin d'offrir aux clients une relation adaptée à leurs attentes. Il s'attache à enrichir ces moyens d'accès en tenant compte des progrès de la technique.

*☞ L'offre du fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'inscrit dans une logique « multi-canal » pour permettre aux clients de joindre ses services, à la date de signature du présent contrat, par téléphone, via les sites internet, les applications mobiles ou encore dans ses points d'accueil dont les jours et heures d'ouverture sont précisés sur son site internet.*

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients les conseillers de ses centres de relation clients qui fonctionnent de façon maillée sur la zone de desserte nationale du concessionnaire.

*☞ A la date de signature du présent contrat, tous les centres de relation clients du fournisseur aux tarifs réglementés de vente sont localisés en France.*

Il informe les clients de ses obligations au titre des tarifs réglementés de vente, notamment en portant à leur connaissance les conditions générales de vente et leurs modifications, mentionnées à l'article 27 du présent cahier des charges.

*☞ Les conditions générales de vente sont accessibles sur le site internet du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

### **B) Informations et conseils aux clients**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'attache à fournir aux clients une information objective et à leur proposer, lors de la mise en service de leur installation et à tout moment, à leur demande, une offre adaptée à leurs besoins.

*☞ Lors de la conclusion du contrat, sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à répondre à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.*

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les demandeurs souhaitant souscrire une puissance inférieure ou égale à 36 kVA de leur droit à une offre de fourniture d'électricité basée sur un tarif réglementé de vente.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients équipés d'un compteur communicant les informations prévues à l'article L. 224-9 du code de la consommation selon les modalités définies par le décret prévu pour son application.

*☞ Pour les clients non équipés d'un compteur communicant, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à leur disposition un bilan annuel de leurs consommations et de leurs factures, si les données sont disponibles sur une année pleine. Ce bilan est transmis aux clients avec leur facture soit par voie postale, soit par voie électronique s'ils ont opté pour la facture électronique.*

*Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :*

- le bilan des factures exprimé en euros ;
- le bilan des consommations exprimées en kWh ;
- des analyses de consommation :
  - o évolutions des consommations dans le temps,
  - o comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,
  - o analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,
  - o répartition estimée de la consommation par usages.
- des conseils éco-gestes.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente accompagne les clients pour leur permettre de prendre pleinement part à la transition énergétique, faire des économies d'énergie et modérer leur facture, selon les modalités précisées au chapitre III du présent cahier des charges.

Il aide les clients rencontrant des difficultés de paiement à analyser leur consommation de manière personnalisée, les conseille sur les modalités de paiement les plus adaptées, les informe sur les aides et les oriente, le cas échéant, vers les services adéquats.

S'agissant des clients en situation de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre les dispositions prévues à l'article 22 du chapitre III du présent cahier des charges.

### C) Modalités de contractualisation et de résiliation

Toute livraison d'énergie électrique est subordonnée à la passation d'un contrat entre le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et le client pouvant bénéficier d'un tarif réglementé de vente, dans les conditions définies par la réglementation.

*☞ Conformément aux articles L.224-1 et suivants du code de la consommation.*

Les contrats souscrits avec les clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente alimentés en haute tension fixent les modalités de la relève des quantités d'électricité acheminées et de la facturation de l'utilisation du réseau.

Le client demeure personnellement responsable des obligations nées de son contrat, notamment du paiement des factures, jusqu'à la date effective de sa résiliation, et ce sans préjudice des obligations des personnes tenues solidairement au paiement.

### D) Modalités de facturation et de paiement

Les modalités de facturation et de paiement sont établies par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans le respect de la réglementation.

*☞ A la date de signature du présent contrat, conformément à l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel à leurs modalités de paiement et aux conditions de report ou de remboursement des trop-perçus.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des rythmes de facturation adaptés à leurs besoins, précisés dans les conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourra élargir sa proposition de rythmes de facturation dans le cadre du déploiement des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des modalités de paiement souples et personnalisées qui sont précisées dans les conditions générales de vente, en enrichissant la gamme d'offres de règlement.

*☞ A la date de signature du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose les modalités suivantes en encourageant les modalités dématérialisées :*

- le prélèvement automatique,
- le télé-règlement,
- la carte bancaire,
- le chèque,
- le TIP,
- en espèces dans les bureaux de poste.

Le chèque énergie est un titre de paiement accepté par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans les conditions prévues par la loi.

*☞ Conformément à l'article L.124-1 du code de l'énergie.*

En cas de retard dans le règlement des factures, des pénalités sont exigibles par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients conformément aux conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

En cas de régularisation importante de facture, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer aux clients des solutions d'échelonnement de paiement adaptées aux situations.

En cas de non-paiement des sommes qui lui sont dues par le client dans le délai défini par les conditions générales de vente annexées au présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut réduire ou interrompre la livraison d'électricité après en avoir informé le client, conformément à la réglementation en vigueur.

⚡ Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de la fourniture ne peut être réalisée par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, nonobstant le non-paiement des sommes dues :

- le juge accorde au client conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;

- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;

- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers;

- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et du décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau modifié, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;

- conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, entre 1<sup>er</sup> novembre de chaque année et le 31 mars de l'année suivante.

## **Article 40 — Traitement des réclamations**

Toute réclamation adressée par les clients au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, quel que soit son mode de transmission (par exemple, téléphone, site internet ou courrier), donne lieu à une réponse du concessionnaire.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente maintiennent, chacun pour ce qui le concerne, un dispositif de traitement des réclamations pour apporter une réponse rapide aux attentes des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution répond aux clients dans les délais définis par la Commission de régulation de l'énergie.

⚡ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente organise le traitement des réclamations en instituant un premier niveau d'instance constitué par ses centres de relation client et une instance d'appel constituée par son service Consommateurs. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe le client du délai de traitement de sa réclamation quand la réponse ne peut pas être apportée immédiatement par le centre de relation client. L'objectif du fournisseur aux tarifs réglementés de vente est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

⚡ Le service Consommateurs est compétent sur la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

En complément de ce dispositif, les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ainsi que les clients utilisateurs du réseau de distribution, ont la possibilité de solliciter le médiateur du concessionnaire.

⚡ Le médiateur du concessionnaire respecte les dispositions de l'ordonnance n° 2015-1033 du 20 août 2015 transposant en droit interne la directive du 21 mai 2013 sur le règlement extrajudiciaire des litiges de consommation.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informent les clients de la faculté dont ils disposent de saisir le médiateur national de l'énergie, telle que prévue à l'article L. 122-1 du code de l'énergie.

⚡ Conformément à l'article L. 122-1 du code de l'énergie, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges entre les personnes physiques ou morales et les entreprises du secteur de l'énergie et de participer à l'information des consommateurs énergie sur leurs droits.

*La saisine du médiateur national de l'énergie :*

- *ne peut concerner que des litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie ;*
- *doit faire suite à une réclamation écrite préalable du consommateur auprès du fournisseur ou du distributeur concerné, qui n'a pas permis de régler le différend dans le délai fixé à l'article R. 122-1 du code de l'énergie ;*
- *peut être exercée directement et gratuitement par le consommateur ou son mandataire.*

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, indique sur toutes ses réponses aux réclamations reçues les recours possibles.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des réclamations reçues et des réponses apportées au titre du présent article, au travers du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

# CHAPITRE V

## TARIFICATION

### **Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente**

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente adhèrent aux principes suivants :

- égalité de traitement : des fournitures ayant les mêmes caractéristiques doivent pouvoir bénéficier des mêmes options et opportunités tarifaires ;

☞ *Les caractéristiques à prendre en considération sont les suivantes :*

- période de mise à disposition ou d'utilisation de l'énergie ;
- puissance demandée ou mise à disposition et modulation de cette puissance selon ces périodes ;
- tension de raccordement ;
- consommation d'énergie réactive rapportée à la consommation d'énergie active ;
- durée des contrats.

- péréquation géographique des tarifs au plan national, le cas des îles non reliées électriquement au continent pouvant faire l'objet de dispositions spécifiques ;

- établissement des tarifs nationaux conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces modalités ne font pas obstacle à une concertation préalable entre le concessionnaire et les autorités concédantes par l'intermédiaire de leurs organisations les plus représentatives ;

☞ *Ces tarifs réglementés de vente font l'objet de propositions motivées de la Commission de régulation de l'énergie qui sont transmises aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. En l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions, la décision est réputée acquise et les tarifs sont publiés au Journal officiel.*

- publicité des prix appliqués pour la facturation des fournitures.

☞ *Les tarifs réglementés de vente sont consultables selon les modalités fixées par les conditions générales de vente.*

Afin de refléter au mieux la structure des coûts de production et de mise à disposition de l'électricité, il est établi un contrat pour chaque point de livraison : le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'appliquer plus d'un contrat à un même point de livraison, ni d'accorder un contrat regroupant des fournitures à un client recevant l'énergie en des points de livraison différents.

La tarification comporte, pour chaque contrat, une redevance annuelle d'abonnement et un ou des prix de l'énergie effectivement consommée, sauf dans le cas de fournitures particulières appelant un traitement de caractère forfaitaire.

Le montant annuel de l'abonnement d'une part, le ou les prix de l'énergie d'autre part, dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par le client,
- de la tension sous laquelle l'énergie est fournie,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année.

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité est déterminé par l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

☞ *Conformément à l'article R. 337-19 du code de l'énergie.*

A la suite d'une évolution, les nouveaux tarifs seront applicables aux consommations relevées postérieurement à la date d'effet des nouveaux tarifs.

Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente décomptera ces consommations « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé

la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de la consommation.

Un tarif peut être mis en extinction ou supprimé.

Un tarif mis en extinction ne peut plus être proposé aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. A la même date, l'application d'un tarif mis en extinction ne peut plus être demandée par un client pour un nouveau contrat. La mise en extinction d'un tarif n'a pas d'effet sur les contrats en cours. Elle n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve le tarif en extinction tant qu'il ne demande pas de modification du tarif souscrit. Lorsque le client demande au fournisseur aux tarifs réglementés de vente une modification du tarif souscrit, il est informé qu'il perd le bénéfice de ce tarif en extinction.

Quand un tarif est supprimé, le client est informé dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression du tarif et est avisé de la nécessité de choisir un autre tarif parmi ceux en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression du tarif, la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision de suppression du tarif lui est appliquée.

## **Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes**

### A) Tarification de l'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution fait l'objet de décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie. Ces décisions sont élaborées et publiées dans les conditions prévues à l'article L. 341-3 du code de l'énergie.

Le ou les tarifs d'utilisation du réseau sont facturés par le gestionnaire de réseau de distribution au client ou au fournisseur de ce dernier.

Les tarifs sont conformes aux prescriptions réglementaires et dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par l'utilisateur,
- de la tension sous laquelle l'énergie est livrée,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année,
- des caractéristiques du transit de puissance sur le site (injection ou soutirage).

*☞ L'article L. 341-2 du code de l'énergie définit les principes généraux de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.*

En cas de changement de tarif, le nouveau tarif est applicable aux utilisateurs à la date prévue par la décision de la Commission de régulation de l'énergie. Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le gestionnaire de réseau de distribution facturera l'utilisation du réseau « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de l'énergie livrée.

### B) Tarification des prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution peut proposer des prestations annexes aux clients, aux fournisseurs ou à toutes autres personnes physiques ou morales. La part de ces prestations non couverte par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution est facturée à ces utilisateurs par le gestionnaire de réseau de distribution de manière non discriminatoire.

Les prestations ainsi proposées par le gestionnaire de réseau de distribution sont facturées selon les modalités indiquées dans les catalogues des prestations, décrits en annexe 6, validés par la Commission de régulation de l'énergie, que le gestionnaire de réseau de distribution rend publics, notamment sur son site internet : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr). Il communique également ces informations sur simple demande.

## CHAPITRE VI

### COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION

#### **Article 43 — Inventaire des ouvrages**

A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit à l'autorité concédante un inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service dans les conditions prévues par la réglementation.

*☞ L'article D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales prévoit que le contenu de l'inventaire et les délais de sa production sont arrêtés par le ministre chargé de l'électricité après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité.*

L'inventaire ainsi fourni est établi à la date d'arrêté des comptes du gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Les comptes du gestionnaire du réseau de distribution sont arrêtés et approuvés dans les conditions indiquées par l'article 225.68 du code de commerce.*

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues ci-dessus, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
  - un fichier de données techniques portant sur les longueurs totales de réseau en basse tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre) et en moyenne tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre, câbles à isolation synthétique), le nombre de postes de transformation HTA/BT (en distinguant : en immeuble, en cabine basse, en cabine haute, en préfabriqué, sur poteau), le nombre de transformateurs HTA-BT, le nombre d'appareils de comptage au sens des articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de d'électricité en distinguant les compteurs effectivement communicant ;
  - un fichier de données comptables détaillant par commune, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages, le mois et l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;
- pour les autres ouvrages :
  - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les branchements, colonnes montantes et appareils de comptage autres que ceux visés ci-dessus. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à détailler et expliciter à la demande de l'autorité concédante.

Au titre de la mise en place progressive d'un suivi détaillé des branchements collectifs, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à enregistrer la totalité des flux entrants (ouvrages nouvellement construits ou rénovés) dans un système d'information.

## **Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité**

A) L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. A cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

*☞ L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.*

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation.

Les principes de ce contrôle sont définis à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente communiquent à l'autorité concédante au plus tard le 1<sup>er</sup> juin de chaque année, un compte-rendu annuel d'activité retraçant l'exécution du contrat de concession au titre de l'année civile écoulée.

*☞ Le contenu et les modalités de communication du compte-rendu annuel d'activité sont conformes aux articles D. 2224-34 et suivants du code général des collectivités territoriales.*

Le compte-rendu annuel d'activité fait apparaître les éléments suivants :

1°) L'analyse de la qualité du service rendu aux clients de la concession

Celle-ci comporte les résultats afférents à la qualité du service rendu aux clients, au titre de chaque mission concernée et à la qualité de l'énergie distribuée au moyen d'indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé.

Ces indicateurs sont communiqués au périmètre de la concession, à l'exception de ceux relatifs à la qualité de l'énergie distribuée qui peuvent être communiqués à un périmètre plus précis.

Cette analyse comporte également une présentation des mesures prises par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour répondre aux exigences de qualité du service définies par la réglementation et le présent contrat.

Les informations de nature statistique sont communiquées, dans la mesure du possible, au périmètre de la concession. Par exception, celles de ces informations qui ne sont pas susceptibles de répartition sont communiquées à un périmètre plus large.

2°) Les informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé

La présentation de la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé comporte :

- d'une part, le compte rendu de la politique d'investissement et de développement du réseau concédé mentionné au I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, ce qui vaut, sauf demande expresse, transmission à l'autorité concédante de ce dernier compte-rendu ; ce compte-rendu identifiera les investissements menés par finalité ainsi que la localisation et le montant de ces opérations ;
- et, d'autre part, des éléments relatifs au gros entretien des ouvrages.

Ce compte-rendu annuel comprend des éléments prévisionnels relatifs aux investissements du gestionnaire du réseau de distribution mentionnés notamment à l'article 11 du présent cahier des charges, y compris les aspects liés à la répartition des investissements relatifs aux postes source desservant plusieurs concessions et aux raccordements des producteurs.

3°) Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession

1- Les éléments financiers d'exploitation de la concession comprennent, d'une part, les méthodes et les éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges et, d'autre part :

- Au titre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, les rubriques de produits et de charges liées à l'exploitation courante de la concession :
  - les rubriques relatives aux produits d'exploitation sont : les recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie ; les recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes ; la production stockée et immobilisée ; les reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises ; les reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions, et le total des autres produits d'exploitation ;
  - les rubriques relatives aux charges sont : les charges d'exploitation (achats dont : accès au réseau amont et couverture de pertes ; charges de personnel ; redevances, impôts, taxes ; charges centrales et autres charges) et les charges calculées (dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du gestionnaire du réseau de distribution d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers, d'autre part ; autres amortissements ; dotations aux provisions relatives aux biens en concession ; autres dotations d'exploitation).

Ces rubriques sont présentées sous la forme d'un tableau qui reprend les postes d'un compte de résultat. Ce tableau mentionne également les produits et les charges exceptionnels.

- Au titre de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente et établis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession bénéficiant de ces tarifs :
  - le chiffre d'affaires ;
  - les coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

Les informations sont communiquées au périmètre des clients de la concession raccordés au réseau public de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R. 337-18 du code de l'énergie.

2- Ces éléments d'exploitation s'accompagnent d'une présentation des perspectives d'évolution des grandes rubriques de charges et de produits ci-dessus dans le cadre tarifaire en vigueur.

#### 4°) La consistance du patrimoine concédé :

La présentation du patrimoine concédé, par catégories d'ouvrages, concerne les ouvrages dont l'autorité concédante est propriétaire en vertu du premier alinéa de l'article L. 322-4 du code de l'énergie.

Elle indique, pour chacune de ces catégories d'ouvrages, d'une part, leur valeur brute et sa variation annuelle, leur valeur nette comptable, leur valeur de remplacement et le montant des provisions pour renouvellement restant et, d'autre part, la synthèse des passifs spécifiques qui leur sont attachés, ainsi que leur durée d'amortissement.

Le tableau de variation des valeurs brutes fait apparaître pour l'exercice considéré les sorties d'actif, les sources de financement des ouvrages mis en service dans l'année, détaillant les apports financiers du concédant et des tiers, ainsi que les apports nets du gestionnaire de réseau de distribution.

La présentation de la synthèse des passifs spécifiques distingue les financements respectifs du concédant et du gestionnaire du réseau de distribution, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement.

#### 5°) Les évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables :

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ayant des effets sur l'exploitation de la concession.

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, des services rendus aux clients de la concession et l'organisation de ces services pour le territoire de la concession.

La liste des indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé à communiquer dans le compte-rendu annuel d'activité et, le cas échéant, leur périmètre de restitution sont précisés à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

## **Article 45 — Cartographie du réseau**

Une fois par an, dans le mois suivant la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit gratuitement à celle-ci les plans du réseau en moyenne échelle (de précision inférieure à 1/1000<sup>ème</sup>) mis à jour de tout ou partie du réseau basse ou haute tension existant.

Cette mise à disposition est réalisée sous un format électronique compatible avec les systèmes d'information géographique usuels (format shape).

Ces plans de réseau contiennent des données cartographiques qui sont listées à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Cette mise à disposition peut être complétée, selon des modalités techniques et financières convenues entre les parties par des conventions spécifiques « moyenne échelle » et « grande échelle » définissant :

- pour la « moyenne échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques supplémentaires facilitant la coordination et l'accomplissement de leurs activités respectives de maîtrise d'ouvrage des travaux ;
- pour la « grande échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques dans une démarche commune d'établissement, d'échange et de gestion des fonds de plans sur leurs chantiers respectifs, notamment dans le cadre des obligations liées au décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution des travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, mais également afin de faciliter la réalisation de leurs missions respectives ;

Dans le cas où l'autorité concédante est compétente en matière de gestion de banque de données urbaines au périmètre de la concession, celle-ci s'engage à mettre à disposition du gestionnaire du réseau de distribution les fonds de plan à grande échelle (de précision supérieure à 1/1000<sup>ème</sup>) géo-référencés qu'elle tient à jour, selon des modalités techniques et financières à convenir entre les parties dans une convention spécifique.

Dans l'hypothèse où cette base de données urbaine n'existe pas ou est incomplète, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante examineront ensemble les conditions de son établissement.

## **Article 46 — Pénalités**

En cas de non-production des documents prévus aux articles 43 à 45 ci-dessus dans les conditions qu'ils définissent et après mise en demeure par l'autorité concédante, par lettre recommandée avec accusé de réception, restée sans suite pendant quinze jours, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, chacun pour ce qui le concerne, versent à celle-ci une pénalité dont l'autorité concédante arrête le montant dans la limite de :

- pour le gestionnaire du réseau de distribution : un millionième du montant des recettes d'acheminement de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante ;
- pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : un millionième du chiffre d'affaires de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante.

Les parties conviennent d'appliquer en lieu et place des modalités définies ci-dessus, à compter de leur entrée en vigueur, toutes dispositions réglementaires qui porteraient sur le régime des pénalités dues en cas de non-respect de ces mêmes obligations.

#### **Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations**

Dans l'année qui suit la signature du présent contrat, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente proposent, chacun pour ce qui le concerne, à l'autorité concédante un espace internet personnalisé et sécurisé permettant la mise à disposition de données relatives à la concession relevant du présent chapitre.

Ils mettent à disposition sur l'espace internet mentionné ci-dessus le compte rendu annuel d'activité mentionné au B) de l'article 44 ci-dessus dans le délai de trente jours suivant sa communication à l'autorité concédante, conformément à la réglementation.

## CHAPITRE VII

### TERME DE LA CONCESSION

#### **Article 48 — Durée de la concession**

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à 30 ans, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

*⌘ Compte tenu de l'équilibre nécessaire entre les diverses dispositions du cahier des charges, et notamment celles créant des droits et obligations à la charge du concessionnaire, la durée de la concession est normalement comprise entre 25 et 30 ans.*

*Les conditions dans lesquelles le contrat deviendra exécutoire sont précisées à l'article L. 2131-1 du code général des collectivités territoriales.*

#### **Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession**

Deux ans au moins avant le terme de la concession, les parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exécution du service public pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et pour la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés.

A) En cas de renouvellement de la concession au profit du concessionnaire les immobilisations concédées ainsi que les dettes et créances qui y sont attachées seront intégralement maintenues au bilan du concessionnaire. Les provisions antérieurement constituées par le concessionnaire en vue de pourvoir au renouvellement des ouvrages concédés, non utilisées à l'échéance du présent contrat, resteront affectées à des travaux sur le réseau concédé.

B) L'autorité concédante a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science. L'autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration.

L'autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans adressé au concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas mentionné au présent B) :

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
  - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
    - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué<sup>7</sup> par référence au TMO,

---

<sup>7</sup> La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

⌘ Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

- et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'autorité concédante devra verser au concessionnaire.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le concessionnaire devra verser à l'autorité concédante.

- au montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixé, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.
- s'agissant des biens de reprise, l'autorité concédante aura la faculté de les reprendre en tout ou en partie, selon son choix, sans y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession.

Les parties pourront choisir un expert unique. A défaut d'entente, il sera fait appel à trois experts, dont un désigné par chacune des parties ; un tiers expert sera désigné par les deux premiers ou, à défaut d'accord, par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent.

C) Les règlements correspondant à l'application des dispositions du présent article seront effectués dans les six mois qui suivront la fin de la concession. Tout retard dans le versement des sommes dues donnera lieu de plein droit, après mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

## CHAPITRE VIII

### DISPOSITIONS DIVERSES

#### **Article 50 — Conciliation et contestations**

En cas de manquement aux obligations qui sont imposées au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, par le présent cahier des charges, un procès-verbal de constat pourra être fait par les agents du contrôle de l'autorité concédante. Il sera notifié au concessionnaire, sans préjudice des recours qui pourront être exercés contre le concessionnaire.

Avant l'engagement de toute procédure juridictionnelle, les parties conviennent que les contestations qui naîtraient entre elles concernant l'interprétation ou l'exécution du présent cahier des charges doivent donner lieu à une tentative de conciliation. A cette fin, les contestations doivent être :

- portées devant la Commission permanente de conciliation. Une fois saisie par la partie la plus diligente, cette Commission dispose d'un délai de deux mois pour trouver un accord ;

*⌘ La FNCCR a été l'interlocuteur national d'Enedis et d'EDF S.A. pour l'établissement du modèle de contrat de concession. Elle est de ce fait l'organisme de représentation des collectivités concédantes qui en connaît le mieux l'esprit.*

*La FNCCR, Enedis et EDF S.A. sont convenus en conséquence de créer, au niveau national, une Commission permanente de Conciliation composée de six membres dont trois représentants du concessionnaire et trois représentants de la FNCCR.*

- le cas échéant, portées à la connaissance du préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

Si aucune conciliation n'est trouvée, la partie la plus diligente peut saisir le tribunal compétent.

L'une ou l'autre de ces procédures de conciliation ne fait pas obstacle au droit pour l'une des parties de saisir le juge compétent à titre conservatoire dans l'hypothèse où les délais de recours ne permettraient pas d'attendre l'issue de la conciliation.

Les parties s'informent mutuellement de tout recours contentieux portant sur le présent cahier des charges ou sur son interprétation.

Les dispositions précitées sont sans préjudice, pour la mission de développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique, de celles prévues par l'article R. 111-19-8 du code de l'énergie permettant, à la demande d'au moins un quart des membres, l'inscription de points à l'ordre du jour du comité du système de la distribution publique d'électricité.

#### **Article 51 — Impôts, taxes et contributions**

Sans préjudice des dispositions de l'article 52 du présent cahier des charges, le concessionnaire, au titre de chacune de ses missions, s'acquitte de tous impôts, taxes et contributions qui sont ou seront mis à sa charge, de telle sorte que l'autorité concédante ne soit jamais inquiétée à ce sujet.

*⌘ Sont notamment à la charge du concessionnaire tous les impôts, taxes et contributions liés à l'existence des ouvrages de la concession. Dans le cas où l'autorité concédante, ou l'une de ses collectivités adhérentes, se verrait imposée à ce titre (par exemple pour l'impôt foncier relatif à un poste de transformation), le concessionnaire assumerait la charge correspondante sur simple demande de l'autorité concédante.*

Les impôts, taxes et contributions, dont les taxes sur le chiffre d'affaires, incombant légalement au client sont, dans la mesure où le concessionnaire a la charge de leur collecte, répercutés par ce dernier sur le client, en complément des prix hors taxes de l'énergie livrée et des prestations visées au présent cahier des charges.

## **Article 52 — Modalités d'application de la TVA**

### **A) TVA sur redevance de concession**

La part de la redevance dite « d'investissement » prévue à l'article 4 et définie à l'article 2.3 de l'annexe 1 au présent cahier des charges est soumise à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun.

*☞ En application de l'article 256 B du code général des impôts et conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-10-20-10-10 n°93, les collectivités qui, pour l'exploitation d'un service public, mettent à disposition d'un exploitant, à titre onéreux, les investissements qu'elles ont réalisés doivent être considérées comme assujetties à la TVA. La mise à disposition de ces investissements constitue en effet une activité économique consistant en l'exploitation de biens corporels en vue d'en tirer des recettes ayant un caractère de permanence.*

*Il n'en va autrement que lorsqu'il ressort des termes du contrat que cette redevance éventuelle est due à raison d'exigence d'intérêt général ou d'une contribution à l'exercice de l'autorité publique (par exemple pour permettre à la collectivité de supporter la charge de sa mission de contrôle).*

En pratique, il appartiendra à l'autorité concédante de soumettre à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun la part dite « d'investissement » de la redevance.

### **B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante**

En application du contrat de concession du 28 novembre 1992 et de ses avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

*☞ Conformément à l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts, l'autorité concédante pouvait transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle avait été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.*

*Le décret n°2015-1763 du 24 décembre 2015 a abrogé l'article 210 précité et met fin à la procédure de transfert du droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégataires de service public en application de contrats de délégation conclus à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016. Dans ce cas, l'autorité concédante est fondée à opérer directement la déduction de la taxe grevant les investissements réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé.*

Dans le cas où le montant de la TVA ainsi récupérée par le gestionnaire du réseau de distribution ferait ultérieurement l'objet d'un redressement de la part du service des impôts, ce montant, majoré le cas échéant des pénalités légales mises à la charge du gestionnaire du réseau de distribution, lui serait remboursé par l'autorité concédante avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce redressement, sauf si la cause du redressement était directement imputable au gestionnaire du réseau de distribution.

De même si, en cas de perte de jouissance des ouvrages concédés, notamment à l'expiration de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est amené à reverser au Trésor une partie de la TVA effectivement récupérée au titre des dépenses d'investissement réalisées par l'autorité concédante au cours des vingt années précédentes, l'autorité concédante remboursera au gestionnaire du réseau de distribution les sommes ainsi reversées au Trésor avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce reversement.

En cas de retard dans le règlement des sommes ainsi dues, le gestionnaire du réseau de distribution pourra appliquer des intérêts de retard, au taux légal, en vertu des dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

*☞ Il s'agit des intérêts au taux légal fixé par décret en application de la loi n°75-619 du 11 juillet 1975.*

### **C) TVA sur réfections de voirie publique**

La collectivité gestionnaire de la voirie peut mettre à la charge du gestionnaire du réseau de distribution le montant des travaux de réfection de la voirie dont elle a été maître d'ouvrage, dans la mesure où ils sont consécutifs à la réalisation de travaux intéressant le réseau concédé.

Ce montant étant destiné à réparer les dommages causés à la voirie publique, il n'est pas soumis à la TVA.

☞ Conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-30-10-60-20 n°170.

Le cas échéant, la collectivité gestionnaire de la voirie est fondée à répercuter au gestionnaire du réseau de distribution le coût TTC acquitté au titre des travaux qu'elle aura confiés à des entreprises extérieures.

☞ Selon les dispositions de la circulaire interministérielle n° NOR/INT/B16/01970/N du 8 février 2016, les dépenses d'entretien de la voirie, payées à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et respectant les conditions applicables aux dépenses d'investissement, c'est-à-dire réalisées par un bénéficiaire du fonds de compensation de la TVA sur un équipement relevant de son patrimoine ou mis à disposition dans le cadre de transferts de compétence, sont considérées comme pouvant bénéficier des attributions de ce fonds.

#### D) Contributions hors champ d'application de la TVA

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables, les contributions versées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans le cadre de travaux prévus à l'article 8 du présent cahier des charges et à son annexe 2bis relative à la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière ne sont pas soumises à la TVA.

#### E) Redressements en matière de TVA à l'initiative de l'administration fiscale

Dans l'hypothèse où l'autorité concédante ferait l'objet d'une notification de redressement en matière de TVA collectée sur les contributions versées par le concessionnaire en application du contrat, ces redressements de TVA collectée feront l'objet de factures rectificatives avec TVA à l'attention du concessionnaire en vue de leur paiement, et ce, considérant que le point de départ du droit à déduction pour le concessionnaire est l'émission de la facture rectificative par l'autorité concédante.

### **Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution**

Les personnes que le gestionnaire du réseau de distribution fait assermenter pour la surveillance et la police de la distribution et de ses dépendances seront munies d'un titre attestant de leurs fonctions.

### **Article 54 — Élection de domicile**

Le concessionnaire fait élection de domicile à :

- Pour le gestionnaire du réseau de distribution : Enedis – 13 allée des Tanneurs à NANTES (44040)
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : EDF – Direction Commerce Ouest – 11 rue Edmé Mariotte à NANTES (44300)

### **Article 55 — Documents annexés au cahier des charges**

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- Annexe 1, définissant notamment les modalités convenues entre autorité concédante et concessionnaire concernant :
  - la redevance prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges,
  - la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution,
  - l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 8 du cahier des charges,
  - le cas échéant, d'autres adaptations locales du contrat ;
- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements;

- Annexe 2bis, relative au versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;
- Annexe 9, le cas échéant, conventions cartographiques à moyenne et / ou grande échelle.

Les annexes au présent cahier des charges font partie intégrante du contrat de concession.

Les annexes 3, 4, 5, 6, 7, 7bis, 8 sont mises à jour dans les conditions fixées au présent contrat, sans mettre en cause les dispositions de celui-ci et sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

## **ANNEXE 1**

### **ARTICLE 1**

#### **OBJET**

- 1.1. La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 6, 7, 8 et 44 et plus généralement, les modalités particulières convenues entre les parties pour l'exécution du contrat de concession.
- 1.2. Toute modification des dispositions de la présente annexe se fera par voie d'avenant au contrat de concession. Les parties peuvent néanmoins convenir, lorsqu'il s'agit d'une simple mise à jour, que cette modification pourra se faire par simple échange de lettres entre le représentant légal de l'autorité concédante et le concessionnaire.

### **ARTICLE 2**

#### **REDEVANCE DE CONCESSION**

- 2.1. Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :

- la première, dite "**de fonctionnement**", couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à l'article 1 du cahier des charges, telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

Cette redevance, dite « de fonctionnement », permet également, à titre accessoire, de financer certaines actions de l'autorité concédante permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique parmi celles ci-après :

- les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
- les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
- la conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,
- les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants,
- l'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité.

L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire des actions menées dans le cadre défini au paragraphe ci-dessus.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R1** ;

- la deuxième part, dite "**d'investissement**", est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

Le montant de la redevance d'investissement est fixé conformément aux dispositions du 2.3 ci-après.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R2**.

## 2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

2.2.1. Pour une année donnée, la détermination de **R<sub>1</sub>** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **L<sub>C</sub>**, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- **P<sub>C</sub>**, population municipale<sup>1</sup> des communes de la concession ;
- **P<sub>D</sub>**, population municipale<sup>1</sup> desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole<sup>2</sup> ou une communauté urbaine et :

- o si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole<sup>2</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à **P<sub>C</sub>** ;
  - o si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole<sup>2</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
  - o si l'autorité concédante est une métropole<sup>2</sup> ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
  - **ING<sub>0</sub>**,
    - valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année 1991, c'est-à-dire la valeur **ING<sub>0</sub>** du contrat de concession signé entre les parties le 28 novembre 1992, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;
  - **ING**, index « ingénierie »<sup>3</sup> ;

<sup>1</sup> Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.

<sup>2</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

<sup>3</sup> Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué.

## 2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros, comme suit

### 2.2.2.1. Part R1 calculée

#### a- Au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat :

$$R1_1 = (10,5 L_{C1} + 0,23 P_{C1}) \times (1 + P_{C1}/P_{D1}) \times (0,02 \times D + 0,5) \times (0,15 + 0,85 \text{ING}_1 / \text{ING}_0)$$

où  $R1_1$  désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et  $L_{C1}$ ,  $P_{C1}$ ,  $P_{D1}$  et  $\text{ING}_1$  désignent respectivement les valeurs  $L_C$ ,  $P_C$ ,  $P_D$  et  $\text{ING}$  retenues pour ledit calcul.

La valeur du terme de regroupement  $(1 + P_{C1}/P_{D1})$  ne peut excéder 2.

Le montant de  $R1_1$  ainsi calculé est estimé à 1 484 403 euros\*, par application des valeurs suivantes :

- $L_{C1}$  : 22 430,
- $P_{C1}$  : 810 187,
- $P_{D1}$  : 810 187,
- $D$  : 30,
- $\text{ING}_1$  : 115.1,
- $\text{ING}_0$  : 67.5

où  $\text{ING}_1$  est la valeur de l'index ingénierie du mois de décembre de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur du présent contrat.

\* Le montant R1 est ici estimé à partir des valeurs  $L_{C1}$ ,  $P_{C1}$ ,  $P_{D1}$  et  $\text{ING}_1$  connues au 31 décembre 2018. Ce montant sera actualisé, dès publication des valeurs au 31 décembre 2019, par échange de courriers entre les parties.

#### b- Au titre de chaque année suivante :

$$R1_n = R1_{n-1} \times [L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1})] / 3$$

où :

- $R1_n$ ,  $L_{Cn}$ , et  $P_{Cn}$  désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année  $n$  et les valeurs  $L_C$  et  $P_C$  retenues pour ledit calcul en année  $n$  ;
- $R1_{n-1}$ ,  $L_{Cn-1}$ ,  $P_{Cn-1}$  et  $\text{ING}_{n-1}$  désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs  $L_C$ ,  $P_C$  et  $\text{ING}$  retenues pour ledit calcul en année  $n-1$  ;
- $\text{ING}_n$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n$ .

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année  $n$ ,  $R1_1$  est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de  $L_{C1}$  et de  $P_{C1}$  correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur  $R1_n$  de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du présent paragraphe.

### 2.2.2.2. Part R1 à verser

Le montant **R1** calculé selon les modalités définies au 2.2.2.1. ci-dessus est modifié, le cas échéant, de façon à respecter les valeurs minimale et maximale suivantes :

#### a- Montant minimal de la part R1

Le montant **R1<sub>1</sub>** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

- la durée de la concession définie à l'article 48 du cahier des charges est au moins égale à 20 ans,
- l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire, et le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges,
- l'autorité concédante ne perçoit aucune majoration de la redevance de concession du fait de la départementalisation du pouvoir concédant.

Population de la concession ( $P_c$ )	Montant minimal de $R1_1$ (en euros)
70 000 habitants $\leq P_c <$ 100 000 habitants	30 000
100 000 habitants $\leq P_c <$ 200 000 habitants	120 000
200 000 habitants $\leq P_c <$ 300 000 habitants	190 000
300 000 habitants $\leq P_c <$ 450 000 habitants	240 000
450 000 habitants $\leq P_c$	360 000

Au titre des années suivantes, le montant **R1<sub>n</sub>** calculé au titre de l'année  $n$  ne peut être inférieur, sous réserve du respect des conditions ci-dessus, à ces valeurs revalorisées chaque année en appliquant la formule d'indexation :

$$[(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1}))] / 3.$$

#### b- Montant maximal de la part R1

Le montant **R1<sub>1</sub>** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 600 000 x (0,15 + 0,85  $\text{ING}_1 / \text{ING}_0$ ) euros, soit une valeur estimée à 959 644 euros\*, lorsque la valeur de  $(1 + P_{C1} / P_{D1})$  est égale à 2.

\* Le montant maximal est ici estimé à partir de la valeur  $\text{ING}_1$  connues au 31 décembre 2018. Ce montant sera actualisé, dès publication de la valeur au 31 décembre 2019, par échange de courriers entre les parties.

Au titre des années suivantes, le montant  $R1_n$  calculé au titre de l'année  $n$  ne peut excéder le montant maximal applicable l'année précédente, revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$(0,15 + 0,85 \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1}) \times [(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1}) / 2].$$

Le montant de la part R1 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire est égal à la part R1 calculée et modifiée, le cas échéant, selon les modalités précisées aux a- et b- ci-dessus, sans préjudice, le cas échéant, de l'application du 2.4 et du 2.5 ci-après.

## 2.3. Part de la redevance dite "d'investissement"

2.3.1. Pour une année donnée, la détermination de **R2** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement, dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé :
  - o non financés en tout ou partie par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours du concessionnaire qui lui serait adjoint ou substitué,
  - o après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire, dont les contributions prévues à l'article 10 du cahier des charges et l'abondement par ce dernier des dépenses effectuées par l'autorité concédante en vue d'améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après, ainsi que de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

Le montant B est déterminé à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment la totalité des coûts exposés<sup>4</sup> et les éventuels financements de tiers, adressés par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution.

Dans l'éventualité où les documents ci-dessus ne suffiraient pas à établir la consistance et le coût des travaux effectivement supportés par l'autorité concédante, celle-ci communique également au gestionnaire du réseau de distribution tout document complémentaire probant.

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **P<sub>C</sub>**, population municipale<sup>1</sup> des communes de la concession ;
- **P<sub>D</sub>**, population municipale<sup>1</sup> desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole<sup>5</sup> ou une communauté urbaine et :

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole<sup>5</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à **P<sub>C</sub>** ;
  - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole<sup>5</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
  - si l'autorité concédante est une métropole<sup>5</sup> ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **ING<sub>n</sub>**, index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n^6$  ;

---

<sup>4</sup> Les coûts de maîtrise d'œuvre sont inclus dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante.

<sup>5</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

<sup>6</sup> Pour toute valeur de  $n$  supérieure à 1.

- **ING**<sub>2016</sub>, valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;
- **C**, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des investissements de rénovation de canalisations collectives et des dérivations individuelles associées établies avant la date mentionnée au B) de l'article 29 du présent cahier des charges, dans l'habitat existant et dans le cadre d'opérations de rénovation urbaine (ANRU) ou de réhabilitation de l'habitat vétuste ou insalubre soutenues par l'ANAH ou l'ADEME ou par d'autres dispositifs d'aides publiques ayant le même objet de réhabilitation, conformément à l'article 29, sous réserve de la production des éléments suivants :
  - o justificatif de l'éligibilité de l'opération,
  - o convention associant l'autorité concédante, le propriétaire et le gestionnaire du réseau de distribution décrivant les modalités de rénovation et d'intégration dans la concession des branchements collectifs électriques et fixant la participation financière des parties, selon un modèle établi au plan national.
- **I**, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

- les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public permettant de réduire la puissance appelée en pointe et les luminaires à basse consommation, à savoir la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés, et le cas échéant les dépenses d'investissement des travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires à basse consommation, permettant de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux, ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution, non électriquement ou non physiquement séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports, à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution ou dans le cadre de travaux réalisés en application du A) de l'article 8 du cahier des charges,
- les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les dispositifs de stockage d'énergie dédiés au soutien du réseau public de distribution d'électricité, et présentant un avantage technico-économique pour le réseau public de distribution concédé,
- les diagnostics et études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation des investissements susmentionnés.

La prise en compte dans les termes I et C des dépenses d'investissement ci-dessus est par ailleurs subordonnée au respect des conditions suivantes :

- ces investissements ne doivent faire l'objet d'aucun autre financement de la part du gestionnaire du réseau de distribution ou par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué ;
- en vue d'assurer la bonne mise en œuvre du présent paragraphe et la prévention de différends relatifs à l'éligibilité aux termes I et C, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de

distribution conviennent de se concerter chaque année sur les investissements envisagés au titre de ces deux termes.

Le montant à prendre en compte au titre des termes I et C est déterminé :

- à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment les coûts exposés<sup>4</sup> et les éventuels financements de tiers, adressées par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution,
- après défalcation des montants des aides, participations ou contributions de tiers.

Le montant hors taxes par habitant des investissements pris en compte en année  $n$  ne peut excéder pour chacun des deux termes, la plus élevée des deux valeurs suivantes :

- 4 euros ou 4 euros x  $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$  pour le terme I,
- 2 euros ou 2 euros x  $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$  pour le terme C,

sans que la somme des investissements pris en compte dans les termes I et C de la part R2 de la redevance ne puisse excéder 4 euros ou 4 euros x  $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$ .

Lorsque le montant des investissements pris en compte respectivement dans le terme C et le terme I au titre de l'année  $n$  n'atteint pas la plus élevée des deux valeurs ci-dessus, la différence entre cette valeur et ce montant vient compléter, en tant que de besoin et à concurrence de la somme nécessaire, le montant des investissements susceptibles d'être pris en compte respectivement dans le terme C et dans le terme I au titre de la seule année  $n+1$ .

### 2.3.2. Le montant de la part R2 est déterminé, en euros, comme suit

#### 2.3.2.1. Part R2 calculée

##### A) Choix de la formule de calcul

L'autorité concédante peut opter en début de contrat et à titre définitif pour l'une des formules de calcul ci-dessous :

$$R2 = [(0,6 \mathbf{B} + 0,1 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_C / \mathbf{P}_D) + 0,25 \mathbf{C}] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

ou

$$R2 = [(0,5 \mathbf{B} + 0,2 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_C / \mathbf{P}_D) + 0,5 \mathbf{C}] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

Par exception, l'autorité concédante a la faculté de changer de formule de calcul une seule fois par période de 10 ans à compter de la date d'effet du contrat, sous réserve d'un délai de prévenance du gestionnaire du réseau de distribution de deux ans.

Le montant de la part R2 déterminé ci-dessus est majoré, le cas échéant, selon les dispositions du paragraphe 2.4 ci-dessous. Ce montant correspond à la part R2 calculée.

Ce montant s'entend hors toutes taxes.

## B) Option de l'autorité concédante en début de contrat

L'autorité concédante opte en début de contrat pour la formule de calcul suivante :

$$R2 = [(0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_c/P_d) + 0,25 C] \times (0,01 \times D + 0,1)$$

Conformément aux dispositions de l'alinéa 2 du A) du 2.3.2.1, l'autorité concédante opte pour cette formule à titre non définitif et se réserve le droit d'en changer.

### 2.3.2.2. Part R2 à verser

Le montant de la part R2 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice  $n$  est égal à la moyenne de la part R2 calculée selon les modalités précisées au 2.3.2.1. ci-dessus au titre de l'exercice  $n$  et des parts R2 payées au titre des quatre années précédentes, soit :

$$[R2_{\text{versée au titre de } n-4} + R2_{\text{versée au titre de } n-3} + R2_{\text{versée au titre de } n-2} + R2_{\text{versée au titre de } n-1} + R2_{\text{calculée au titre de } n}] / 5$$

Lorsque l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire et que la population municipale des communes de la concession est inférieure à 70 000 habitants, la part R2 est égale à 0.

Lorsque l'autorité concédante est une métropole<sup>7</sup> ou une communauté urbaine qui regroupe dans un seul contrat de concession tout ou partie des communes de son périmètre de compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et que le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges, des modalités locales d'application du présent paragraphe au titre des quatre premières années peuvent être prévues à l'article 13 de la présente annexe du contrat.

### 2.3.2.3. Majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat

En application de l'article 5 de l'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF, les Parties conviennent d'une majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession à verser au titre de la première année civile complète d'application du contrat égale à :

- 7% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est strictement inférieur à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015;
- 5% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est égal ou supérieur, dans la limite de 30 000 euros, à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015.

### 2.3.2.3. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles aux termes I et C de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

---

<sup>7</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité  
Cahier des charges – Syndicat Intercommunal d'Electricité de Maine Et Loire – Annexe 1

## 2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

La redevance de concession déterminée au 2.2 et au 2.3 ci-dessus est majorée, comme défini ci-après, dès lors que la concession regroupe dans un département l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire au 31 décembre de l'année précédant le calcul de la redevance.

Pour chaque année calendaire  $n$ , la majoration départementale versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : 150 000 euros + 25% x R2 calculée + 25% de la somme des parts couvertes par le tarif versées par le concessionnaire au cours de l'année  $n-1$ , dans la limite de la plus forte des deux valeurs : 300 000 euros et  $300\,000 \times (0,8 + 0,2 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{2009})$  euros,

où :

- $\text{ING}_n$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n$  ;
- $\text{ING}_{2009}$ , valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre 2008, soit 98,6 (base 2010) ;
- les parts couvertes par le tarif sont celles définies à l'annexe 2bis.

L'autorité concédante a perçu au titre de l'année 2016 la majoration prévue par le protocole FNCCR-EDF signé le 5 juillet 2007 en raison du regroupement à la maille départementale de l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire, dont 100 000 euros affectés à la part R1 et 200 000 euros affectés à la part R2 de la redevance de concession.

Conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017 :

- la majoration départementale calculée chaque année  $n$  dans les conditions prévues au 2ème alinéa du présent paragraphe est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2, sans modification de la répartition en pourcentage appliquée au titre de l'année 2016<sup>8</sup> ;
- le montant de R1 à verser chaque année  $n$  dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus ; le total ainsi obtenu correspond à la part R1 de la redevance à verser à l'autorité concédante ;
- le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités précisées au paragraphe 2.3.2.1. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus.

**2.5.** Pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre des années calendaires de l'entrée en vigueur du contrat et de l'expiration de celui-ci, il sera procédé comme suit :

- la valeur des termes R1 et R2 correspondant à la totalité de l'année calendaire en cause sera calculée conformément aux modalités précédentes,
- le montant à verser par le concessionnaire au titre de chaque part sera égal au produit du terme correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours de l'année calendaire en cause restant à courir à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat – ou écoulés jusqu'à la date d'expiration de celui-ci – au nombre total de jours de cette année.

**2.6.** Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de  $L_c$ . La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1<sup>er</sup> juillet de ladite année par l'autorité concédante au

---

<sup>8</sup> Sous réserve que le montant affecté à la part R1 de la redevance soit au moins égal à 100 000 euros.  
Cahier des charges – Syndicat Intercommunal d'Electricité de Maine Et Loire – Annexe 1

gestionnaire du réseau de distribution. Il comprend notamment les mentions obligatoires en vertu de la réglementation relative à la TVA. La redevance est versée par le gestionnaire du réseau de distribution avant le 31 juillet de ladite année.

Tout retard dans la transmission des éléments mentionnés à l'alinéa ci-dessus se traduit par un report du même nombre de jours des échéances mentionnées au même alinéa et du versement de la redevance. Il en va de même en cas de réception d'éléments incomplets.

En cas de retard du gestionnaire du réseau de distribution dans le règlement de la redevance, l'autorité concédante pourra, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

### **ARTICLE 3 REDEVANCES D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC COMMUNAL**

Le gestionnaire du réseau de distribution versera à chaque gestionnaire du domaine public concerné les redevances dues en raison de l'occupation du domaine public communal en application de la législation en vigueur et mentionnées à l'article 4 B) du cahier des charges.

En cas d'accord à cet effet entre ces gestionnaires et l'autorité concédante, dûment notifié au gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra verser à l'autorité concédante les redevances d'occupation du domaine public communal concernées.

### **ARTICLE 4 INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT**

**A** - En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.

Le montant de cette contribution est fixé chaque année d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

Si certaines opérations du programme de l'année  $n$  ne sont pas achevées au 31 décembre de l'année  $n$ , ces opérations seront imputées sur le montant de la contribution de l'année  $n$ , sous réserve qu'elles soient achevées avant le 31 décembre de l'année  $n+1$ .

Le montant de la contribution ainsi convenu est versé suivant des modalités et dans des délais définis d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de retard du concessionnaire dans le versement de cette contribution — ou de l'une de ses fractions, si celle-ci doit être versée en plusieurs fois — l'autorité concédante peut, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

**B -** Les périmètres et pourcentages visés aux alinéas 2, 3 et 4 du B) de l'article 8 du cahier des charges sont définis comme suit :

**a)** Périmètre visé à l'alinéa 2 :

Les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée lorsqu'elles se situent, selon la perspective visuelle, dans le périmètre de protection d'un monument ou site inscrit à l'inventaire des monuments historiques et défini dans l'Atlas des patrimoines du Ministère de la culture.

La solution la plus adaptée sera recherchée en lien avec les services de l'état DREAL, DDT sur les zones suivantes :

- Des zones naturelles d'intérêt écologique, floristique, faunistique (ZNIEFF) de type 1,
- Des arrêtés préfectoraux de protection de biotope,
- Des réserves naturelles, réserves biologiques, réserves nationales de chasse et faune sauvages (technique souterraine ou sur façade exclusivement),
- Des parcs naturels régionaux (PNR),
- Des sites classés ou inscrits (technique souterraine ou sur façade exclusivement),
- Des sites patrimoniaux remarquables (secteurs sauvegardés, aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine, aire de valorisation de l'architecture et du patrimoine (AVAP précédemment dénommés ZPPAUP),
- Des sites du réseau Natura 2000,
- Des zones humides protégées par la convention RAMSAR,
- Des forêts de protection.

**b)** Pourcentage visé à l'alinéa 3 :

En agglomération et en dehors des zones définies en a) (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route) : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou toute autre technique discrète, selon un pourcentage minimal de 70 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

**c)** Pourcentage visé à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique discrète, selon un pourcentage minimal de 50 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

**d)** Branchements :

Sauf cas particulier ou impossibilité technique, les branchements nouveaux seront réalisés en souterrain ou en aéro-souterrain.

**e)** Remplacement des postes tours en service :

Les postes de distribution publique d'électricité appelés « postes tour » sont des ouvrages particulièrement volumineux et souvent disgracieux. Leur suppression peut intervenir dans le cadre des travaux d'effacement des réseaux, de renforcement des ouvrages, de vétusté constatée ou lorsqu'ils mettent en jeu la sécurité des personnes et des biens.

L'importance, l'aspect général et l'ancienneté de ces installations, parfois situées dans un centre-ville ou centre-bourg rénové, conjugués à la sensibilité grandissante des élus et de leurs administrés à la

qualité de leur environnement, nécessitent d'engager une réflexion commune sur l'avenir de ces ouvrages de distribution.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent s'engager à remplacer ces ouvrages par voie de convention particulière entre les deux parties.

**f) Rénovation des postes de transformation en service:**

Les parties peuvent s'engager, au travers d'une convention, à rénover les enveloppes des postes de transformation en service en collaboration avec des associations d'insertion.

**ARTICLE 5**  
**MAITRISE D'OUVRAGE**

**A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage**

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes		
		Type C	Autres communes	
			Urbaine	Rurale
<b>Renforcements</b>				
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé	Enedis	Enedis	Sieml
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis	Enedis
<b>Sécurisation</b>				
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	Enedis	Enedis	Sieml (Renouvellement: Enedis)
<b>Raccordement</b>				
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives	Enedis	Consommateur HTA < 1050 kVA: Sieml	
			Enedis	
Extensions BT *	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation	Enedis	Enedis	Sieml
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL)	Enedis	Enedis	Sieml
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation	Enedis	Enedis	Sieml
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation	Enedis	Enedis	Sieml
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis	Enedis

Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension**	Enedis	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension**	Enedis	Enedis	Enedis <i>Par exception et avec accord d'Enedis, Liaison A si simultanée à l'extension: Sieml</i>
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis	Enedis
<b><u>Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs</u></b>				
Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective		Enedis	Sieml <i>Liaison A si simultanée à l'extension: Sieml Colonnes montantes et liaisons B : Enedis</i>	
<b><u>Intégration des ouvrages dans l'environnement</u></b>				
Effacement HTA		Enedis	Enedis	Enedis
Effacement BT		Sieml	Sieml	Sieml
<b><u>Déplacements d'ouvrage</u></b>				
Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers		Enedis	Enedis	Enedis

\* Les travaux de raccordement induisent le cas échéant la création de poste HTA/BT et le raccordement HTA associé.

\*\* Au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie

## B) Définitions

La liste de communes de type C est définie dans le paragraphe C ci-après.

Pour les autres communes, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :

Commune rurale : commune dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.

Commune urbaine : toute autre commune de la concession.

Les Parties conviennent que toute évolution des critères de ruralité constituerait un « changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat ». A ce titre, la clause de revoyure G de l'article 2 de la convention pourrait être invoquée par l'un ou l'autre des parties.

Dans le tableau ci-dessus, la nature des travaux est définie comme suit :

Renforcement des réseaux BT : travaux ayant pour objet la résorption des contraintes existantes de tension, d'intensité et de capacité sur le réseau BT, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ; ils incluent le renforcement des réseaux BT et, le cas échéant, des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Les renforcements de réseaux existants ayant pour origine une opération de raccordement ou d'augmentation de puissance ne sont pas à traiter dans cette ligne. Ils forment une catégorie de travaux de renforcement distincte, qui se rattachent à une opération de raccordement conformément au 3<sup>ème</sup> alinéa de l'article 6 du cahier des charges.

Renforcement des réseaux HTA : tous les travaux de renforcement des réseaux HTA.

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries sévères, par dépose des réseaux BT fil nu en l'absence de contraintes électriques, avec en priorité la dépose du réseau BT fil nu de faible section. Ces travaux consistent en une amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par le remplacement des conducteurs nus en basse tension par du câble torsadé ou par la mise en souterrain de réseau aérien et le cas échéant la création induite des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production : extensions HTA au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement HTA d'une installation de consommation ou de production.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation: extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL): extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production  $\leq$  6 kVA simultanément avec le raccordement d'une installation individuelle de consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production  $\leq$  6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production  $\leq$  36 kVA simultanément avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.

Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement de toute installation de production (hors raccordement d'une installation de production  $\leq$  6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production  $\leq$  36 kVA simultanément avec un bâtiment public neuf).

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation réalisé sans extension.

Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation BT réalisé avec extension.

Branchement de toute installation de production : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges de toute installation de production.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif.

Effacement : travaux d'effacement dont la finalité est l'amélioration de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau, par de l'enfouissement ou de la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

### **C) Communes de type C**

A la date de mise en vigueur du cahier des charges, les communes de type C au sens de la répartition de la maîtrise d'ouvrage telle que définie dans le tableau ci-dessus sont les suivantes :

- Angers
- Avrillé
- Baugé-En-Anjou\*
- Candé
- Cholet
- Montreuil-Bellay
- Les Ponts-de-Cé
- Sainte-Gemmes-sur-Loire
- Saumur
- Trélazé

*\*selon les dispositions de l'arrêté du 10 juillet 2015 portant création de la commune nouvelle de Baugé-en-Anjou.*

#### **Evolution du périmètre :**

Les parties conviennent qu'en cas de fusion de communes concernant à minima une commune de type C, la liste de communes de type C sera actualisée par voie d'avenant dans les 6 mois suivant l'acte administratif entérinant la création de la commune nouvelle, selon le principe de prépondérance défini ci-après.

Le changement de catégorie mentionnée ci-dessus intervient le 1er janvier suivant la date de renouvellement général des conseils municipaux suivant cet acte administratif.

Principe de prépondérance : si, au 31 décembre de l'année précédant celle de la publication de l'arrêté portant création d'une commune nouvelle, au moins 50% de la population totale de cette dernière est apportée par une ou plusieurs communes relevant de la catégorie C auxquelles elle est substituée en application de l'article L.2113-2 du CGCT, alors la commune nouvelle relève de la catégorie C.

Dans le cas contraire, la répartition de maîtrise d'ouvrage au sein de cette commune nouvelle dépendra du caractère « urbain » ou « rural » défini par arrêté préfectoral suivant le renouvellement général des conseils municipaux.

#### **Dispositions transitoires jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2021:**

Les communes de Baugé et Segré, de type C dans le précédent contrat de concession, ont été concernées par des fusions de communes. Par application du principe de prépondérance ci-dessus, les parties conviennent que :

- La commune nouvelle Baugé-en-Anjou devienne commune de type C
- La commune nouvelle Segré-en-Anjou Bleu ne devienne pas commune de type C
- L'évolution de la répartition de maîtrise d'ouvrage induite ne trouvera à s'appliquer qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021.

Ainsi, sur le périmètre de ces deux communes nouvelles et jusqu'au 1er janvier 2021, la répartition de maîtrise d'ouvrage est définie sur l'emprise de chaque commune déléguée comme suit :

- Baugé commune de type C
- Segré commune de type C
- Autres communes déléguées selon le caractère « Urbain » ou « Rural » défini par arrêté préfectoral.

**ARTICLE 6**  
**MISE A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDANTE**  
**D'INFORMATIONS SUR L'ETAT DU RESEAU CONCEDE**

Chaque année, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sans facturation additionnelle à l'autorité concédante, à sa demande, les informations nécessaires (état décrivant les contraintes, y compris la chute de tension dans le transformateur, et caractéristiques du réseau basse tension) lui permettant d'identifier le nombre et la localisation des départs du réseau basse tension nécessitant des travaux de renforcement relevant de sa maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis d'urbanisme.

Cette communication est accompagnée d'un avis du gestionnaire du réseau de distribution précisant les départs pour lesquels des travaux de renforcement sont à réaliser de façon prioritaire. L'autorité concédante informe le gestionnaire du réseau de distribution de son programme prévisionnel de travaux.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des données qualifiées ou des informations issues des dispositifs de comptage aux fins de suivi de la qualité de fourniture. Les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante qu'après le consentement de la personne concernée.

**ARTICLE 7**  
**TRAVAUX SOUS TENSION**

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à réaliser ou faire réaliser sous tension les travaux dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, aussi bien en haute qu'en basse tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général.

L'autorité concédante, pour les travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage, fait réaliser ceux-ci sous tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général, sauf disposition contraire convenue entre les parties.

**ARTICLE 8**  
**COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION**

Le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu d'activité du concessionnaire afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants :

**A) Indicateurs relatifs à la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité**

**1° Caractéristiques de la concession**

- Nombre d'utilisateurs desservis par le réseau concédé
- Quantités d'énergie acheminée (en kWh)
- Recettes d'acheminement détaillées par puissance
- Quantité d'énergie produite par type de production (en kWh)
- Puissance nouvelle raccordée (consommation / production en kVA)
- Nombre de compteurs Linky posés
- Nombre de compteurs Linky communicants posés.

## 2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA
- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension BT, dont
  - Longueur des fils nus de faibles sections ( $\leq 14 \text{ mm}^2$  Cu et  $\leq 22 \text{ mm}^2$  Alu)
- Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)
- Taux d'enfouissement du réseau HTA
- Taux d'enfouissement du réseau BT
- Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrage
- Nombre de postes HTA/BT par catégories :
  - dont poste sur poteau H61
  - dont poste cabine haute
  - dont poste cabine basse
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien

## 3° Indicateurs relatifs aux raccordements

- Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés
  - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36kVA
    - dont raccordements individuels sans adaptation de réseau
    - dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau
    - dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau
  - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36kVA et 250kVA
  - dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36kVA réalisés
  - dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau
  - dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau
- Envoi des devis de raccordement :
  - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - délai moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - délai moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau).

#### 4° Indicateurs de performance : qualité de la distribution et continuité d'alimentation

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)
- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel<sup>9</sup> (en minutes)
  - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
  - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
  - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues
  - dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues
  - dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT
- Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture.
- Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté<sup>10</sup>
- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle.
- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

---

<sup>9</sup> Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

<sup>10</sup> Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité ou supérieure à 110% de la tension nominale.

## 5° Indicateurs de la qualité du service au client

- Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus
- Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus
- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA (entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et date réelle de mise en exploitation), pour les branchements simples C5
- Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
  - Raccordement
  - Relève et facturation
  - Accueil
  - Intervention techniques et mises en service
  - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
  - Nombre d'appels reçus
  - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

## 6° Indicateurs de satisfaction des clients

- Taux de satisfaction globale :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36kVA
- Taux de satisfaction spécifique aux raccordements :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA.

## 7° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
  - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
    - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
    - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
    - Production stockée et immobilisée,
    - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
    - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
    - Total des autres produits d'exploitation,
  - Rubriques relatives aux charges d'exploitation :

- Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
- Charges de personnel,
- Redevances de concession,
- Impôts et taxes,
- Charges centrales et autres charges d'exploitation,
- Charges calculées :
  - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
  - autres amortissements,
  - autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

### **8° Indicateurs relatifs au patrimoine concédé**

- Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute des ouvrages
  - Amortissement cumulés
  - Valeur nette comptable
  - Provisions pour renouvellement cumulées
  - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute au 1<sup>er</sup> janvier
  - Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets
  - Retraits en valeur brute dans l'année
  - Valeur brute au 31 décembre
- Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

## **B) Indicateurs relatifs à la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente**

### **1° Caractéristiques de la concession**

a) Caractéristiques des clients de la concession :

- Nombre total de clients de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV) au 31 décembre
- Nombre de clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'exercice
- Nombre de clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'exercice
- Ventilation<sup>11</sup> des clients de la concession au 31 décembre
  - o par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
  - o par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
  - o par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 12 kVA et plus

b) Caractéristiques des ventes d'électricité sur la concession :

- Energie facturée (en kWh) par tarif et option au cours de l'exercice
- Recettes facturées (en euros) par tarif au cours de l'exercice

### **2° Qualité du service rendu aux clients**

a) Facturation :

- Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre
- Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre
- Nombre total de factures émises au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base d'un télé-relevé au cours de l'exercice
- Nombre de factures rectificatives au cours de l'exercice

b) Traitement des difficultés de paiement des clients particuliers de la concession :

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré<sup>12</sup>, au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles
- Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale<sup>13</sup>
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

---

<sup>11</sup> Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

<sup>12</sup> A la date de signature du présent contrat : le 1<sup>er</sup> novembre de l'année dont il est rendu compte

<sup>13</sup> A la date de signature du présent contrat : du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars inclus et du 1<sup>er</sup> novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

- Nombre de conseils tarifaires dispensés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients particuliers au cours de l'exercice
- Nombre de clients particuliers bénéficiant d'un accompagnement énergie de la part du fournisseur aux tarifs réglementés de vente au cours de l'exercice
- Nombre de souscriptions sans interruption de fourniture au cours de l'exercice
- Nombre d'appels téléphoniques traités pour les clients particuliers au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre de pages vues sur le(s) site(s) internet proposé(s) au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre d'espaces internet client ouverts au 31 décembre, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Modalités de contact et d'accueil proposées aux clients par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente (sites internet, services téléphoniques, points d'accueils, ...)

d) Traitement des réclamations des clients particuliers de la concession :

- Nombre total de réclamations écrites<sup>14</sup> reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie<sup>15</sup> :
  - o Accueil
  - o Conseil et services
  - o Contrat
  - o Facturation
  - o Qualité de fourniture et réseau
  - o Recouvrement
  - o Relation avec le distributeur
  - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

- Taux de satisfaction des clients résidentiels à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Taux de satisfaction des clients non résidentiels à la même maille.

**3° Eléments financiers de la concession :**

Etablis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R.337-18 du code de l'énergie :

- chiffre d'affaires ;
- coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

---

<sup>14</sup> Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

<sup>15</sup> Répartition à la date de la signature du présent contrat.

## **ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE**

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de leur mission, l'autorité concédante a la faculté d'exercer un contrôle annuel dans le cadre précisé ci-après.

Pour les missions périodiques ainsi diligentées par l'autorité concédante, les parties conviennent des principes ci-après.

### **A) Information préalable**

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins 2 mois<sup>16</sup> avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges. Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à 2 mois<sup>17</sup>.

### **B) Organisation de la mission de contrôle**

A la demande de la partie la plus diligente, une réunion préparatoire pourra être organisée afin de compléter ou de préciser les indications ainsi notifiées et de convenir du calendrier de la mission.

### **C) Déroulement de la mission de contrôle**

Dans le cadre du calendrier ainsi convenu, le concessionnaire désigne des agents qualifiés qui sont les interlocuteurs des agents de contrôle de l'autorité concédante et qui leur fournissent les informations utiles à l'exercice de leur mission de contrôle sans préjudice des dispositions du D) ci-après.

En toutes circonstances, les agents de contrôle de l'autorité concédante veilleront à limiter au strict nécessaire la gêne occasionnée à l'exploitation.

### **D) Informations sensibles**

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté<sup>18</sup> à cet effet.

Ces informations lui seront remises en main propre contre signature d'une attestation mentionnant notamment la date de la mission de contrôle, l'identité de l'agent de contrôle et la description des informations remises.

Cet agent devra être en mesure de présenter aux représentants du concessionnaire tout titre ou document attestant de sa désignation par l'exécutif de l'autorité concédante, de son habilitation à recevoir les informations ci-dessus et de sa prestation de serment.

Sans préjudice de la protection par la loi d'autres données, les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le concessionnaire à l'agent de contrôle qu'après le consentement de la personne concernée.

---

<sup>16</sup> A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à deux mois.

<sup>17</sup> A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à un mois.

<sup>18</sup> Conformément à la législation en vigueur

## **E) Rapport de contrôle intégrant les préconisations de l'autorité concédante**

A l'issue de ces opérations de contrôle périodique, si l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante formule des recommandations relatives à l'exécution du contrat par le concessionnaire, il notifie le projet de rapport à ce dernier. Celui-ci dispose d'un délai de 4 semaines pour apporter ses observations.

Un exemplaire du rapport final est transmis au concessionnaire. Ce dernier présente, le cas échéant, les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'autorité concédante dans un délai de 8 semaines.

L'autorité concédante arrête le montant de la pénalité mentionnée à l'article 46 du cahier des charges au plus tard dans les douze mois suivant la date d'expiration de la mise en demeure qu'elle a adressée au concessionnaire dans le cadre de l'exercice de son contrôle de la concession.

## **ARTICLE 10**

### **MOYENS DE DESSERTE DECENTRALISES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU**

#### **A) Conditions de mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés**

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1<sup>er</sup> du cahier des charges et incluant notamment la desserte rationnelle du territoire national, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent mettre en œuvre d'un commun accord des moyens de desserte décentralisés non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque<sup>19</sup> et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

Conformément au septième alinéa de l'article 2 du cahier des charges, la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés doit satisfaire à un motif d'intérêt général. A cet effet, et préalablement à sa mise en œuvre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution examinent conjointement l'intérêt technico-économique de l'opération projetée par rapport à un raccordement au réseau public de distribution d'électricité.

Pour qu'une solution reposant sur la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés soit retenue en substitution à une extension du réseau existant, elle doit en particulier être mise en œuvre conformément aux règles techniques du gestionnaire de réseaux, présenter un coût global actualisé pour la collectivité nationale inférieur à celui relatif à une alimentation à partir d'une extension du réseau public de distribution d'électricité et favoriser le développement d'une activité contribuant à l'aménagement du territoire. Elle doit en outre s'accompagner d'un engagement de non raccordement du site au réseau pendant 5 ans, à besoin constant.

Lorsque la maîtrise d'ouvrage des travaux est assurée par l'autorité concédante, l'accord des parties est matérialisé par la signature préalable par le gestionnaire du réseau de distribution d'un document de prise en concession de l'installation projetée après examen du dossier correspondant.

Dans les cas où les conditions mentionnées précédemment sont satisfaites, les moyens de desserte décentralisés intègrent les ouvrages concédés conformément aux dispositions de l'article 2 du cahier des charges.

Les moyens de desserte décentralisés incorporés dans la concession (ci-après « installations en site isolé ») comprennent l'ensemble des installations en amont des bornes de sortie du disjoncteur des clients, soit :

- les installations de production proprement dites : champ de modules photovoltaïques, avec leur boîtier de raccordement, et/ou générateur éolien ou générateur hydroélectrique ;
- la batterie de stockage de l'énergie, associée à un système de contrôle de la charge et de la décharge destiné à protéger la batterie ;

---

<sup>19</sup> Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

- le cas échéant, l'onduleur assurant la transformation du courant continu en courant alternatif 230 volts ;
- les ouvrages de distribution compris entre la source de production d'énergie et les bornes de sortie des disjoncteurs des usagers.

Pour les générateurs hydrauliques, les installations en concession comprennent la turbine et tous les systèmes de régulation, à l'exclusion des vannes et de leur asservissement, des ouvrages de génie civil, conduites forcées, bassins de captage d'eau.

Pendant la durée du contrat de concession, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de toute évolution significative des usages et/ou des caractéristiques techniques des installations en site isolé mises en œuvre conformément aux dispositions mentionnées ci-dessus, en particulier lorsque ces usages ou ces caractéristiques sont devenues notoirement en écart par rapport à la situation initiale.

Dans l'hypothèse où il serait nécessaire d'augmenter la capacité de l'installation en site isolé eu égard aux évolutions des besoins des clients desservis par cette installation, l'augmentation de puissance fait l'objet d'une étude par le maître d'ouvrage concernée visant à déterminer la solution technique la mieux adaptée pour satisfaire cette demande comme s'il s'agissait d'une nouvelle desserte.

Sur la base des informations communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra décider, le cas échéant, en accord avec l'autorité concédante, de mettre fin à l'exploitation d'une installation en site isolé et d'organiser son retrait du périmètre de la concession.

Par ailleurs, à l'échéance de la durée d'amortissement de chaque installation en site isolé fixée à 20 ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution en charge de l'exploitation du site isolé se rapprochent afin d'évaluer l'intérêt d'une poursuite de l'activité de ce dernier au regard des conditions énoncées au troisième alinéa du présent article, appréciées à la date de l'évaluation précitée, et du renouvellement de ladite installation.

## **B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés**

Le concessionnaire fournit un état annuel récapitulatif, au 31 décembre de l'année précédant la production de cet état, les installations en site isolé. Cet état précise la localisation de chaque installation, sa puissance et la date d'entrée en concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution précise la liste des sites isolés dont il a été mis fin à l'exploitation, d'un commun accord avec l'autorité concédante, au cours de l'année précédant la communication de l'état annuel mentionné ci-dessus.

Le concessionnaire communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le 1er juin de chaque année civile.

## **ARTICLE 11**

### **EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION**

En cas de modification des dispositions législatives relatives à la tension maximale des réseaux publics de distribution, les parties précisent par voie d'avenant, en tant que de besoin, les modalités de gestion par le concessionnaire des éventuels ouvrages et installations concernés de tension égale ou supérieure à 50 000 volts, sous réserve des droits des autres gestionnaires de réseau public d'électricité.

**ARTICLE 12**  
**CONDITIONS DE VERSEMENT DES CONTRIBUTIONS DES COMMUNES**  
**OU DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION INTERCOMMUNALE**

Lorsqu'elle est débitrice de la contribution prévues aux articles L. 342-6 et L. 342-11 du code de l'énergie, la commune, ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme, procède au mandatement des sommes dues à l'issue des travaux, permettant un règlement dans un délai maximal de 45 jours, à réception de la facture.

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans autre formalité le bénéfice d'intérêts moratoires, à compter du jour suivant l'expiration du délai.

**ARTICLE 13**  
**MISE A DISPOSITION DE DONNEES**

Les parties soulignent l'importance stratégique des données pour le bon accomplissement de leurs missions respectives.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de se rencontrer pour établir une convention précisant les modalités de transmissions de données, cartographiques et non cartographiques, qui pourrait s'inscrire dans le cadre d'une réflexion globale intégrant les cinq autorités concédantes des Pays de la Loire.

## **ARTICLE 14 VALORISATION DES OUVRAGES CONSTRUITS SOUS LA MAITRISE D'OUVRAGE DE L'AUTORITE CONCEDANTE**

Le présent article a pour objet de définir les modalités d'échanges entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante pour la valorisation comptable des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante et remis au gestionnaire du réseau de distribution.

### **A) Dossier transmis par l'autorité concédante**

Pour chaque ouvrage remis au gestionnaire du réseau de distribution, en complément au plan de récolement, le plus précis possible, et des tableaux de pose et de dépose, transmis au gestionnaire du réseau de distribution par ailleurs, l'autorité concédante, maître d'ouvrage, communique au gestionnaire du réseau de distribution les éléments techniques significatifs permettant d'appréhender pleinement le dossier de l'ouvrage construit, par l'intermédiaire d'une fiche de collecte, dite fiche « VRG », complétée de la façon la plus exhaustive possible.

Il est précisé que la fiche de collecte VRG établie par l'autorité concédante :

- doit mentionner le montant des coûts exposés par l'autorité concédante maître d'ouvrage (auxquels sont intégrés les frais de maîtrise d'œuvre et de maîtrise d'ouvrage) ; ce montant, tel que connu à l'établissement de la fiche VRG, est donné à titre indicatif ;
- doit identifier les éventuelles spécificités de chantier, en accompagnant leur description précise des surcoûts qu'elles entraînent pour le maître d'ouvrage ;
- est à transmettre au gestionnaire du réseau de distribution dès la remise de l'ouvrage à l'exploitant;
- est produite sur la base d'un modèle convenu entre les parties. En particulier, quand il y a lieu, la fiche VRG distingue les travaux de raccordement des autres travaux ne relevant pas d'un raccordement réalisés à l'occasion du même chantier.

L'envoi de la fiche de collecte VRG par l'autorité concédante est le fait générateur de la mise en œuvre du dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la valorisation de l'ouvrage remis au gestionnaire du réseau de distribution.

### **B) Instruction par le gestionnaire du réseau de distribution**

Le gestionnaire du réseau de distribution se rapproche systématiquement de l'autorité concédante lorsque les valorisations obtenues s'écartent des coûts exposés par l'autorité concédante au-delà des seuils d'alerte définis.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution analysent conjointement les écarts de valorisation selon les modalités convenues entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En particulier pour aider à cette analyse en commun, le gestionnaire du réseau de distribution fournit les fiches détaillées d'immobilisation par éléments techniques d'inventaire (produites par l'outil de valorisation) à l'autorité concédante qui en fait la demande.

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante des ajustements qu'il apporte aux valorisations des ouvrages effectuées avec l'outil de valorisation, à la suite des précisions ou compléments qui lui sont fournis par l'autorité concédante.

### **C) Convention VRG**

L'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution conviennent de se rencontrer pour établir une convention précisant notamment les modalités d'échange, les seuils d'alerte et dispositions relatives à la production de bilan annuel.

## **ARTICLE 15 ETAT DE CRISE**

Dans le cadre de l'article 38 du cahier des charges, en situation de gestion de crise affectant le réseau, le gestionnaire du réseau de distribution désigne un interlocuteur privilégié auprès de l'autorité concédante. Ce dernier informe l'autorité concédante de façon régulière à minima 1 fois par jour de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Chaque situation de crise consécutive à la survenance d'aléas climatiques d'intensité exceptionnelle fera l'objet d'un retour d'expérience (REX) présenté, en réunion dédiée, par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans l'année (l'échéance sera définie selon l'ampleur de l'évènement).

## **ARTICLE 16 INFORMATION INCIDENTS CONCESSION**

Sur demande ciblée et ponctuelle du concédant relative à la survenance d'un incident spécifique, le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à informer l'autorité concédante d'éléments de contexte et de perspective dans les 24 heures.

ATTESTATION n° : \_\_\_\_\_ (une attestation par groupement d'affaires)  
PERIODE DU : \_\_\_\_\_ (une attestation globale par mois)

**ATTESTATION D'INVESTISSEMENT  
SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ  
ETABLIE POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION**

Annexe 1 au cahier des charges de la concession

**I – MAITRE D'OUVRAGE :**

*Nom et adresse de l'autorité concédante*  
Représenté par *nom du président ou du maire*

**II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :**

Trésorerie de *nom de la trésorerie*

**III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :**

Enedis  
*Adresse de la Direction Territoriale*

**IV – CONTRAT :**

Contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique signé le *date de signature du contrat*

**V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :**

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

**VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :**

Après réception par *nom du concédant*, les ouvrages ont été mis à la disposition du concessionnaire de distribution publique d'énergie électrique aux dates indiquées dans le tableau annexé à la présente attestation.

**VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :**

Voir le tableau annexé à la présente attestation. Sont exclus tous les travaux bénéficiant des aides versées par le CAS FACE.

**VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :**

Mandats			Montants (euros)		
Exercice	Date	N°	TTC	H.T.	T.V.A.
			,	,	,
			,	,	,

MAITRE D'OUVRAGE  
Fait à :  
Le :  
Cachet du maître d'ouvrage  
Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC  
Fait à :  
Le :  
Cachet  
Signature

ATTESTATION D'INVESTISSEMENT N° \_\_\_\_\_ POUR LA PERIODE DU **XX/XX/XXXX AU XX/XX/XXXX**

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)		
N° affaire Enedis (ex. D327/XXX)	N° affaire autorité concédante	Nature du bien (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	Type de travaux (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	Commune / lieu-dit	Situation du bien (préciser adresse postale ou repère géographique)	Nature du financement (Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres)	En cas de financement par des tiers : Indiquer le montant de la participation des tiers	Date de mise à disposition du bien	Date de mandatement	Montant TTC	Montant HT	Montant TVA

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

## **ANNEXE 2**

### **SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENT**

*En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :*

- *un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;*
- *des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;*
- *un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).*

#### **Article 1 – Principes généraux de la démarche**

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de concession pour ce qui concerne la programmation des investissements et a pour objet de définir l'ambition pour le réseau, notamment de qualité, à l'échéance du schéma directeur afin de guider les choix d'investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité sur la durée du contrat.

Les dispositions locales mentionnées à l'article 8 de la présente annexe font l'objet d'une annexe complémentaire 2-A visant à préciser les règles du dispositif de gouvernance et le contenu des éléments techniques nécessaires à l'élaboration du schéma directeur et du programme pluriannuel des investissements.

Les orientations du schéma directeur seront prises en compte pour établir les programmes pluriannuels successifs à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

L'objectif de ce schéma directeur est la définition de zones géographiques prioritaires en matière d'amélioration de qualité de fourniture et l'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution. L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession, la dynamique des territoires liée aux évolutions des puissances et consommations de la concession et le développement des énergies renouvelables.

Le schéma directeur ou les programmes pluriannuels peuvent aussi intégrer des actions de modernisation du réseau associées à la mise en place de nouvelles technologies (réseaux intelligents, bénéfiques associés à la mise en place progressive de Linky) ou de nouvelles modalités de gestion du réseau comme les flexibilités locales telles que définies à l'article 24 du cahier des charges.

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte de six étapes successives dont le contenu est détaillé dans les articles suivants :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;

- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères pouvant porter sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

## **Article 2 – Diagnostic technique**

Le diagnostic technique s'appuie sur le descriptif du territoire de la concession et des ouvrages concédés en faisant un état des lieux technique précis, notamment par une évaluation de la performance dans le temps du réseau et une identification des zones géographiques en écart sur le territoire de la concession.

*Les points suivants ont notamment été évoqués :*

- *La description physique du réseau,*
- *L'évolution du critère B,*
- *La fréquence de coupures sur incidents du réseau de distribution,*
- *Les résultats en termes de continuité de fourniture et de tenue de la tension du décret qualité,*
- *La fiabilité des réseaux HTA et BT,*
- *L'analyse des sièges et des causes des incidents sur les réseaux BT et HTA,*
- *Les risques climatiques spécifiques à la concession.*

## **Article 3 – Evolution des besoins**

Les prévisions d'évolution des usages, de la consommation d'énergie, de la production d'énergie et des puissances injectées ou soutirées sont évoquées à cette étape. Elles sont nourries des orientations en termes de planification et de programmation énergétiques ainsi que des projets de développement et d'aménagement portés par les collectivités locales.

## **Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur**

Le dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution vise à intégrer les aspects suivants au schéma directeur :

- la recherche de la performance globale du réseau public de distribution dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent présentant un niveau de qualité et de sécurité adapté aux enjeux de la concession ;
- la prise en compte des besoins en électricité (connus et prévisibles), compte tenu tant de l'évolution des usages, des perspectives de développement du territoire, des perspectives de développement des énergies renouvelables, des bornes de recharge des véhicules électriques que des réglementations applicables en termes de performances énergétiques des constructions neuves ;
- la prise en compte des aléas climatiques, en y associant tous les moyens requis au vu des prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés par les préfetures des départements traversés par le réseau concédé,...), la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif ;
- la poursuite de la modernisation et de la sécurisation du réseau HTA et BT, notamment par des actions de maintenance, renouvellement et d'automatisation ;

- la mise en place progressive des compteurs évolués et dispositifs associés permettant une évolution rapide et économique vers un réseau électrique intelligent sur l'ensemble du territoire de la concession.

Des valeurs repères en termes de niveaux d'amélioration de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages sont définies d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Ces valeurs repères peuvent porter sur l'ensemble du territoire ou sur des zones du territoire.

Elles orienteront les choix d'investissements.

## **Article 5 – L'identification des leviers**

Les leviers constituent les moyens de réaliser les ambitions.

*Les principaux leviers abordés sont :*

- *Le renouvellement des réseaux souterrains d'anciennes technologies, en priorisant sur les tronçons les plus incidentogènes ;*
- *Des actions ciblées sur les réseaux aériens HTA pour améliorer la robustesse face aux aléas climatiques en zone de risque avéré et pour agir sur la fiabilité par un programme de prolongation de durée de vie des ouvrages ;*
- *La résorption progressive de la BT fils nus et faibles sections;*
- *La poursuite de l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvre télécommandés.*

## **Article 6 – Principes d'élaboration des programmes pluriannuels**

A partir du diagnostic technique, des ambitions portées par le schéma directeur et des leviers associés, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée un programme pluriannuel.

Il définit les priorités de la période :

- Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession ;
- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau.

En fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage, ce programme pluriannuel intègre des réalisations de l'autorité concédante, en particulier si celles-ci peuvent être coordonnées avec les actions du gestionnaire de réseau de distribution.

Dans le cadre de l'élaboration du programme pluriannuel, la politique de renouvellement sur l'ensemble de la concession fait l'objet d'un examen systématique.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que soit distinguée, au sein de l'enveloppe consacrée aux programmes pluriannuels d'investissements (PPI), l'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement qui fera l'objet d'une consommation du stock restant de provisions pour renouvellement, lequel doit être exclusivement et intégralement affecté aux travaux de renouvellement des ouvrages pour lesquels elles ont été constituées, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution portant sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements est formalisé selon le modèle ci-dessous.

<b>Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)</b>	<b>Total PPI 20xx à 20xx</b>
<b>I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs</b>	
<b>II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine</b>	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	
Climatique-sécurisation	
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	
Linky	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	
<b>Total de l'engagement (M€)</b>	

Tableau illustratif de correspondance entre indicateurs physiques et financiers

<b>Finalité d'investissement</b>	<b>Potentielle contribution aux programmes suivants (sur la base des données 2016)</b>
<b>I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs</b>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
<b>II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine</b>	
<i>II.1 Investissements pour la performance du réseau</i>	
<i>Renforcement des réseaux</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, création d'un poste source
<i>Climatique-sécurisation</i>	Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes
<i>Modernisation des réseaux dont Smart-Grids</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné), renouvellement ou ajout d'OMT, lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV), création de points de coupure télécommandés, sécurisation par le réseau HTA, création d'un poste source
<i>Linky</i>	
<i>II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</i>	
<i>Environnement (article 8, intégration des ouvrages)</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes
<i>Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
<i>Modification d'ouvrages à la demande de tiers</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont CPI)

Le schéma directeur et le programme pluriannuel sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le représentant du gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

## **Article 7- Suivi du programme pluriannuel et élaboration des programmes annuels**

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels faisant l'objet d'échanges entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante en prévision des conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les modalités et le pas de temps du suivi du programme pluriannuel sont définis d'un commun accord.

### A) Suivi technique

La réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le suivi du programme annuel s'appuie sur la liste des chantiers réalisés l'année précédente présentés dans le cadre des comptes rendus annuels d'activité prévus à l'article 44 du cahier des charges ainsi que sur le bilan de tous les investissements établi par l'autorité concédante dans la perspective de la conférence départementale.

### B) Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement est établi selon les dispositions précisées dans la convention PPI.

L'évaluation de l'engagement du concessionnaire au titre du programme pluriannuel est réalisée au terme de ce dernier.

## **Article 8- Dispositions locales convenues entre les parties**

Les dispositions convenues entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont précisées dans l'annexe 2-A du cahier des charges de concession et les conventions PPI.

## **Article 9- Schéma directeur**

Le schéma directeur des investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la durée du contrat est inséré à l'annexe 2-A à la présente annexe.

## **Article 10- Programmes pluriannuels**

Le premier programme pluriannuel d'investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est établi par voie de convention. Celui-ci est mis à jour par convention, le nouveau programme succédant au précédent.

## **ANNEXE 2A**

### **Schéma directeur des investissements**

**AMBITIONS, PRINCIPAUX LEVIERS D'ACTION ET D'AMELIORATION ET VALEURS REPERES**

## **1- Préambule**

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du contrat de concession et traite des orientations générales qui découleront des ambitions définies pour le réseau, notamment en matière de qualité et qui guideront les choix d'investissements d'Enedis et du Siéml sur le territoire de la concession. Ce document a été construit à partir d'une vision partagée entre le Siéml et Enedis.

Le schéma directeur des investissements couvre la durée du contrat de concession.

Le Siéml et Enedis soulignent le rôle déterminant du réseau public de distribution d'électricité en termes d'aménagement et d'accompagnement des grands enjeux du Maine-et-Loire. En effet, la transition énergétique qui se traduira par l'accroissement durable de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, bas carbone et décentralisée, ainsi que le développement de nouveaux usages de l'électricité (mobilité électrique, stockage ...), se réalisera en grande partie en s'appuyant sur les réseaux publics de distribution comme c'est déjà le cas du développement urbain et économique de nos territoires. Tous ces enjeux confèrent à ces réseaux un rôle central et d'avenir.

Les réseaux publics de distribution relient ainsi l'ensemble des territoires urbains et ruraux, l'ensemble des collectivités quel que soit leur taille, l'ensemble des consommateurs et des producteurs dans le cadre d'une mutualisation technique et économique qui garantit à tous la solidarité, l'égalité de traitement et la péréquation tarifaire. Le Siéml, en tant qu'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité et Enedis en tant que gestionnaire du système de distribution local, souhaitent renforcer par leurs actions communes l'importance de cet actif commun au service de tous.

### **Un schéma directeur au service des grands enjeux du Maine-et-Loire**

L'objectif de ce schéma directeur qui s'inscrit dans une logique de long terme, est la définition d'ambitions et d'orientations prioritaires en matière d'amélioration de qualité de fourniture et d'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution.

Le Siéml et Enedis souhaitent que ce schéma directeur puisse être un outil au service des politiques publiques locales et les signataires s'engagent sur le long terme à favoriser chacun dans la limite de ses compétences, les réflexions communes qui permettront au réseau public d'électricité d'être le plus efficient possible au service des collectivités et des habitants du Maine-et-Loire.

### **Un état des lieux et un diagnostic partagés**

L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un état des lieux et un diagnostic détaillés et partagés entre le gestionnaire de réseau de distribution et le Siéml, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession. Ceux-ci ont été co-construits par le Siéml et Enedis sur la base des données à fin 2017, et d'historiques sur les 5 dernières années. Une synthèse du diagnostic technique est présentée en paragraphe 2.

## **Principes généraux**

Dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur, Enedis est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession du Maine-et-Loire. Enedis est responsable de l'exploitation, de la sécurité, de l'entretien et de la maintenance du réseau, ainsi que de son développement.

Les investissements sont respectivement réalisés sous Maitrise d'ouvrage du Siéml ou d'Enedis selon la répartition convenue en annexe 1 du Cahier Des Charges.

## **Un Schéma Directeur local qui s'inscrit dans un contexte national**

Les orientations en matière d'investissements d'Enedis s'inscrivent dans un contexte de rémunération nationale du Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité (GRD) fixée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) au travers du Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Électricité (TURPE).

L'enveloppe ainsi constituée permet à Enedis d'orienter ses stratégies d'investissements locales en tenant compte des besoins et des priorités portés par le contexte réglementaire, l'évolution de la qualité de desserte et la dynamique de développement, et ce à la maille de chaque territoire.

A ce titre, et avec une vision à long terme, les actions d'Enedis au plan national doivent permettre de :

- Assurer durablement un bon niveau de qualité de fourniture au travers de programmes ciblés et priorités,
- Répondre aux attentes locales de développement et d'attractivité,
- Réussir l'accompagnement de la transition énergétique,
- Respecter les obligations réglementaires et environnementales connues à ce jour.

## **2- Synthèse du diagnostic technique**

Le diagnostic technique sur le territoire de la concession a été élaboré conjointement par le Siéml et Enedis. Il est annexé à la première convention PPI associée à ce cahier des charges, et sera réactualisé dans le cadre des travaux préalables à l'élaboration de chaque PPI suivant.

Il a été réalisé à partir des données de qualité de fourniture (Décret Qualité, Critère B, liste des incidents HTA et BT) et des données patrimoniales (longueurs de réseaux / quantités d'ouvrages par typologie) à fin 2017 et sur un historique de 5 ans.

Il ressort, en synthèse de ce diagnostic technique, les constats suivants :

### **Forces :**

- Un **respect durable des seuils du décret qualité**, aussi bien en tenue de tension qu'en continuité de fourniture même durant les années fortement impactées climatiquement.
- Une **capacité du réseau à accompagner la dynamique territoriale** : structure et investissements ayant permis une forte diminution et un nombre faible de contraintes HTA et BT.
- Une **bonne capacité également à accompagner la transition énergétique**, les grands producteurs ligériens bénéficiant via le S3REnR d'une quote-part (mutualisation des coûts de raccordement) relativement avantageuse.
- Une **fiabilité des réseaux HTA** (aériens et souterrains) et **réseaux BT souterrains** : les taux d'incidents sont très inférieurs aux moyennes nationales.
- Une **incidentologie qui n'est pas directement liée à l'âge des réseaux tant en HTA qu'en BT**.
- Un **stock de réseaux sensibles en HTA** (faibles sections et CPI) **inférieur à la moyenne nationale** et qui **impacte peu le temps de coupure client**.

### **Points sensibles :**

- Un **réseau HTA majoritairement aérien** (66% contre 51 % pour le national) qui est en cohérence avec la caractérisation géographique du département, mais qui **reste vulnérable aux aléas climatiques majeurs**.
- Les **incidents HTA représentent plus de 83 % du temps de coupure moyen** sur incident. 85 % de ces incidents surviennent sur le réseau HTA aériens et plus de la moitié de ceux-ci concernent les accessoires aériens (armements, attaches, isolateurs, raccords, ponts, ...).
- Il subsiste malgré tout **206 km de câbles HTA souterrains CPI** (5,3% du patrimoine HTA souterrain contre 7,1 % au national), faisant l'objet de renouvellements priorités en fonction de leur incidentologie réelle/diagnostiquée et des opportunités de voirie en coordination avec les communes concernées.
- Un niveau d'équipement en OMT qui permet **une vraie réactivité au quotidien** face aux incidents HTA, mais **qui reste à conforter dans la durée**.
- Un **patrimoine de réseaux BT aériens nus en proportion importante** (19 % du réseau BT et 33 % du réseau aérien) **très supérieur aux moyennes nationales** (respectivement 9 % et 17 %) et sensible aux aléas climatiques (réseau 10 fois plus incidentogène que les réseaux BT torsadés et souterrain). **L'impact sur le critère B reste toutefois bien plus faible** que celui du réseau HTA : en moyenne 17 % du critère B Incident contre 83 % en HTA.
- Une **proportion de faibles sections BT** (par rapport au réseau BT aérien) **près de deux fois supérieure à la moyenne nationale** (9,2 % contre 5 % au national), et ce malgré un important effort ayant abouti à une diminution de près de la moitié du stock.

### **3- Les ambitions portées par le schéma Directeur et les leviers associés**

**Poursuivre la modernisation et le développement** du réseau de distribution public, **outil industriel au cœur des enjeux de développement et de transformation** du paysage énergétique français et du Maine-et-Loire, en **orientant les investissements** en cohérence avec **le diagnostic partagé** pour le territoire du Maine-et-Loire afin de :

- **Renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau** face aux aléas climatiques
- **Fiabiliser et améliorer le patrimoine** réseaux HTA et BT
- Assurer durablement et dans un esprit d'amélioration continue **une desserte de qualité** ainsi qu'une **plus grande réactivité** en cas d'incidents HTA
- **Favoriser la transition énergétique des territoires** en tenant compte des enjeux liés à la maîtrise de l'énergie, au développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages
- **Accompagner le développement local et les projets d'aménagement territoriaux**

Afin d'atteindre sur la durée du contrat les ambitions et valeurs repères associées tout en maximisant l'efficacité des engagements successifs, les PPI seront établis sur des zones géographiques et/ou objets techniques prioritaires au regard d'un diagnostic complet actualisé, reprenant l'ensemble des thématiques abordées ci-après : chutes de tension, risque bois, faibles sections,...

Lors de l'élaboration de chaque PPI, toute partie proposant un objectif quantifié s'écartant de la trajectoire moyenne permettant d'atteindre les valeurs repères fixées par le SDI, devra motiver sa proposition. Chaque PPI précisera les objectifs ainsi que la quantité et le périmètre des investissements relatifs aux ambitions du SDI.

### 3.1. Renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau face aux aléas climatiques

#### Le réseau HTA aérien :

Les lignes HTA sont un élément clé de la structure du réseau public de distribution d'électricité. Les investissements qui y sont réalisés tirent l'amélioration de la performance globale du réseau public de distribution. La politique d'investissement d'Enedis vise à réduire la vulnérabilité du réseau HTA aérien aux aléas climatiques par l'intermédiaire des leviers d'actions suivants :

- **Le traitement de manière ciblée** des réseaux HTA aériens sensibles aux aléas climatiques, comprenant sur le Maine-et-Loire :
  - o Les réseaux de faibles sections dont le taux d'incidents est supérieur à la moyenne,
  - o Les réseaux HTA aériens traversant des zones fortement boisées,
- **L'amélioration de la fiabilité globale** des réseaux HTA aériens par des opérations de **Prolongation de la Durée de Vie des ouvrages** (PDV).

En complément de ces leviers d'investissement, **la politique de maintenance** d'Enedis sur les réseaux HTA aériens (résultant des visites de ligne réalisées à minima tous les 4 ans qui permettent de disposer d'une vue actualisée du réseau) contribuera également à réduire la vulnérabilité des ouvrages aux aléas climatiques, notamment par des actions d'entretien (remplacement d'isolateurs, attaches, armements ou encore supports), d'élagage régulières mais également d'abattage (sous réserve de l'accord des propriétaires). C'est l'analyse technico-économique qui permettra d'arbitrer in fine entre les différentes solutions possibles (renouvellement, PDV, maintenance).

**Valeur repère : L'ambition d'Enedis est de traiter de manière ciblée à minima 900 km de réseaux HTA aériens nus sur la durée du contrat:**

- **Réseaux HTA nus de faibles sections** : traiter l'ensemble des réseaux HTA aériens de faibles sections qui s'avèreraient incidentogènes et **à minima 30 km** (sur les 33 km à fin 2017),
- **Lignes HTA à risque bois** : l'ensemble des réseaux HTA aériens à risque bois sera traité par Enedis par les différents leviers précités (élagage, abattage, structure réseau). Enedis s'engage dans ce cadre à traiter **à minima 50 km de lignes HTA à risque bois avéré par travaux de structure**.
- **Prolongation de la Durée de Vie** : fiabiliser **à minima 820 km** de réseaux HTA aériens par des opérations de PDV.

#### Les réseaux BT aériens de faibles sections :

Enedis et le SIEMML partagent une ambition forte relative à la résorption des stocks de faible section aérienne BT.

**Valeur repère :**

- **L'ambition d'Enedis est de traiter, sur les communes urbaines, l'ensemble des réseaux BT aériens nus de faibles sections** qui s'avèreraient incidentogènes et **à minima 130 km** (sur les 137 km à fin 2017).
- **Le SIEMML s'engage sur une suppression totale de ces réseaux sur les communes rurales.**

### **Le risque inondation :**

Concernant le risque inondation, Enedis s'engage à réaliser avec le SIEMML, au cours du premier PPI, un diagnostic de vulnérabilité des ouvrages électriques sur la base des PPRI en vigueur transmis par les services de l'Etat et d'étudier les éventuelles actions à entreprendre pour faciliter la gestion de crise (par exemple, l'installation de capteurs DINO en cours d'expérimentation,...).

### **Taux de réalisation en souterrain ou en technique discrète des réseaux HTA et BT :**

Afin de poursuivre l'intégration des ouvrages dans l'environnement et garantir sur le long terme leur résilience aux aléas climatiques, le Siéml et Enedis se sont entendus pour fixer des taux minimaux de construction des ouvrages neufs en technique discrète indiqués à l'Article 4. B de l'annexe 1 du cahier des charges.

Ces taux minimum sont à respecter sur les ouvrages neufs réalisés sous maîtrise d'ouvrage Enedis. Les travaux précités de traitement des réseaux à risque bois et faibles sections, ainsi que d'autres travaux non prévisibles (tels que les renforcements, les déplacements d'ouvrages,...) contribueront de fait à augmenter le taux de souterrain global sur la concession, en HTA comme en BT, et concourront ainsi à améliorer la résilience des réseaux aux aléas climatiques.

Ces indicateurs de taux de souterrain pourront être suivis dans les diagnostics qui seront réalisés préalablement aux PPI successifs afin d'apprécier leur progression.

### 3.2 Fiabiliser et améliorer le patrimoine réseaux HTA et BT

En complément des actions de fiabilisation HTA précitées, Enedis et le Siéml souhaitent améliorer la **qualité d'alimentation au quotidien** en ciblant les autres réseaux identifiés « sensibles » dans le diagnostic technique de la concession :

#### A) Les réseaux souterrains de type CPI :

En ce qui concerne **les réseaux CPI HTA**, l'incidentologie au niveau des tronçons apparaît très variable.

Enedis s'engage à poursuivre sa politique de renouvellement volontariste des tronçons les plus incidentogènes ou susceptibles de générer des incidents (issus d'analyses statistiques BIG DATA).

Enedis s'engage par ailleurs à étudier toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI résultant de travaux d'aménagement de voirie.

Pour cela, Enedis prendra en compte les projets des collectivités locales et autres concessionnaires, la nature des travaux engagés (travaux de structure susceptibles d'endommager les câbles, ou de surface) ainsi que l'environnement des travaux (rue piétonne / pavée, accessibilité difficile, sensibilité du lieu,...) dans la décision de renouvellement. Le concessionnaire pourra s'appuyer également sur le diagnostic statistique établi et, le cas échéant, les diagnostics terrain complémentaires, réalisés par camion laboratoire.

***Valeur repère :** à partir du diagnostic statistique réalisé à date, Enedis envisage de renouveler à minima 120 km de réseaux CPI HTA sur la durée du contrat (sur les 206 km à fin 2017). Cette valeur prend en compte l'intégralité des tronçons identifiés fragiles à date, et des réseaux susceptibles de devenir sur la durée du contrat. Le diagnostic statistique sera actualisé à chaque PPI. Les PPI seront établis conjointement de sorte à adapter le rythme de traitement, dans une volonté de renouveler au plus tôt et à mesure de la capacité technique et financière du concessionnaire, les réseaux identifiés à risque statistique élevé et à fort enjeu client. La priorisation des renouvellements sera établie en fonction des attentes et contraintes des collectivités, du risque de défaillance et de l'impact client.*

*Au terme du SDI, l'ensemble des réseaux identifiés à risque statistique élevé et à fort enjeu client lors du diagnostic le plus récent devront être renouvelés. Les réseaux à risque statistique élevé qui ne présentent pas un fort enjeu client et qui ne seraient pas renouvelés à l'échéance du contrat, auront fait l'objet d'une justification probante du gestionnaire de réseau par la réalisation d'un diagnostic complémentaire durant la période du dernier PPI.*

**Les réseaux CPI BT** ne présentent pas d'incidentologie particulière à ce jour. Ils font l'objet de traitement ciblés si besoin. Si cette technologie de câbles devenait incidentogène, Enedis prendrait les mesures pour procéder à leur renouvellement. Dans le cas d'aménagements urbains, comme pour les CPI HTA, Enedis s'engage à étudier toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI BT.

## **B) Les réseaux BT aériens nus (hors faibles sections):**

Le SIEMML s'engage sur une suppression totale des réseaux BT aériens nus sur les communes rurales.

Pour Enedis, le renouvellement du réseau BT nu aérien est orienté prioritairement vers le patrimoine fils nus faible section comme le rappellent les actions précisées au 4.1. En complément de ces travaux, Enedis continuera à traiter également les réseaux BT nus hors faibles section qui présentent une incidentologie particulière. D'autres travaux dits « imposés » (déplacements d'ouvrages, renforcements de réseaux) contribueront également à supprimer des réseaux BT aériens nus.

***Valeur repère : traiter a minima 160 km de réseaux BT aériens nus hors faibles sections sur les communes urbaines. Ajouté aux objectifs sur la faible section, cela porte à 290 km l'ambition de traitement de la BT nu sur les communes urbaines (sur les 588 km à fin 2017).***

### **3.3 Assurer durablement et dans un esprit d'amélioration continue une desserte de qualité et une plus grande réactivité en cas d'incidents HTA**

En matière de distribution d'électricité, la qualité de desserte se mesure à la fois au travers de la **continuité de desserte** et de la **tenue de tension** de l'électricité distribuée.

La volonté d'Enedis est de continuer à **respecter dans la durée les niveaux de qualité de desserte** définis par le code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007 sur la concession du Maine-et-Loire en :

- Agissant de façon ciblée sur les tronçons d'ouvrages les moins fiables,
- Améliorant la réactivité en conduite d'incidents HTA,
- Traitant les cas avérés de clients mal alimentés,
- Mettant en place un programme de travaux spécifique en cas de dépassement des seuils de qualité visés ci-dessus, conformément à la réglementation en la matière.

En complément, Enedis et le Siéml ambitionnent **d'améliorer la qualité de fourniture** vue des clients sur le territoire, en réduisant le temps de coupure moyen sur la durée du contrat.

#### **La tenue de tension**

Enedis poursuivra, selon les besoins du réseau, ses investissements en matière de renforcement des réseaux HTA et BT, en levant les contraintes de tension et/ou d'intensité avérées, apparaissant avec l'évolution des consommations ou des productions lors du diagnostic annuel.

A ce jour, Enedis, afin de respecter le niveau de tension chez les clients raccordés en BT et en HTA, analyse les actions à mener dès que la chute de tension HTA dépasse les 5%.

Le traitement de ces problématiques est résolu soit par des travaux de renforcement (création de départs HTA, renforcement du réseau HTA existant) soit par des optimisations du schéma d'exploitation des réseaux existants.

**Valeur repère :** Le SIÉML et Enedis s'engagent à traiter les Clients Mal Alimentés au fil de l'eau, en procédant au renforcement des réseaux BT sur le périmètre de leur maîtrise d'ouvrage respective. Enedis et le SIÉML établiront les programmes de renforcements, en visant un traitement des Clients Mal Alimentés dans les 24 mois suivant leur détection (par le SIG d'Enedis ou par une mesure de tension conformément à la norme EN50160) et en priorisant le traitement des clients ayant formulé une réclamation justifiée (sous réserve de la réception de toutes les autorisations nécessaires à la réalisation du chantier).

#### **La continuité d'alimentation**

Les actions de fiabilisation du réseau précitées au 4.1 et 4.2 concourront à la diminution du nombre de coupures. En complément, Enedis souhaite poursuivre **l'amélioration de la réactivité en cas d'incident** sur le réseau HTA, pour en limiter l'impact vu du client.

En effet, pour accompagner les Fonctions Avancées de Conduite (FAC ou automatisation des manœuvres sur le réseau HTA en cas d'incident), et pour réduire les temps de coupure subis par les clients lors d'incidents HTA, le gestionnaire du réseau de distribution mène depuis plusieurs années

une **politique de pose d'Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT)** sur le réseau HTA aérien et souterrain. Ces OMT permettent à l'Agence de Conduite Régionale de réalimenter à distance les clients se trouvant en dehors de la poche concernée par le défaut (une poche = réseau entre 2 OMT).

Des **objectifs quantifiés de pose d'OMT seront indiqués dans les PPI successifs** pris en application du présent schéma directeur.

Par ailleurs, les Indicateurs Lumineux de Défaut situés dans certains postes HTA/BT sont raccordés aux concentrateurs Linky au fur et à mesure de leur déploiement. Cela permet à l'Agence de Conduite Régionale de les interroger à distance (sans attendre le déplacement d'un technicien sur place, comme c'était le cas jusqu'à maintenant) et de réduire ainsi le temps de localisation des défauts HTA.

#### **Valeurs Repères :**

- **Décret Qualité :**

*Le diagnostic technique a mis en avant la corrélation directe entre l'évolution des taux de CMA (partie continuité alimentation) et l'impact des aléas climatiques sur la concession. L'augmentation très significative des linéaires de réseau HTA traités en PDV (qui revient à doubler la réalisation actuelle), associée à l'ensemble des ambitions précitées relatives à la fiabilisation du réseau, la désensibilisation aux aléas climatiques et l'amélioration de la réactivité prévues dans le cadre du SDI, permettent de s'inscrire **dans une démarche d'amélioration continue sur ce domaine. L'actualisation du diagnostic à l'issue de chaque PPI permettra d'en assurer un suivi et une analyse régulière.***

*En tout état de cause, **Enedis s'engage à respecter durablement et à minima les seuils réglementaires du décret qualité sur la concession.***

- **Amélioration du Critère B :**

***Critère B incident HTA et BT HIX (= temps moyen de coupure sur incident HTA et BT par client BT, hors événement exceptionnel) moyenné sur 4 ans inférieur ou égal à 60 minutes.***

*Cette ambition revient à gagner à minima **7 minutes sur la seule part incident du critère B de la concession** (extrapolation majorée de l'ambition nationale d'Enedis, inférieure de 5 minutes au niveau actuel du critère B global national, incident et travaux). Les gains complémentaires qui pourraient être réalisés sur le critère B travaux sur lequel les 2 maîtres d'ouvrage SIEMML et Enedis travaillent de concert (charte MEEEX et moyens de réalimentation) viendraient donc s'ajouter aux gains effectués sur le B incident, pour **améliorer d'autant plus le temps de coupure global sur le territoire.***

*La mise en œuvre du SDI visera par ailleurs à ce que l'écart entre le critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans sur le département du Maine-et-Loire et la moyenne nationale n'augmente pas. Le suivi régulier de cet indicateur sera réalisé à l'occasion de l'actualisation du diagnostic technique préalable à chaque PPI.*

*Au vu du temps nécessaire pour que les investissements portent leurs fruits en termes de qualité, l'ambition ci-dessus est **une ambition de long terme** qui ne peut être attendue dans les premières années du contrat.*

Le choix des zones prioritaires à intégrer dans les PPI successifs, s'effectuera en s'appuyant sur l'analyse de la qualité de fourniture (par exemple des zones du territoire où le critère B ou le nombre de CMA au sens du décret Qualité atteignent une valeur moyenne sur plusieurs années importantes), afin de tendre vers **une amélioration durable et territorialement mieux équilibrée.**

### **La réduction des coupures HTA très brèves :**

Les actions de **PDV et d'élagage / abattage des réseaux HTA** aériens évoquées plus haut contribuent à réduire le nombre de coupure HTA très brèves.

Un autre levier permet également de réduire les coupures très brèves HTA : il s'agit de la **modification du régime de neutre des réseaux** pour des raisons de protection des biens et des personnes. La mise en souterrain des réseaux HTA entraîne une augmentation du courant de défaut monophasé par son effet capacitif. Le passage des postes sources et réseaux HTA associés au régime de neutre compensé est rendu nécessaire pour les réseaux ruraux et périurbains au fur et à mesure du développement des réseaux HTA souterrains, ceci afin de limiter les montées en potentiel en cas de défaut monophasé et assurer ainsi la protection des biens et des personnes.

**Ces investissements de passage en régime de neutre compensé contribuent directement à améliorer la qualité de fourniture en diminuant les coupures très brèves.**

### ***Valeurs Repères :***

- *Passer les **16 transformateurs HTB/HTA** éligibles au régime de neutre compensé sur la durée du contrat.*

Même si les niveaux de coupures brèves et très brèves sur le département sont systématiquement en deçà des seuils réglementaires, certaines zones du territoire peuvent connaître un nombre plus important que d'autres de ces phénomènes entraînant quelque fois une sensibilité pour certains clients. Dès la première période de programmation pluriannuelle des investissements et, autant que de besoin, pour chacune des suivantes, Enedis s'engage à mener de manière ciblée une analyse particulière portée sur les éventuelles zones / départements HTA identifiés conjointement par Enedis et le SIÉML, sièges récurrents d'un nombre de coupures très brèves plus nombreuses. Cette analyse dont les conclusions seront partagées avec le Siéml, devra identifier les causes du problème et les leviers permettant de le solutionner.

### **3.4 – Favoriser la transition énergétique des territoires en tenant compte des enjeux liés à la maîtrise de l'énergie, au développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages**

Du fait de la massification de la production d'électricité décentralisée, de la rénovation thermique des bâtiments, de l'efficacité énergétique, de l'apparition de nouveaux usages et de la diffusion de nouvelles technologies, la transition énergétique aura un impact majeur sur le développement et l'adaptation du réseau électrique.

**Les investissements du SIEMML et d'ENEDIS devront accompagner et faciliter la mise en œuvre des politiques de transition énergétique portées par les collectivités locales au travers des PCAET ou de tous types de documents de planification territoriale (SRADDET, PLU(i), SCOT...).**

Le déploiement des réseaux intelligents, et l'arrivée de nouvelles technologies et des outils numériques, permet d'entrevoir de nouvelles solutions qui constitueront les réseaux de demain, au bénéfice des utilisateurs, en soutirage comme en injection, et de la transition énergétique des territoires. Nous présentons ici certaines de ces solutions amenées à se développer dans la durée de ce schéma directeur.

Le réseau de distribution deviendra plus "smart", plus numérique et plus interactif, au service des clients, des acteurs du marché de l'électricité et des territoires. Pour cela, Enedis et le Siéml pourront se saisir de champs d'expérimentation particuliers dont les ambitions propres et engagements associés feront l'objet de conventions dédiées et adaptées à leur temporalité notamment sur les sujets cités ci-après.

En ce sens, Enedis et le Siéml s'engagent à élaborer **une feuille de route transition énergétique**, qui sera mise à jour lors de l'élaboration de chaque PPI, pour travailler conjointement sur les différents sujets concernant la transition énergétique : études stratégiques, identification d'opportunités d'expérimentations ou de projets, validation des actions menées...

Conformément aux principes définis à l'article 15 du chapitre 3 du cahier des charges de concession, Enedis et le SIEMML conviennent de traiter dans le cadre de la feuille de route transition énergétique, les modalités et périmètres de mise à disposition de données.

### **3.4.1 La maîtrise de la consommation et de la pointe électrique**

Les équipements électriques énergivores et les bâtiments chauffés à l'électricité dont l'enveloppe thermique est peu performante contribuent à l'accroissement de la pointe nationale de consommation électrique, notamment en hiver. La diminution de cette pointe de consommation serait ainsi de nature à :

- limiter la sollicitation des organes du réseau concédé lors des pointes électriques ;
- maîtriser les investissements pour l'adaptation du réseau ;
- maîtriser le coût des mécanismes assurantiels en place tels que le mécanisme de Capacité, payé par tous les consommateurs ;
- réduire les émissions de gaz à effet de serre du système électrique global ;

Une attention particulière devra également être portée à l'évolution de la consommation estivale.

### **3.4.2 L'intégration des énergies renouvelables**

Le SIEML et ENEDIS poursuivront leurs investissements sur le réseau afin d'intégrer l'ensemble des projets concourant à l'atteinte des objectifs définis dans les PCAET ou tout autre document de planification territoriale. Le SIEML et ENEDIS collaboreront étroitement pour identifier les freins au développement des installations de production d'électricité renouvelable et notamment optimiser les coûts liés à la nécessaire adaptation des réseaux HTA et BT.

Enedis mettra en œuvre les travaux prévus et programmés dans le SRRREN au niveau des postes sources (patrimoine hors concession).

Par ailleurs, des solutions de raccordement innovantes et adaptées aux utilisateurs du réseau pourront être déployées, notamment pour les producteurs. Ces solutions permettront d'intégrer les producteurs HTA au meilleur coût et/ou délai tout en maîtrisant leurs impacts sur le réseau par une possibilité de modulation, en cas de contrainte, de leur puissance active ou réactive injectée.

Pour faciliter l'intégration des EnR en HTA, en complément des nouvelles solutions de raccordement proposées, Enedis installera de nouveaux automatismes permettant de gérer de manière dynamique la tension sur le réseau. Des mesures de tensions et de courants en différents points du réseau définissant l'état du réseau en temps réel, pourront permettre de réguler de manière dynamique la tension au niveau du poste source en fonction de la situation observée.

Par ailleurs, un système d'information de Gestion Prévisionnelle sera déployé dans les Agences de Conduite Régionales. Il permettra de renforcer la coordination avec les producteurs, notamment pour sélectionner les périodes de travaux les plus propices et ainsi maximiser la production EnR, ainsi qu'avec le gestionnaire de réseau de transport.

### **3.4.3 La modernisation de la gestion du réseau**

La modernisation de la gestion du réseau de distribution, et notamment la mise en place progressive des compteurs évolués et des dispositifs associés, participera à l'ensemble de ces ambitions et à l'optimisation de la performance globale du réseau.

En particulier, le déploiement des nouvelles technologies du domaine numérique et des télécommunications, expérimentées depuis plusieurs années permettra d'améliorer la qualité d'alimentation des utilisateurs du réseau, d'en dynamiser la gestion par de meilleures capacités d'observation, d'anticipation et d'action, et d'optimiser l'exploitation pour tirer le meilleur parti des ouvrages existants.

En complément de ce qui est engagé aujourd'hui sur les réseaux moyenne tension (Indicateurs Lumineux de Défaut et OMT principalement), le développement d'autres solutions Smart-Grids sera étudié, notamment à des mailles territoriales plus petites, relevant du domaine de la basse tension.

### **3.4.4 Développement des nouveaux usages**

Enedis accompagnera le Siéml et les territoires dans leurs projets de transition énergétique portant sur le développement de nouveaux usages, dont notamment :

#### **- La mobilité électrique :**

Les pouvoirs publics imposent de nouvelles normes environnementales et fixent l'objectif de 7 millions de points de recharge pour véhicules électriques à horizon 2030 (Article 41 de la loi n°2015-992 relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte). Les nouvelles dispositions réglementaires prévoient par ailleurs de pré-équiper les immeubles neufs dotés de places de stationnement en vue de raccorder des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE), pour toutes les autorisations d'urbanisme à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 (Décret n°2016-968 du 13 juillet 2016).

Les IRVE étant raccordées sur le Réseau Public de Distribution, celui-ci est un maillon majeur de cette transition sociétale et écologique.

Enedis accompagne les collectivités dans leurs projets pour définir la solution de raccordement la plus adéquate. La mise à disposition de l'outil TER@ permet d'ores-et-déjà aux territoires et porteurs de projet de réaliser des simulations d'implantation de bornes IRVE et voir leur impact sur le réseau.

Par ailleurs, les compteurs Linky et autres capteurs installés dans les postes HTA/BT permettront d'avoir une meilleure connaissance des flux sur le réseau BT et pourront ainsi contribuer à optimiser encore davantage l'intégration des IRVE sur le réseau.

#### **- Les flexibilités :**

Les flexibilités sont des baisses ou des hausses potentielles du niveau d'injection ou de soutirage d'énergie active ou réactive, activables sur sollicitation envoyée par un opérateur ou associé à des automatismes asservis au réseau.

Il existe différentes formes de flexibilité : de l'effacement de consommation en soutirage, à l'écrêtement ciblé (seulement activable par un gestionnaire de réseau – testé par Enedis dans le

démonstrateur SOLLENN) en passant par la modulation de puissance injectée pour un producteur ou encore les offres de raccordement alternatives avec puissance modulables.

L'article 199 de la loi de transition énergétique ouvre, à titre expérimental, la possibilité, aux collectivités, de proposer un service de flexibilité local à Enedis. Enedis accompagne la mise en place de cette expérimentation qui est une opportunité pour enrichir les travaux menés depuis plusieurs années sur le pilotage dynamique des réseaux.

- **L'autoconsommation :**

Enedis contribue à la mise en œuvre de l'autoconsommation en mettant notamment en place des modalités de comptage adaptées et un dispositif contractuel dès lors qu'elle utilise le réseau public de distribution.

Enedis accompagne par ailleurs les projets en mettant à disposition du producteur les données relatives à l'emprise du poste, périmètre local qui pourrait consommer sa production.

### 3.5 - Accompagner le développement local et les projets d'aménagement territoriaux

Tout au long de la durée de la concession, Enedis étudiera en lien étroit avec le Siéml, les orientations des besoins des usagers raccordés au réseau public de distribution d'électricité tant pour leurs besoins en consommation que pour leurs besoins en injection qui seront croissants dans le cadre de la transition énergétique.

Ces orientations prendront en compte notamment :

- **à l'échelle régionale :**
  - o le schéma régional d'aménagement et de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) ;
  - o le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ;
  - o tout document de planification en lien avec l'énergie : schéma régional éolien, plan régional biomasse, programme régional pour l'efficacité énergétique...
- **à l'échelle départementale :** schéma départemental d'aménagement numérique du territoire, prospective énergétique territoriale...
- **à l'échelle communale et intercommunale :** les PCAET, les documents d'urbanisme (SCOT, PLU(i), PDU, PLH, PPRI...), ou tout autre politique publique qui aurait un impact sur la consommation ou l'injection d'électricité sur le réseau public de distribution ;
- **tout projet significatif identifié :** zone d'aménagement concerté, programme national de renouvellement urbain, travaux d'infrastructure, ...

Le concédant et le gestionnaire du réseau de distribution échangeront régulièrement les données dont ils disposent en matière de développement du territoire. Ces orientations seront notamment partagées et étudiées conjointement par le Siéml et Enedis à l'issue de chaque PPI dans la perspective du plan suivant.

#### 4- Synthèse des ambitions du schéma directeur

AMBITIONS GENERALES	THEMATIQUES	AMBITIONS	VALEURS DE DEPART A FIN 2017	QUANTITE A TRAITER ou VALEUR A ATTEINDRE	PRECISIONS
<b>Renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau aérien face aux aléas climatiques</b>	Réseau HTA aérien nu	Traiter l'ensemble des réseaux HTA aériens faibles sections qui s'avéreraient incidentogènes et à minima 30 km	33 km	<b>Traiter 100% dont</b> à minima 30 km de réseaux HTA aériens faibles sections	Traitement de manière ciblée à chaque PPI - à minima 900 km de réseaux HTA aériens nus.  Actualisation du diagnostic concernant les réseaux HTA aériens nu par des visites terrain réalisées à minima tous les 4 ans.
		Traiter l'ensemble des réseaux HTA aériens à risque bois (élagage, abattage, structure réseau) et traiter à minima 50 km de lignes HTA à risque bois avéré par travaux de structure	265 km en risque bois dont 134 km en risque bois forêt	<b>Traiter 100% dont</b> à minima 50 km de lignes HTA à risque bois avéré par des travaux de structure	
		Fiabiliser à minima 820 km de réseaux HTA aériens nus par des opérations de PDV	7 552 km	<b>Fiabiliser à minima 820 km par des opérations de PDV</b>	
	Taux d'enfouissement des réseaux	Améliorer le taux d'enfouissement des réseaux HTA	34%	Pas d'objectif quantifiable	L'ensemble des travaux réalisés par le gestionnaire de réseau de distribution contribuera à l'amélioration du taux d'enfouissement des réseaux HTA. Ce taux sera suivi dans les diagnostics réalisés préalablement aux PPI successifs afin d'en apprécier la progression.
		Améliorer le taux de réalisation en souterrain ou en technique discrète des ouvrages neufs	100% en zone protégées 40% en agglomération 25% hors agglomération	<b>Taux à atteindre:</b> 100% en zone protégées 70% en agglomération 50% hors agglomération	Ces taux sont définis à l'article 4.B. de l'annexe 1 du cahier des charges et concernent l'ensemble des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.
	Réseau BT aérien nu faible section	Traiter l'ensemble du réseau BT aérien nu faible section en zone urbaine qui s'avérerait incidentogène et à minima 130 km	137 km	Traiter 100% dont à minima 130 km	Traitement à chaque PPI avec priorisation en fonction du risque de défaillance et de l'impact client.
		Traiter l'ensemble du réseau BT aérien nu faible section en <b>zone rurale</b>	457 km	<b>Engagement Siéml : traiter 457 km</b>	Engagement Siéml : Traitement régulier à chaque PPI

AMBITIONS GENERALES	THEMATIQUES	AMBITIONS	VALEURS DE DEPART	QUANTITE A TRAITER ou VALEUR A ATTEINDRE	PRECISIONS
<b>Fiabiliser et améliorer le patrimoine réseaux HTA et BT</b>	Réseau souterrain CPI HTA et BT	Renouveler l'intégralité des <b>réseaux HTA souterrains CPI</b> identifiés fragiles et prioritaires dont à minima 120 km	206 km	<b>Traiter à minima 120 km</b>	<p>Traitement à chaque PPI, avec actualisation du diagnostic à chaque PPI.</p> <p>Les 120 km prennent en compte l'intégralité des tronçons identifiés fragiles à date, et des réseaux susceptibles de le devenir sur la durée du contrat</p> <p>Adaptation du rythme de traitement dans une volonté de renouveler au plus tôt et à mesure de la capacité technique et financière du concessionnaire les réseaux à risque statistique élevé et à fort enjeu client. Les réseaux à risque statistique élevé qui ne présentent pas un fort enjeu client et qui ne seraient pas renouvelés à l'échéance du contrat, auront fait l'objet d'une justification probante du gestionnaire de réseau par la réalisation d'un diagnostic complémentaire durant la période du dernier PPI</p> <p>Etudier toute opportunité de renouvellement de réseaux HTA CPI par coordination de travaux. La priorisation des renouvellements sera établie en fonction des attentes et contraintes des collectivités, du risque de défaillance et de l'impact client.</p>
		Traiter le stock de <b>réseaux BT souterrains CPI</b> qui s'avérerait incidentogène	80 km	Pas d'objectif quantifiable	Les réseaux BT souterrains CPI ne présentent à date pas d'incidentologie particulière et font l'objet de traitements ciblés si besoin. Si cette technologie de câbles devenait incidentogène, Enedis prendrait les mesures pour procéder à leur renouvellement. Dans le cas d'aménagements urbains, Enedis s'engage à étudier toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI BT par coordination de travaux .
	Réseau BT aérien nu hors faible section	Traiter le stock de réseau BT aérien nu hors faible section incidentogène en <b>zone urbaine</b>	451 km	<b>Traiter à minima 160 km</b>	Traitement à chaque PPI avec priorisation en fonction du risque de défaillance et de l'impact client.
		Traiter l'ensemble du réseau BT aérien nu hors faible section en <b>zone rurale</b>	1078 km	<b>Engagement Siéml : traiter 1078 km</b>	Engagement du Siéml : Traitement régulier à chaque PPI.

AMBITIONS GENERALES	THEMATIQUES	AMBITIONS	VALEURS DE DEPART	QUANTITE A TRAITER ou VALEUR A ATTEINDRE	PRECISIONS
<b>Assurer durablement et dans un esprit d'amélioration continue une desserte de qualité et une grande réactivité en cas d'incidents HTA</b>	Critère B incident HTA et BT HIX hors RTE moyenné sur 4 ans	Améliorer le critère B incident HTA et BT HIX et hors RTE moyenné à 4 ans	67 minutes (moyenne 2013-2017)	Atteindre un critère B incident HTA et BT HIX moyenné sur 4 ans <b>inférieur ou égal à 60 minutes</b>  La mise en œuvre du SDI visera par ailleurs à ce que <b>l'écart entre le critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans sur le département du Maine-et-Loire et la moyenne nationale n'augmente pas.</b>	Le choix des zones prioritaires à intégrer dans les PPI s'effectuera en s'appuyant sur l'analyse de la qualité de la fourniture afin de tendre vers une amélioration durable et territorialement mieux équilibrée.  Le suivi régulier de cet indicateur sera réalisé à l'occasion de l'actualisation du diagnostic technique préalable à chaque PPI.
	Décret qualité	Respecter durablement les seuils réglementaires en <b>tenue de tension</b>	/	<b>Respect durable des seuils</b>	Le SIEMML et Enedis s'engagent à traiter les Clients Mal Alimentés au fil de l'eau, en procédant au renforcement des réseaux BT sur le périmètre de leur maîtrise d'ouvrage respective.  Enedis et le SIEMML établiront les programmes de renforcements, en visant un traitement des Clients Mal Alimentés dans les 24 mois suivant leur détection (par le SIG d'Enedis ou par une mesure de tension conformément à la norme EN50160) et en priorisant le traitement des clients ayant formulé une réclamation (sous réserve de la réception de toutes les autorisations nécessaires à la réalisation du chantier).
		Respecter durablement les seuils réglementaires en <b>continuité d'alimentation</b>	/	<b>Respect durable des seuils</b>	Le choix des zones prioritaires à intégrer dans les PPI s'effectuera en s'appuyant sur l'analyse de la qualité de la fourniture afin de tendre vers une amélioration durable et territorialement mieux équilibrée.
	Micro-coupures	Réduire le nombre de coupures très brèves	/	<b>Traiter les 16 transformateurs HTB/HTA éligibles au neutre compensé.</b>	Les 2 MOA s'engagent également à mener de manière ciblée et ponctuelle, dès le premier PPI et en parallèle des suivants, une analyse des zones ou départs HTA identifiés comme sièges récurrents d'un nombre de coupures très brèves plus important qu'ailleurs. Cette analyse dont les conclusions seront partagées avec le Siéml, devra identifier les causes du problème et les leviers permettant de le solutionner.
	OMT	Equiper le réseau HTA aérien et souterrain d'organes de manœuvres télécommandés	1031	Traitement à chaque PPI avec des objectifs quantifiés de pose d'OMT qui seront précisés.	

AMBITIONS GENERALES	THEMATIQUES	AMBITIONS	VALEURS DE DEPART	QUANTITE A TRAITER ou VALEUR A ATTEINDRE	PRECISIONS
<b>Favoriser la transition énergétique des territoires en tenant compte des enjeux liés à la MDE, au développement des ENR et des nouveaux usages</b>	Maîtriser la consommation et la pointe électrique	/	/	Elaboration d'une convention transition énergétique à chaque PPI.	Enedis et le Siéml s'accordent pour travailler conjointement et à intervalles réguliers (à chaque PPI) sur ces sujets afin d'évaluer les actions menées et identifier les nouvelles opportunités de projets ou d'expérimentations.
	Intégrer les EnR				
	Moderniser la gestion du réseau				
	Développer les nouveaux usages				
<b>Accompagner le développement local et les projets d'aménagement territoriaux</b>	Le réseau public de distribution : un atout collectif, central et décisif pour réussir le développement urbanistique et économique du Maine et Loire en garantissant les solidarités territoriales	/	/	/	Le concédant et le gestionnaire du réseau de distribution échangeront régulièrement les données dont ils disposent en matière de développement du territoire. Ces orientations seront notamment partagées et étudiées conjointement par le Siéml et Enedis à l'issue de chaque PPI dans la perspective du plan suivant

## **ANNEXE 2bis**

### **RELATIVE AU VERSEMENT PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION A L'AUTORITE CONCEDANTE MAITRE D'OUVRAGE DE TRAVAUX DE RACCORDEMENT DE LA PART COUVERTE PAR LE TARIF (PCT)**

#### **Article 1 – Objet**

1.1. La présente annexe a pour objet de préciser les modalités de versement, par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, de la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le TURPE lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux de raccordement, en application de l'annexe 1 au cahier des charges de concession. Ce versement est équivalent à la part couverte par le tarif (PCT) dont bénéficie le gestionnaire du réseau de distribution lorsqu'il est lui-même maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

*☞ L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Ces coûts comprennent notamment (...) une partie des coûts de raccordement à ces réseaux (...), l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants ».*

*☞ L'article L. 342-6 dispose que « la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux non couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics peut faire l'objet de la contribution due par le redevable défini à l'article L. 342-7 ou par les redevables définis à l'article L. 342-11. La contribution est versée au maître d'ouvrage des travaux, qu'il s'agisse d'un gestionnaire de réseau, d'une collectivité territoriale, d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte ».*

1.2. L'opération de raccordement est définie à l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 28 août 2007 et valorisée selon les bordereaux de prix issus des appels d'offres lancés par l'autorité concédante.

#### **Article 2 – Modalités de calcul et de versement de la PCT**

2.1. Pour chaque opération de raccordement, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'étude électrique de l'opération de raccordement des travaux, accompagnée du numéro d'affaire du raccordement et d'un calcul prévisionnel de PCT, préalablement au lancement de la procédure administrative définie par l'article R. 323-25 du code de l'énergie et selon les modalités précisées aux 2.2 et 2.3 ci-après.

L'autorité concédante précise aussi au gestionnaire du réseau de distribution, le cas échéant, les travaux de renforcement inclus dans l'opération de raccordement pour lesquels elle sollicite une aide du CAS FACE.

Dans les délais impartis (15 jours), le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante une éventuelle solution alternative pour le raccordement, le choix de la solution revenant *in fine* à l'autorité concédante.

2.2. L'autorité concédante calcule le montant de la PCT en multipliant le coût total de l'opération de raccordement visée au 1.2 de l'article 1 de la présente annexe, correspondant au coût réel exposé des travaux et prenant en compte les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, par le taux de réfaction tarifaire fixé par l'arrêté ministériel en vigueur au moment de la demande de raccordement. La part restante du coût du raccordement représente la contribution maximale supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme ou par le pétitionnaire.

2.3. Tous les coûts des travaux de raccordement sont inéligibles à l'assiette de calcul de la part d'investissement R2 de la redevance de concession.

2.4. Lors de la remise de l'ouvrage, l'autorité concédante fournit au gestionnaire du réseau de distribution une fiche PCT établie selon le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- la description de l'affaire,
- les tableaux de pose et de dépose,
- le plan géo-référencé des ouvrages construits,
- les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages,
- la ou les éventuelles conventions de servitude,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe.

2.5. L'autorité concédante fournit chaque trimestre au gestionnaire du réseau de distribution un bordereau PCT, sur le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe,
- la date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution,
- les montants relatifs aux dépenses exposées par l'autorité concédante,
- le montant de la contribution supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme et/ou par le pétitionnaire,
- la signature du comptable public certifiant :
  - o que les factures des travaux correspondent aux dépenses exposées par l'autorité concédante pour les ouvrages de raccordement concernés,
  - o que les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante,
  - o que le montant des contributions correspondent aux titres de recette adressés aux collectivités en charge de l'urbanisme et/ou aux pétitionnaires.

2.6. Le gestionnaire du réseau de distribution réconcilie les éléments communiqués et verse la PCT à l'autorité concédante chaque trimestre.

2.7. Le gestionnaire du réseau de distribution tient le décompte des écarts calculés par opération de raccordement, entre la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et le montant de la

PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe, d'une part, et le coût total de l'opération de raccordement sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, d'autre part.

A l'issue de l'exercice, le gestionnaire du réseau de distribution calcule, pour l'exercice et pour la concession, la somme des écarts définis ci-dessus et réalise un bilan annuel qu'il communique à l'autorité concédante.

Lorsque cette somme est positive, c'est-à-dire lorsque, pour la concession et l'exercice considéré, le montant total de la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et du montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe est supérieur au montant total des coûts totaux des opérations de raccordement, le premier versement PCT de l'exercice suivant est ajusté, à la baisse, d'un montant équivalent à cette somme.

Les éléments de ce calcul sont tenus par le gestionnaire du réseau de distribution à la disposition de l'agent de l'autorité concédante chargé du contrôle.

### **Article 3 – Règle de non cumul**

L'autorité concédante s'engage à ne pas cumuler pour une même opération de raccordement les aides du CAS FACE et la PCT.

### **Article 4 – Modèles de documents**

#### 4.1. Modèle de fiche PCT

<b>FICHE PCT</b> <b>(PART COUVERTE PAR LE TARIF)</b>					
<b>Nom de l'Autorité Concédante</b>					
Numéro d'affaire de l'Autorité Concédante (AC)		Localisation des travaux	Objet des travaux		
			Adresse		
Numéro d'enregistrement du gestionnaire de réseau(1)		Localisation des travaux	Code postal	Nom de la commune	
			Code INSEE de la commune	Cette affaire a-t-elle donné lieu à des travaux hors du champ du raccordement (O/N) ?	
Si Oui, préciser la nature et le coût des travaux réalisés:					
Date de remise des ouvrages au gestionnaire de réseau (jj/mm/aaaa) (2) :	Coûts réels exposés de l'opération de raccordement en € H.T. (a) :				
	Taux de Maîtrise d'œuvre et Maîtrise d'ouvrage... (b)				
	Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (a+b) ❶ :				
<b>Documents à envoyer à Enedis</b>			Plan géoréférencé des ouvrages construits		
Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants :			Les tableaux de pose et de dépose		
			Eléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages		
			La ou les éventuelles conventions de servitude		
Chiffrage de l'opération de raccordement dans l'étude électrique en € H.T., avec éventuelle mise à jour dans le projet d'exécution art. 2 ❶bis:		Taux de réfaction tarifaire applicable ❷ :			
Longueur du raccordement en mètres :					
Si écart entre ❶ et ❶bis supérieur à 10%, en donner les explications :		<b>PCT demandée par l'autorité concédante en € : (❶ + ❷)</b>			
Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa)					
Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage :					
<small>(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant Enedis été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire</small>					
<b>Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert.</b>					

## 4.2. Modèle de bordereau PCT

Désignation de l'autorité concédante								
N° affaire de l'autorité concédante	N° d'enregistrement du gestionnaire du réseau de distribution	Date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution	Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (1)	Longueur du raccordement en mètres	Contribution de raccordement en € H.T. (2)	Taux de réfaction applicable	PCT en € (3)	Ecart par opération en € H.T. (2+3-1)
<b>Total</b>								
Date et visa du représentant de l'autorité concédante:				Date et visa du comptable public:				

## ANNEXE 3

### **CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION**

La présente annexe définit les modalités tarifaires applicables, en vertu des dispositions de l'article 16 du cahier des charges de la concession, et de l'arrêté interministériel du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009.

#### **1. Le raccordement**

Une opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

- nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;
- qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession ;
- et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau de distribution.

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie, calculée à partir du barème en vigueur approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

#### **2. Le barème**

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un barème national comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement. Ces prix unitaires peuvent être différents suivant les zones d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE).

Le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires.

Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Il précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions.

Les paliers techniques utilisés sont définis dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> La documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution a pour objectif de présenter les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les usagers du réseau public de distribution d'électricité. Il répertorie les méthodes de calculs, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire du réseau de distribution, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le concessionnaire et les usagers.

Le barème est établi après consultation des organisations représentatives des usagers et des organisations représentatives des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Il est rendu public et soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie préalablement à son entrée en vigueur.

Le barème est révisé régulièrement et *a minima* une fois tous les trois ans dans les formes prévues ci-dessus pour tenir compte de l'évolution des coûts.

La présente annexe et chaque nouveau barème résultant de l'application des textes précités s'appliqueront de plein droit en substitution aux précédents modes de facturation des raccordements.

Le barème est publié sur le site Internet du gestionnaire du réseau de distribution : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr), et peut être obtenu sur simple demande.

### **3. Taux de réfaction tarifaire**

Les taux de réfaction tarifaire r et s correspondent respectivement à la part moyenne des coûts des travaux d'extension et à la part moyenne des coûts de travaux de branchement, portant sur des ouvrages en basse et en moyenne tension du réseau public, couvertes par le tarif d'utilisation de ce réseau.

Les taux r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie.

### **4. Calcul de la contribution, cas généraux**

#### **4.1. Raccordements dont la puissance est inférieure ou égale à 12 kVA en monophasé ou à 36 kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres**

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur est inférieure ou égale à 12kVA en monophasé ou à 36kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres selon un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession, les montants C et P des contributions pour l'extension et le branchement d'une opération de raccordement en basse tension sont calculés au moyen des formules suivantes :

$$C = (1 - r) \cdot (Cf_E + C_{VE} \times L_E)$$

Où  $L_E$  est la longueur de l'extension,  $Cf_E$  et  $C_{VE}$  sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire.  $Cf_E$  et  $C_{VE}$  dépendent de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

$$P = (1 - s) \cdot Cf_B$$

Où  $Cf_B$  est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement.  $Cf_B$  dépend en outre de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

## **4.2. Raccordements - dans les autres cas**

### **4.2.1. Contribution pour extensions des raccordements HTA et BT**

Le montant de la contribution pour l'extension des raccordements en HTA et des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1, est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué, pour les travaux réalisés en basse et en moyenne tensions sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, le coefficient (1-r).

### **4.2.2. Contribution pour le branchement des raccordements BT**

Le montant de la contribution pour le branchement des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1 est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué le coefficient (1-s).

## **5. Cas particuliers**

### **5.1. Opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence**

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise à son initiative une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il prend à sa charge tous les surcoûts qui pourraient en résulter. S'il la réalise à la demande de l'utilisateur qui demande à être raccordé, ce dernier prend à sa charge tous les surcoûts éventuels.

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 (*relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'installations de consommation d'énergie électrique*) et du 23 avril 2008 (relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique) pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le gestionnaire du réseau de distribution sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

### **5.2. Raccordements collectifs**

Un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'utilisateurs situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'utilisateurs, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

Le montant de la contribution pour les travaux d'extension est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé à partir du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-r). Dans le cas d'un groupe d'usagers, cette contribution est répartie au prorata de la puissance de raccordement demandée par chaque usager.

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).

Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.

Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

## **6. Modification d'une alimentation électrique existante**

Un utilisateur peut solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution une modification des caractéristiques électriques de son alimentation. Lorsque cette modification entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution calculée selon les dispositions du paragraphe 4.2 de la présente annexe.

## ANNEXE 4

### TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE L'ELECTRICITE CONFORMEMENT A L'ARTICLE L. 337-4 DU CODE DE L'ENERGIE

Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919794S).

**TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	79,20	9,48
6	95,76	9,48
9	112,56	9,74
12	129,72	9,74
15	145,32	9,74
18	163,20	9,74
24	203,04	9,74
30	240,36	9,74
36	274,56	9,74

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
<b>Version A</b>				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	65,28	5,64	9,48	3,60
Puissance souscrite > 6 kVA	65,28	5,64	9,74	3,60
<b>Version B</b>				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	65,28	3,60	10,11	1,73
Puissance souscrite > 6 kVA	65,28	3,60	10,50	1,78

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

**TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	102,96	11,03	7,78
9	125,40	11,03	7,78
12	146,04	11,03	7,78
15	164,88	11,03	7,78
18	182,04	11,03	7,78
24	222,24	11,03	7,78
30	256,56	11,03	7,78
36	289,68	11,03	7,78

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	65,28	6,96	11,03	7,78	3,91	2,62
Version B	65,28	6,12	11,35	7,87	1,86	0,30

**TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	122,04	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
12	141,48	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
15	157,08	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
18	171,48	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
24-30	243,96	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
36	279,24	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	65,16	6,48
Version B	65,28	6,12

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
Version B	6,69	9,27	7,28	10,24	9,25	50,03

	Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,87	3,87	2,83	3,89	2,86	3,88
Version B	0,29	1,83	0,28	1,62	0,51	2,75

**TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
9	111,12	9,12	20,83
12	127,32	9,12	20,83
15	143,52	9,12	20,83
18	159,60	9,12	20,83
36	257,76	9,12	20,83

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	65,28	5,40	9,12	20,83	3,73	3,73
Version B	65,28	3,60	9,71	24,25	1,77	2,91

**Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919796S).**

**TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)**

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)
3	111,36	10,01
6	131,76	10,01
9	149,64	10,01
12	169,44	10,01
15	184,92	10,01
18	203,28	10,01
24	243,00	10,01
30	281,04	10,01
36	319,80	10,01

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
Version A	96,60	6,24	10,01	3,52
Version B	96,60	3,60	10,99	1,84

**TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	132,12	10,80	7,86
9	151,32	10,80	7,86
12	170,76	10,80	7,86
15	190,68	10,80	7,86
18	207,96	10,80	7,86
24	249,00	10,80	7,86
30	285,60	10,80	7,86
36	322,56	10,80	7,86

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	96,60	6,48	10,80	7,86	3,84	2,80
Version B	96,60	6,12	10,84	7,65	1,63	0,28

**TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	848,64
--	------------------------------------	--------

**TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	153,72
	Par hW supplémentaire en Euros par an	12,72
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	307,44
	Par hW supplémentaire en Euros par an	12,72
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance	Abonnement en Euros par kW par an	90,60
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,70

(\*) Puissance minimum à facturer

**TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)
	Terme fixe		
Sans Heures Creuses	26,65		10,01

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	26,88		10,80	7,86

**TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	154,80	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
12	175,56	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
15	186,24	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
18	203,52	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
24-30	269,40	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
36	306,36	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	96,60	6,12	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
Version B	96,60	6,12	7,07	9,57	7,80	11,30	10,10	22,71

	Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,91	3,85	2,96	3,85	2,94	3,84
Version B	0,24	1,41	0,24	1,42	0,51	2,75

**TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
12	158,52	9,38	19,86
15	174,72	9,38	19,86
18	191,04	9,38	19,86
36	289,56	9,38	19,86

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	96,60	5,40	9,38	19,86	3,71	3,71
Version B	96,60	3,60	9,67	23,24	1,64	2,90

**TARIF BLEU**  
pour éclairage public  
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement annuel (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	89,64	6,80

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	90,84	6,80	1,43

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919798S).

**TARIF JAUNE - OPTION BASE**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	9,72	11,935	11,935	8,205	8,914	7,253
Utilisations Moyennes	9,72		11,935	8,205	8,914	7,253
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
			1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				9,92	€/heure <sup>(b)</sup>	

**TARIF JAUNE - OPTION EJP**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe Mobile	Hiver		Eté	
			Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté	
Utilisations Longues	6,96	18,809	10,052	8,955	8,115	
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	
Calcul des dépassements			9,92	€/heure <sup>(b)</sup>		

\* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

**TARIF VERT - OPTION A5 BASE**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)**

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	23,88	14,445	10,368	6,589	6,675	5,086
Coefficients de puissance réduite *		1,00	0,99	0,85	0,85	0,79
Calcul des dépassements	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
	1,25	1,00	0,99	0,85	0,85	0,80
Energie réactive			1,94	c€/kVArh		

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,36

**TARIF VERT - OPTION A5 EJP**  
**en France métropolitaine continentale**  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Hiver		Eté	
		Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations	30,36	16,981	7,961	6,211	4,896
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,98	0,76	0,76
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kVW)	Coefficients par poste		
	4,05		4,05	1,00	0,98
Energie réactive			1,94	c€/kVArh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,36

**TARIFICATION A LA PUISSANCE**  
**MAJORATION - MINORATION**  
**en France métropolitaine continentale**  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
BT (*)	20,23
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

Le montant de majoration ou de minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant la puissance souscrite maximale par le taux défini par la catégorie tarifaire, la tension d'alimentation et par le "coefficient de versionnage".

Exemple :

Tarif Vert A Moyenne Utilisation ayant une puissance souscrite maximale de 5 000 kW raccordé en HTB1 :

Correctif = 5 000 kW x (0,00) x 1,00 = 0,00 €/an

(\*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

## **ANNEXE 5**

### **RELATIVE AU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE**

#### Principes et élaboration

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») a été institué par la loi du 10 février 2000, qui en a fixé les principes fondateurs. Le TURPE concerne l'ensemble du réseau électrique. Ses dispositions sont distinctes pour le réseau de transport (« HTB »), et le réseau de distribution (« HTA » et « BT »). Le TURPE s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau du territoire français (métropole et territoires d'outre-mer), dont Enedis.

Les principes fondateurs du TURPE, repris dans le code de l'énergie, sont les suivants :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009/25, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie : il précise que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national ».

La compétence exclusive de l'élaboration du TURPE a été confiée à la Commission de régulation de l'énergie (article L. 341-3). Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Les décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux évolutions du TURPE, en niveau et en structure, sont transmises à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française.

#### Cadre de régulation et niveau tarifaire

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il s'agit :

- des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de

réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;

- des charges de capital : rémunération du capital investi et couverture des dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement. Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables (article L. 341-2) ;
- d'une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées par la loi ;
- des dépenses de recherche et développement engagées par le GRD.

Enfin, le TURPE inclut une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux (article L. 341-2), réalisés en concertation avec les AODE.

Le cas échéant, ces dispositions du cadre de régulation tarifaire sont adaptées prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnités versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux (...) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

### Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette

information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- visibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

## ANNEXE 6

### **CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION**

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
  - o Particuliers ;
  - o Collectivités locales ;
  - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations:
  - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
  - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).  
Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.

Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.

- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

**La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable  
sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)**

## **ANNEXE 7**

### **CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS**



# Conditions Générales de Vente d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale. Juillet 2018

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après consultation des associations de consommateurs représentatives et après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités publiées sur son site [enedis.fr/Concessions](http://enedis.fr/Concessions) ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

## 1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

## 2. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site [edf.fr](http://edf.fr). Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la réglementation en vigueur.

## 3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

### 3-1 Souscription du contrat

#### • Date de conclusion

Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

#### • Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.

La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

#### • Droit de rétractation

En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.

Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.

En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

### 3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

### 3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

### 3-4 Résiliation du contrat

#### • Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation. En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client. Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

#### • Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

#### • Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),
- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

## 4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

### 4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site [edf.fr](http://edf.fr) et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.

Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le contrat adressé au client ainsi que sur chaque facture.

Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

### 4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de

suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

### 4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site [enedis.fr/tarif-dacheminement](http://enedis.fr/tarif-dacheminement).

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

## 5. INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

## 6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

### 6-1 Établissement de la facture

Chaque facture est adressée au client par courrier ou par voie électronique et est établie conformément à la réglementation en vigueur. La facture comporte s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites [edf.fr](http://edf.fr), [enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://enedis.fr/Catalogue_des_prestations) ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

### 6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées tous les deux mois. EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès à ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client. Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur :

- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site [edf.fr](http://edf.fr). Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

### 6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics.

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

### 6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul

#### • Contestation par le client

En application de l'article 2224 du code civil, le client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

#### • Régularisation par EDF

EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

## 7. PAIEMENT DES FACTURES

### 7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.

Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

### 7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de contrat, et en informe EDF par tout moyen.

#### • Prélèvement automatique, TIP, TIP en ligne, chèque, carte bancaire

• **Mensualisation avec prélèvement automatique**  
Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée, suite à un relevé d'Enedis. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

#### • Espèces

Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site [edf.fr](http://edf.fr) ou sur simple appel à EDF.

#### • Chèque énergie conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie.

### 7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au(x) client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) client(s).

Dans tous les cas, le(s) client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

### 7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue.

À défaut d'accord entre EDF et le client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF avise le client par courrier valant mise en demeure que :

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours, sa fourniture sera réduite ou suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Le client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

Tout déplacement pour réduction ou suspension de la fourniture donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations, sauf pour les clients reconnus en situation de précarité par les Commissions Fonds de Solidarité pour le Logement et les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF, tels que mentionnés à l'article 7-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

### 7-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

#### • Chèque énergie

Conformément à la réglementation en vigueur, le client, dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie, d'un chèque énergie qui peut servir au paiement de ses factures d'électricité. Ce dispositif fait l'objet d'une information sur le site [chequeenergie.gouv.fr](http://chequeenergie.gouv.fr), sur le site [edf.fr](http://edf.fr) et sur simple appel au :

**0 805 204 805** Service & appel gratuits

#### • Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)

Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses

factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le client par courrier.

#### • Dispositions communes

Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :

- si le client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

### 7-6 Délai de remboursement

#### • En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :

- si le client est mensualisé, il est remboursé sous quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,
- si le client n'est pas mensualisé, le client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du client sauf si le client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

#### • En cas de résiliation du contrat :

si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• **En cas de non-respect par EDF de ces délais :**  
les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

### 7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

## 8. RESPONSABILITÉ

### 8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure

## 8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

## 9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et avec le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment les nom, prénom, adresse du client, tarif choisi.

D'autres données sont facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication est nécessaire pour bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique...).

Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie, aux structures de médiation sociale, ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF. EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection par voie électronique par EDF est possible si le client y a préalablement consenti de manière expresse. Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale. Lorsque le client exerce son droit d'opposition, EDF prend les mesures nécessaires afin qu'il ne soit plus destinataire des opérations de prospection.
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données en application de la réglementation.

Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le droit d'opposition peut s'exercer par téléphone, par courrier électronique à l'adresse « mesdonnees@edf.fr » ou par le lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF. Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante :

Tour EDF  
20, Place de la Défense  
92050 Paris La Défense

ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».

Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

## 10. MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

### 10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Centre de Relation Client (CRC) dont les coordonnées figurent sur sa facture. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le CRC, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 20021,  
41975 Blois Cedex 9

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Consommateurs, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site [mediateur.edf.fr](http://mediateur.edf.fr) ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026,  
75804 Paris Cedex 08

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse [enedis.fr/reclamations](http://enedis.fr/reclamations) ou par courrier à l'adresse suivante :

Enedis  
Tour Enedis - 34 place des Corolles  
92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site [enedis.fr/reclamations](http://enedis.fr/reclamations).

### 10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir épuisé les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de

la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie sur le site [energie-mediateur.fr](http://energie-mediateur.fr) ou par courrier à :

Médiateur national de l'énergie  
Libre réponse n°59252  
75443 Paris Cedex 09

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

## 11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

## 12. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 09 69 32 15 15 (appel non surtaxé) ou par courrier électronique à l'adresse « [serviceclient@edf.fr](mailto:serviceclient@edf.fr) ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site [edf.fr](http://edf.fr), lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site [bloctel.gouv.fr](http://bloctel.gouv.fr).

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.



EDF SA  
22-30 avenue de Wagram  
75382 Paris Cedex 08 - France  
Capital de 1 463 719 402 euros  
552 081 317 R.C.S. Paris

[www.edf.fr](http://www.edf.fr)

Direction Commerce

Tour EDF  
20, place de La Défense  
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2016 de l'électricité vendue par EDF :  
89,13 % nucléaire, 5,53 % renouvelables (dont 4,51 % hydraulique),  
1,44 % charbon, 2,58 % gaz, 1,32 % fioul.  
Indicateurs d'impact environnemental sur [www.edf.fr](http://www.edf.fr)

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

## Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Identification : Annexe 2 bis au contrat GRD-F

Version : 7.1

### Préambule

Dans le présent document le terme "Enedis" désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le présent document reprend de manière synthétique l'ensemble des clauses des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD) basse tension, qui explicitent les engagements d'Enedis et du Fournisseur vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client. Il concerne les Clients ayant signé un Contrat Unique avec un Fournisseur.

Ces dispositions générales sont incluses dans le contrat dénommé par l'usage « Contrat GRD-F », conclu entre Enedis et le Fournisseur, afin de permettre l'acheminement effectif de l'énergie électrique. La reproduction du Contrat GRD-F en annexe au Contrat Unique selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le Client est assurée au moyen de la présente annexe. Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans le contrat GRD-F que le Fournisseur aurait souscrit envers le Client, notamment en matière de continuité ou de qualité de fourniture, ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur vis-à-vis de son Client.

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le site internet d'Enedis : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même site, Enedis publie également :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF\\_04E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf)
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre d'Enedis aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site d'Enedis [www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations). Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations. En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part et la présente annexe du contrat GRD-F d'autre part, les dispositions de la présente annexe prévaudront.

Les mots ou groupes de mots commençant par une majuscule sont définis au glossaire de la présente annexe.

### Glossaire

**Client** : utilisateur du RPD consommant de l'électricité achetée à un fournisseur exclusif, via un Contrat Unique. Un Client peut l'être sur plusieurs sites.

**Compteur** : équipement de mesure de la consommation et/ou de la production d'électricité.

**Compteur Communicant** : Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme commu-

nicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

**Contrat GRD-F** : contrat conclu entre un GRD et un fournisseur relatif à l'accès et à l'utilisation du RPD. Il est conclu en application de l'article L 111-92 du code de l'énergie, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux Clients un Contrat Unique.

**Contrat Unique** : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Client et un fournisseur unique pour un ou plusieurs PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le fournisseur concerné et Enedis. Il comprend la présente annexe 2bis du Contrat GRD-F.

**Disjoncteur de branchement (ou disjoncteur général)** : appareil général de commande et de protection de l'installation électrique intérieure du Client. Il coupe le courant en cas d'incident (surcharge, court-circuit...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

**Fournisseur** : entité titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie et signataire d'un Contrat GRD-F avec Enedis, en vue de proposer aux Clients un Contrat Unique.

**GRD (Gestionnaire du Réseau public de Distribution)** : personne morale en charge de l'exploitation, l'entretien et du développement du RPD dans une zone donnée et, le cas échéant, de l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité.

**Point de Livraison (PDL)** : point physique situé à l'aval des bornes de sortie du Disjoncteur de branchement, si le Client dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou de l'organe de sectionnement, si le Client dispose d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et au niveau duquel le Client soutire de l'électricité au RPD. L'identifiant et l'adresse du PDL sont précisés dans le Contrat Unique du Client.

## 1. Le cadre général de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

En tant que GRD sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au PDL du Client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur, et par le cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité applicable au PDL du Client. Ces missions sont exercées dans des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

Le Client a la possibilité d'obtenir auprès d'Enedis le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site d'Enedis <http://www.enedis.fr/Concessions>.



Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et Enedis peuvent toutefois être amenés à avoir des relations directes notamment dans les cas suivants :

- prise de rendez-vous lorsque le rendez-vous pris par le Fournisseur ne peut être honoré, ou en cas d'échec de télé-opération pour les Clients équipés d'un Compteur Communicant ;
- fourniture, pose, modification, contrôle, entretien et renouvellement, et relevé des dispositifs de comptage ;
- accès au dispositif de comptage ;
- dépannage de ces dispositifs de comptage ;
- réclamation mettant en cause la responsabilité d'Enedis en manquement à ses obligations détaillées au paragraphe 2 ;
- contrôle du respect des engagements du Client en matière de qualité et de non-perturbation du RPD ;
- enquêtes qu'Enedis peut être amenée à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées d'Enedis figurent dans le Contrat Unique du Client.

## 2. Les obligations d'Enedis dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

### 2.1. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client

Enedis est tenue à l'égard du Client de :

#### 1) garantir un accès non discriminatoire au RPD

#### 2) assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage

Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

#### 3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

#### 4) offrir la possibilité au Client qui dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de communiquer ses index, lorsqu'il ne dispose pas d'un Compteur Communicant : c'est l'auto-relevé.

Ces index peuvent être communiqués à Enedis directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par Enedis notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Enedis peut prendre contact avec le Fournisseur ou le Client pour valider l'index transmis, voire programmer un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial payant.

Cet auto-relevé ne dispense pas le Client de laisser les agents d'Enedis accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

### 2.2. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client comme du Fournisseur

Enedis est tenue à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

1) **acheminer l'énergie électrique jusqu'au Point de Livraison du Client**, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique mentionnés ci-dessous conformément à la réglementation en vigueur (dont les articles D322-1 à D 322-10 du code de l'énergie relatifs aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l'électricité et les prescriptions du cahier des charges de concession applicable).

#### > Engagements d'Enedis en matière de continuité :

Enedis s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques

existantes concernant le réseau et le système électrique. Enedis informe le Client, sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>, sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

#### > Engagements d'Enedis en matière de qualité de l'onde :

Enedis s'engage à livrer au Client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au PDL à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé. La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.

Ces engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 6-4 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. La durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser ;
- dans les cas cités aux articles 5-5 et 5-6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, Enedis verse une pénalité au bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. A titre d'information, dans la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 relative aux tarifs d'utilisation du RPD :

- cette pénalité est versée pour toute coupure de plus de 5 heures, imputable à une défaillance du RPD géré par Enedis ou du réseau public de transport géré par RTE ;
- elle est égale à un montant forfaitaire, décliné par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures ;
- elle s'applique automatiquement, sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis ;
- afin de prendre en compte les situations extrêmes, conformément à la délibération précitée, cette pénalité n'est pas versée aux Clients concernés, en cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des Clients finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport.

#### 2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le Client, au moins 2 jours ouvrés avant la date fixée. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du Client concerné, *via* le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par Enedis est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, Enedis facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.



Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, Enedis procède alors au remboursement du frais appliqué.

Les frais pour déplacement vain ou de dédit sont régis par les décisions sur les tarifs d'utilisation du RPD et des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD. Leur montant figure au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur.

### 3) assurer les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

Le dispositif de comptage comprend notamment :

- si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : le Compteur pour l'enregistrement des consommations et le Disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le Disjoncteur de branchement lorsque le Client ne dispose pas d'un Compteur communicant, ou par le Compteur Communicant ;
- si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA : le Compteur et les transformateurs de courant pour l'enregistrement des consommations et le contrôle de la puissance souscrite.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Il est fourni par Enedis, à l'exception du Disjoncteur qui doit être fourni par le Client dans le cas où celui-ci demande une puissance supérieure à 36 kVA.

La pose d'un Compteur Communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à 8 du code de l'énergie. Dans le cas où le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le Client ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, Enedis installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations.

Enedis est en outre chargée du contrôle métrologique de tous les éléments du dispositif de comptage, de la pose, de l'entretien et du renouvellement des éléments du dispositif de comptage qu'elle a fournis. Les frais correspondant sont à la charge d'Enedis, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par Enedis, soit par un expert choisi en commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais sont à la charge d'Enedis si ces appareils ne sont pas reconnus exacts dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du Client dans le cas contraire.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le Client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les référentiels d'Enedis. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le Client. Sans réponse du Client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre de l'exécution du Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

Conformément à l'article L224-11 du code de la consommation, aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être imputée au Client, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au Client par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le Client d'un index relatif à sa consommation réelle ;
- ou en cas de fraude.

### 4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

**5) entretenir le RPD, le développer ou le renforcer** selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le RPD entre Enedis et l'autorité concédante, définie dans chaque cahier des charges de concession.

### 6) informer le Client en cas de coupures pour travaux ou pour raison de sécurité

Lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires, Enedis les porte à la connaissance du Client et du Fournisseur, au moins 3 jours à l'avance, avec l'indication de la durée prévisible d'interruption, par voie de presse, d'affichage ou d'informations individualisées, conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession.

Lorsqu'Enedis est amenée à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, elle fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

### 7) informer le Client lors des coupures suite à incident affectant le RPD

Enedis met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession d'Enedis relatifs à la coupure subie. Le numéro de téléphone à appeler est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client.

### 8) assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel

Pour l'exécution du Contrat Unique, le Client autorise Enedis à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

#### > Protection des informations commercialement sensibles :

Enedis préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont elle a connaissance dans l'exercice de ses missions, conformément aux dispositions de l'article L111-73 du code de l'énergie.

#### > Protection des données à caractère personnel :

Enedis protège les données à caractère personnel communiquées directement par le Client ou via son Fournisseur à Enedis conformément à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés ».

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet à Enedis d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par Enedis. Par ailleurs, Enedis pourrait être amenée à collecter des informations complémentaires facultatives pour l'exécution du présent contrat mais néanmoins nécessaires dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public.

Conformément à ladite loi, le Client dispose d'un droit d'opposition, pour des motifs légitimes, d'accès, de rectification et de suppression portant sur les données à caractère personnel le concernant. Le Client peut exercer ces droits soit via son Fournisseur, soit directement auprès d'Enedis par courriel adressé à « [adnrc-support@enedis.fr](mailto:adnrc-support@enedis.fr) » ou en écrivant à :

Enedis – Tour Enedis  
Pôle clients – ADNCR  
34, place des Corolles  
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Enedis peut être amenée à conserver les données personnelles du client pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

La transmission au Fournisseur de la Courbe de Charge du Client par Enedis nécessite une autorisation du Client, conformément à la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « Informatique et Libertés » :

- à Enedis : pour la collecte et la transmission de cette Courbe de Charge par Enedis au Fournisseur. Cette autorisation peut être adressée soit directement à Enedis, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le



Fournisseur s'engage à recueillir le consentement préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande d'Enedis ;

- au Fournisseur : pour le traitement de cette donnée par le Fournisseur.

Le Client peut également autoriser la collecte et la transmission par Enedis de la Courbe de Charge à un tiers dans les conditions définies dans les référentiels d'Enedis disponibles sur le site internet d'Enedis à la page <http://www.enedis.fr/documents?types=12>.

### 9) traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées

### 10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée au titre du paragraphe 6-1

#### 2.3. Les obligations d'Enedis à l'égard du Fournisseur

Enedis s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

- élaborer, valider et lui transmettre les données qui lui sont nécessaires pour facturer le Client en Contrat Unique ;
- assurer l'accueil et le traitement de ses demandes ;
- suspendre ou limiter l'accès du Client au RPD à la demande du Fournisseur, selon les modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations ;
- transmettre au gestionnaire de réseau de transport RTE, et le cas échéant au responsable d'équilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- autoriser l'établissement d'un lien hypertexte du site internet du Fournisseur vers la page d'accueil du site internet d'Enedis.

## 3. Les obligations du Client dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Le Client s'engage à :

### 1) assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables et satisfaire à une obligation de prudence, notamment pour éviter que ses installations perturbent le réseau et pour qu'elles supportent les perturbations liées à l'exploitation du RPD.

Enedis met à disposition du Client, sur son site internet à la page [www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite](http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite), des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du Client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

L'installation électrique intérieure du Client commence :

- à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur de branchement si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA ;
- à l'aval des bornes de sortie de l'appareil de sectionnement si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA.

L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du Client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C 15-100, disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD et à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ce réseau, ni celle du public.

Le Client doit :

- veiller à la conformité de ses appareils et installations électriques aux normes en vigueur. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Enedis se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

### 2) garantir le libre accès et en toute sécurité d'Enedis au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage. Dans le cadre du déploiement des Compteurs Communicants, le Client doit laisser Enedis procéder au remplacement du Compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie ;
- le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue à Enedis en application de l'article L322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du Compteur au moins une fois par an, si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, autant de fois que nécessaire si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA. Dans les cas où l'accès au Compteur nécessite la présence du Client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues au catalogue des prestations d'Enedis.

### 3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations d'Enedis.

### 4) le cas échéant, déclarer et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer Enedis et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence de moyens de production d'électricité raccordés aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client. Dans le cas contraire, le Client est tenu de signer un contrat dit "d'injection" auprès d'Enedis.

En aucun cas la mise en œuvre d'un ou plusieurs moyens de production ne peut intervenir sans l'accord écrit d'Enedis.

## 4. Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité d'Enedis, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès d'Enedis un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;



- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard d'Enedis à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données concernant le Client.

## 5. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations.

### 5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;
- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

### 5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec Enedis.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

### 5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

### 5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par Enedis, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

### 5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, Enedis peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par Enedis ;
- refus du Client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDiS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

### 5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander à Enedis de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
  - pour les Clients résidentiels ;
  - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

## 6. Responsabilité

### 6.1. Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du Client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

### 6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis d'Enedis

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Enedis peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.



### 6.3. Responsabilité entre Enedis et le Fournisseur

Enedis et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Enedis est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations d'Enedis vis-à-vis du Client.

### 6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par Enedis sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

## 7. Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

- soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;
- soit directement auprès d'Enedis en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le site Internet <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier à Enedis.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

### 7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement à Enedis, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet à Enedis la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne Enedis, selon les modalités convenues. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

### 7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence d'Enedis ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou à Enedis. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser a minima les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ;
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

### 7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par Enedis, le Client peut saisir l'instance de recours au sein d'Enedis mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Énergie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou à Enedis, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

## 8. Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.

**ANNEXE 7bis**

**CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS**



# CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1<sup>er</sup> décembre 2018

La décision du 27 juillet 2018, relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale, publiée au journal officiel du 31 juillet 2018, a mis en extinction le tarif bleu à compter du 1<sup>er</sup> août 2018 pour les sites appartenant à de grandes entreprises.

En application de l'article 2 de cette décision, une grande entreprise est toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret no 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique.

## Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site <http://www.enedis.fr/Concessions> ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

## Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients non résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients non résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement.

Elles sont applicables aux clients non résidentiels pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engage-

ments d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

## Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet <http://www.edf.fr>. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

## Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

### 3-1 Souscription du contrat

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

### 3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

### 3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

### 3-4 Résiliation du contrat

#### • Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

#### • Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

#### • Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation prorata temporis par Enedis et basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par exception à l'alinéa précédent, en cas de changement de fournisseur, les consommations à la date d'effet du changement de fournisseur sont déterminées à partir de l'index auto-relevé par le client s'il est réalisé le jour du changement de fournisseur, ou d'une estimation *prorata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (la prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

### Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

#### 4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet <http://www.edf.fr> et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client. Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines - Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

#### 4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

#### 4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation. Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette

puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et facturations complémentaires d'EDF disponible sur le site <http://www.edf.fr> ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site <http://www.enedis.fr/tarif-acheminement>.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

### Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE A L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

### Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

#### 6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie puis adressée au client par courrier ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites [http://www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations) et <http://www.edf.fr> ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

#### 6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées, tous les deux mois ou tous les six mois. EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée. Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, bénéficier du service « Auto-relevé » lui permettant de transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, téléphone ou tout autre

moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Ce service lui permet de recevoir un avis l'invitant à retourner à EDF le relevé de son compteur avant la date limite. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

### 6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

### 6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

#### Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

#### Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.

Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

## Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

### 7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.

Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.

À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.

Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.

Par ailleurs, conformément à l'article L441-6 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n° 2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.

En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

### 7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)

Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.

- **Mensualisation avec prélèvement automatique**

Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique.

Au vu de ses consommations d'électricité et de sa facture annuelle prévisionnelle correspondant à la fourniture, l'acheminement d'électricité et aux options payantes éventuellement souscrites, la mensualisation permet au client de lisser ses paiements sur une période de douze mois en payant un montant identique tous les mois, pendant dix mois.

À cette fin, EDF et le client arrêtent, d'un commun accord, un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier peut être révisé une fois en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée suite à un relevé d'Enedis. Le nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base de ses consommations réelles relevées par Enedis ou auto-relevées par le client, ou à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation. Elle fera également l'objet d'un prélèvement automatique.

- **TIP, chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**

- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.

Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

### 7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

### 7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, EDF informe le Client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Cata-

logue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

### 7-5 Délai de remboursement

#### • En cours de contrat

Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.

À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

#### • En cas de résiliation

Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

#### • En cas d'application de l'article 6-4 susvisé

EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

### 7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

### Article 8 : RESPONSABILITÉ

#### 8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

#### 8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

### Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment la dénomination sociale, la raison sociale, le numéro de RCS et/ou SIREN, l'offre de fourniture choisie, les nom, prénom, adresse du client, ainsi que le cas échéant les données de contact de ses interlocuteurs personnes physiques. D'autres données sont en revanche facultatives, telles que les coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, adresse électronique..., comme indiqué lors de la collecte des données. Leur communication est nécessaire pour bénéficier de fonctionnalités incluses dans le Contrat (Espace client personnel et sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, facture électronique...).

Les fichiers d'EDF contiennent également les données de consommation du Client transmises par Enedis pour les besoins de la gestion et la facturation du Contrat.

Les données à caractère personnel collectées par EDF auprès du Client et nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. Selon la réglementation en vigueur, la prospection par voie électronique peut nécessiter le consentement exprès et préalable de la personne concernée.

Pour les informations personnelles les concernant, les personnes disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,

- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

La personne concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au Client.

Le droit de rectification ainsi que le droit d'opposition à la prospection commerciale peuvent s'exercer en ligne sur l'espace personnel du Client, par courrier électronique à l'adresse « [vosdonnees@edf.fr](mailto:vosdonnees@edf.fr) » ou par téléphone. Un lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF permet en outre de s'opposer à la prospection commerciale.

Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF - 20, Place de la Défense - 92050 Paris - La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « [informatique-et-libertes@edf.fr](mailto:informatique-et-libertes@edf.fr) ». Enfin, la personne concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

### Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

#### 10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet <http://www.edf.fr>. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site <https://mediateur.edf.fr/> ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026 - 75804 Paris Cedex 08.

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations> en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Enedis - Tour Enedis - 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.

Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations>.

### 10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site <http://www.energie-mediateur.fr> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

### Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

### Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>



EDF SA  
22-30 avenue de Wagram  
75382 Paris Cedex 08 - France  
Capital de 1 505 133 838 euros  
552 081 317 R.C.S. Paris

[www.edf.com](http://www.edf.com)

Direction Commerce

Tour EDF  
20, place de La Défense  
92050 Paris La Défense Cedex

Origine ! Žž& de l'électricité vendue par EDF :  
85,9% nucléaire, 7,2% renouvelables (dont 5,3% hydraulique),  
1,9% charbon, 3,7% gaz, 1,3% fioul.  
Indicateurs d'impact environnemental sur [www.edf.fr](http://www.edf.fr)

L'énergie est notre avenir, économisons-la !



## **ANNEXE 8**

### **CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE**

#### **Préambule**

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L 1111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD.

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de contrats entre Enedis et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
  - o les annexes 1 bis et 2 bis du contrat GRD-F sont reproduites par le Fournisseur en annexe du Contrat Unique et permettent une consultation simple et rapide des dispositions générales d'accès au RPD applicables au client (énoncées par les annexes 1 à 3 du contrat GRD-F) ;
  - o lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également ces dispositions générales d'accès au RPD décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
  - o l'intégralité des clauses des contrats uniques et des contrats au tarif réglementé de vente sont disponibles auprès des fournisseurs concernés.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, les modèles de conditions générales et particulières publiés sur le site internet d'Enedis permettent également la consultation des dernières dispositions contractuelles en vigueur pour l'accès et l'utilisation du RPD en CARD.

Le contrat d'accès au RPD souscrit par chaque client comporte les clauses d'accès et d'utilisation du RPD correspondant à sa catégorie. En cas de contradiction entre la présente annexe et le contrat d'accès au RPD souscrit par le client, les clauses du contrat d'accès au RPD prévalent.

Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans les dispositions générales d'accès au RPD applicables au client, que le Fournisseur aurait souscrit envers le client en Contrat Unique ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur à l'égard du client.

## 1. Objet

Les présentes conditions générales telles qu'elles résultent des cahiers des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité reprennent de manière synthétique les clauses des contrats relatifs à l'accès et l'utilisation du RPD en soutirage, qui explicitent les engagements d'Enedis, du client, ainsi que le cas échéant du Fournisseur si le client final dispose d'un Contrat Unique.

Les présentes conditions générales sont tenues à disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont annexées au cahier des charges de concession disponible sur le site internet [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

Elles concernent toutes les catégories d'utilisateurs du réseau de distribution d'électricité, déjà raccordés ou demandant à l'être, résidentiels ou non résidentiels, ayant signé un contrat d'accès au réseau avec Enedis ou un Contrat Unique avec un Fournisseur, y compris au tarif réglementé de vente.

Enedis publie également sur son site internet :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF\\_04E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf).
- ses catalogues des prestations, qui présentent l'offre d'Enedis aux clients et aux Fournisseurs d'électricité et sont disponibles sur le site d'Enedis [www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations). Le client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées dans les conditions définies au catalogue des prestations de la catégorie le concernant.

En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part, et le contrat d'accès au RPD conclu par le client d'autre part, les dispositions du contrat d'accès au RPD conclu par le client avec Enedis prévalent.

## 2. Cadre général de l'accès au réseau public de distribution

### 2.1 Engagements d'Enedis :

Enedis s'engage tant à l'égard du client, qu'à celui du Fournisseur, à :

- garantir un accès non discriminatoire au RPD ;
- acheminer l'énergie électrique sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique en matière de continuité et de qualité tels que mentionnés dans les contrats d'accès au RPD et rappelés aux articles 7.1 à 7.6 de la présente annexe ;
- assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage ;
- réaliser les interventions techniques nécessaires, selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de ses Catalogues des Prestations ;
- assurer la sécurité des tiers relativement au RPD ;
- informer les clients et le cas échéant leur Fournisseur préalablement - dans la mesure du possible - lors de coupures pour travaux, pour raisons de sécurité ou lors des coupures pour incident affectant le RPD, conformément aux modalités indiquées au contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;
- entretenir, développer ou renforcer le RPD dans les zones géographiques où le cahier des charges de concession lui en a confié la responsabilité ;
- garantir l'accès du client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) ;
- assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel conformément à la réglementation applicable ;
- assurer l'accueil des demandes du client, ou de son Fournisseur et traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées ;
- indemniser les clients dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée, conformément aux modalités prévues dans le contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;

En outre, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis s'engage à l'égard du Fournisseur à :

- assurer l'accueil et le traitement des demandes du Fournisseur ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation du Fournisseur, par Enedis du tarif d'utilisation des réseaux appliqué au point de livraison ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation au client, par les soins du Fournisseur, de l'énergie électrique en gérant les calendriers Fournisseurs conformément aux dispositions des référentiels d'Enedis et de ses Catalogue des prestations ;

- transmettre à RTE, et le cas échéant au Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- suspendre l'accès au RPD à la demande du Fournisseur ;

## 2.2 Engagements du client

Le client s'engage à l'égard d'Enedis notamment à :

- assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables, entretenues de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD. L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du client. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité de l'installation électrique intérieure du client.

Enedis met à disposition des clients résidentiels sur son site internet à la page [www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite](http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite) des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

- ne pas raccorder un tiers à ses installations ;
- satisfaire à une obligation de prudence conformément aux dispositions de l'article D342-8 du code de l'énergie, en veillant à ce que ses installations soient capables de supporter les perturbations liées à l'exploitation du RPD ;
- garantir à Enedis le libre accès et en toute sécurité au dispositif de comptage ;
- veiller à l'intégrité des ouvrages de son raccordement individuel et de son branchement individuel ;
- déclarer à Enedis et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose, l'accord préalable et écrit d'Enedis étant requis avant la mise en œuvre de moyens de production, conformément aux dispositions de l'article 3.4 de la présente annexe.

## 2.3 Engagements du Fournisseur :

Au titre de ses relations avec le client en Contrat Unique, le Fournisseur s'engage notamment à :

- assurer l'accueil des demandes et des réclamations du client ;
- assurer la reproduction du contrat GRD-F selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le client, en annexant à son Contrat Unique l'annexe 1 bis ou 2 bis du contrat GRD-F selon le Domaine de Tension concerné ; lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également les dispositions générales d'accès au RPD, décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
- informer le client relativement aux dispositions générales d'accès au RPD ;
- informer le client que celui-ci engage sa responsabilité en cas de non respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à un tiers et notamment à Enedis ;
- informer le client en cas de défaillance au sens de l'article L 333-3 du code de l'énergie de la part du Fournisseur ;
- facturer simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.

Au titre de ses relations avec Enedis, le Fournisseur s'engage notamment à :

- à souscrire auprès d'Enedis, pour chacun des Points de Livraison en Contrat Unique raccordé au RPD géré par Enedis, un accès au réseau respectant la capacité des ouvrages ;
- à payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation des réseaux, ainsi que les prestations concernant les points de livraison de son périmètre dans le cadre du contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- à mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données dont il est propriétaire au sens de l'annexe 4 du contrat GRD-F pour l'exécution d'un Contrat Unique conformément aux modalités définies dans le contrat GRD-F.

### **3. Raccordement**

#### 3.1 Demande de raccordement d'un point de livraison au RPD :

La prise d'effet d'un contrat d'accès au RPD (CARD ou Contrat Unique) est subordonnée au raccordement effectif et direct au RPD du point de livraison concerné et à la réalisation de l'installation intérieure conformément à la réglementation et aux normes applicables.

Le client qui demande un raccordement ou une évolution de son raccordement peut contacter directement Enedis ou confier à un mandataire l'ensemble des démarches.

#### 3.2 Travaux de raccordement :

Lorsqu'une demande de raccordement ou d'évolution de raccordement existant est formulée par le client, Enedis se rapproche de lui ou de son mandataire pour étudier les modalités de raccordement au RPD pertinentes et adaptées à ses besoins de puissance, ceux-ci pouvant nécessiter la création d'ouvrages de raccordement.

La puissance de raccordement demandée ne peut être mise à disposition qu'après le délai de réalisation des travaux éventuellement nécessaires.

#### 3.3 Facturation du raccordement :

Les conditions de facturation du raccordement au RPD sont communiquées au client qui en fait la demande par Enedis.

#### 3.4 Moyens de production présents chez le client :

L'accord préalable et écrit d'Enedis est nécessaire avant la mise en œuvre de moyens de production. Cet accord pourra notamment porter sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, qui doivent être conformes aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour le cas où le client entendrait céder tout ou partie de l'énergie électrique produite par les installations de son site, il lui appartiendrait de se rapprocher d'Enedis conformément aux informations figurant sur son site internet pour définir avec elle les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le RPD.

### **4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD**

#### 4.1 Principes généraux :

Les prestations d'accès et d'utilisation du RPD sont réalisées par Enedis conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis et au catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client au moins deux jours ouvrés avant. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

#### 4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;
- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

#### 4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations ayant nécessité une mise hors tension à la demande du client) ;

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé et alimenté, le maintien de l'alimentation est subordonné à la conclusion dans les plus brefs délais d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

#### 4.4 Changement de Fournisseur :

Le client s'adresse au Fournisseur de son choix.

Lorsque le client souhaite changer de Fournisseur dans le cadre d'un Contrat Unique, le nouveau Fournisseur formule une demande de changement de Fournisseur pour le compte du client auprès d'Enedis, conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis. L'ancien Fournisseur ne peut pas s'opposer au changement de Fournisseur demandé. Enedis a la possibilité de s'opposer à la demande de changement de Fournisseur si elle est irrecevable, notamment lorsqu'une demande de changement de Fournisseur est déjà en cours de traitement pour le Point de Livraison.

#### 4.5 Résiliation du contrat :

Le client peut résilier son contrat selon les dispositions prévues dans son Contrat Unique, ou le cas échéant dans son CARD.

En cas de Contrat Unique, le Fournisseur peut résilier le contrat le liant à son client selon les dispositions prévues contractuellement.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 7.5 s'appliquent.

## **5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution**

### 5.1 Tarifs d'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution est établie conformément aux articles L 341-2 et suivants du code de l'énergie.

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis facture l'accès au PRD au Fournisseur et le Fournisseur facture simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, Enedis facture l'accès au RPD directement au client.

Le client est conseillé sur la formule tarifaire d'acheminement et la puissance souscrite la plus adaptée par :

- son Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- Enedis, si le client a souscrit un contrat CARD.

### 5.2 Modification de tarif :

Dès l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau ou d'un nouveau tarif sur les prestations annexes réalisées par le GRD, celui-ci s'applique de plein droit aux contrats d'accès au réseau en cours lorsque le client dispose d'un contrat en offre de marché, et ce quel que soit son schéma contractuel (CARD ou contrat unique).

Ces modifications sont également prises en compte dans les évolutions du tarif réglementé de vente.

### 5.3 Prestations et services :

Les prestations et services assurés au client, ainsi que les prix associés, lui sont communiqués par son Fournisseur en cas de Contrat Unique ou par Enedis en cas de CARD.

## **6. Comptage**

Conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie, Enedis assure les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

La documentation technique de référence librement accessible sur le site internet d'Enedis constitue le référentiel des prescriptions techniques applicables en matière de dispositif de comptage.

Ces données de comptage, qui concernent la consommation du client, permettent :

- de facturer le tarif d'utilisation du réseau public de distribution ;

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble des données de comptage lui permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;

- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

#### 6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

#### 6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

#### 6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

#### 6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;

- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;

- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

## **7. Continuité et qualité de l'électricité**

### 7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

### 7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

### 7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RDP et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 v et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

#### 7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
  - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
  - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

#### 7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

#### 7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

## **8. Responsable d'équilibre**

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet <http://clients.rte-france.com/>. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

## **9. Responsabilités**

### 9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenu de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

### 9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

### 9.3 Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport annexé au décret n° 2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables en l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictueuses ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un événement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

## **10. Traitement des réclamations des clients**

### 10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

## 10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec demande d'indemnisation

Afin de faciliter le traitement de la réclamation avec demande d'indemnisation, il est conseillé au client d'adresser sa réclamation dans un délai de 20 jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception, à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

La réclamation avec demande d'indemnisation du client doit a minima préciser les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de l'incident supposé être à l'origine du dommage
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

En cas d'accord sur le principe de l'indemnisation du client, Enedis communique son offre d'indemnisation au client, ainsi qu'au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

En cas d'accord du client sur le montant de cette offre d'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue dans un délai de trente jours calendaires à compter de l'accord du client.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut demander à Enedis, via le Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

## **11. Recours**

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des contrats d'accès au RPD, le client peut saisir le cas échéant par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le client est un particulier ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut faire appel au Médiateur national de l'Energie, conformément à l'article L 122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du client au Fournisseur avec lequel il a souscrit son Contrat Unique ou à Enedis, s'il n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

Le client peut également soumettre le différend devant la juridiction compétente ou au Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIS) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

## **12. Assurances**

Il est recommandé au client de disposer d'une assurance de dommages pour ses propres biens et de responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou son installation est susceptible de causer au RPD.

## **13. Evolution du présent document et des modèles de contrats d'accès au RPD**

Les évolutions du présent document feront l'objet d'une information à la FNCCR par Enedis. Les nouvelles conditions seront alors applicables et se substitueront aux présentes.

Enedis s'engage en outre à publier toute nouvelle version des modèles de contrats d'accès au RPD, sur son site internet : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) .

## Accusé de réception préfecture

**Objet de l'acte :**

Approbation du nouveau contrat de concession de distribution publique d'électricité

---

**Date de transmission de l'acte :** 11/10/2019

**Date de réception de l'accusé de réception :** 11/10/2019

---

**Numéro de l'acte :** DELCOSY46 ( [voir l'acte associé](#) )

**Identifiant unique de l'acte :** 049-254901309-20190917-DELCOSY46-DE

---

**Date de décision :** 17/09/2019

**Acte transmis par :** Katell BOIVIN

---

**Nature de l'acte :** Délibération

**Matière de l'acte :** 1. Commande Publique  
1.4. Autres types de contrats  
1.4.2. Autres contrats

**Syndicat intercommunal  
d'énergies de Maine-et-Loire**

Délibération du Comité syndical  
Séance du 17 septembre 2019

Cosy / n°46 / 2019

**Approbation du nouveau contrat de concession de la distribution publique d'électricité**

L'an deux mille dix-neuf, le 17 septembre à 9 h 30, le comité du Syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire, régulièrement convoqué le 11 septembre 2019, s'est réuni en séance ordinaire, au siège du syndicat, 9 route de la Confluence, ZAC de Beuzon à Écouflant (49000), sous la présidence de M. Jean-Luc DAVY, président.

M. Pierre VERNOT a été nommé secrétaire de séance.

Sur les 54 membres en exercice, étaient présents 29 membres, à savoir :

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
BADEAU Cyril	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BOISNEAU Jean-Paul	LA SEGUINIÈRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
BOLO Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BONNIN Jean-Michel	MONTREUIL BELLAY	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BOUCHER Yves	BRAIN SUR ALLONNES	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BROSSELIÈRE Pierre	LOIRE AUBANCE	LOIRE AUBANCE (LOIRE LAYON AUBANCE)		×
CAILLEAU Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
CHALET Daniel	CC REGION DU LION D'ANGERS	LE LION D'ANGERS (VALLEES DU HAUT ANJOU)		×
CHESNEAU André	LES HAUTS D'ANJOU	HAUT ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)	×	
CHIMIER Denis	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
CHUPIN Camille	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DAILLEUX-ROMAGON Dominique	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
DAVY Jean-Luc	MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY	LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE)	×	
DENIS Adrien	NOYANT VILLAGES	CANTON DE NOYANT (BAUGEOIS VALLEES)	×	
DENIS Michel	BREZE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
DESOEUVRE Robert	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPERRAY Guy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPONT Hubert	LE MAY SUR EVRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GALON Joseph	SEGRE EN ANJOU BLEU	CANTON DE SEGRE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)		×
GELINEAU Jackie	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GOUBEAULT J.P.Pierre	TERRANJOU	COTEAUX DU LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		×

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
GUEGAN Yann	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
HEIBLE Gabriel	CC LOIR ET SARTHE	LOIR ET SARTHE (ANJOU LOIR ET SARTHE)		X
HONORÉ Marie-Christine	CANDE	CANTON DE CANDE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	X	
HUCHON Pierre, suppléant G. MATHIEU	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
JEANNETEAU Annick	CHOLET	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
LEFORT Alain	CC REGION DE DOUE EN ANJOU	DOUE LA FONTAINE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
LEPETIT Dominique	SAINT GERMAIN DES PRÉS	LOIRE LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		X
MANCEAU Paul	SEVREMOINE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
MARCHAND Gérard	BAUGE EN ANJOU	CANTON DE BAUGE (BAUGEOIS VALLEES)		X
MARTIN Jean-Pierre	CORZE	LOIR (ANJOU LOIR ET SARTHE)	X	
MARY Jean Michel	BEAUPREAU EN MAUGES	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
MENANTEAU Joseph	CHEMILLE EN ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
MIGNOT Eric	CC LOIRE LONGUE	LOIRE LONGUE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
MOISAN Gérard	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
MOREAU Jean-Pierre	OREE D'ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
PAVAGEAU Frédéric	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
PIERROIS Benoît	LYS-HAUT-LAYON	VIHIERSOIS HAUT LAYON (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
PIOU Serge	MONTREVAULT SUR EVRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
POITOU Rémy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
POT Christophe	CC BEAUFORT EN ANJOU	BEAUFORT EN ANJOU (BAUGEOIS VALLEES)		X
POUDRAY Eric	SOMLOIRE	BOCAGE (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
RENAUD Jacques	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
ROISNE Didier	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
ROULLIER Henri	MAUGES SUR LOIRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
ROUX Jean-Louis	OMBREE D'ANJOU	REGION POUANCEE COMBREE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	X	
SAVOIRE Michel	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
SIRE Michel	GENNES VAL DE LOIRE	GENNOIS (SAUMUR VAL DE LOIRE)		X
SOTTY Jean	SAINT SIGISMOND	OUEST ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)		X
TASTARD Thierry	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
TOURON Eric	DISTRE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
VERCHERE Jean-Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
VERNOT Pierre	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
VEYER Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X

À donné pouvoir de voter en son nom :

Daniel CHALET, désigné par la C.C. REGION DU LION D'ANGERS à Jean-Luc DAVY, désigné par MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY, circonscription LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE).

Le quorum étant atteint, l'assemblée peut délibérer valablement.

Le rapporteur expose :

Le Siéml et le concessionnaire Enedis (ex-ERDF) ont signé en 1992, pour une durée de 22 ans, un contrat de concession de la distribution publique d'électricité qui définit les dispositions appliquées aux communes de Maine-et-Loire sur le périmètre de la concession électrique. La durée de cette convention a par ailleurs été prolongée à 30 ans par avenant le 9 avril 2009. Depuis les années 90, les activités des AODE et des concessionnaires ont grandement évolué, nécessitant une actualisation des termes du contrat de concession intégrant notamment les contextes légal, réglementaire et réglementaire en vigueur et en tenant compte de la montée en puissance des enjeux de la transition énergétique.

Pour tenir compte de ces évolutions et compte tenu de l'arrivée à échéance de nombreux contrats, des discussions ont été engagées dès 2015 entre la FNCCR, Enedis et EDF pour élaborer le nouveau modèle de cahier des charges. Puis France Urbaine a rejoint le groupe de négociation qui aboutit le 21 décembre 2017 à l'adoption d'un nouveau cadre contractuel composé d'un modèle de convention de concession, d'un modèle de cahier des charges et ses annexes associées.

Le 6 février 2018, s'appuyant sur les travaux de la commission chargée d'étudier l'opportunité d'un renouvellement anticipé de la concession électrique, les élus du comité syndical ont formalisé leur volonté de conclure entre le Siéml, Enedis et EDF un nouveau contrat conforme au modèle annexé à l'accord quadripartite susnommé. Les annexes adossées à ce nouveau contrat de concession devant assurer une respiration locale et permettre au Siéml, en tant qu'autorité concédante, de conserver un certain niveau d'influence et de contrôle sur la vie de la concession.

Localement les discussions entre le Siéml, Enedis et EDF ont débuté en septembre 2018 avec pour objectif de signer le nouveau contrat de concession avant la fin de la mandature.

Les trois parties se sont rencontrées à un rythme soutenu et régulier pour traiter des différents sujets identifiés selon un phasage précis : état des lieux et diagnostic technique de la concession, élaboration du schéma directeur des investissements et des programmes pluriannuels d'investissement, répartition de la maîtrise d'ouvrage, élaboration de la convention relative à la transition énergétique, gestion des flux financiers de la concession ;

À l'issue de cette négociation, un projet de nouveau traité de concession de distribution publique d'électricité a été soumis à l'approbation des membres du comité syndical au travers de trois délibérations successives :

- adoption du contrat de concession en tant que tel constitué de la convention chapeau, du cahier des charges national et des annexes pour une durée de 30 ans ;
- adoption d'une convention de programmation pluriannuelle des investissements pour la période 2020 - 2023 ;
- adoption d'une convention relative à la transition énergétique.

La présente délibération concerne le premier point, à savoir le contrat de concession constitué de la convention chapeau, du cahier des charges national et des annexes, intégrant les principales modifications et propositions décrites ci-dessous.

Considérant que dans le cadre des échanges nationaux, le nouveau modèle du contrat de concession permet de répartir la maîtrise d'ouvrage des travaux entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau et que les grands principes de sa répartition tiennent compte de l'appartenance des communes de la concession au régime urbain ou au régime rural d'électrification et de l'évolution de cette appartenance ;

Etant précisé que depuis quelques années, la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le Siéml et Enedis est devenue un sujet sensible du fait notamment de l'interprétation des modalités inscrites dans le contrat en vigueur au sujet de l'impact de la création des communes nouvelles ;

Considérant que le Siéml et Enedis ont fait le choix dit « du statu quo clarifié », permettant de rester globalement sur le modèle actuel de répartition de la maîtrise d'ouvrage et de clarifier dans le même temps la prise en compte des enjeux liés aux communes nouvelles ;

Considérant que dans le cadre des échanges nationaux, il a été convenu avec Enedis de mettre fin à la pratique des provisions pour renouvellement, étant précisé que le stock de provision constitué est intégralement reporté dans le nouveau contrat ;

Considérant qu'en contrepartie, une nouvelle gouvernance des investissements basée sur une planification contractuelle des investissements assortie d'un mécanisme de séquestre, ainsi qu'une valorisation des redevances de concession est instituée ;

Considérant que le schéma directeur des investissements, inscrit à l'annexe 2A du traité de concession, présente une vision à long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession sur 30 ans et ce en cohérence avec le diagnostic partagé de la concession locale ;

Etant précisé que des valeurs repères à atteindre ont été identifiés en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages pour atteindre les objectifs partagés du SDI, à savoir définir les ambitions et orientations prioritaires en matière d'amélioration de la qualité de fourniture et accompagner des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution d'électricité ;

Considérant que l'enveloppe consacrée aux redevances R1 et R2 a été sensiblement revalorisée, permettant ainsi de définir de nouvelles formules de redevance avec prise en compte des investissements liés à la transition énergétique ;

Considérant que le nouveau cahier des charges intègre par ailleurs plusieurs actualisations légales et réglementaires concernant d'une part le régime de TVA, avec la suppression du transfert du droit à déduction, et d'autre part l'insertion d'un chapitre relatif à la communication des données qui tire profit des nouvelles dispositions réglementaires en matière d'information des autorités concédantes ;

Vu les statuts du Syndicat intercommunal d'énergie de Maine-et-Loire reconnaissant le Siéml en sa qualité autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité ;

Vu les dispositions des articles L. 2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales précisant qu'il revient à l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité de négocier et de conclure les contrats de concession, et d'exercer le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concession ;

Vu les dispositions des articles L.111-52, L.121-4, L.121-5 du Code de l'énergie précisant que les missions de service public relatives au développement et à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sont assurées respectivement par Enedis, pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution, et par EDF, pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution ;

Vu les dispositions de l'article L. 322-1 du Code l'énergie précisant que la concession de la gestion d'un réseau public de distribution d'électricité est accordée par l'autorité organisatrice ;

Vu les dispositions de de l'article L. 334-3 du Code l'énergie précisant que lors de la conclusion de nouveaux contrats, les contrats sont signés conjointement par l'autorité organisatrice de la fourniture et de la distribution publique d'électricité et, chacun pour ce qui le concerne, par le gestionnaire du réseau de distribution, en l'espèce Enedis, et le gestionnaire chargé de la fourniture d'électricité aux clients bénéficiant des tarifs réglementés, à savoir EDF ;

Vu le traité de concession pour le service public de la distribution d'électricité sur le territoire desservi par la concession conclue entre le Siéml et Electricité de France, le 28 novembre 1992, pour une durée de 22 ans ;

Vu l'avenant du 9 avril 2009, prolongeant la durée du traité de concession sus-cité à 30 ans ;

Vu l'accord-cadre conclu le 21 décembre 2017 par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), France Urbaine, Enedis et EDF ;

Vu la délibération n°79/2018 en date du 6 février 2018 actant le renouvellement du contrat avant la fin du mandat pour une entrée en vigueur au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2021, conformément au protocole d'accord national ;

Vu l'avenant au contrat de concession en date 3 juillet 2018 formalisant l'engagement des parties à renouveler par anticipation le contrat de concession au 31 décembre 2019 ;

Considérant la convention chapeau du contrat de concession de la distribution publique d'électricité et son cahier des charges, annexés à la présente délibération, aux termes duquel le Siéml concède aux concessionnaires Enedis et EDF les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire, ce projet ayant été établi sur la base du nouveau modèle de contrat de concession, objet de l'accord cadre en date du 21 décembre 2017 ;

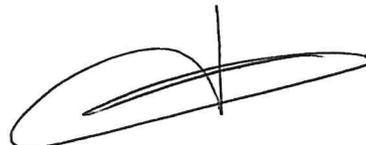
Considérant qu'à compter de son entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2020, le contrat de concession, y compris le cahier des charges et les annexes, ainsi que les deux conventions susnommées se substitueront dans l'ensemble de leurs dispositions au contrat de concession attribué le 28 novembre 1992 par le Siéml à Enedis (ex-ERDF) pour l'ensemble du territoire de la concession ;

**Le comité syndical, à l'unanimité des membres présents et représentés,**

- **approuve** la convention chapeau du contrat de concession de la distribution publique d'électricité, le cahier des charges de concession et ses annexes tels qu'annexés à la présente délibération ;
- **autorise** le Président du Siéml à signer la convention, le cahier des charges de concession et les annexes susnommés pour une durée de 30 ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020 et à prendre toute décision nécessaire à son application.

Fait et délibéré les jour, mois et an susdits.

Le Président du Syndicat,  
Jean-Luc DAVY



Nombre de délégués en exercice :	54
Nombre de présents :	29
Nombre de votants :	30
Abstention :	0
Avis défavorable :	0
Avis favorables :	30

## CONVENTION DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DEVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE ET DE LA FOURNITURE D'ENERGIE ELECTRIQUE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE

### Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Intercommunal d'Énergies de Maine et Loire (SIÉML)**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par M. le Président Jean-Luc DAVY, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 17 septembre 2019 domicilié : Route de Confluence, ZAC de Beuzon à ECOUFLANT (49000).

Désigné(e) ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part,**

### et, d'autre part,

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par M. Gilles ROLLET, Directeur Régional d'Enedis Pays de la Loire, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 15 octobre 2017 par M. Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire d'Enedis, faisant éléction de domicile 13 allée des Tanneurs à NANTES (44040).

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, **ou « le gestionnaire du réseau de distribution »**,

et

- **Electricité de France (EDF)**, société anonyme au capital de 1 525 484 813 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par M. Daniel PINA, Directeur du Développement Territorial d'EDF – Direction Commerce Ouest, dûment habilité à l'effet des présentes et faisant éléction de domicile 11 rue Edmé Mariotte à NANTES (44300),

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, **ou « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente »**,

**Ci-après désigné(e)s ensemble par « les parties ».**

## EXPOSE

SIEML et Electricité de France ont conclu le 28 novembre 1992, pour une durée de 22 ans, une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire desservi par la concession. La durée de cette convention a été prolongée à 30 ans par avenant le 9 avril 2009.

Depuis la date à partir de laquelle la convention précitée a été rendue exécutoire, de nombreuses dispositions législatives et réglementaires sont intervenues et ont modifié les activités objet de la présente convention.

A la date de la conclusion de la présente convention :

1. Le service public concédé distingue :
  - une mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité ;
  - une mission de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
2. Conformément aux articles L.111-52, L.121-4 et L.121-5 du code de l'énergie, ces missions sont assurées :
  - par Enedis, pour la partie relative au développement et à l'exploitation du réseau public de distribution ;
  - par EDF pour la partie relative à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution.
3. L'autorité concédante de la distribution publique d'électricité et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente négocie et conclut le contrat de concession et exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le cahier des charges de concession.
4. La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution est financée par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité fixé par la Commission de régulation de l'énergie, en accord avec les orientations de politique énergétique définies par l'Etat, et sans préjudice des autres ressources financières prévues par les lois et règlements en vigueur. Ce tarif, unique sur l'ensemble du territoire national conformément au principe d'égalité de traitement inscrit dans le code de l'énergie, garantit une cohésion sociale et territoriale.
5. Les tarifs réglementés de vente d'électricité fixés nationalement par la Commission de régulation de l'énergie dans les conditions définies par le code de l'énergie financent la mission de fourniture d'électricité. Ces tarifs garantissent l'égalité de traitement des clients et mettent en œuvre une péréquation tarifaire au profit de l'ensemble des concessions concourant ainsi à la cohésion sociale du pays.
6. L'alimentation en électricité de la concession est assurée par l'ensemble du système électrique national dans lequel l'offre et la demande sont ajustées à tout instant, en tenant compte des contributions locales à l'équilibre national. Le réseau public de distribution d'électricité qui dessert la concession est interconnecté avec ceux situés sur les territoires des concessions limitrophes.
7. En s'inscrivant dans un cadre régulé national et en tenant compte des caractéristiques spécifiques de la distribution et de la fourniture d'électricité et des missions objet de la présente convention, Enedis et EDF mobilisent au service de la concession, chacun pour ce qui le concerne, des moyens mutualisés à la maille la plus pertinente. Cette mutualisation est un atout pour la continuité et la qualité du service concédé et l'efficacité économique de sa gestion.

8. Le dispositif contractuel défini par la présente convention repose sur un modèle national de contrat de concession dont les orientations ont été définies de façon concertée entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), France urbaine, EDF et Enedis. Ce modèle propose un cadre cohérent avec les missions respectives des parties, y compris en ce qui concerne la répartition de la maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé, et équilibré quant aux droits et obligations de chacune d'entre elles.

Les parties inscrivent le service concédé, objet de la présente convention, dans le cadre national ainsi organisé. Elles affirment en particulier leur attachement à la péréquation tarifaire nationale et à la solidarité entre les territoires.

Les parties inscrivent également le service concédé dans le contexte territorial du périmètre de la concession, compte tenu de ses caractéristiques et de ses enjeux.

Avec 810 934 habitants au 1er janvier 2019 et une densité de près de 115 habitants / km<sup>2</sup>, le département du Maine-et-Loire reste un territoire à dominance rurale et agricole. Le département recense 89 espaces naturels sensibles aménagés ou protégés, soit 10 % du territoire. Composé de grandes aires urbaines comme Angers, Cholet et Saumur, le département a connu depuis plusieurs années un grand nombre de créations de communes nouvelles. Au 1er janvier 2019, il comptait 177 communes dont 38 nouvelles et 9 établissements publics de coopération intercommunale (EPCI), contre 363 communes en 2014.

Dans ce contexte territorial, les actions entreprises par les parties visent à assurer durablement un bon niveau de qualité de fourniture à l'ensemble des usagers du service public de la distribution d'électricité, dans le respect des obligations réglementaires et environnementales et des engagements contractuels. Elles permettent également de répondre aux attentes locales de développement et d'attractivité, comme à la volonté partagée de faciliter l'accompagnement de la transition énergétique sur l'ensemble du territoire. Enfin, les actions entreprises, dans un contexte climatique potentiellement évolutif, visent à fiabiliser et sécuriser l'ensemble du réseau de distribution, d'en renforcer la résilience et d'en améliorer la réactivité.

**Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.**

## **ARTICLE 1<sup>er</sup> – OBJET DE LA CONVENTION**

L'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par le code général des collectivités territoriales et par le code de l'énergie, au concessionnaire qui accepte, les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire, sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par l'autorité concédante, aux conditions du cahier des charges ci-après annexé. Le territoire de la concession est défini à l'article 3 de la présente convention.

A compter de la date à laquelle le présent contrat de concession sera exécutoire, après accomplissement par l'autorité concédante des formalités nécessaires, celui-ci se substituera dans l'ensemble de ses dispositions, y compris celles du cahier des charges ci-après annexé et des avenants ultérieurs, au contrat de concession précédemment attribué le 28 novembre 1992 par le SIEMML à Electricité de France sur l'ensemble du territoire de la concession.

Les commentaires figurant en italique et en retrait dans le cahier des charges annexé à la présente convention font partie de celui-ci ; cette disposition ne fait toutefois pas obstacle à ce que ces commentaires soient actualisés d'un commun accord en fonction de l'évolution de la législation ou de la réglementation sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

## ARTICLE 2 – CLAUSE DE REVOYURE

Sans préjudice de la faculté de réviser ponctuellement les dispositions de la présente convention, les parties se rencontreront, en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle à d'éventuelles modifications substantielles des éléments caractéristiques de la concession, dans les circonstances suivantes :

- a) de manière systématique, tous les cinq ans ;
- b) en cas d'évolution du périmètre géographique dans lequel l'autorité concédante exerce sa compétence sur la zone de desserte du concessionnaire, postérieurement à l'entrée en vigueur de la présente convention, afin d'envisager les conditions d'exécution des contrats en cours, notamment, le cas échéant, le regroupement de ces derniers en un contrat unique ;
- c) en cas d'établissement d'un nouveau modèle de cahier des charges ;
- d) en cas d'accord national entre la FNCCR, France urbaine et Enedis tel que visé à l'article 3 de l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, EDF et Enedis le 21 décembre 2017, afin d'examiner à la demande de l'une ou l'autre des parties l'opportunité de modifier en conséquence la liste des investissements éligibles aux termes I et C ou leurs modalités de prise en compte dans la part R2 de la redevance ;
- e) dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution pour non réalisation d'investissements inscrits dans un programme pluriannuel, au titre de deux programmes consécutifs, pour réexaminer le pourcentage appliqué pour le calcul de ces sommes ;
- f) en cas de réexamen au plan national par la FNCCR et Enedis du plafond de 6 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT en zone d'électrification rurale pour le raccordement d'installations individuelles neuves comportant simultanément de la production et de la consommation d'électricité ou du plafond de 36 kVA prévu pour la réalisation sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante des extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité et de la consommation ;
- g) en cas de changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat impactant durablement et significativement l'une ou l'autre des parties.

En outre les parties se rencontreront en vue d'adapter par avenant leur situation contractuelle en cas de variation de plus de 20 % à compter de la date de signature du présent contrat :

- o du volume des ventes aux tarifs réglementés effectuées auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- o des quantités d'énergie livrée auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
- o du prix moyen de vente aux tarifs réglementés du kWh sur le territoire de la concession ;
- o du niveau moyen du tarif d'utilisation du réseau public de distribution sur le territoire de la concession.

## ARTICLE 3 – TERRITOIRE DE LA CONCESSION

A la date de signature de la présente convention, le territoire de la concession comprend la ou les communes dont la liste figure en annexe.

#### **ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT**

La présente convention est dispensée des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

A \_\_\_\_\_, le

**Pour l'autorité concédante,**

Le Président du SIEML

Jean-Luc DAVY

**Pour le concessionnaire,**

Le Directeur Régional  
Enedis Pays de Loire

Gilles ROLLET

Le Directeur du Développement  
Territorial EDF

Daniel PINA

## ANNEXE : LISTE DES COMMUNES DE LA CONCESSION

Dans la liste des communes, est mentionné, quand il y a lieu, l'EPCI, détenteur de la compétence, qui est substitué à la commune

ALLONNES  
ANGERS – Angers Loire Métropole  
ANGRIE  
ANTOIGNE  
ARMAILLE  
ARTANNES-SUR-THOUET  
AUBIGNE-SUR-LAYON  
AVRILLE – Angers Loire Métropole  
BARACE  
BAUGÉ-EN-ANJOU  
BEAUCOUZE – Angers Loire Métropole  
BEAUFORT-EN-ANJOU  
BEAULIEU-SUR-LAYON  
BEAUPRÉAU-EN-MAUGES  
BECON-LES-GRANITS  
BEGROLLES-EN-MAUGES  
BEHUARD – Angers Loire Métropole  
BELLEVIGNE-EN-LAYON  
BELLEVIGNE-LES-CHATEAUX  
BLAISON-SAINT-SULPICE  
BLOU  
BOUCHEMAINE – Angers Loire Métropole  
BOUILLE-MENARD  
BOURG-L'EVEQUE  
BRAIN-SUR-ALLONNES  
BRIOLLAY – Angers Loire Métropole  
BRISSAC LOIRE AUBANCE  
BROSSAY  
CANDE  
CANTENAY-EPINARD – Angers Loire Métropole  
CARBAY  
CERNUSSON  
CHALLAIN-LA-POThERIE  
CHALONNES-SUR-LOIRE  
CHAMBELLAY  
CHAMPTOCE-SUR-LOIRE  
CHANTELOUP-LES-BOIS  
CHAUDEFONDS-SUR-LAYON  
CHAZE-SUR-ARGOS  
CHEFFES  
CHEMILLÉ-EN-ANJOU  
CHÉNILLÉ-CHAMPTEUSSÉ  
CHOLET  
CIZAY-LA-MADELEINE  
CLERE-SUR-LAYON  
CORNILLE-LES-CAVES  
CORON  
CORZE  
COURCHAMPS  
COURLEON  
DENEÉ  
DENEZE-SOUS-DOUE  
DISTRE  
DOUÉ-EN-ANJOU  
DURTAL  
ECOUFLANT – Angers Loire Métropole  
ECUILLE – Angers Loire Métropole  
ERDRE-EN-ANJOU

ETRICHE  
FENEU – Angers Loire Métropole  
FONTEVRAUD-L'ABBAYE  
GENNES-VAL-DE-LOIRE  
GREZ-NEUVILLE  
HUILLE-LEZIGNE  
INGRANDES-LE-FRESNE-SUR-LOIRE  
JARZÉ-VILLAGES  
JUVARDEIL  
LA BREILLE-LES-PINS  
LA CHAPELLE-SAINT-LAUD  
LA JAILLE-YVON  
LA LANDE-CHASLES  
LA MENITRE  
LA PELLERINE  
LA PLAINE  
LA POSSONNIERE  
LA ROMAGNE  
LA SEGUINIÈRE  
LA TESSOUALLE  
LE COUDRAY-MACOUARD  
LE LION-D'ANGERS  
LE MAY-SUR-EVRE  
LE PLESSIS-GRAMMOIRE – Angers Loire Métropole  
LE PUY-NOTRE-DAME  
LES BOIS-D'ANJOU  
LES CERQUEUX  
LES GARENNES SUR LOIRE  
LES HAUTS D'ANJOU  
LES PONTS-DE-CE – Angers Loire Métropole  
LES RAIRIES  
LES ULMES  
LOIRE  
LOIRE-AUTHION – Angers Loire Métropole  
LONGUE-JUMELLES  
LONGUENÉE-EN-ANJOU – Angers Loire Métropole  
LOURESSE-ROCHEMENIER  
LYS-HAUT-LAYON  
MARCE  
MAUGES-SUR-LOIRE  
MAULEVRIER  
MAZÉ-MILON  
MAZIERES-EN-MAUGES  
MIRE  
MONTIGNE-LES-RAIRIES  
MONTILLIERS  
MONTREUIL-BELLAY  
MONTREUIL-JUIGNE – Angers Loire Métropole  
MONTREUIL-SUR-LOIR  
MONTREUIL-SUR-MAINE  
MONTREVAULT-SUR-EVRE  
MONTSOREAU  
MORANNES SUR SARTHE-DAUMERAY  
MOULIHERNE  
MOZE-SUR-LOUET  
MURS-ERIGNE – Angers Loire Métropole  
NEUILLE  
NOYANT-VILLAGES  
NUAILLE  
OMBRÉE D'ANJOU  
ORÉE-D'ANJOU  
PARNAY  
PASSAVANT-SUR-LAYON

RIVES-DU-LOIR-EN-ANJOU – Angers Loire Métropole  
ROCHEFORT-SUR-LOIRE  
ROU-MARSON  
SAINT-AUGUSTIN-DES-BOIS  
SAINT-BARTHELEMY-D'ANJOU – Angers Loire Métropole  
SAINT-CHRISTOPHE-DU-BOIS  
SAINT-CLEMENT-DE-LA-PLACE – Angers Loire Métropole  
SAINT-CLEMENT-DES-LEVEES  
SAINTE-GEMMES-SUR-LOIRE – Angers Loire Métropole  
SAINT-GEORGES-SUR-LOIRE  
SAINT-GERMAIN-DES-PRES  
SAINT-JEAN-DE-LA-CROIX  
SAINT-JUST-SUR-DIVE  
SAINT-LAMBERT-LA-POThERIE – Angers Loire Métropole  
SAINT-LEGER-DE-LINIERES – Angers Loire Métropole  
SAINT-LEGER-SOUS-CHOLET  
SAINT-MACAIRE-DU-BOIS  
SAINT-MARTIN-DU-FOUILLLOUX – Angers Loire Métropole  
SAINT-MELAINE-SUR-AUBANCE  
SAINT-PAUL-DU-BOIS  
SAINT-PHILBERT-DU-PEUPLE  
SAINT-SIGISMOND  
SARRIGNE – Angers Loire Métropole  
SAUMUR  
SAVENNIERES – Angers Loire Métropole  
SCEAUX-D'ANJOU  
SEGRÉ-EN-ANJOU BLEU  
SEICHES-SUR-LE-LOIR  
SERMAISE  
SÈVREMOINE  
SOMLOIRE  
SOULAINES-SUR-AUBANCE – Angers Loire Métropole  
SOULAIRE-ET-BOURG – Angers Loire Métropole  
SOUZAY-CHAMPIGNY  
TERRANJOU  
THORIGNE-D'ANJOU  
TIERCE  
TOUTLEMONDE  
TRELAZE – Angers Loire Métropole  
TREMENTINES  
TUFFALUN  
TURQUANT  
VAL D'ERDRE-AUXENCE  
VAL-DU-LAYON  
VARENNES-SUR-LOIRE  
VARRAINS  
VAUDELNAY  
VERNANTES  
VERNOIL  
VERRIE  
VERRIÈRES-EN-ANJOU – Angers Loire Métropole  
VEZINS  
VILLEBERNIER  
VIVY  
YZERNAY

**Cahier des charges de concession pour le service public  
du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution  
d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs  
réglementés de vente**

Le présent document comporte, en italique et en retrait, les commentaires  
qu'appellent certaines des dispositions prévues.  
Les textes cités en référence dans les commentaires sont ceux en vigueur à la date de signature du présent cahier  
des charges. Les commentaires ne comptent pas comme alinéas.

## SOMMAIRE

<b>CHAPITRE I DISPOSITIONS GENERALES</b> .....	<b>4</b>
Article 1 — Service concédé .....	4
Article 2 — Ouvrages concédés .....	5
Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession .....	6
Article 4 — Redevances.....	7
Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre.....	7
<b>CHAPITRE II INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION</b> .....	<b>8</b>
Article 6 — Raccordements au réseau concédé .....	8
Article 7 — Renforcements du réseau concédé .....	10
Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement .....	11
Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages .....	12
Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité .....	13
Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire .....	14
Article 12 — Utilisation des voies publiques .....	18
Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession .....	19
Article 14 — Conditions d'exécution des travaux .....	19
<b>CHAPITRE III ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIETAUX</b> .....	<b>22</b>
Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique .....	22
Article 16 — Insertion des énergies renouvelables .....	22
Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux .....	24
Article 18 — Aménagement de l'espace urbain.....	24
Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques .....	25
Article 20 — Déploiement des compteurs communicants .....	25
Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité .....	26
Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique .....	27
Article 23 — Territoires à énergie positive .....	29
Article 24 — Service de flexibilité local .....	29
Article 25 — Réseaux électriques intelligents.....	30
Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale .....	30
<b>CHAPITRE IV CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS</b> .....	<b>31</b>
Article 27 — Principes généraux.....	31
Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.....	32
Article 29 — Branchements .....	35
Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.....	36
Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation.....	36
Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés .....	37

Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle .....	38
Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle .....	40
Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée.....	40
Article 36 — Continuité de service.....	42
Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée.....	43
Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau .....	44
Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité .....	45
Article 40 — Traitement des réclamations.....	47
<b>CHAPITRE V TARIFICATION.....</b>	<b>49</b>
Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente .....	49
Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes .....	50
<b>CHAPITRE VI COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION .....</b>	<b>51</b>
Article 43 — Inventaire des ouvrages .....	51
Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité .....	52
Article 45 — Cartographie du réseau .....	54
Article 46 — Pénalités.....	54
Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations.....	55
<b>CHAPITRE VII TERME DE LA CONCESSION.....</b>	<b>56</b>
Article 48 — Durée de la concession.....	56
Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession.....	56
<b>CHAPITRE VIII DISPOSITIONS DIVERSES .....</b>	<b>58</b>
Article 50 — Conciliation et contestations .....	58
Article 51 — Impôts, taxes et contributions .....	58
Article 52 — Modalités d'application de la TVA.....	59
Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution.....	60
Article 54 — Élection de domicile .....	60
Article 55 — Documents annexés au cahier des charges.....	60

# CHAPITRE I

## DISPOSITIONS GENERALES

### **Article 1 — Service concédé**

Le présent cahier des charges a pour objet la concession accordée par le Syndicat Intercommunal d'Énergies de Maine et Loire (SIEML), autorité concédante pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique et de la fourniture de cette énergie aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente.

La concession a pour périmètre les limites territoriales mentionné(e)s en annexe à la convention de concession.

La mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique consiste à assurer la desserte rationnelle du territoire national par les réseaux publics de distribution, dans le respect de l'environnement, et le cas échéant l'interconnexion avec les pays voisins, pour garantir la continuité du réseau, le raccordement ainsi que l'accès dans des conditions non discriminatoires aux réseaux publics de distribution.

*Le concessionnaire, en sa qualité de gestionnaire de réseau de distribution, exerce dans sa zone de desserte exclusive la mission ci-dessus pour laquelle il a été désigné par le législateur aux articles L. 111-52 et L. 121-4 du code de l'énergie. Il accomplit cette mission, telle que définie aux articles L. 322-8 et suivants du code précité, dans le respect des principes posés par son article L. 121-1. Il est notamment chargé de :*

- 1° Définir et mettre en œuvre les politiques d'investissement et de développement des réseaux de distribution afin de permettre le raccordement des installations des consommateurs et des producteurs ainsi que l'interconnexion avec d'autres réseaux ;*
- 2° Assurer la conception et la construction des ouvrages ainsi que la maîtrise d'œuvre des travaux relatifs à ces réseaux, en informant annuellement l'autorité organisatrice de la distribution de leur réalisation ;*
- 3° Conclure et gérer les contrats de concession ;*
- 4° Assurer, dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires, l'accès à ces réseaux ;*
- 5° Fournir aux utilisateurs des réseaux les informations nécessaires à un accès efficace aux réseaux, sous réserve des informations protégées par des dispositions législatives ou réglementaires ;*
- 6° Exploiter ces réseaux et en assurer l'entretien et la maintenance ;*
- 7° Exercer les activités de comptage pour les utilisateurs raccordés à son réseau, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et assurer la gestion des données et toutes missions afférentes à l'ensemble de ces activités ;*
- 8° Mettre en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favoriser l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ;*
- 9° Contribuer au suivi des périmètres d'effacement mentionné à l'article L. 321-15-1. A cette fin, le gestionnaire du réseau public de transport, les opérateurs d'effacement et les fournisseurs d'électricité lui transmettent toute information nécessaire à l'application du présent 9°. Ces informations sont considérées comme des informations commercialement sensibles, au sens de l'article L. 111-73, et sont traitées comme telles.*

La mission de fourniture d'énergie électrique consiste à assurer aux clients raccordés au réseau de distribution d'énergie électrique qui en font la demande le bénéfice des tarifs réglementés de vente d'électricité, dans les conditions prévues par l'article L. 337-7 du code de l'énergie.

*La mission de fourniture, objet du présent contrat, correspond à celle qui est définie à l'article L. 121-5 du code de l'énergie et s'exerce dans le respect des principes posés par l'article L. 121-1 du même code.*

Les missions susvisées comprennent également des actions qui concourent à la transition énergétique dans les conditions définies au chapitre III du présent cahier des charges.

Au sens du présent cahier des charges, le terme « concessionnaire » désigne respectivement :

- Enedis, concessionnaire pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution, autrement désigné ci-après « le gestionnaire du réseau de distribution » ;
- EDF S.A., concessionnaire pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, autrement désigné ci-après « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ».

Au titre du contrat de concession, l'autorité concédante garantit au gestionnaire du réseau de distribution le droit exclusif de développer et d'exploiter le réseau de distribution d'énergie électrique sur le territoire de la concession et à cette fin d'établir les ouvrages nécessaires.

*☞ Cette garantie est sans préjudice des droits de l'autorité concédante tels que définis aux articles L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales et L. 111-61 du code de l'énergie.*

L'autorité concédante garantit également au fournisseur aux tarifs réglementés de vente le droit exclusif de fournir l'énergie électrique aux clients bénéficiant de ces tarifs.

Enedis et EDF S.A., pour leurs missions respectives, sont responsables du fonctionnement du service et le gèrent conformément au présent cahier des charges. Elles l'exploitent à leurs risques et périls. La responsabilité résultant de l'existence des ouvrages concédés et de leur exploitation incombe ainsi au gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ La responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vise tout à la fois celle qui relève de la compétence des juridictions judiciaires et celle qui relève de la compétence des juridictions administratives.*

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente perçoivent auprès des clients un prix destiné à les rémunérer au titre des obligations mises à leur charge.

*☞ Le gestionnaire du réseau de distribution tient sa rémunération d'un tarif dont s'acquitte le client de telle sorte que, comme énoncé par l'article L. 341-2 du code de l'énergie, cette rémunération couvre l'ensemble des coûts effectivement supportés par le gestionnaire du réseau de distribution dans la mesure où ces derniers correspondent à une gestion efficace du réseau de distribution.*

*☞ Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente tient sa rémunération des tarifs réglementés de vente qui sont pris sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces tarifs tiennent compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale, conformément aux dispositions de l'article L. 337-6 du code de l'énergie.*

L'exécution par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente du service concédé dans les conditions fixées par le présent cahier des charges ne les prive pas de la possibilité de réaliser toute activité autorisée par leurs statuts dans le respect de la législation, de la réglementation en vigueur et des prérogatives de l'autorité concédante au titre du présent contrat.

## **Article 2 — Ouvrages concédés**

Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 50.000 volts, qui seront établies par le gestionnaire du réseau de distribution avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du gestionnaire du réseau de distribution.

Ils comprennent également les ouvrages de tension supérieure, existant à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, non exploités par RTE en tant que gestionnaire du réseau public de transport.

*☞ Les ouvrages publics de distribution sont définis par le IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dans sa rédaction issue de l'article 35 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004, la limite avec le réseau public de transport étant notamment déterminée par les articles R. 321-1 à D. 321-9 du code de l'énergie.*

Les ouvrages concédés comprennent aussi les branchements visés à l'article 29 du présent cahier des charges, les compteurs, ainsi que leurs accessoires et les concentrateurs de grappes de compteurs.

Conformément aux dispositions de l'article L. 322-4 du code de l'énergie, la partie des postes sources transformant la haute tension en moyenne tension et ses accessoires, intégrés au réseau public de distribution, constituent des ouvrages de ce réseau tels que définis par le présent cahier des charges et sont la propriété du gestionnaire du réseau de distribution. Celui-ci met à la disposition de la concession, jusqu'au terme du présent contrat, tout ou partie de ceux de ces ouvrages, existants ou à créer, qui contribuent à son alimentation, sous réserve des besoins des autres concessions et des utilisateurs des réseaux publics de distribution.

Les autres ouvrages du réseau public de distribution sont la propriété de l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité.

Le périmètre de la concession ne fait pas obstacle à ce qu'interviennent des accords locaux, entre les collectivités concédantes et les concessionnaires concernés, relatifs aux cas de desserte aux frontières de la concession qui justifieraient économiquement l'établissement d'ouvrages franchissant les limites de la concession.

Les ouvrages concédés comprennent également, si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général, les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau, mis en œuvre en accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions précisées en annexe 1.

*☞ Conformément à l'article L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, l'autorité concédante peut aménager, exploiter ou faire exploiter par le concessionnaire de la distribution d'électricité toute installation de production d'électricité de proximité d'une puissance inférieure à 1 mégawatt lorsque celle-ci est « de nature à éviter, dans de bonnes conditions économiques, de qualité, de sécurité et de sûreté de l'alimentation électrique, l'extension ou le renforcement des réseaux publics de distribution d'électricité relevant de l'autorité concédante ».*

Les circuits aériens d'éclairage public, non électriquement ou non physiquement séparés des conducteurs du réseau de distribution, situés sur les supports de ce réseau et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau, ainsi que les branchements qui en sont issus font également partie des ouvrages concédés. Leur maintenance est à la charge du gestionnaire du réseau de distribution ; leur renouvellement et leur renforcement sont à la charge de la collectivité intéressée.

*☞ Lorsque les conducteurs d'éclairage public établis sur les supports du réseau concédé sont distincts (y compris le neutre) des conducteurs du réseau de distribution, ces circuits d'éclairage public ne font pas partie des ouvrages concédés tels que définis à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.*

Les appareils d'éclairage public, ainsi que les lignes spéciales et les supports d'éclairage public indépendants du réseau de distribution publique, ne font pas partie des ouvrages concédés.

### **Article 3 — Utilisation des ouvrages de la concession**

Le gestionnaire du réseau de distribution a seul le droit de faire usage des ouvrages de la concession, pour l'exercice de ses missions visées à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges, sans préjudice des droits de l'autorité concédante et des exceptions mentionnées au présent article.

Il peut utiliser ces ouvrages pour raccorder les points de livraison des consommateurs et des producteurs, ainsi que pour acheminer l'énergie électrique en dehors du périmètre de la concession.

Est autorisée l'utilisation du réseau concédé ou l'installation, sur le réseau concédé, d'ouvrages pour d'autres services tels que les communications électroniques à la condition expresse qu'elle ne porte aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé. Cette autorisation fait l'objet de conventions conclues entre chacun des opérateurs des services concernés, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution et fixant notamment le montant des indemnités versées au titre du droit d'usage.

*☞ Ces conventions sont établies de préférence à partir de modèles élaborés au niveau national entre la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR), le gestionnaire du réseau de distribution et l'opérateur ou l'organisme susceptible de le représenter au niveau national.*

Le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante se coordonneront pour la mise en œuvre des dispositions prévues par le code des postes et communications électroniques en matière d'accueil des installations de communications électroniques lors de travaux sur le domaine public.

☞ Cette coordination s'inscrit dans le cadre des dispositions des articles L. 49 et D. 407-4 à 6 du code des postes et communications électroniques.

L'utilisation, pour l'éclairage public, des ouvrages du réseau concédé est gratuite pour l'autorité concédante.

☞ Lorsque l'autorité concédante est un groupement de communes, la gratuité de l'utilisation des ouvrages du réseau concédé est étendue à la commune ou à l'organisme de groupement ayant reçu, par délégation des communes intéressées, compétence pour l'éclairage public.

## **Article 4 — Redevances**

A) En contrepartie des droits consentis et des charges effectivement supportées à titre définitif par l'autorité concédante, du fait du service public concédé, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente versent à l'autorité concédante une redevance, déterminée comme indiqué dans l'annexe 1 au présent cahier des charges et financée par les recettes perçues auprès des clients.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution s'acquitte auprès des collectivités gestionnaires de domaine public des redevances dues en raison de l'occupation du domaine public par les ouvrages de distribution d'électricité conformément aux dispositions prévues à cet effet par la législation en vigueur.

☞ Il s'agit des articles L. 2333-84 et R. 2333-105 et suivants du code général des collectivités territoriales, fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public notamment par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité.

Lorsqu'une partie du domaine public communal est mise à la disposition d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte, dans les conditions fixées à l'article L. 1321-2 du code général des collectivités territoriales, la redevance due pour l'occupation du domaine public est fixée dans les conditions définies par l'article R. 2333-106 dudit code et versée à chaque gestionnaire de domaine public concerné dès lors que ses droits à percevoir tout ou partie de ladite redevance sont fondés.

C) Les dispositions du présent article ne font pas obstacle à la participation du gestionnaire du réseau de distribution au financement de travaux contribuant à la politique d'intégration des ouvrages dans l'environnement définie à l'article 8 « Intégration des ouvrages dans l'environnement », ni au financement de travaux selon les conditions définies aux alinéas 2 et 3 de l'article 10 du présent cahier des charges ni, le cas échéant, au versement à l'autorité concédante de la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière conformément aux dispositions de l'annexe 2bis au présent cahier des charges.

## **Article 5 — Prestations exécutées par une partie pour l'autre**

Toute prestation de services, travaux ou fournitures ne faisant pas directement l'objet de la présente concession, consentie par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à l'autorité concédante ou par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution ou au fournisseur aux tarifs réglementés de vente, à la demande ou avec l'accord de l'autre partie, donne lieu à une convention particulière entre les deux parties.

☞ Lorsque la prestation fournie à l'autorité concédante par le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, n'est pas rattachable à la mission qu'il assure au titre de ses droits exclusifs, la convention à intervenir doit être conclue dans le respect des dispositions applicables à la commande publique.

## CHAPITRE II

### INVESTISSEMENTS AU BENEFICE DE LA CONCESSION

#### **Article 6 — Raccordements au réseau concédé**

Sans préjudice de l'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concédant, le gestionnaire du réseau de distribution assure à tout demandeur l'accès au réseau concédé dans des conditions non discriminatoires, objectives et transparentes.

☞ Conformément à l'article L. 322-8 du code de l'énergie.

☞ L'article D. 342-15 du code de l'énergie et l'arrêté du 6 octobre 2006 fixent les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

L'accès au réseau concédé peut être proposé à des demandeurs qui devraient être normalement raccordés au réseau public de transport, à la condition toutefois que ces raccordements ne portent aucune atteinte au bon fonctionnement du service concédé et répondent à l'ensemble des conditions imposées par le présent cahier des charges.

Le raccordement au réseau public comprend la création d'ouvrages de branchement en basse tension, d'ouvrages d'extension et le cas échéant le renforcement des réseaux existants. Au sens du présent article, le renforcement des réseaux existants correspond aux travaux rendus nécessaires par le nouveau raccordement, à l'exclusion de la résorption de contraintes électriques existantes qui est soumise aux stipulations de l'article 7 du présent cahier des charges.

Lorsque le raccordement est destiné à desservir une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable et s'inscrit dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables mentionné à l'article L. 321-7 du code de l'énergie, le raccordement comprend les ouvrages propres à l'installation ainsi qu'une quote-part des ouvrages créés en application de ce schéma.

☞ Le raccordement est défini à l'article L. 342-1 du code de l'énergie.

La consistance des ouvrages de branchement et d'extension est définie par voie réglementaire.

☞ La consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité est précisée par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie :

« Le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie du disjoncteur ou, à défaut, de tout appareil de coupure équipant le point de raccordement d'un utilisateur au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Lorsque le raccordement dessert plusieurs utilisateurs à l'intérieur d'une construction, le branchement est constitué des ouvrages basse tension situés à l'amont des bornes de sortie des disjoncteurs ou, à défaut, des appareils de coupure équipant les points de raccordement de ces utilisateurs au réseau public et à l'aval du point du réseau basse tension électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage. » (art. D. 342-1 du code de l'énergie)

« L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :

- canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;
- canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison

*existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;*

- *jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;*
- *transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.*

*Toutefois, les ouvrages de branchement mentionnés à l'article D. 342-1 du code de l'énergie ne font pas partie de l'extension.*

*Lorsque le raccordement s'effectue à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence, l'extension est également constituée des ouvrages nouvellement créés ou créés en remplacement des ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement de référence et reliant le site du demandeur au(x) poste(s) de transformation vers le domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement de référence le(s) plus proche(s).*

*Lorsque le raccordement s'effectue au niveau de tension le plus élevé (HTB3), l'extension est également constituée des canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) d'interconnexion le(s) plus proche(s).*

*L'extension inclut les installations de comptage des utilisateurs raccordés dans le domaine de tension HTA. » (art. D. 342-2 du code de l'énergie).*

Le mode d'alimentation – monophasé ou triphasé – est déterminé en fonction de la puissance à desservir au point de livraison donné, de la capacité d'accueil du réseau et dans le respect des dispositions du barème de facturation des raccordements.

Lorsqu'une opération de raccordement donnée incombant au gestionnaire du réseau de distribution nécessite un renforcement dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage, celle-ci communique au gestionnaire du réseau de distribution les dates prévisionnelles de début et de fin des travaux correspondants afin que le gestionnaire du réseau de distribution puisse soumettre au demandeur des délais de réalisation respectant les prescriptions légales et réglementaires ainsi que celles de la Commission de régulation de l'énergie.

*⚡ Le taux de respect de la date de mise en service convenue avec certains clients fait l'objet de pénalités financières décidées par la Commission de régulation de l'énergie.*

Pour les travaux de raccordement dont ils assurent la maîtrise d'ouvrage, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont fondés à demander des contributions.

Dans ce cadre, les dispositions suivantes sont applicables :

#### 1° Raccordement des installations sans production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des extensions et des branchements pour le raccordement des installations de consommation sans production d'électricité est répartie entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conformément aux modalités définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

#### 2° Raccordement des installations avec production d'électricité

La maîtrise d'ouvrage des raccordements des installations avec production d'électricité est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution sur l'ensemble du territoire de la concession.

Pour autant, l'autorité concédante, en zone d'électrification rurale, a la faculté d'exercer, si elle le souhaite, et dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, la maîtrise d'ouvrage des extensions BT pour le raccordement des installations individuelles neuves, accédant pour la première fois au réseau, qui comportent simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 6 kVA et de la consommation, ainsi que les extensions BT pour le raccordement des bâtiments publics neufs accédant pour la première fois au réseau et comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation.

Dans le cas de ces derniers bâtiments, l'autorité concédante maître d'ouvrage des travaux, se rapproche du gestionnaire du réseau de distribution afin de déterminer si une étude technique est nécessaire. Celle-ci est alors réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution pour définir l'opération de raccordement de référence, telle que mentionnée au A) de l'article 30 du présent contrat.

✎ Pour la mise en œuvre des deux alinéas précédents, la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution préciseront au préalable dans un accord cadre national les modalités pratiques de gestion commune du processus de raccordement : accueil des demandes, prise en compte des obligations réglementaires associées à l'obligation d'achat et à la gestion de la file d'attente, modalités de réalisation des études, responsabilités respectives tout au long du processus de raccordement.

✎ Les seuils de 6 kVA et de 36 kVA mentionnés ci-dessus pourront faire l'objet d'un réexamen conduit au plan national entre la FNCCR et le gestionnaire du réseau de distribution en fonction du retour d'expérience technique (par exemple, la répartition des raccordements par niveau de puissance) et juridique.

✎ Les articles du chapitre II du titre IV du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie fixent les conditions de réalisation des travaux de raccordement par le producteur.

✎ L'arrêté du 23 avril 2008 pris pour application des dispositions réglementaires susmentionnées fixe les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

Tout raccordement des installations de production au réseau public de distribution doit normalement s'opérer directement sur ce dernier. Un raccordement indirect d'une installation de production sur une installation de production et/ou de consommation déjà raccordée au réseau public de distribution demeure toutefois possible dès lors que sont respectées l'ensemble des conditions prévues par la loi et par la Documentation Technique de Référence élaborée par le gestionnaire du réseau de distribution et sans que le raccordement indirect ne puisse en aucun cas provoquer pour le réseau des risques techniques supérieurs à ceux rencontrés pour un raccordement direct.

✎ Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut, dans les conditions précisées à l'article 2 du présent cahier des charges, proposer aux nouveaux clients, demandeurs d'un raccordement au réseau concédé, des modes de desserte sans connexion au réseau existant.

## **Article 7 — Renforcements du réseau concédé**

On appelle renforcement du réseau concédé toute modification des ouvrages du réseau nécessitée par l'accroissement général des quantités d'énergie acheminées, par l'amélioration de la qualité de service, par la résorption des contraintes électriques existantes, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau. Cette modification peut constituer la phase préalable d'une opération de raccordement définie à l'article 6 ci-dessus. Dans ce cas, chaque partie supporte le coût des renforcements relevant de sa maîtrise d'ouvrage.

Le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements de toutes les canalisations à haute tension du réseau concédé dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

La maîtrise d'ouvrage des renforcements des postes de transformation et des canalisations à basse tension est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution dans les conditions définies à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage des travaux de renforcement des canalisations à basse tension et que ce renforcement conduit au remplacement ou à la création d'un poste de transformation, les travaux comprennent en tant que de besoin le raccordement de ce poste en basse et en haute tension.

Dans la partie du réseau concédé dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage des renforcements, dans le cadre des dispositions prévues aux articles 11 et 35 ci-après, l'annexe 2 au présent cahier des charges peut préciser, dans le respect des dispositions réglementaires prises en application de l'article L. 322-12 du code de l'énergie, les niveaux de qualité et les délais dans lesquels certaines valeurs devront être atteintes.

*Les articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007, pris en application de l'article D. 322-2 du code de l'énergie, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en la matière que doivent respecter les gestionnaires de réseaux publics de distribution.*

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent au surplus identifier conjointement sur le territoire de la concession des zones de qualité renforcée, limitées géographiquement.

Pour chacune de ces zones, une convention fixe les objectifs à atteindre en matière de qualité et les modalités techniques et financières d'exécution des travaux, y compris, le cas échéant, la participation financière des parties à cette convention.

Les investissements à réaliser dans ces zones sont identifiés dans le programme pluriannuel<sup>1</sup>. Ils ne peuvent donner lieu à l'application du 4° de l'article 11 du présent cahier des charges.

## **Article 8 — Intégration des ouvrages dans l'environnement**

### **A) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du concédant**

Afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution verse à l'autorité concédante une participation annuelle calculée selon les modalités indiquées à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges, tenant compte de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux.

Le produit de cette participation entre dans le financement du coût hors TVA des travaux ainsi réalisés pour un pourcentage inférieur ou égal au taux indiqué à l'article 4 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

### **B) Travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution**

Pour une amélioration de l'insertion des ouvrages de la concession dans l'environnement, le gestionnaire du réseau de distribution se conforme aux dispositions suivantes pour les travaux, autres que ceux visés au A), dont il est maître d'ouvrage et dont il assume le financement, intégralement ou en complément des contributions définies à l'article 30 du présent cahier des charges.

A l'intérieur du périmètre défini en annexe 1 au présent cahier des charges, autour des immeubles classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire, ainsi que dans les sites classés ou inscrits, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

*Les immeubles sont classés comme monuments historiques ou inscrits à l'inventaire supplémentaire des monuments historiques dans les conditions précisées par le code du patrimoine (art. L. 621-1 et suivants). Le classement des monuments naturels et des sites est réalisé conformément aux dispositions du code de l'environnement (art. L. 341-1 et suivants).*

En agglomération et en dehors des zones définies au 2<sup>ème</sup> alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines, ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

*Sauf disposition contraire convenue à l'annexe 1, on entend, par agglomération, conformément aux dispositions de l'article R. 110-2 du code de la route : « un espace sur lequel sont groupés des immeubles bâtis rapprochés et dont l'entrée et la sortie sont signalées par des panneaux placés à cet effet le long de la route qui le traverse ou qui le borde ».*

Hors agglomération et en dehors des zones définies au 2<sup>ème</sup> alinéa du B) du présent article, les nouvelles canalisations seront souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée, selon un pourcentage minimal de la longueur totale construite par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa. Ce

---

<sup>1</sup> Dans ce cas, l'annexe 2 sera adaptée pour en tenir compte.

pourcentage minimal est défini en annexe 1 au présent cahier des charges pour l'ensemble de la concession.

En outre, toute nouvelle canalisation dont la construction pourrait entraîner des abattages d'arbres préjudiciables à l'environnement sera réalisée, soit en souterrain, soit en câble aérien isolé, dans la mesure permise par la prise en considération du coût de ces techniques.

Les emplacements, les formes, les matériaux et les couleurs de tout nouveau bâtiment ou enveloppe préfabriquée faisant partie de la concession et dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage seront choisis en accord entre le gestionnaire du réseau de distribution et les autorités compétentes, de manière à obtenir une juste adéquation entre leur coût et leur bonne intégration dans l'environnement.

## **Article 9 — Modifications ou déplacements d'ouvrages**

### **A) Modifications ou déplacements d'ouvrages sur le domaine public occupé**

Le gestionnaire du réseau de distribution opère à ses frais et sans droit à indemnité la modification ou le déplacement d'un ouvrage implanté sur le domaine public lorsque le gestionnaire de ce dernier en fait la demande dans l'intérêt du domaine public occupé.

*☞ Conformément aux dispositions de l'article R. 323-39 du code de l'énergie.*

De même, le gestionnaire du réseau de distribution doit déplacer, à ses frais, ses installations ou ouvrages situés sur le domaine public routier lorsque leur présence fait courir aux usagers un risque dont la réalité a été établie.

*☞ Les cas et conditions dans lesquels le gestionnaire du réseau de distribution déplace les ouvrages sont fixés aux articles L. 113-3 et R. 113-11 du code de la voirie routière.*

Lorsque la demande n'est pas motivée par l'intérêt du domaine public occupé ou l'intérêt de la sécurité routière, le demandeur supporte les frais qui en résultent.

### **B) Modifications ou déplacements d'ouvrages situés sur des propriétés privées rendus nécessaires par l'exécution de travaux privés**

#### **1. Modifications ou déplacements des lignes électriques et de leurs accessoires**

Conformément aux dispositions des articles L. 323-5 et L. 323-6 du code de l'énergie, l'exercice des servitudes qui permettent au gestionnaire du réseau de distribution d'implanter un ouvrage sur un terrain privé n'entraîne aucune dépossession pour le propriétaire : celui-ci peut, selon le cas, démolir, réparer, surélever, se clore, bâtir, le déplacement d'ouvrage correspondant étant assuré aux frais du gestionnaire du réseau de distribution.

Il en est de même pour les ouvrages desservant un client se situant seul en extrémité de ligne, y compris l'élément terminal de celle-ci si le gestionnaire du réseau de distribution considère que celui-ci est susceptible de constituer le point de départ d'une nouvelle extension.

Le propriétaire peut toutefois renoncer à tout ou partie des droits visés aux alinéas précédents dans le cadre de conventions de servitude conclues avec le gestionnaire du réseau de distribution ou l'autorité concédante qui l'informent préalablement de l'étendue des droits précités. Ces conventions peuvent prévoir, notamment, l'intangibilité des ouvrages concernés.

#### **2. Modifications ou déplacements de postes de transformation**

Le gestionnaire du réseau de distribution n'est tenu de modifier les postes de transformation établis dans des terrains ou locaux pris en location ou mis à disposition par des tiers, conformément à l'article 13 du présent cahier des charges, que pour les motifs et dans les conditions stipulés par les baux et conventions constitutives de droits réels correspondants. Les conventions précitées pourront notamment prévoir l'intangibilité des ouvrages concernés.

Sauf stipulation contraire de ces baux et de ces conventions, le gestionnaire du réseau de distribution perçoit des propriétaires concernés, lorsqu'ils sont les demandeurs de ces travaux, une indemnité égale au montant intégral des frais rendus nécessaires par ces opérations. Les baux ou conventions mentionnés à l'article 13 du présent cahier des charges conclus avec les propriétaires concernés comporteront une stipulation en ce sens.

## C) Modifications ou déplacements d'ouvrages rendus nécessaires par l'exécution de travaux publics

### 1. Cas général

Les déplacements ou modifications d'ouvrages, implantés ou non sur le domaine public, motivés par l'exécution de travaux publics, sont réalisés par le gestionnaire du réseau de distribution après accord avec le demandeur et aux frais de ce dernier.

En tant que de besoin, le préfet peut, par une décision motivée, prescrire ce déplacement ou cette modification, lorsque cette opération est rendue nécessaire par l'exécution de travaux publics, sans qu'il en résulte aucun frais pour le gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Conformément à l'article R. 323-39 du code de l'énergie*

### 2. Ouvrages établis sur des terrains privés et acquis par les collectivités

Les frais de modification des ouvrages concédés, établis sur des terrains privés acquis par une collectivité, lorsque cette modification est nécessitée par l'exécution de travaux publics, sont partagés par moitié entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité, sous réserve des conditions suivantes :

- L'ouvrage à modifier doit avoir été établi sur un terrain privé - puis acquis, d'une manière ou d'une autre, par une commune ou un établissement public communal ou intercommunal - au moyen des servitudes instituées par les articles L. 323-4 et suivants du code de l'énergie ou d'une convention n'attribuant pas au gestionnaire du réseau de distribution plus de droits que ne lui en confère ledit article, et n'entraînant aucune dépossession.  
La modification à frais communs ne peut donc être requise que lorsque la collectivité concernée, bien qu'effectuant des travaux publics, entend se prévaloir des droits de démolir, réparer, surélever, se clore ou bâtir, qui sont réservés au propriétaire par l'article L. 323-6 du code de l'énergie.
- La modification de l'ouvrage doit être nécessaire, la présence de celui-ci constituant un obstacle dirimant à l'opération entreprise.
- Il y a lieu à partage par moitié des frais de modification de l'ouvrage dans les cas où le gestionnaire du réseau de distribution aurait pu, lorsqu'il l'a implanté, envisager raisonnablement l'éventualité des réalisations nécessitant cette modification. Il en va ainsi par exemple : de la construction d'un bâtiment public par une collectivité membre de l'autorité concédante, d'un terrain de sports, de l'aménagement de voies existantes, etc. Il en va différemment des opérations d'urbanisme d'ensemble telles que : l'aménagement urbain, la rénovation urbaine, l'aménagement de zones, la construction de voies affectées à la circulation, etc.

Quant aux lotissements publics communaux, ils entrent dans le cadre du partage par moitié des frais lorsque leur importance n'atteint pas celle d'une zone d'aménagement concerté c'est-à-dire, en principe, lorsqu'ils se limitent à une création de moins de 50 logements augmentés de 10 logements par hectare au-delà de 1 hectare. Pour des réalisations plus importantes, un accord particulier sera recherché entre le gestionnaire du réseau de distribution et la collectivité.

*☞ Les dispositions de ce paragraphe reprennent celles du protocole d'accord intervenu en 1969 entre la FNCCR et Electricité de France.*

## **Article 10 — Autres travaux, exploitation, renouvellement et maintenance du réseau public de distribution d'électricité**

L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, sont réalisés et financés par le gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Les réseaux doivent être construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique en vigueur au moment de cette construction. Il s'agit actuellement de l'arrêté du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.*

*A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.*

*Lorsque des branchages débordent sur le domaine public et sont susceptibles de causer des dommages au réseau concédé, l'exécution des travaux d'élagage pourra être demandée par le gestionnaire du domaine à l'autorité concédante. Celle-ci pourra se tourner vers le gestionnaire du réseau de distribution afin qu'il procède aux opérations nécessaires. En pareil cas, les frais correspondants seront supportés par le ou les propriétaires concernés.*

Cette disposition ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante soit maître d'ouvrage de certains travaux de renouvellement lorsqu'ils sont contenus dans des travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage conformément à l'article 5 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Ceux de ces travaux qui sont engagés avec l'accord exprès du gestionnaire du réseau de distribution et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension, tel que prévu au premier alinéa du présent article, peuvent donner lieu au versement de contributions par ledit gestionnaire lorsque les conditions suivantes se trouvent réunies :

- les travaux considérés se situent dans les zones géographiques en écart mentionnées à l'article 2 de l'annexe 2 au présent cahier des charges,
- les ouvrages à remplacer présentent une fiabilité en écart important par rapport à celle d'ouvrages récents ou doivent être reconstruits par suite d'un aléa climatique,
- leur réalisation ne bénéficie d'aucune autre aide, contribution ou participation versée à cet effet par ce gestionnaire ou par un tiers.

En cas d'accord, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 20 % du coût hors TVA au financement des travaux ainsi réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante<sup>2</sup>. Le montant et les modalités de versement de ces contributions sont convenus dans les programmes pluriannuels d'investissement établis en application de l'article 11 ci-après.

*⚡ Les contributions ci-dessus correspondent à celles mentionnées au 1° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie.*

## **Article 11 — Schéma directeur, programmes d'investissements et obligations financières du concessionnaire**

### A) Schéma directeur et programmes d'investissements

En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :

- un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;
- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

La mise en œuvre des dispositions du présent article tient notamment compte des orientations nationales et régionales définies par les pouvoirs publics en matière d'investissement, de qualité d'alimentation et du service, d'efficacité énergétique, de développement des énergies renouvelables et d'aménagement du territoire, en particulier de celles fixées par les schémas de planification réglementaires

---

<sup>2</sup> La part du coût hors TVA de ces travaux non couverte par la contribution du gestionnaire du réseau de distribution est prise en compte dans le terme B de la part R2 de la redevance de concession conformément à l'annexe 1 au présent cahier des charges.

applicables sur le territoire de la concession, ainsi que des ressources financières résultant des décisions tarifaires.

*☞ Les orientations nationales visées sont notamment celles issues de la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue à l'article L. 141-1 du code de l'énergie. Elles peuvent également résulter des objectifs fixés par les pouvoirs publics en matière de déploiement des dispositifs de charge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables.*

*☞ A la date de signature du présent contrat, les schémas de planification mentionnés ci-dessus sont notamment les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENr), les plans climat-air-énergie intéressant le territoire de la concession.*

## 1° Schéma directeur

Le schéma directeur, objet de l'annexe 2 au présent cahier des charges, porte sur les priorités d'investissements respectives du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux définie par le présent cahier des charges. Il couvre la durée de la concession fixée à l'article 48 du présent cahier des charges.

Etabli à partir de données historiques et d'un diagnostic technique du réseau partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante selon les modalités prévues à l'annexe 2 au présent cahier des charges, le schéma directeur décrit les principales évolutions du réseau projetées sur le territoire de la concession, notamment : pour répondre aux besoins de renouvellement des ouvrages et de développement du réseau, pour permettre d'accueillir des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et pour assurer la sécurisation du réseau. Il ne préjuge pas des investissements liés aux opérations de raccordement.

Le schéma directeur définit des valeurs repères en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements.

Le schéma directeur est établi en cohérence avec les investissements envisagés sur le réseau public de distribution dans les concessions limitrophes desservies par le gestionnaire du réseau de distribution.

Le schéma directeur propose une vision technique à moyen ou long terme, de ce fait non valorisée en unité monétaire, des évolutions envisagées sur le réseau.

Il est mis à jour de façon concertée entre les parties en cas d'évolution significative affectant les conditions techniques et économiques de la distribution publique d'électricité sur la concession. Il peut également être mis à jour, en tant que de besoin, pour tenir compte de la mise en œuvre des programmes pluriannuels d'investissements.

## 2° Programmes pluriannuels (établissement)

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes, détaillés par finalités des investissements de chaque maître d'ouvrage, y compris le renouvellement des ouvrages, par période de quatre ou cinq ans<sup>3</sup>, dits programmes pluriannuels, jusqu'au terme normal de la concession et dans les conditions précisées en annexe 2 au présent cahier des charges. Les parties conviennent d'établir le premier programme pluriannuel sur une durée de 4 ans.

*☞ Les programmes d'investissements distingueront en particulier les finalités suivantes :*

- *les investissements pour l'amélioration du réseau et de sa gestion :*
  - *la performance du réseau, notamment en matière de qualité d'alimentation, dont : les besoins en renouvellement et renforcement au sens du présent cahier des charges, la modernisation des ouvrages, des moyens de comptage et de relève, l'insensibilisation aux aléas climatiques, les actes de maintenance importants;*
  - *les exigences environnementales ;*
  - *les obligations réglementaires, en particulier celles liées à la sécurité des tiers, et les modifications d'ouvrages à la demande de tiers.*
- *les opérations de raccordement des consommateurs et des producteurs ou encore d'aménagement du réseau en accompagnement de projets des collectivités.*

---

<sup>3</sup> Quatre ou cinq ans selon la durée de la concession.

*Les opérations d'investissements dans les postes sources concourant à l'alimentation de la concession seront identifiées dans les programmes distinctement.*

Les programmes pluriannuels sont notamment établis à partir d'un diagnostic technique du réseau, partagé entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante et font l'objet d'une convention spécifique. Leur établissement tient compte en particulier des orientations et des valeurs repères en matière de niveaux de qualité définies dans le schéma directeur.

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalités portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés. Ces investissements sont exprimés en quantités par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT, ...) ou pour des opérations de développement ou d'aménagement décidées à la date d'établissement du programme, en ouvrages à mettre en service. Dans les cas prévus aux alinéas 6 et suivants de l'article 7 du présent cahier des charges, le programme pluriannuel peut identifier des zones géographiques du territoire de la concession dont l'alimentation devra être fiabilisée, sécurisée ou adaptée aux particularités de ces zones<sup>4</sup>.

Ces investissements feront l'objet d'une évaluation financière tenant compte du montant des éventuelles contributions du gestionnaire du réseau de distribution convenues dans ce programme en application de l'article 10 du présent cahier des charges.

Une part du montant des investissements de chaque maître d'ouvrage dans le cadre de chaque programme sera dédiée à la sécurisation du réseau et à l'amélioration de la qualité. Cette part sera définie dans l'annexe 2 au présent cahier des charges.

Le schéma directeur et les programmes pluriannuels d'investissement sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

### 3° Programmes pluriannuels (mise en œuvre annuelle, bilan et évaluation)

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels sont inclus dans les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

*⚡ L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales dispose que « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes précitées un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux prévue au 1° du II de l'article 13 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. »*

Le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des opérations réalisées sur le territoire de la concession en précisant leur localisation, leur descriptif succinct, le montant des travaux selon les modalités convenues à l'annexe 2.

L'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution une copie de l'état prévisionnel de ses projets de travaux transmis au CAS FACE, conformément au décret du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées, respectivement, par des indicateurs de suivi et par des indicateurs d'évaluation, définis en concertation lors de l'établissement du programme. Un point d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, au minimum à l'occasion de la préparation des conférences précitées.

Chacun de ces programmes pluriannuels établi par voie de convention est actualisé en tant que de besoin, à l'initiative de l'autorité concédante ou du gestionnaire du réseau de distribution, après concertation entre les parties, afin de tenir compte de l'évolution des orientations en matière

---

<sup>4</sup> Avec, dans ces zones localisées de la concession, la possibilité d'introduire des engagements sur un niveau de qualité à atteindre à l'issue du programme pluriannuel (sous la forme d'indicateurs ciblés d'amélioration de la qualité à l'échelle de ces zones).

d'investissements et de ressources financières de chacun, telle que de nouvelles exigences réglementaires affectant les conditions de réalisation des ouvrages, ou de variations significatives en matière de travaux de raccordement, notamment liés à l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau et des infrastructures de recharge pour véhicules électriques, et en particulier pour le gestionnaire du réseau de distribution en cas d'évolution des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

A l'issue de chaque programme pluriannuel, les parties se rapprochent pour établir le bilan des investissements effectivement réalisés, en particulier au regard des engagements visés aux troisième et cinquième alinéas du 2° du présent article. Sur la base de ce bilan notamment, les parties conviennent du programme pluriannuel d'investissements suivant.

Une coordination avec les gestionnaires des domaines publics et privés est recherchée par les parties afin de faciliter la réalisation des travaux afférents à chaque programme pluriannuel.

Les programmes pluriannuels ne définissent pas les modalités de financement des opérations qui y sont inscrites.

#### 4° Dépôt relatif aux engagements du gestionnaire du réseau de distribution au titre du programme pluriannuel

A l'exclusion des travaux inclus dans les programmes d'amélioration de la continuité globale d'alimentation électrique proposés par le gestionnaire du réseau de distribution en application de l'article D. 322-5 du code de l'énergie, qui relèvent des dispositions des articles R. 322-11 à R. 322-15 du code de l'énergie, s'il est constaté contradictoirement à l'issue de chaque programme pluriannuel que certains investissements relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution figurant au dit programme, n'ont pas été réalisés, sans que cela ne puisse être imputé, ni à la force majeure, ni au fait d'un tiers ou de l'autorité concédante, celle-ci, après avoir entendu les observations du gestionnaire du réseau de distribution, peut enjoindre à ce dernier de déposer auprès du comptable public de l'autorité concédante une somme équivalente à 7 % de l'évaluation financière des investissements restant à réaliser sous la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

Si à l'issue d'un délai de deux ans, le gestionnaire du réseau de distribution a réalisé ces derniers, cette somme lui est restituée par mandat de paiement émis dans un délai maximum de trente jours après constat contradictoire de l'atteinte des objectifs du programme concerné relevant de la maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.

A défaut, après mise en demeure par l'autorité concédante, cette dernière conserve tout ou partie – en fonction des travaux qui auront été réalisés – des sommes déposées par le gestionnaire du réseau de distribution. Les montants ainsi perçus pourront être affectés par l'autorité concédante, lorsqu'elle est maître d'ouvrage, à des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité. Le programme pluriannuel suivant comprend alors ces investissements non réalisés, dès lors que leur pertinence demeure établie.

Si les parties ne parviennent pas à se mettre d'accord lors des constats contradictoires prévus ci-dessus, elles conviennent d'avoir recours sous dix jours à un expert désigné par elles d'un commun accord. Si un consensus est impossible, un expert est alors désigné par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent à la demande de la partie la plus diligente.

Dès lors que l'autorité concédante conserve à titre définitif tout ou partie des sommes déposées par le concessionnaire en application du 3<sup>ème</sup> alinéa du présent paragraphe, au titre de deux programmes pluriannuels consécutifs, les parties conviennent de réexaminer le pourcentage indiqué au 1<sup>er</sup> alinéa du présent paragraphe.

### B) Obligations financières du concessionnaire, et passifs relatifs aux ouvrages concédés

#### 1° Obligations comptables et financières du concessionnaire

A partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages concédés mis à part :

- l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe conformément à l'article 10 du présent cahier des charges ;
- l'obligation explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession.

## 2° Passifs relatifs aux ouvrages concédés

Les passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du présent contrat, constitués au titre du contrat précédent, qui représentent les droits de l'autorité concédante sur ces ouvrages, sont maintenus à cette date. Ceux-ci consistent en :

- des droits de l'autorité concédante sur les biens existants, qui correspondent au droit de celle-ci de se voir remettre l'ensemble des ouvrages concédés. Ces droits sont constitués de la contre-valeur en nature des ouvrages, laquelle est égale à la valeur nette comptable des biens mis en concession, déduction faite des financements non encore amortis du concessionnaire ; et
- des droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler et recouvrent :
  - l'amortissement constitué sur la partie des biens financée par l'autorité concédante,
  - la provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat.

*Les droits précités incluent ceux résultant des contrats de concession conclus par les communes et établissements publics de coopération intercommunale auxquels l'autorité concédante se trouve substituée en application du code général des collectivités territoriales.*

Lors des opérations de renouvellement des ouvrages concédés, les droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler sont affectés en droits sur les ouvrages remplaçants, à due concurrence des montants nécessaires.

*Ce traitement est retenu en considération des règles comptables et fiscales et de leurs interprétations par les autorités ou organismes compétents, en vigueur à la date de signature du présent contrat, telles qu'elles sont mises en œuvre dans la comptabilité du concessionnaire.*

## **Article 12 — Utilisation des voies publiques**

Sous réserve du paiement des redevances prévues pour l'occupation du domaine public, le gestionnaire du réseau de distribution, en dehors de l'autorité concédante, a seul le droit d'étendre, de renforcer, de renouveler, d'entretenir ou de réparer, dans les limites territoriales de la concession, soit au-dessus, soit au-dessous des voies publiques et de leurs dépendances, tous ouvrages nécessaires à la distribution publique de l'énergie électrique.

Le gestionnaire du réseau de distribution ne peut cependant pas s'opposer à l'établissement d'ouvrages pour le réseau public de transport, pour les distributions voisines, pour les lignes directes pour les usages et dans les conditions définies à l'article L. 343-1 du code de l'énergie, ni pour les ouvrages assimilables aux réseaux publics d'électricité tels que définis aux articles R. 323-40 et R. 323-41 du code de l'énergie.

*Aux termes de l'article L. 113-3 du code de la voirie routière, sous réserve des prescriptions à observer dans les emprises des autoroutes « les services publics de transport ou de distribution d'électricité peuvent occuper le domaine public routier en y installant des ouvrages dans la mesure où cette occupation n'est pas incompatible avec son affectation à la circulation terrestre ».*

*Dans le cas de l'utilisation de voies privées, il y a lieu de se référer aux dispositions de l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 selon lesquelles : « le propriétaire d'une rue privée ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du riverain ».*

Lorsque le gestionnaire du réseau de distribution exécute à son initiative des travaux sur le réseau concédé, entraînant des déplacements ou des modifications d'ouvrages (y compris ceux d'éclairage public) n'appartenant pas à la concession, il prend en charge toutes les dépenses afférentes aux déplacements et aux modifications de ces ouvrages. Le gestionnaire du réseau de distribution peut toutefois demander à leur propriétaire le financement de la partie de ces dépenses qui correspondrait à une amélioration des ouvrages déplacés ou modifiés, sous réserve qu'il y ait eu accord préalable avec lui.

Lorsqu'à l'initiative de la collectivité intéressée, le gestionnaire du réseau de distribution exécute des travaux sur les ouvrages concédés visés au 8<sup>ème</sup> alinéa de l'article 2 du présent cahier des charges, cette collectivité en supporte la charge financière.

## **Article 13 — Assiette des ouvrages de la concession**

Pour les ouvrages dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution peut, à son choix, soit acquérir les terrains et locaux nécessaires, soit les prendre en location, soit en obtenir la mise à disposition par la voie de conventions constitutives de droits réels notamment comme il est prévu à l'article 30 du présent cahier des charges.

*☞ Conformément à l'article R. 332-16 du code de l'urbanisme, « les constructeurs et lotisseurs sont tenus de supporter sans indemnité l'installation, sur le terrain de l'opération projetée, des postes de transformation de courant électrique (...) nécessaires pour l'opération. S'ils le préfèrent, les constructeurs et lotisseurs peuvent offrir pour les besoins de ladite installation un local adéquat leur appartenant, moyennant paiement d'une indemnité globale et une fois versée par l'organisme tenu d'assurer la distribution publique d'électricité (...). Le montant forfaitaire au mètre carré de cette indemnité est fixé par arrêté du ministre chargé de l'urbanisme et du ministre du développement industriel et scientifique ».*

Dès lors qu'ils servent d'assiette à un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité, les terrains et locaux ainsi acquis par le gestionnaire du réseau de distribution constituent des biens de retour, sans préjudice des dispositions législatives et réglementaires applicables aux postes sources.

*☞ Article L. 322-4 du code de l'énergie : « La société gestionnaire du réseau public de distribution issue de la séparation juridique imposée à Électricité de France par l'article L. 111-57 est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant en haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. ».*

Les baux et contrats correspondants contiennent une clause réservant les droits de l'autorité concédante à l'expiration normale ou anticipée de la concession et lui seront communiqués par le gestionnaire du réseau de distribution sur sa demande.

Lorsqu'un terrain ainsi acquis supporte un ouvrage qui ne présente définitivement plus d'utilité pour l'exploitation du réseau concédé, le gestionnaire du réseau de distribution informe sans délai l'autorité concédante de la faculté de se voir remettre ledit terrain en contrepartie du versement d'une indemnité égale à sa valeur comptable<sup>5</sup>. Si l'autorité concédante n'entend pas exercer cette faculté, elle procède sans délai au déclassement du terrain et en informe le gestionnaire du réseau de distribution qui est alors autorisé à procéder à sa cession à des tiers après accomplissement des formalités nécessaires.

*☞ Les articles L. 541-1-1 et L. 541-2 du code de l'environnement s'appliquent le cas échéant.*

L'autorité concédante facilite, dans la mesure du possible, l'acquisition, la prise en location ou la mise à disposition de ces terrains auprès des collectivités concernées sans que le gestionnaire du réseau de distribution ne puisse mettre en cause la responsabilité de celle-ci.

## **Article 14 — Conditions d'exécution des travaux**

Les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sont construits conformément aux dispositions de l'arrêté relatif aux conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et aux indications de la documentation technique de référence publiée par le gestionnaire du réseau de distribution, en vigueur au moment de leur construction.

*☞ Il s'agit actuellement de l'arrêté technique du 17 mai 2001 modifié par les arrêtés des 26 avril 2002, 10 mai 2006 et 26 janvier 2007.*

*A moins de nécessité de caractère urgent, les ouvrages existants ne sont à rendre conformes aux dispositions du dernier arrêté technique en date qu'au fur et à mesure des travaux de renouvellement ou des modifications importantes, ainsi que cela est précisé dans chaque arrêté technique.*

*Établie conformément à la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004 sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau présente les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité. Elle répertorie, entre autres, les méthodes de calcul, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire de réseau, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre*

---

<sup>5</sup> Lorsque la valeur comptable du terrain est inférieure à 100 euros, l'indemnité n'est pas exigée

*le gestionnaire de réseau et les utilisateurs du réseau. Elle est disponible à l'adresse suivante : <http://www.enedis.fr>.*

Les travaux sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante sont réalisés conformément aux guides en vigueur de conception du réseau de distribution élaborés en concertation entre le gestionnaire du réseau de distribution et les associations nationales représentatives des autorités concédantes. Ces guides sont mis à jour de manière régulière.

Les matériels utilisés doivent avoir été reconnus aptes à l'exploitation par le gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Conformément à la norme NF C 11-201 applicable aux réseaux de distribution publique d'énergie électrique (§1.3 Choix des matériels), « le distributeur peut établir des listes de matériels qu'il reconnaît aptes à l'exploitation ». Le Catalogue des Matériels Aptes à l'Exploitation établi par le concessionnaire est disponible à l'adresse suivante : [camae.enedis.fr](http://camae.enedis.fr).*

*En outre, les matériels mis en œuvre ne doivent comporter aucune mention ou logotype se rapportant à des activités de fourniture d'électricité.*

Pour l'exécution des travaux relevant de sa maîtrise d'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de se conformer aux dispositions du code de la voirie routière et des règlements de voirie locaux.

*☞ Notamment aux articles L. 113-5, L. 115-1, L. 141-12, R. 131-11 et R. 141-13 à R. 141-21 du code de la voirie routière.*

*☞ Voir également le commentaire de l'article 52 « Modalités d'application de la TVA » du présent cahier des charges.*

Les travaux du gestionnaire du réseau de distribution peuvent être suspendus momentanément sur injonction du maire, toutes les fois que la sécurité publique l'exige.

*☞ Cette injonction doit être transmise par écrit au gestionnaire du réseau de distribution, sauf en cas d'urgence avérée. Dans cette dernière hypothèse, une confirmation écrite est adressée au gestionnaire du réseau de distribution dans un délai de 24 heures.*

Les travaux sur les ouvrages du réseau de distribution doivent également satisfaire aux dispositions suivantes :

1° Echanges entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution préalablement aux travaux

Le gestionnaire du réseau de distribution transmet au moins trois semaines à l'avance, sauf cas d'urgence dont il rend compte, à l'autorité concédante, les pièces constitutives de la consultation réglementaire prévue pour l'établissement des ouvrages sur le réseau concédé.

Pour les travaux dont l'autorité concédante assure la maîtrise d'ouvrage, cette dernière transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'avant-projet sommaire correspondant au moins trois semaines avant le lancement de la consultation prévue par la réglementation précitée pour l'établissement des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité, sauf cas d'urgence dont elle fait part au gestionnaire du réseau de distribution.

Le gestionnaire du réseau de distribution émet un avis technique sur cet avant-projet sommaire dans un délai standard de dix jours calendaires après sa réception.

2° Contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité font l'objet de contrôles techniques destinés à vérifier leur conformité aux prescriptions techniques qui leur sont applicables.

Ces contrôles sont effectués par un organisme technique certifié, indépendant du maître d'ouvrage et du gestionnaire du réseau de distribution. Cette indépendance peut n'être que fonctionnelle. Les contrôles sont effectués lors de la mise en service des ouvrages (ils sont alors désignés ci-après « contrôle initial ») et renouvelés au moins une fois tous les vingt ans.

S'agissant d'un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité réalisé par l'autorité concédante, le contrôle initial est à la charge de cette dernière qui remet au gestionnaire du réseau de distribution une attestation de conformité de l'ouvrage aux prescriptions techniques qui lui sont applicables, accompagnée du compte rendu des contrôles qui ont été effectués.

Le gestionnaire du réseau de distribution adresse à l'autorité concédante, une fois par an, un bilan des contrôles qu'il a réalisés, portant sur les nouveaux ouvrages construits sous sa maîtrise d'ouvrage et sur

les ouvrages existants. Ce bilan mentionne notamment les non-conformités éventuelles mises en évidence ainsi que les actions entreprises pour y remédier. Le gestionnaire du réseau de distribution transmet également à l'autorité concédante, à sa demande, un exemplaire des comptes rendus des contrôles effectués.

*Les articles R. 323-30 et suivants du code de l'énergie ainsi que l'arrêté d'application du 14 janvier 2013 fixent les principes et modalités du contrôle technique des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité.*

### 3° Transfert au gestionnaire du réseau de distribution des ouvrages construits ou modifiés par l'autorité concédante

Outre les éléments mentionnés au 2° ci-dessus, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution le dossier des ouvrages construits ou modifiés sous sa maîtrise d'ouvrage contenant des données descriptives conformes aux dispositions réglementaires et intégrant l'attestation de conformité ainsi que le plan géo-référencé des ouvrages concernés, sous un format électronique et établi à un niveau de précision conforme à la réglementation.

*L'article R. 323-29 du code de l'énergie et son arrêté d'application du 11 mars 2016 définissent les informations devant être enregistrées dans le système d'information géographique d'un gestionnaire de réseau public d'électricité. En cas de réalisation d'un ouvrage par une autorité concédante, l'article 3 de l'arrêté précité précise les documents et informations que celle-ci est tenue de communiquer au gestionnaire du réseau de distribution à cet effet : « Lorsqu'un ouvrage d'un réseau public de distribution d'électricité est réalisé par l'autorité organisatrice mentionnée à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, cette autorité transmet au gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, au plus tard à la mise en exploitation de l'ouvrage que cette dernière a réalisé, le dossier de l'ouvrage construit ou modifié contenant les données listées en annexe II du présent arrêté et intégrant le plan des ouvrages au format électronique, géo référencé avec un niveau de précision conforme aux prescriptions de l'arrêté du 15 février 2012 susvisé [ arrêté du 15 février 2012 pris en application du chapitre IV du titre V du livre V du code de l'environnement relatif à l'exécution de travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution ] et conforme aux prescriptions de la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau ».*

En vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au gestionnaire du réseau de distribution, l'autorité concédante informe ce dernier de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage (PMEO), à l'aide de l'imprimé établi et publié à cet effet par le gestionnaire du réseau de distribution. A réception de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage, le gestionnaire du réseau de distribution procède à l'analyse du dossier et, en tant que de besoin, au contrôle de l'ouvrage. Au vu de ces analyses et de ce contrôle, le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce sans délai :

- soit de prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage et d'établir un avis de mise en exploitation d'ouvrage (AMEO) qui sera transmis à l'autorité concédante et aux autres destinataires concernés, dans un délai standard de 48 heures ;
- soit de refuser le transfert de la responsabilité de l'ouvrage si celui-ci n'est pas conforme au projet et exploitable. Dans ce cas, le gestionnaire du réseau de distribution renvoie à l'autorité concédante la PME0 dans le même délai, en motivant son refus. L'ouvrage retourne alors sous la responsabilité de l'autorité concédante.

Après mise en exploitation et avant mise en service de l'ouvrage, s'il s'avère que celui-ci n'est pas exploitable, soit que le contrôle du schéma électrique mette en évidence une anomalie, soit après constat de malfaçons ou de non conformités nécessitant une intervention, le gestionnaire du réseau de distribution rédige et signe un « avis de mise hors exploitation de l'ouvrage » pour travaux qu'il transmet à l'autorité concédante, en précisant tous les points qui doivent être corrigés. La responsabilité des travaux de mise en conformité appartient alors à l'autorité concédante jusqu'à leur complète réalisation.

*Le recueil UTE C 18-510-1 indique notamment que « l'entreprise exploitante, pour les ouvrages dont elle a la charge, doit définir ses prescriptions de sécurité à respecter et les transmettre au donneur d'ordre ». Le document « Prescription de sécurité de l'exploitant Enedis au donneur d'ordre » est disponible sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

## CHAPITRE III

### ENGAGEMENTS ENVIRONNEMENTAUX ET SOCIÉTAUX

#### **Article 15 — Mise à disposition de données pour accompagner la transition énergétique**

Le gestionnaire du réseau de distribution, dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, communique à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics compétents dont le territoire recouvre en tout ou en partie le périmètre de la concession, les données issues des dispositifs de comptage utiles à l'exercice de leurs compétences, en particulier celles permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et les plans climat-air-énergie territoriaux prévus par les articles L. 222-1 à L. 222-3, L. 229-25 et L. 229-26 du code de l'environnement. L'autorité concédante est informée de la transmission des données visées ci-dessus.

*⌘ Les informations ci-dessus sont communiquées conformément aux dispositions des articles L. 111-73 et D. 111-52 et suivants du code de l'énergie.*

*L'article L. 2224-37-1 du code général des collectivités territoriales permet à l'autorité concédante d'élaborer le plan climat air énergie territorial à la demande des établissements publics de coopération intercommunale à fiscalité propre présents sur son territoire.*

Les données concernées, telles que mentionnées par les textes précités applicables, et les modalités de leur communication sont précisées à l'article 13 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, fournit à l'autorité concédante et aux collectivités ou établissements publics précités, à leur demande, des données complémentaires ou plus détaillées que celles mentionnées ci-dessus, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

Les données mentionnées aux alinéas précédents sont transmises dans le respect de la législation et de la réglementation afférentes aux données à caractère personnel, d'une part, et aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, d'autre part.

*⌘ Il s'agit, notamment de la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, et, des articles R. 111-26 et suivants du code de l'énergie, relatifs à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles L. 111-72 et L. 111-73 de ce même code.*

#### **Article 16 — Insertion des énergies renouvelables**

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution accompagnent, chacun pour ce qui le concerne, le développement des énergies renouvelables sur le territoire de la concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau public de distribution d'électricité en veillant à minimiser les coûts afférents pour le développement et l'exploitation du réseau.

##### **A) Planification de l'insertion des énergies renouvelables**

Le gestionnaire du réseau de distribution participe, dans les conditions définies par la réglementation, à l'élaboration et à la mise en œuvre du schéma régional de raccordement des énergies renouvelables intéressant le territoire de la concession ou de tout autre instrument de planification qui lui serait substitué. L'avis de l'autorité concédante est sollicité préalablement à l'approbation du schéma, selon les modalités définies aux articles D. 321-10 et suivants du code de l'énergie.

*⌘ Le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables est défini à l'article L. 321-7 du code de l'énergie et par la section 2 du Chapitre 1er, Titre II, Livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie (article D 321-10 et suivants).*

*Le schéma régional de raccordement définit les ouvrages à créer ou à renforcer pour atteindre les objectifs fixés par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie. Il définit également un périmètre de mutualisation des postes du réseau public de transport, des postes de transformation entre les réseaux publics de distribution et le réseau public de transport et des liaisons de raccordement de ces postes au réseau public de transport. Il mentionne, pour chacun d'eux, qu'ils soient existants ou à créer, les capacités d'accueil de production permettant d'atteindre les objectifs définis par le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie et, s'il existe, par le document stratégique de façade mentionné à l'article L. 219-3 du code de l'environnement. Il évalue le coût prévisionnel d'établissement des capacités d'accueil nouvelles nécessaires à l'atteinte des objectifs quantitatifs visés au 3° du I de l'article L. 222-1 du même code.*

Le schéma régional de raccordement approuvé dans les conditions définies par la loi est pris en compte pour l'élaboration du schéma directeur d'investissements prévu à l'article 11 du présent cahier des charges.

## B) Accueil et instruction des demandes de raccordement

En partenariat avec le gestionnaire du réseau public de transport, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition du public les données relatives aux capacités d'accueil des réseaux en amont des postes sources et aux capacités d'accueil de ces mêmes postes. Ces données sont publiées à titre indicatif.

*☞ A la date de signature du présent contrat, la mise à disposition de l'information est assurée par un site internet dédié relatif aux capacités d'accueil en production : [www.capareseau.fr](http://www.capareseau.fr)*

Afin de faciliter l'instruction des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition des demandeurs un portail internet dédié aux raccordements des installations de production d'électricité d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

*☞ A la date de signature du présent contrat, le portail internet précité est Enedis Connect.*

Dans les conditions définies par les catalogues afférents à ses prestations, approuvés par la Commission de régulation de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution réalise, à la demande du producteur dont la puissance demandée est supérieure à 36 kVA, une pré-étude lui permettant de préciser son projet et de l'éclairer sur les conditions du raccordement.

*☞ Les catalogues des prestations en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*

Les conditions d'accès au réseau et les modalités de facturation du raccordement sont définies aux articles 6, 7, 28 et 30 du présent cahier des charges.

## C) Autoconsommation

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution met en place les dispositifs contractuels et techniques permettant la mise en œuvre de l'autoconsommation individuelle ou collective.

*☞ Conformément à l'ordonnance n°2016-1019 du 27 juillet 2016 relative à l'autoconsommation d'électricité codifiée aux articles L. 315-1 à L. 315-8 du code de l'énergie et au décret n°2017-676 du 28 avril 2017.*

Avant toute mise en œuvre d'une opération d'autoconsommation collective sur le périmètre de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution instruit les demandes du ou des porteurs de projets relatives aux dispositifs contractuels et techniques visés ci-dessus et vérifie la localisation des futurs consommateurs et producteurs d'une opération en aval d'un même poste de transformation de moyenne en basse tension sur le réseau public de distribution.

Une convention d'autoconsommation collective est conclue entre le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les consommateurs et producteurs participant à l'opération, pour fixer les conditions de réalisation et engagements de chacune des parties. Le gestionnaire du réseau de distribution en informe l'autorité concédante et met à sa disposition le nom de la commune, la dénomination de la personne morale concernée et le nom du poste de transformation en aval duquel a lieu l'opération d'autoconsommation.

## **Article 17 — Etudes d'impact sur les réseaux**

Le gestionnaire du réseau de distribution apporte son expertise à l'autorité concédante ou, le cas échéant, à d'autres collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, notamment lorsque ceux-ci projettent d'optimiser le choix et le développement des énergies en réseau, en particulier dans les zones de développement nouvelles à urbaniser.

*✎ Afin de contribuer à l'optimisation de l'implantation et du dimensionnement des différents réseaux d'énergie dans une logique de développement durable des territoires et d'efficacité de la dépense publique, le gestionnaire du réseau de distribution est sollicité le plus en amont possible à propos des projets ou opérations envisagés.*

A leur demande, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante ou aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession et sur la base des scénarios de consommation et de production qu'ils auront définis, les résultats des études technico-économiques permettant d'évaluer et d'optimiser les coûts qui résulteraient pour le réseau public de distribution d'électricité des projets et opérations ci-dessus.

Les modalités techniques et financières associées à la réalisation de ces études sont fixées par voie de convention, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur.

L'autorité concédante et, le cas échéant, les autres collectivités compétentes, sous réserve de leur accord, convient le gestionnaire du réseau de distribution à la concertation qu'elles organisent avec les différentes parties prenantes et les exploitants des réseaux publics d'énergie.

## **Article 18 — Aménagement de l'espace urbain**

Sous réserve de leur accord, les collectivités ou établissements publics compétents en matière d'urbanisme ou, le cas échéant, l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, associent le gestionnaire du réseau de distribution à l'élaboration des documents d'urbanisme applicables à l'intérieur du périmètre de la concession (SCOT et PLU, en particulier), en le consultant le plus en amont possible. Les modalités de cette association peuvent faire l'objet d'une convention locale.

*✎ L'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dispose que « les services d'un syndicat mixte associant exclusivement des collectivités territoriales ou des collectivités territoriales et des établissements publics de coopération intercommunale peuvent être en tout ou partie mis à disposition de ses collectivités ou établissements membres, pour l'exercice de leurs compétences. Une convention conclue entre le syndicat et les collectivités territoriales ou les établissements intéressés fixe alors les modalités de cette mise à disposition. Cette convention prévoit notamment les conditions de remboursement par la collectivité ou l'établissement des frais de fonctionnement du service. »*

Sans préjudice des dispositions de l'article 17 ci-dessus, dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution peut apporter son expertise aux collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession, ou à l'autorité concédante si cette dernière dispose de la compétence ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales, dans leurs opérations d'aménagement de l'espace urbain, de requalification urbaine ou de constitution d'éco-quartiers, de façon à leur permettre d'apprécier les effets des opérations considérées en matière de gestion du réseau public de distribution d'électricité.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution recherchent un dialogue en amont de la réalisation de ces opérations. Une convention entre le concessionnaire et l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence, ou met à disposition ses services au titre de l'article L. 5721-9 du code général des collectivités territoriales dans le domaine de l'urbanisme, ou son mandataire, peut fixer les modalités de ces échanges.

Le concessionnaire peut réaliser des études portant sur des développements, renforcements ou déplacements d'ouvrages nécessaires à ces opérations à la demande de l'autorité concédante, si cette dernière dispose de la compétence ou des collectivités ou établissements publics compétents. Une convention entre les parties prenantes fixe les modalités techniques et financières de réalisation de ces études, dans le respect de la réglementation applicable et du cadre réglementaire en vigueur.

## **Article 19 — Infrastructures de recharge de véhicules électriques**

Dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur, ainsi que des stipulations du chapitre II relatif aux investissements au bénéfice de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution répond aux demandes du ou des porteurs de projets d'implantation d'infrastructures de recharge des véhicules électriques ou des véhicules hybrides rechargeables sur le territoire de la concession, notamment en leur apportant une information sur l'impact des différentes solutions techniques de recharge sur la gestion du réseau public de distribution d'électricité. La même information est communiquée à l'autorité concédante lorsqu'elle a compétence pour créer des infrastructures de recharge.

En application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante émettent un avis sur les projets de création d'infrastructures de recharge, en échangeant les informations nécessaires préalablement à la notification de leurs avis respectifs.

*☞ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales précise que, sous réserve d'une offre inexistante, insuffisante ou inadéquate sur leur territoire, les communes peuvent créer et entretenir des infrastructures de charge nécessaires à l'usage de véhicules électriques ou hybrides rechargeables ou mettre en place un service comprenant la création, l'entretien et l'exploitation des infrastructures de charge nécessaires à l'usage des véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Elles peuvent transférer cette compétence aux autorités organisatrices d'un réseau public de distribution d'électricité visées à l'article L. 2224-31.*

*☞ Sans préjudice des consultations prévues par d'autres législations, l'autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité émettent un avis sur le projet de création d'infrastructures de charge soumis à délibération de l'organe délibérant en application de l'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante intervenant en matière d'implantation d'infrastructures de recharge ou, le cas échéant, aux collectivités ou établissements publics compétents sur le territoire de la concession, sous réserve de leur accord et dans le respect de la législation, de la réglementation et du cadre réglementaire en vigueur :

- des études permettant d'optimiser l'implantation et le dimensionnement des infrastructures de recharge au regard des contraintes du réseau public de distribution ;
- une prestation de coordination adaptée à des raccordements multiples de bornes de recharge, notamment par la mise à disposition d'un interlocuteur unique.

*☞ L'article L. 2224-37 du code général des collectivités territoriales décrit les modalités de création et d'entretien par les collectivités locales d'infrastructures de charge des véhicules électriques sur le domaine public en cas de carence de l'initiative privée.*

## **Article 20 — Déploiement des compteurs communicants**

Les compteurs mentionnés par les articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité sont installés par le gestionnaire du réseau de distribution sur le réseau concédé, dans le respect des objectifs et conditions fixés par la législation, la réglementation et le cadre réglementaire en vigueur.

*☞ Conformément aux articles L. 111-73, L. 322-8 7° et L. 341-4 du code de l'énergie.*

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage, d'une part, à informer suffisamment en amont l'autorité concédante et les communes concernées de son territoire, sur le processus de mise en place de ces compteurs et le calendrier de déploiement et, d'autre part, à réaliser régulièrement un point de son avancement jusqu'à sa complète réalisation.

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à :

- informer chaque client, avec au moins un mois de préavis, du remplacement de son compteur et des modalités de cette intervention (durée, période d'intervention, nom et coordonnées de l'entreprise de pose, numéro vert) ;
- délivrer une information de qualité sur ces compteurs, notamment dans l'espace dédié de son site internet, dans la notice d'utilisation remise lors de la pose et au numéro vert ;
- participer à des réunions publiques organisées à l'initiative de l'autorité concédante ou des collectivités concernées, et plus généralement à contribuer à des actions d'information sur le

contexte législatif et réglementaire et de sensibilisation aux nouvelles perspectives ouvertes par les fonctionnalités des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients bénéficiant de ces tarifs des fonctionnalités nouvelles rendues possibles par le compteur communicant qui pourront leur être proposées. Ces dernières viennent s'ajouter aux engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients.

*⚡ Des informations relatives au contrat de fourniture avec le compteur communicant sont mises à la disposition des clients, notamment sur le site internet particulier.edf.fr, en complément de l'information apportée à chaque client de façon coordonnée avec le déploiement des compteurs communicants assuré par le gestionnaire de réseau.*

*⚡ Les fonctionnalités nouvelles visées au présent alinéa peuvent par exemple porter sur les modalités de facturation ou sur les dispositifs d'accompagnement des clients pour les aider à maîtriser leurs consommations et leurs factures.*

Dans le cadre de ces campagnes d'information des clients et des acteurs locaux, l'autorité concédante peut contribuer aux actions menées par le gestionnaire du réseau de distribution ou le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et proposer des actions complémentaires tendant à informer les clients de la finalité de la mise en place des compteurs communicants et des bénéfices qui en résultent pour eux-mêmes et pour le fonctionnement du service public de la distribution d'électricité.

Le compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 comporte des indicateurs spécifiques aux compteurs communicants définis à l'article 8 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

## **Article 21 — Maîtrise de la demande en électricité**

A) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente d'électricité promeut auprès des clients l'intérêt des solutions conduisant à maîtriser leurs consommations d'électricité.

A cet égard, il s'engage à accompagner les clients en les aidant à trouver des solutions concrètes leur permettant de réduire leur consommation d'électricité et le montant de leurs factures, notamment en mettant en œuvre des conseils tels que visés à l'article 39-B) du présent cahier des charges.

Il propose aux clients qui le demandent des conseils leur permettant de mieux comprendre leur consommation et d'identifier les actions à entreprendre.

*⚡ A la date de signature du présent contrat, la demande du client auprès du concessionnaire peut être formulée selon son choix : par téléphone, sur les points d'accueil ou sur les sites internet et mobile du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

Il met à disposition des clients résidentiels une solution numérique pour mieux comprendre et réduire leurs consommations d'électricité, en kWh et en euros, notamment par comparaison avec des clients au profil similaire, suivre leur budget d'électricité, le cas échéant sur une base estimée, identifier les équipements qui consomment le plus, et bénéficier de conseils pratiques et personnalisés pour utiliser au mieux les heures creuses et diminuer leurs consommations. Des informations et conseils peuvent également être délivrés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au client lors d'un contact à l'initiative de celui-ci selon les modalités d'accueil des clients visées à l'article 39-A) du présent cahier des charges.

Dans le cadre du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer de nouvelles fonctionnalités incluses dans les tarifs réglementés de vente conduisant à maîtriser les consommations d'électricité en s'appuyant sur les compteurs communicants.

*⚡ Les fonctionnalités nouvelles visées peuvent, par exemple, porter sur une amélioration de la solution numérique mentionnée ci-dessus, notamment par l'exploitation des données de consommation du client rendues accessibles, ou correspondre à la mise en œuvre de nouvelles options ou versions tarifaires.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre des tarifs horo-saisonnalisés et des tarifs à pointe mobile afin d'inciter les clients à réduire leurs consommations, notamment pendant les périodes où la consommation nationale est la plus élevée.

Il rend compte chaque année à l'autorité concédante des actions ainsi engagées auprès des clients dans le cadre du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions visant à améliorer l'efficacité énergétique du réseau public de distribution d'électricité concédé et constituant des solutions alternatives

et économiquement justifiées au renforcement de ce réseau, le cas échéant concourant à réduire les pertes techniques.

Il informe l'autorité concédante, lors de la présentation du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges, des actions menées à cet effet.

*☞ Conformément au 8° de l'article L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre des actions d'efficacité énergétique et favorise l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau.*

En outre, de façon à accompagner cette dernière dans la réalisation d'actions tendant à maîtriser la demande d'énergie des consommateurs finals, il met à la disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des informations ponctuelles sur l'état du réseau en sus des informations cartographiques, telles que mentionnées à l'article 45 du présent contrat.

Les données concernées et les modalités de leur mise à disposition sont précisées à l'article 6 de l'annexe 1 au présent cahier des charges.

*☞ Il s'agit des actions de maîtrise de la demande d'énergie mentionnées à l'article L. 2224-34 du code général des collectivités territoriales.*

Enfin, au titre de son activité de comptage, le gestionnaire du réseau de distribution met à la disposition de chaque consommateur équipé d'un compteur communicant, dans son espace client, ses données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de sa consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales.

Les dispositions du présent article s'appliquent sans préjudice des prérogatives dévolues par la loi à l'autorité concédante en matière de maîtrise de la demande d'électricité.

## **Article 22 — Lutte contre la précarité énergétique**

A) Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, apporte son concours à l'autorité concédante et aux autres collectivités ou établissements publics compétents, à leur demande, afin de les aider à mieux connaître les zones de précarité énergétique sur le territoire de la concession, selon des modalités techniques et financières qui feront l'objet d'un accord préalable entre les parties intéressées.

*☞ Les modalités susvisées seront convenues entre les parties intéressées dans le respect des dispositions légales et réglementaires en vigueur, notamment la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés.*

B) Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en agissant dans les directions suivantes :

1° L'aide au règlement des factures d'électricité :

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre la tarification spéciale de l'électricité visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et les dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer.

Il informe l'autorité concédante, au travers du compte-rendu annuel visé à l'article 44 du présent cahier des charges, des règlements effectués à l'aide du chèque énergie, à compter de l'exercice suivant la généralisation de la mise en œuvre du chèque énergie mentionnée à l'article L. 124-1 du code de l'énergie.

*☞ A la date de signature du présent contrat, l'information communiquée par le concessionnaire porte sur le nombre de clients de la concession dont le compte client a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice.*

Il participe au cofinancement de l'aide apportée par les collectivités territoriales pour le paiement des factures d'énergie des ménages précaires sur le territoire de la concession et à des actions de prévention à destination de ces mêmes ménages, au travers des Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL).

2° La prévention des situations de précarité énergétique et l'accompagnement des clients de la concession en situation de précarité énergétique :

Afin de prévenir les situations de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à sensibiliser les clients en situation fragile sur les bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie, en particulier sur les économies d'énergie.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente apporte des solutions adaptées aux clients en difficulté. Il collabore en ce sens avec les agents des collectivités territoriales intervenant dans le domaine de l'action sociale. Il peut également proposer des partenariats aux centres communaux ou intercommunaux d'action sociale, aux structures de médiation sociale ou au monde associatif intervenant sur le territoire de la concession.

*⚡ Les solutions adaptées peuvent notamment se concrétiser par un ajustement du tarif, un mode de règlement personnalisé ou un délai de paiement consenti par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

Dans le cadre de la trêve hivernale telle que prévue par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les clients ayant bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois et les clients bénéficiaires de la tarification sociale de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients bénéficiaires se soient fait connaître du fournisseur, de la possibilité que leur fourniture d'électricité soit rétablie à pleine puissance à l'entrée de la trêve et leur propose ce rétablissement.

*⚡ Les clients bénéficiaires du chèque énergie mentionné à l'article L. 124-1 du code de l'énergie se font connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente par l'envoi à ce dernier du chèque énergie et/ou de l'attestation mentionnée à l'article R. 124-2 de ce même code.*

Lorsqu'un client en rupture de paiement a bénéficié d'une aide du FSL dans les douze derniers mois ou bénéficie de la tarification sociale et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve qu'il se soit fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, ce dernier s'engage à rechercher activement un contact préalable et à aider le client à se mettre en rapport avec les services sociaux avant d'interrompre la fourniture d'électricité. En tout état de cause, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente prévient le client préalablement à la coupure ou à la réduction de puissance opérée par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément à la réglementation en vigueur.

Dans les conditions prévues par la réglementation, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre, à l'intention des clients de la concession bénéficiant de la tarification spéciale visée à l'article L. 337-3 du code de l'énergie et des dispositifs qui viendraient la compléter ou la remplacer, sous réserve que ces clients se soient fait connaître du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, les dispositions prévues par ce même code pour la consultation de leurs données de consommation.

*⚡ Conformément à l'article L. 124-5 du code de l'énergie et aux dispositions réglementaires prises pour son application.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourvoit au financement des actions relevant du B) du présent article avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur, en complément de la rémunération visée à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges pour l'exercice de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

C) Le gestionnaire du réseau de distribution contribue à lutter contre la précarité énergétique sur le territoire de la concession en mettant en œuvre les actions suivantes :

1° Une information des autorités compétentes en matière de précarité énergétique :

Afin d'aider les collectivités, les établissements publics et l'autorité concédante à lutter contre les situations de précarité énergétique, le gestionnaire du réseau de distribution met à leur disposition, à leur demande, une fois par an, des informations statistiques générales sur la coupure et le service maintien d'énergie. Des informations complémentaires peuvent être fournies selon des modalités techniques et financières à convenir en commun.

2° Un dispositif de prévenance en amont des coupures pour impayés :

Le gestionnaire du réseau de distribution prévient le client préalablement à tout acte de coupure de l'électricité pour impayé.

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, rend compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte-rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

## **Article 23 — Territoires à énergie positive**

Un territoire à énergie positive est un territoire qui s'engage dans une démarche permettant d'atteindre l'équilibre entre consommation et production d'énergie à l'échelle locale, en réduisant autant que possible les besoins énergétiques, et dans le respect des équilibres des systèmes énergétiques nationaux.

*☞ Conformément à l'article L. 100-2 du code de l'énergie.*

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, peut accompagner un territoire à énergie positive situé en tout ou partie dans le périmètre de la concession et, dans ce cas, il peut :

- proposer une concertation en amont avec les territoires à énergie positive porteurs de projets ou d'expérimentations en lien avec le réseau, dans le respect des objectifs assignés à ces territoires ;
- transmettre les données de consommation aux collectivités territoriales et à l'autorité concédante pour parvenir aux objectifs assignés à ces territoires dans les conditions définies à l'article 15 du présent cahier des charges ;
- faciliter l'insertion des énergies renouvelables ;
- accompagner les clients dans leurs efforts de maîtrise de l'énergie ;
- soutenir des actions d'information et de communication sur le territoire concerné.

Les parties s'informent régulièrement des actions menées au titre du présent article.

## **Article 24 — Service de flexibilité local**

Les établissements publics et les collectivités mentionnés à l'article L. 2224-34 et au deuxième alinéa du IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, dès lors qu'ils sont situés sur le territoire de l'autorité concédante, en association avec des producteurs et des consommateurs et, le cas échéant, d'autres collectivités publiques, peuvent proposer au gestionnaire du réseau de distribution à titre expérimental et pour la durée fixée par la loi, la réalisation d'un service de flexibilité local sur des portions du réseau concédé.

*☞ Un service de flexibilité local est une action qui a pour objet d'optimiser la gestion des flux d'électricité entre un ensemble de producteurs et un ensemble de consommateurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité afin de moduler les puissances électriques injectées et soutirées localement sur des ouvrages du réseau public de distribution d'électricité et d'éviter au gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité des investissements ou des coûts de gestion tout en assurant un bénéfice positif pour le système électrique.*

*☞ Ce dispositif est pris sur le fondement de l'article 199 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte et de son décret d'application n° 2016-704 du 30 mai 2016.*

Le gestionnaire du réseau de distribution peut contribuer à la définition, à la désignation du périmètre et aux conditions de mise en œuvre et d'évaluation du service de flexibilité.

Dans ce cadre, il veille :

- à tenir compte des spécificités du réseau de distribution dans son ensemble, et notamment des producteurs et des consommateurs qui lui sont raccordés, dès lors qu'ils participent à des mécanismes de flexibilité, notamment ceux liés à la gestion du système électrique définis aux articles L. 321-9 à L. 321-16 du code de l'énergie.
- à ce que ces actions de flexibilité n'induisent pas de perturbations portant atteinte à la sûreté et la sécurité du réseau de distribution. Il peut être amené, le cas échéant, à proposer des mesures permettant de lever les perturbations identifiées.

Dans les conditions définies par la réglementation en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution donne un avis motivé sur le service de flexibilité proposé.

En cas d'avis conforme du gestionnaire du réseau de distribution, une convention, approuvée par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition du gestionnaire du réseau de distribution, est conclue entre l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution et la personne morale regroupant les personnes mentionnées au 1<sup>er</sup> alinéa du présent article ou, à défaut, l'établissement public ou la collectivité, pour fixer les conditions financières et techniques de ce service de flexibilité local.

## **Article 25 — Réseaux électriques intelligents**

Le gestionnaire du réseau de distribution est engagé dans le développement de nouvelles fonctionnalités du réseau l'amenant à jouer un rôle d'opérateur de système de distribution visant notamment à assurer la performance du réseau et l'optimisation du dimensionnement des investissements dans le contexte de la transition énergétique.

Les innovations associées à ces nouvelles fonctionnalités, notamment numériques et d'automatisation, conduisent à opérer des réseaux électriques intelligents.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure le déploiement de ces réseaux en lien avec l'autorité concédante et les collectivités publiques compétentes en matière d'énergie concernées.

L'autorité concédante et les collectivités publiques précitées peuvent être partenaires de projets, notamment dans le cas où le territoire de la concession se trouverait dans les régions ou ensembles de départements retenus pour mener à bien le déploiement expérimental de réseaux électriques intelligents ou de dispositifs de gestion optimisée de stockage et de transformation des énergies.

*☞ Conformément à l'article 200 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le gouvernement est autorisé à prendre par voie d'ordonnances les mesures nécessaires pour mener à bien ce déploiement expérimental.*

*Ces mesures sont adoptées pour une durée de quatre ans à compter de la publication de l'ordonnance et peuvent être renouvelées une fois pour la même durée.*

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à informer régulièrement l'autorité concédante, dans le cadre de la gouvernance des projets expérimentaux de réseaux électriques intelligents, des avancées et des difficultés rencontrées.

## **Article 26 — Responsabilité sociale et environnementale**

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, dans le cadre de la mise en œuvre de leurs politiques de développement durable, mènent des actions tendant à :

- lutter contre le changement climatique ;
- diminuer leurs impacts sur l'environnement ;
- accompagner le développement des territoires ;
- favoriser la cohésion sociale ;
- inciter leurs agents à être acteurs de cette politique.

Ils s'engagent notamment à :

- mettre en œuvre un plan d'actions visant à réduire leur empreinte carbone ;
- trier et valoriser les déchets liés à leurs activités ;
- développer leur flotte de véhicules propres ;
- contribuer aux achats responsables ;
- intensifier les actions de prévention du risque électrique à l'intention de leurs prestataires de travaux et des tiers.

Dans ce cadre, ils peuvent prendre des engagements relatifs à ces domaines avec l'autorité concédante ou les collectivités ou établissements publics compétents dans le périmètre de la concession.

Les modalités de mise en œuvre de ces engagements sont définies dans des conventions spécifiques.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des actions menées au titre du présent article, soit au travers du compte rendu annuel d'activité visé à l'article 44 du présent cahier des charges, soit au travers d'une communication spécifique.

# CHAPITRE IV

## CONDITIONS DE SERVICE AUX CLIENTS

### **Article 27 — Principes généraux**

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente assurent aux clients un service efficace et de qualité, tant en ce qui concerne le développement et l'exploitation du réseau, la fourniture de l'électricité, tels que définis à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges, que les prestations respectives qui en découlent (notamment l'accueil des clients, le conseil, les activités de comptage, les interventions et le dépannage).

Les prestations du gestionnaire du réseau de distribution figurent dans les catalogues des prestations décrits à l'annexe 6 au présent cahier des charges.

*☞ Les catalogues en vigueur sont ceux figurant sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*

Le service est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique.

*☞ Conformément aux dispositions de l'article L. 121-1 du code de l'énergie.*

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients sont décrits au chapitre III et dans le présent chapitre, ainsi qu'aux annexes 6 et 8.

Les engagements du fournisseur aux tarifs réglementés de vente vis-à-vis des clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité sont précisés au chapitre III et dans le présent chapitre du cahier des charges ainsi que dans les conditions générales de vente aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente d'électricité, objet des annexes 7 et 7bis du présent cahier des charges.

Ces conditions générales sont mises à jour en tant que de besoin par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Lorsque les modifications correspondent uniquement à des évolutions législatives ou réglementaires, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente présente aux organisations précitées les motifs et les clauses des conditions générales concernées par ces modifications, préalablement à l'entrée en vigueur des conditions générales modifiées.

Toute modification des conditions générales de vente est communiquée aux clients dans les conditions définies par la réglementation.

*☞ Conformément à l'article L. 224-10 du code de la consommation.*

Toute rétrocession d'énergie électrique par un client utilisateur du réseau public de distribution d'électricité ou un client bénéficiaire des tarifs réglementés de vente d'électricité, à quelque titre que ce soit, à un ou plusieurs tiers, est interdite, sauf autorisation préalable, respectivement, du gestionnaire du réseau de distribution, ou de ce dernier et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, donnée par écrit, dont l'autorité concédante sera informée.

Les clients peuvent avoir accès au contrat de concession sur demande auprès du gestionnaire du réseau de distribution, du fournisseur aux tarifs réglementés de vente ou de l'autorité concédante afin de connaître les droits et obligations qui en découlent (notamment ceux concernant les raccordements, les conditions d'accès au réseau, les conditions de fourniture d'énergie électrique, les prestations annexes, les installations intérieures, la tarification et le paiement de l'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie électrique).

*☞ Ces demandes peuvent notamment être formulées sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) ou, le cas échéant, sur le site de l'autorité concédante ou selon les modalités précisées par les conditions générales de vente susvisées.*

## **Article 28 — Obligations du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente**

Le gestionnaire du réseau de distribution :

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon objective, transparente et non discriminatoire. A cet effet, il applique un code de bonne conduite qui est publié sur le site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

*☞ Conformément aux articles L. 322-8 et L. 111-61 du code de l'énergie.*

- raccorde, sans préjudice des dispositions relatives à la maîtrise d'ouvrage prévues à l'annexe 1, les installations des clients au réseau public de distribution et leur assure un accès au réseau pour autant que ces installations respectent les prescriptions techniques nécessaires à leur raccordement au réseau public de distribution, notamment en ce qui concerne les troubles susceptibles d'être causés dans l'exploitation des réseaux concédés ou des installations des autres clients.

*☞ Le Chapitre II, du Titre IV, du Livre III du code de l'énergie fixe les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement des installations de production aux réseaux publics d'électricité.*

- exerce à titre exclusif les activités de comptage pour les clients raccordés au réseau et toutes les missions afférentes à l'ensemble de ces activités.

*☞ Ces activités et missions sont celles prévues par l'article L. 322-8 7° du code de l'énergie, en particulier la fourniture, la pose, le contrôle métrologique, l'entretien et le renouvellement des dispositifs de comptage et la gestion des données de comptage.*

*Les modalités de relevé des données de comptage sont définies dans les contrats d'accès au réseau visés au B) ci-après et à l'article L. 224-11 du code de la consommation.*

La fréquence des relevés des consommations par le gestionnaire du réseau de distribution ne peut être inférieure à un relevé par an, en l'absence d'auto-relevé transmis par le client.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente :

- consent aux clients un contrat de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente lorsqu'ils remplissent les conditions requises.

*☞ Les conditions sont définies aux articles L. 337-4 à L. 337-9 du code de l'énergie.*

- traite les clients placés dans des situations identiques de façon transparente et non discriminatoire.

### **A) Obligation de procéder au raccordement des installations des clients**

Sur le territoire de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de procéder au raccordement au réseau public de distribution des installations des clients aux conditions du présent cahier des charges, notamment de son annexe 1 :

- sous réserve du paiement des contributions prévues à l'article 30 du présent cahier des charges ;
- sauf s'il a reçu entre-temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

*☞ Le gestionnaire du réseau de distribution est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, d'assurer le raccordement des installations électriques provisoires, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.*

*S'agissant des pouvoirs de l'autorité compétente en matière d'urbanisme, l'article L. 111-6 du code de l'urbanisme dispose que : « Les bâtiments, locaux ou installations soumis aux dispositions des articles L. 421-1 à L. 421-4 ou L. 510-1, ne peuvent, nonobstant toutes clauses contraires des cahiers des charges de concession, d'affermage ou de régie intéressée, être raccordés définitivement aux réseaux d'électricité, d'eau, de gaz, ou de téléphone si leur construction ou leur transformation n'a pas été, selon le cas, autorisée ou agréée en vertu des articles précités ».*

*Les articles R.111-31 et suivants du code de l'urbanisme fixent les conditions d'application du présent chapitre et précisent notamment les conditions dans lesquelles peuvent être installées ou implantées*

*des caravanes, résidences mobiles de loisirs et habitations légères de loisirs (article L. 443-4 du code de l'urbanisme).*

*Dans le cas particulier des caravanes, qui conservent en permanence leurs moyens de mobilité : le maire peut s'opposer au raccordement définitif d'une caravane qui serait stationnée irrégulièrement, au regard du code de l'urbanisme (articles R. 111-39 et 111-43). Est soumis à autorisation tout stationnement supérieur à 3 mois consécutifs, s'il s'agit d'une caravane d'habitation. Toutefois cette autorisation n'est pas nécessaire (article R. 111-40) :*

- *lorsque la caravane est stationnée sur un terrain affecté au garage collectif des caravanes et résidences mobiles de loisir ;*
- *lorsqu'elle est sur le terrain où est implantée la construction servant de résidence de l'utilisateur.*

Les modalités de raccordement des installations, en particulier les délais prévisionnels de réalisation, sont communiquées aux clients par le gestionnaire du réseau de distribution à l'issue d'une étude préalable, après réception de la totalité des éléments techniques nécessaires.

*☞ Ces éléments techniques nécessaires à une étude préalable de raccordement sont disponibles sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

Pour les travaux dont le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, le choix de la solution technique retenue pour la desserte des clients appartient à ce dernier, qui devra concilier les intérêts du service public avec ceux des clients, dans le respect des textes réglementaires et en tenant compte des éventuels impacts sur l'autorité concédante.

En cas de contestation au sujet de l'application des dispositions du présent article, le différend sera réglé conformément aux dispositions de l'article 50 du présent cahier des charges.

## B) Obligation d'assurer l'accès au réseau

Toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le client :

- soit d'un contrat unique avec un fournisseur d'électricité ; dans ce cas, le fournisseur doit avoir conclu préalablement avec le gestionnaire du réseau de distribution un contrat relatif à l'accès à ce réseau et à son utilisation ;

*☞ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat GRD-F conclu en application de l'article L. 111-92 du code de l'énergie. La version en vigueur du modèle de contrat GRD-F est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

- soit d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution ;

*☞ Le contrat d'accès au réseau visé ci-dessus est le contrat CARD conclu en application de l'article L. 111-91 II du code de l'énergie. La version en vigueur des modèles de contrat CARD en injection et en soutirage est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).*

- soit d'un contrat de fourniture d'électricité conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

*☞ Conformément à l'article L. 337-7 du code de l'énergie, ce contrat ne peut être conclu qu'avec un client souhaitant souscrire pour son site une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.*

Dans le cas particulier des clients alimentés par des moyens de desserte décentralisés non connectés au réseau, un contrat spécifique est conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution qui précise notamment le tarif applicable et les modalités de facturation par le gestionnaire du réseau de distribution de la mise à disposition de l'énergie ainsi produite.

Les contrats CARD conclus directement avec le gestionnaire du réseau de distribution et les contrats uniques définissent les conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution. Les principes de ces contrats et leurs modalités de consultation figurent en annexe 8.

Ces conditions d'accès et d'utilisation du réseau public de distribution sont mises à jour en tant que de besoin par le gestionnaire du réseau de distribution, après concertation avec les représentants des utilisateurs du réseau public de distribution à laquelle sont associées les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. Elles sont annexées aux conditions générales des tarifs réglementés de vente figurant dans les annexes 7 et 7bis.

Le gestionnaire du réseau de distribution assure la mise en service de l'installation du client dans le délai standard précisé aux catalogues des prestations et dans un délai maximum d'un mois à partir de la date de la demande d'accès ou de sa modification, augmenté, s'il y a lieu, du délai nécessaire à l'exécution

des travaux, y compris l'obtention des autorisations administratives, nécessités par le raccordement de l'installation du demandeur et dont celui-ci devra être informé.

*⚡ Dans les zones où la maîtrise d'ouvrage est exercée par l'autorité concédante et lorsque la puissance de raccordement demandée par le client requiert la réalisation de renforcements de réseaux, le gestionnaire du réseau de distribution se rapprochera de l'autorité concédante afin d'évaluer avec celle-ci le délai nécessaire à la réalisation de ces travaux qu'il notifiera au client.*

La date de la demande d'accès est :

- pour un contrat unique conclu avec un fournisseur, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution,
- pour un contrat CARD conclu avec le gestionnaire du réseau de distribution, la date à laquelle le client lui a fait sa demande,
- pour un contrat aux tarifs réglementés de vente conclu avec le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, la date à laquelle celui-ci a fait sa demande au gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de non-paiement de la contribution prévue aux articles 6 et 30 du présent cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution, de sa propre initiative ou à la demande de l'autorité concédante lorsqu'une contribution lui est due, peut refuser la mise en service de l'installation du client.

En cas de non-paiement des sommes qui sont dues par le client au titre de la mise en service ou de la livraison de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution peut, de sa propre initiative ou sur demande d'un fournisseur, dans le respect de la législation en vigueur, après rappel écrit constituant mise en demeure du client, interrompre l'alimentation de l'énergie à l'expiration du délai fixé dans la mise en demeure et qui ne peut être inférieur à dix jours à compter de l'envoi de cette mise en demeure.

*⚡ Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de l'alimentation ne peut pas être réalisée par le gestionnaire du réseau de distribution, nonobstant le non-paiement des sommes dues :*

- le juge accorde au client, conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;
- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;
- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et suivants et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;
- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;
- du 1<sup>er</sup> novembre de chaque année au 31 mars de l'année suivante, dans une résidence principale, conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

### C) Obligation de consentir des contrats de fourniture aux clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente

Sur le territoire de la concession, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est tenu de proposer un contrat de fourniture à toute personne, raccordée au réseau public d'électricité, demandant à bénéficier des tarifs réglementés de vente d'électricité et répondant aux critères fixés par l'article L. 337-7 du code de l'énergie, sauf s'il a reçu entre temps injonction contraire de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou en matière de police et sous réserve du respect des textes réglementaires relatifs au contrôle de conformité des installations intérieures.

*⚡ Les contrats sont conformes aux articles L. 224-3 et suivants du code de la consommation.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente consent un seul contrat de fourniture par point de livraison.

Pour un point de livraison donné, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'accorder un contrat tant que le précédent n'a pas été résilié.

Toutefois, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut consentir un contrat de fourniture pour un point de livraison non résilié dès lors qu'en application des procédures du gestionnaire du réseau de

distribution, l'exécution de la mise en service relative au nouveau contrat s'accompagne de la résiliation du contrat précédent.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente est par ailleurs tenu, sous réserve des possibilités du réseau, de proposer de fournir l'énergie électrique dans les conditions du présent cahier des charges pour la desserte des installations provisoires des clients qui ont droit aux tarifs réglementés de vente, sauf s'il a reçu entre temps injonction de l'autorité compétente en matière de police.

#### D) Accès des producteurs au réseau

L'accès au réseau des producteurs présente les particularités suivantes :

- le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de refuser l'accès au réseau à un producteur qui ne peut justifier d'une autorisation ou d'un récépissé de déclaration délivré en application du 1° du II de l'article L. 111-93 du code de l'énergie ;
- la date de mise en service des installations de production est déterminée d'un commun accord entre le producteur et le gestionnaire du réseau de distribution ;
- toute mise en service est subordonnée à la conclusion par le producteur d'un contrat d'accès au réseau conclu directement avec le gestionnaire du réseau de distribution. Les conditions générales d'accès au réseau sont précisées dans ce contrat ;  
*☞ La version en vigueur des modèles de contrat d'accès au réseau en injection, CARD-I ou CRAE, est disponible sur le site : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)*
- Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu d'assurer de manière non discriminatoire l'appel des installations de production reliées à son réseau en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport.

## **Article 29 — Branchements**

### A) Périmètre technique

Sont considérés comme branchements, tels que définis à l'article 6 du présent cahier des charges, toute canalisation ou partie de canalisation en basse tension – y compris, le cas échéant, les canalisations parfois désignées sous le nom de « dérivation individuelle » ou de « colonne montante », et désignées ci-après sous le nom de « branchement collectif » – ayant pour objet d'amener l'énergie électrique du réseau à l'intérieur des propriétés desservies, et limitée :

- à l'aval :
  - aux bornes de sortie du disjoncteur<sup>6</sup>, conformément à la définition donnée par la norme NF C14-100 qui définit le point de livraison de l'énergie des branchements à puissance limitée,
  - au point de livraison situé aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement des branchements à puissance surveillée ;
- à l'amont : au point du réseau basse tension, électriquement le plus proche permettant techniquement de desservir d'autres utilisateurs, matérialisé par un accessoire de dérivation ; aux connecteurs dans le cas de réseaux aériens ou, dans le cas de réseaux souterrains, au système de dérivation ou de raccordement.

*☞ Conformément à l'article D. 342-1 du code de l'énergie.*

*☞ Il s'agit ici de branchements en basse tension. Toute canalisation nouvelle nécessaire à l'alimentation d'un client haute tension est une extension.*

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation ainsi que les installations de comptage.

### B) Branchements collectifs

Les branchements collectifs comprennent la liaison au réseau, les canalisations collectives (tronçon commun, colonne, dérivations collectives) et les dérivations individuelles.

---

<sup>6</sup> Ou, en l'absence de disjoncteur, aux bornes aval des fusibles calibrés et plombés

Les canalisations collectives et les dérivations individuelles, lorsqu'elles n'appartiennent pas aux propriétaires des immeubles concernés, font partie des ouvrages concédés. C'est notamment le cas pour celles construites à compter de l'entrée en vigueur d'un cahier des charges conforme au modèle de 1992 ainsi que celles qui font l'objet d'un abandon conformément au décret du 29 mars 1955.

⚡ *Le modèle de 1992 correspond au modèle de cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique, tel que négocié en 1992 au niveau national par la FNCCR et EDF.*

⚡ *Le dispositif prévu au paragraphe 2.3 de l'article 2 de l'annexe 1 au présent cahier des charges relatif au montant C vise des branchements collectifs construits avant la date d'entrée en vigueur du cahier des charges conforme au modèle de 1992. Pour l'application de ce dispositif, les canalisations collectives et les dérivations individuelles concernées sont considérées ne pas être des ouvrages concédés avant leur rénovation.*

On entend par rénovations des travaux garantissant la conformité des canalisations collectives et des dérivations individuelles avec les normes en vigueur NF C 14-100 et, pour l'interface avec les installations intérieures, NF C 15-100.

Ces rénovations peuvent faire l'objet d'une convention associant l'autorité concédante, le propriétaire et le gestionnaire du réseau de distribution décrivant les modalités de rénovation et la participation financière des parties, selon un modèle établi au plan national.

Le gestionnaire du réseau de distribution exploite, maintient et renouvelle les branchements collectifs concédés conformément à ses obligations mentionnées à l'article 1<sup>er</sup> du présent cahier des charges.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut être amené à intervenir sur des canalisations collectives et des dérivations individuelles qui ne font pas partie des ouvrages concédés pour réaliser des dépannages ou des mises en sécurité provisoires. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution facture aux propriétaires de ces ouvrages les interventions réalisées et les met en demeure de réaliser les travaux nécessaires.

Les réfections, les modifications ou suppressions des canalisations collectives et des dérivations individuelles rendues nécessaires par des travaux exécutés dans un immeuble sans lien avec le service public de la distribution d'électricité sont à la charge de celui qui fait exécuter les travaux.

### C) Branchements provisoires

Le gestionnaire du réseau de distribution alimente provisoirement selon les dispositions en vigueur les installations pour lesquelles une demande de ce type est formulée conformément aux modalités prévues à cet effet par les catalogues des prestations en vigueur. Le point de livraison est placé au plus près du réseau concédé ; les installations situées en aval du disjoncteur sont des installations intérieures au sens de l'article 31 du présent cahier des charges.

## **Article 30 — Contribution des tiers aux frais des raccordements sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution**

Les règles applicables à la contribution due au titre de l'opération de raccordement sont précisées aux articles L. 342-6 et suivants du code de l'énergie. Le montant de cette contribution est calculé sur la base des coûts de l'opération de raccordement de référence et en application du barème de raccordement conformément à l'arrêté du 28 août 2007.

## **Article 31 — Installations intérieures - Postes de livraison et/ou de transformation**

### A) Installations intérieures

L'installation intérieure commence :

- en haute tension, inclusivement aux isolateurs d'entrée du poste de livraison ou de transformation, dans le cas de desserte aérienne, et immédiatement à l'aval des bornes des boîtes d'extrémité des câbles dans le cas de desserte souterraine. Lorsqu'il y a raccordement direct à un poste de coupure du distributeur ou aux barres haute tension d'un poste de transformation de distribution publique, l'installation du client commence aux bornes amont incluses du sectionneur de la dérivation propre au client ;

- en basse tension, immédiatement à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur pour les fournitures sous faible puissance, conformément au A) de l'article 29 du présent cahier des charges, et aux bornes de sortie de l'appareil de sectionnement installé chez le client pour les fournitures sous moyenne puissance.

Les installations intérieures sont exécutées et entretenues aux frais du propriétaire ou du client ou de toute personne à laquelle aurait été transférée la garde desdites installations.

*☞ S'agissant des installations intérieures, l'article 44 du décret-loi du 30 octobre 1935 précise que : « Le bailleur ne peut s'opposer à l'installation de l'énergie électrique aux frais et pour l'usage du locataire. » L'article L. 641-10 du code de la construction et de l'habitation précise que : « Le prestataire et le propriétaire des locaux réquisitionnés ne peuvent s'opposer à l'exécution par le bénéficiaire, aux frais de celui-ci, des travaux strictement indispensables pour rendre les lieux propres à l'habitation, tels que l'installation de l'eau, du gaz et de l'électricité [...] ».*

En aucun cas le gestionnaire du réseau de distribution n'encourra de responsabilité en raison des défauts des installations du client qui ne seraient pas du fait dudit gestionnaire du réseau de distribution.

## B) Postes de livraison et/ou de transformation des clients

Les postes de livraison et de transformation des clients alimentés en haute tension seront construits conformément aux règlements et aux normes en vigueur, aux frais des clients dont ils resteront la propriété. La maintenance, les contrôles réglementaires et le renouvellement de ces postes sont à la charge des clients.

*☞ Il s'agit des normes NF C13-100, 13-101, 13-102 et 13-103 relatives aux règles d'installation des postes de livraison d'énergie électrique à un utilisateur, alimentés sous une tension nominale comprise entre 1 et 33 kV.*

Les plans et spécifications du matériel sont soumis à l'agrément du gestionnaire du réseau de distribution avant tout commencement d'exécution.

Toutefois la fourniture et le montage de l'appareillage de mesure et de contrôle sont assurés comme spécifié à l'article 33 du présent cahier des charges.

## C) Mise sous tension

Pour assurer la sécurité de l'opération de mise en service pour le client et les tiers, le gestionnaire du réseau de distribution vérifie, avant la première mise sous tension des installations du client, que ce dernier dispose d'une attestation de la conformité desdites installations à la réglementation et aux normes en vigueur.

*☞ Les modalités du contrôle et de l'attestation de conformité des installations électriques intérieures aux règlements et normes de sécurité en vigueur sont fixées par les articles D. 342-18 et suivants du code de l'énergie et les arrêtés pris pour leur application.*

## D) Mise hors tension des postes de livraison et installations des clients

La mise hors tension des postes de livraison, de transformation ou des installations intérieures est exécutée par le gestionnaire du réseau de distribution aux frais du demandeur ou de l'utilisateur présumé.

*☞ L'article R. 323-35 du code de l'énergie précise les modalités de mise hors tension des ouvrages laissés en déshérence.*

## **Article 32 — Surveillance du fonctionnement des installations des clients raccordées aux ouvrages concédés**

A) Les installations et appareillages des clients raccordés aux ouvrages concédés doivent fonctionner en sorte :

- de ne pas compromettre la sécurité des personnes et des biens,
- d'éviter des troubles dans l'exploitation des installations des autres clients et des réseaux concédés,
- d'empêcher l'usage illicite ou frauduleux de l'énergie électrique.

L'énergie n'est en conséquence soutirée ou injectée sur le réseau que si les installations et appareillages des clients fonctionnent conformément à la réglementation et aux normes applicables à ces fins ou, en l'absence de telles dispositions, respectent les tolérances retenues par le gestionnaire du réseau de distribution. Ces tolérances concernent notamment la tension ou les taux de courants harmoniques, les niveaux de chutes de tension et de déséquilibres de tension et sont accessibles sur simple demande.

B) En ce qui concerne les moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau, le client ne pourra mettre en œuvre de tels moyens qu'avec l'accord préalable et écrit du gestionnaire du réseau de distribution sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, sur les modalités d'exploitation de la source de production et sur la conformité du dispositif de comptage en place. Dans certains cas, le remplacement ou la modification du dispositif de comptage peuvent s'avérer nécessaires avant la mise en œuvre par le client de moyens de production. Ce remplacement ou cette modification sont effectués à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution.

Pour le cas où le client entend injecter tout ou partie de l'énergie électrique produite par ses installations, il lui appartient de se rapprocher du gestionnaire du réseau de distribution pour définir avec lui les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le réseau.

Lorsque les installations du client comportant des moyens de production d'énergie électrique susceptibles d'être couplés au réseau n'injectent pas d'énergie sur ce dernier, celles-ci ne pourront être mises en service que si elles ne portent pas atteinte à la sécurité des personnes et des biens et n'apportent aucun trouble au fonctionnement du réseau.

Le client a l'obligation d'informer le gestionnaire du réseau de distribution au moins un mois avant leur mise en service par courrier postal ou électronique pour les installations dont la puissance est inférieure à 36 kVA et au moins trois mois avant leur mise en service par lettre recommandée avec demande d'avis de réception pour les installations dont la puissance est supérieure à 36 kVA ou raccordées en HTA, des moyens de production raccordés à ses installations, de leurs caractéristiques et de toute modification ultérieure de ceux-ci.

C) Eu égard aux objectifs ci-dessus définis, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à vérifier ou à faire vérifier les installations du client avant la mise en service de celles-ci et ultérieurement autant que de besoin. Si les installations sont reconnues défectueuses ou si le client s'oppose à leur vérification, le concessionnaire pourra refuser de livrer l'énergie électrique ou interrompre cette livraison. Il pourra de même refuser d'accueillir toute injection d'énergie par des installations de production ne respectant pas les conditions définies ci-dessus.

En cas de désaccord sur les mesures à prendre en vue de faire disparaître toute cause de trouble dans le fonctionnement général du réseau, le différend sera soumis à l'autorité concédante au titre de sa mission de contrôle des ouvrages. A défaut d'accord dans un délai de dix jours, celui-ci pourra être porté à la connaissance du Préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

De même, en cas d'injonction émanant de l'autorité de police compétente ou d'une juridiction statuant en référé, de danger grave et immédiat, de trouble causé par un client dans le fonctionnement de la distribution ou d'usage illicite ou frauduleux, le gestionnaire du réseau de distribution aura les mêmes facultés de refus ou d'interruption.

### **Article 33 — Appareils de mesure et de contrôle**

Les appareils de mesure et de contrôle des éléments concourant à la facturation de l'énergie électrique et à l'équilibrage des flux sont d'un modèle répondant aux exigences de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique comprennent notamment :

- un compteur d'énergie active ainsi que d'éventuels dispositifs additionnels nécessaires à la mise en œuvre prévue dans la réglementation ;
  - dispositifs liés à la mesure en fonction de la puissance demandée par le client (transformateurs de mesure par exemple) ;
  - dispositifs de communications utilisés par le gestionnaire du réseau de distribution pour mettre à disposition les services prévus par la réglementation ;
  - dispositifs de limitation ou de contrôle de la puissance ;

- dispositifs complémentaires nécessaires à la mise en œuvre de certaines tarifications (relais, horloges par exemple).
- en substitution à certains matériels ci-dessus, les dispositifs de comptage mis en place en application des articles R. 341-4 et suivants du code de l'énergie dans le respect des objectifs et conditions fixés par la réglementation.

Le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre, dans les conditions prévues par la réglementation, des dispositifs permettant aux fournisseurs d'énergie de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs du réseau à limiter leur consommation dans les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

*☞ Les articles R. 341-4 et suivants, complétés notamment par un arrêté du 4 janvier 2012 et une délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 juillet 2014, précisent les fonctionnalités de ces dispositifs de comptage évolués et les modalités de leur déploiement.*

## A) Basse tension

En basse tension, les compteurs électriques sont installés et périodiquement vérifiés sous la responsabilité du gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active. Il en est de même pour les autres appareils de mesure et de contrôle, y compris les dispositifs additionnels de communication ou de transmission d'information répondant directement au même objet, ainsi que leurs accessoires (tableau de support, dispositif de fixation et de scellement, etc.).

Ces instruments sont entretenus et renouvelés par ses soins et font partie du domaine concédé.

Les appareils de mesure et de contrôle mis en œuvre pour la tarification et la facturation de l'énergie électrique sont scellés par le gestionnaire du réseau de distribution. Ceux de ces appareils qui appartiendraient aux clients à la signature du présent cahier des charges continuent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, à rester leur propriété, l'entretien de ces appareils étant à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé.

Les compteurs, ainsi que les dispositifs additionnels et accessoires, sont normalement installés en un ou des emplacements appropriés, choisis d'un commun accord entre le client et le gestionnaire du réseau de distribution. Le client devra veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils.

En cas de renouvellement, le nouveau compteur est posé en lieu et place du compteur existant sans modification de l'installation intérieure.

*☞ Les prescriptions relatives à l'emplacement du compteur et à sa fixation sur un « panneau de comptage » sont précisées par la norme NF C 14-100.*

## B) Haute tension

Pour les clients alimentés en haute tension, les appareils de mesure et de contrôle sont fournis, posés, réglés, scellés et périodiquement vérifiés par le gestionnaire du réseau de distribution, conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.

Ceux de ces appareils qui appartiennent aux clients à la signature du présent cahier des charges restent, sauf convention contraire avec le gestionnaire du réseau de distribution, leur propriété et l'entretien de ces appareils est à leur charge. Toutefois, lorsque ces appareils sont renouvelés, le gestionnaire du réseau de distribution fournit et pose de nouveaux instruments qui sont intégrés au domaine concédé, à l'exception des transformateurs de mesure pour les comptages placés sur la haute tension.

Dans le cas où le comptage est placé sur la haute tension, les transformateurs de mesure sont fournis, posés et changés, en accord avec le gestionnaire du réseau de distribution, par le client et restent sa propriété.

Les conditions de pose, descellement, d'entretien et, s'il y a lieu, de location des appareils de mesure, sont définies dans le contrat que le client signe avec le gestionnaire du réseau de distribution.

## **Article 34 — Vérification des appareils de mesure et de contrôle**

Les agents qualifiés du gestionnaire du réseau de distribution doivent avoir accès, à tout moment, aux appareils de mesure et de contrôle.

Le gestionnaire du réseau de distribution peut procéder à la vérification des appareils de mesure et de contrôle chaque fois qu'il le juge utile.

*⚡ Le contrôle des instruments de mesure est régi par le décret n°2001-387 du 3 mai 2001 dont l'article 35 traite du contrôle des instruments par leur détenteur. Les modalités de ce contrôle sont définies par l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie électrique active.*

Les clients ont de même le droit de demander la vérification de ces appareils soit par le gestionnaire du réseau de distribution, soit par un expert désigné d'un commun accord ; les frais de vérification sont à la charge du client, dans les conditions prévues aux catalogues de prestations du gestionnaire du réseau de distribution, si le compteur est reconnu exact, dans la limite de la tolérance réglementaire.

L'autorité concédante peut signaler au gestionnaire du réseau de distribution des appareils de comptage dont elle estime qu'ils pourraient présenter une défaillance. Le gestionnaire du réseau de distribution procède à des vérifications, apporte les mesures correctives qu'il juge utiles et en informe l'autorité concédante.

Dans tous les cas, un défaut d'exactitude ne sera pris en considération que s'il dépasse la limite de tolérance réglementaire.

Les compteurs déposés doivent faire l'objet d'une vérification avant réutilisation.

*⚡ Cette vérification est réalisée conformément aux dispositions de l'arrêté du 1<sup>er</sup> août 2013 relatif aux compteurs d'énergie active.*

Lorsqu'une erreur est constatée dans l'enregistrement des consommations, une rectification est effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution dans les limites autorisées par les textes applicables en matière de prescription et de consommation. La période à corriger commence à la date à laquelle le concessionnaire a pu constater pour la dernière fois le bon fonctionnement du dispositif de comptage et se termine à la date à laquelle le matériel défectueux ou détérioré est remplacé. Pendant la période définie ci-dessus où ces appareils auront donné des indications erronées, les quantités d'énergie livrées seront déterminées par comparaison avec les consommations des périodes antérieures similaires au regard de l'utilisation de l'électricité ou à défaut, par comparaison avec des sites présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

*⚡ Conformément à l'article L. 224-11 du code de la consommation, aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.*

## **Article 35 — Niveaux de qualité, nature et caractéristiques de l'énergie livrée**

### **A) Niveaux de qualité de l'énergie livrée**

Le gestionnaire du réseau de distribution doit assurer une desserte en électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

Les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par le gestionnaire du réseau de distribution sont définis par la réglementation en vigueur.

*⚡ Les niveaux de qualité sont fixés par la section 1 du chapitre II du titre II du livre III de la partie réglementaire du code de l'énergie et par l'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie.*

Si les niveaux de qualité ne sont pas atteints en matière d'interruptions d'alimentation imputables au réseau public de distribution, sur demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution remet entre les mains d'un comptable public une somme qui lui sera restituée après constat du rétablissement du niveau de qualité.

*☞ Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par le décret n°2016-1128 du 17 août 2016 relatif à la consignation en cas de non-respect du niveau de qualité en matière d'interruption de l'alimentation en électricité.*

De plus, des valeurs repère en matière de niveaux de qualité sont définies dans le schéma directeur d'investissements, lequel sera décliné dans des programmes pluriannuels d'investissement, mentionnés à l'article 11 du présent cahier de charges.

Par ailleurs, dans les conditions définies par la législation, les tarifs d'utilisation des réseaux peuvent comporter des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager le gestionnaire du réseau de distribution à améliorer sa performance, notamment en ce qui concerne la qualité.

*☞ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.*

## B) Nature et caractéristiques de l'énergie livrée

Les engagements du gestionnaire du réseau de distribution vis-à-vis des clients concernant la nature et les caractéristiques de l'énergie livrée sont fixés dans les contrats permettant l'accès au réseau public de distribution, dans le respect de la réglementation en vigueur.

1°) En haute tension, l'électricité est livrée sous forme de courant alternatif triphasé, à la fréquence nominale fixée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et sous une tension nominale de [20 000 volts].

*☞ La fréquence nominale de la tension au point de livraison est de 50 Hz. Le gestionnaire de réseau de distribution s'engage sur la fréquence de la tension conformément à la norme NF EN 50160.*

Les tolérances de variation de la tension autour de la valeur nominale ci-dessus sont les suivantes :

- la valeur de la tension fixée dans chaque contrat conclu avec un client pour l'accès au réseau public de distribution (ci-après : « tension contractuelle ») ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la tension nominale ;
- la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle.

*☞ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.*

*La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.*

En haute tension, le gestionnaire du réseau de distribution prend également à l'égard des clients, des engagements concernant la continuité et la qualité de l'onde de tension. Ils comportent des seuils de tolérance qui peuvent être personnalisés dans les conditions prévues aux contrats d'accès au réseau :

- en-deçà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé non responsable des dommages survenant chez les clients, du fait d'interruptions ou de défauts dans la qualité de la fourniture ;
- au-delà desquels le gestionnaire du réseau de distribution est présumé responsable des dommages visés et tenu d'indemniser les clients à hauteur des préjudices effectivement subis par ces derniers, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie - indépendantes de la volonté ou de l'action du gestionnaire du réseau de distribution et non maîtrisables en l'état des techniques - caractérisant un régime d'exploitation perturbé. Les modalités financières sont précisées dans les contrats des clients.

*☞ Les engagements pris ou susceptibles d'être ainsi souscrits par le gestionnaire du réseau de distribution concernent :*

- les coupures pour travaux sur le réseau public de distribution ;
- les interruptions suite à incident ;
- les variations rapides de la tension (papillotement) ;
- le déséquilibre de la tension.

Les engagements sur la qualité de l'onde sont basés sur la norme NF EN 50160 « Caractéristiques de la tension fournie par les réseaux publics de distribution » qui définit, décrit et spécifie, au point de livraison de l'utilisateur du réseau, les caractéristiques principales de tension fournie par un réseau public basse tension, moyenne tension et haute tension AC dans des conditions normales d'exploitation.

2°) L'électricité est livrée en basse tension sous forme de courant monophasé, ou triphasé, alternatif avec une fréquence de la tension conforme aux exigences fixées au 1°), et avec une tension conforme aux textes réglementaires et normatifs relatifs aux tensions nominales en basse tension des réseaux de distribution d'énergie électrique.

*⚡ L'arrêté du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, pris en application des articles D. 322-1 et suivants du code de l'énergie, a fixé la tension pour les livraisons en basse tension, à 230 volts en monophasé, c'est-à-dire entre l'une quelconque des trois phases et le neutre, et à 400 volts en triphasé, c'est-à-dire entre deux quelconques des trois phases. L'arrêté précité prescrit que la tension efficace au point de livraison, moyennée sur dix minutes, doit être au moins égale à 90% de la tension nominale, sans pouvoir excéder 110% de la tension nominale.*

*La norme NF EN 50160 précise les conditions de mesure et la norme NF EN 61000-4-30 la méthode de mesure.*

En basse tension, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à mettre tous les moyens en œuvre en vue d'assurer la disponibilité du réseau public de distribution pour acheminer l'électricité jusqu'au point de livraison du client, sauf dans les cas qui relèvent de la force majeure ou de circonstances exceptionnelles au sens de l'article D. 322-1 du code de l'énergie.

## **Article 36 — Continuité de service**

Le gestionnaire du réseau de distribution est tenu de prendre les dispositions appropriées pour acheminer l'énergie électrique dans les conditions de continuité et de qualité définies par l'article 35 ci-dessus et par les textes réglementaires en vigueur, afin de concilier les besoins des clients, les aléas inhérents à l'exploitation du réseau et la nécessité pour le gestionnaire du réseau de distribution de faire face à ses charges.

*⚡ Les modalités d'application de ces dispositions prévues à l'article L. 322-12 du code de l'énergie sont fixées par des dispositions réglementaires, notamment par les articles D. 322-2 et suivants du code de l'énergie relatifs aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.*

Les conditions de qualité et de continuité de l'onde électrique sont précisées dans les contrats des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution a toutefois la faculté d'interrompre le service pour toutes opérations d'investissement dont lui ou l'autorité concédante est maître d'ouvrage, de mise en conformité ou de maintenance du réseau concédé, ainsi que dans le cadre de manœuvres liées au dépannage, aux opérations de délestage en regard de conditions d'exploitation contrainte, de l'injonction d'une autorité ou lors de réparations urgentes que requiert le matériel. Le gestionnaire du réseau de distribution s'efforce alors de réduire ces interruptions au minimum, notamment par l'utilisation des possibilités nouvelles offertes par le progrès technique, et de les situer, dans toute la mesure compatible avec les nécessités de l'exploitation, aux dates et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible aux clients.

En basse tension, lorsque des interventions programmées, et donc non urgentes, sur le réseau sont nécessaires, les dates, heures et durées prévisibles de ces interruptions sont portées au moins trois jours à l'avance à la connaissance de l'autorité concédante, du maire intéressé et des clients, par voie de presse, d'affichage et, dans toute la mesure du possible, d'information individuelle.

En haute tension, lorsque les travaux ne présentent pas un caractère d'urgence, le gestionnaire du réseau de distribution prend contact avec les clients concernés raccordés en haute tension en soutirage afin de déterminer d'un commun accord la date de réalisation des travaux. Le gestionnaire du réseau de distribution informe le client de la date, de l'heure et de la durée des coupures, au moins 10 jours ouvrés avant la date de réalisation effective des travaux.

Les contrats des clients mentionnent ces engagements, ainsi que les modalités de programmation des interruptions.

Dans les circonstances exigeant une intervention immédiate, le gestionnaire du réseau de distribution est autorisé à prendre d'urgence les mesures nécessaires. Il en avise, dans la mesure du possible, le maire intéressé, l'autorité concédante et le service du contrôle désigné par celle-ci.

## **Article 37 — Modification des caractéristiques de l'énergie livrée**

En application du principe d'adaptabilité à la technique, le gestionnaire du réseau de distribution a le droit de procéder aux travaux de changement de tension ou de nature de l'énergie distribuée en vue d'augmenter la capacité des réseaux existants, de les rendre conformes aux normes prescrites par les textes réglementaires en vigueur ou de les exploiter aux tensions normalisées fixées par ceux-ci.

*☞ Il s'agit des textes déjà cités en commentaire de l'article 35 ci-dessus.*

Les travaux concernant lesdites modifications sont portés à la connaissance de l'autorité concédante et des clients intéressés six mois au moins avant leur commencement.

Si le gestionnaire du réseau de distribution vient à modifier à un moment quelconque les caractéristiques du courant alternatif livré à un client, il prend à sa charge les frais de modification des appareils et des installations consécutifs à ce changement sous les réserves suivantes :

### **A) En basse tension**

1°) Les clients supportent la part des dépenses qui correspond à la mise en conformité de leurs installations intérieures avec les textes réglementaires en vigueur lors du changement de tension et de leurs appareils électriques, dans la mesure où ce renouvellement n'est pas la conséquence du changement de nature de l'énergie, mais est rendu nécessaire par l'état de leurs installations ou de leurs appareils.

2°) Les clients peuvent obtenir la modification ou, éventuellement, l'échange de leurs appareils électriques:

- s'il s'agit d'appareils utilisés conformément aux règles en vigueur, en service régulier et en bon état de marche,
- si ces appareils ont été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution lors du recensement effectué par ses soins,
- si la puissance totale des appareils à modifier ou à échanger est en harmonie avec la puissance souscrite des clients.

En cas d'échange d'appareils convenu d'un commun accord, le gestionnaire du réseau de distribution fournit aux clients de nouveaux appareils et devient propriétaire des anciens. Il prend à sa charge le remplacement des appareils par des appareils équivalents. En cas de remplacement d'appareils anciens par des appareils neufs, le gestionnaire du réseau de distribution peut demander aux clients une participation tenant compte de la plus-value de l'appareil par rapport à l'appareil usagé.

### **B) En haute tension**

Les clients supportent la part des dépenses qui correspond soit à la mise en conformité de leurs installations avec les règlements qui auraient dû être appliqués avant la transformation du réseau, soit à un renouvellement normal anticipé de tout ou partie des installations. La plus-value correspondant à ce renouvellement peut toutefois être payée, si le client le demande, par annuités pendant la durée normale restant à courir pour l'amortissement des installations rendues inutilisables par le changement de tension et sans majoration pour les intérêts.

Sont à la charge du gestionnaire du réseau de distribution les modifications à apporter aux appareils électriques ou le remplacement de ces appareils par des appareils équivalents, notamment du point de vue de leur état de fonctionnement, à condition que ces appareils aient été régulièrement déclarés au gestionnaire du réseau de distribution au cours du recensement préalable à la modification et que la puissance totale desdits appareils ne soit pas disproportionnée avec la puissance souscrite par le client.

## **Article 38 — Gestion de crise affectant le réseau**

Une situation de crise se caractérise par la survenance d'un évènement qui porte atteinte directement ou indirectement et de façon significative à l'intégrité et à la sécurité des personnes et des biens ou qui entrave le fonctionnement du service public de distribution d'électricité, sur un large périmètre ou une durée longue.

Le gestionnaire du réseau de distribution prévoit les mesures nécessaires au maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population lors des situations de crise. Le niveau de satisfaction de ces besoins est fixé en fonction de la vulnérabilité de certains groupes de populations, des caractéristiques du service ou du réseau concerné et du degré constaté de défaillance du réseau. Les critères de définition des populations vulnérables et le niveau spécifique de satisfaction de leurs besoins sont précisés, en tant que de besoin, par arrêté conjoint des ministres en charge de la santé, de la sécurité civile et de l'énergie.

*✎ En application de l'article L. 732-1 et des articles R. 732-1 et suivants du code de la sécurité intérieure.*

Le gestionnaire du réseau de distribution prend notamment des mesures pour protéger les installations contre les risques, agressions et menaces prévisibles et alerter sans délai l'autorité compétente de l'imminence ou de la survenue d'une défaillance grave de ses installations susceptible de porter atteinte à la continuité du service.

Il élabore en outre un plan interne de crise qui permet d'assurer le plus rapidement possible une distribution adaptée du service permettant la satisfaction des besoins prioritaires de la population en cas de situation de crise.

Lorsque sur le territoire de la concession, les conditions normales d'exploitation ne peuvent plus être assurées en raison d'une situation de crise, le gestionnaire du réseau de distribution met en œuvre une organisation et des ressources dédiées dans le cadre d'un dispositif de gestion de crise adapté à la situation.

En particulier, le gestionnaire du réseau de distribution met en place une plate-forme d'appel réservée à l'autorité concédante et aux collectivités locales. Le cas échéant, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de tout dispositif particulier d'information et d'assistance mis en œuvre au niveau des communes touchées par la situation de crise et communique le nom et les coordonnées des agents du concessionnaire dédiés, pendant la gestion de la crise, aux mairies concernées.

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de façon régulière de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Il en informe également le préfet. Lorsque l'ampleur de la crise conduit le préfet à mettre en place une Cellule Opérationnelle Départementale (COD), le gestionnaire du réseau de distribution désigne un représentant qu'il met à la disposition de cette cellule.

*✎ En application de l'article L. 732-2 du code de la sécurité intérieure.*

A chaque révision du plan ORSEC initiée par le représentant de l'Etat compétent, le gestionnaire du réseau de distribution réalise une étude des conditions dans lesquelles il satisfait aux obligations qui lui sont fixées en matière de maintien de la satisfaction des besoins prioritaires de la population, en fonction de l'évolution des risques et menaces auxquels la population est exposée. Cette étude est soumise pour avis à l'assemblée délibérante de l'autorité concédante, ainsi qu'aux maires des communes concernées.

*✎ En application des articles R. 732-3 et suivants du code de la sécurité intérieure sur les besoins prioritaires de la population et aux mesures à prendre par les exploitants d'un service destiné au public lors de situations de crise.*

En tant que de besoin, les programmes pluriannuels mentionnés à l'article 11 du présent cahier des charges font l'objet d'une mise à jour concertée en conséquence.

## **Article 39 — Conditions de service aux clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à assurer dans les meilleures conditions un service public de qualité aux clients de la concession.

### **A) Accueil des clients**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose différents moyens d'accès à ses services afin d'offrir aux clients une relation adaptée à leurs attentes. Il s'attache à enrichir ces moyens d'accès en tenant compte des progrès de la technique.

*☞ L'offre du fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'inscrit dans une logique « multi-canal » pour permettre aux clients de joindre ses services, à la date de signature du présent contrat, par téléphone, via les sites internet, les applications mobiles ou encore dans ses points d'accueil dont les jours et heures d'ouverture sont précisés sur son site internet.*

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients les conseillers de ses centres de relation clients qui fonctionnent de façon maillée sur la zone de desserte nationale du concessionnaire.

*☞ A la date de signature du présent contrat, tous les centres de relation clients du fournisseur aux tarifs réglementés de vente sont localisés en France.*

Il informe les clients de ses obligations au titre des tarifs réglementés de vente, notamment en portant à leur connaissance les conditions générales de vente et leurs modifications, mentionnées à l'article 27 du présent cahier des charges.

*☞ Les conditions générales de vente sont accessibles sur le site internet du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.*

### **B) Informations et conseils aux clients**

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'attache à fournir aux clients une information objective et à leur proposer, lors de la mise en service de leur installation et à tout moment, à leur demande, une offre adaptée à leurs besoins.

*☞ Lors de la conclusion du contrat, sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente le conseille sur le tarif à souscrire pour son point de livraison. En cours de contrat, le client peut contacter le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente s'engage à répondre à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.*

En particulier, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe les demandeurs souhaitant souscrire une puissance inférieure ou égale à 36 kVA de leur droit à une offre de fourniture d'électricité basée sur un tarif réglementé de vente.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à la disposition des clients équipés d'un compteur communicant les informations prévues à l'article L. 224-9 du code de la consommation selon les modalités définies par le décret prévu pour son application.

*☞ Pour les clients non équipés d'un compteur communicant, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met à leur disposition un bilan annuel de leurs consommations et de leurs factures, si les données sont disponibles sur une année pleine. Ce bilan est transmis aux clients avec leur facture soit par voie postale, soit par voie électronique s'ils ont opté pour la facture électronique.*

*Ce bilan s'articule autour de quatre contenus :*

- le bilan des factures exprimé en euros ;
- le bilan des consommations exprimées en kWh ;
- des analyses de consommation :
  - o évolutions des consommations dans le temps,
  - o comparaison de la consommation à celle de foyers similaires sur la période,
  - o analyse de l'utilisation des Heures Creuses pour les clients HC/HP sur la période,
  - o répartition estimée de la consommation par usages.
- des conseils éco-gestes.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente accompagne les clients pour leur permettre de prendre pleinement part à la transition énergétique, faire des économies d'énergie et modérer leur facture, selon les modalités précisées au chapitre III du présent cahier des charges.

Il aide les clients rencontrant des difficultés de paiement à analyser leur consommation de manière personnalisée, les conseille sur les modalités de paiement les plus adaptées, les informe sur les aides et les oriente, le cas échéant, vers les services adéquats.

S'agissant des clients en situation de précarité énergétique, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente met en œuvre les dispositions prévues à l'article 22 du chapitre III du présent cahier des charges.

### C) Modalités de contractualisation et de résiliation

Toute livraison d'énergie électrique est subordonnée à la passation d'un contrat entre le fournisseur aux tarifs réglementés de vente et le client pouvant bénéficier d'un tarif réglementé de vente, dans les conditions définies par la réglementation.

*☞ Conformément aux articles L.224-1 et suivants du code de la consommation.*

Les contrats souscrits avec les clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente alimentés en haute tension fixent les modalités de la relève des quantités d'électricité acheminées et de la facturation de l'utilisation du réseau.

Le client demeure personnellement responsable des obligations nées de son contrat, notamment du paiement des factures, jusqu'à la date effective de sa résiliation, et ce sans préjudice des obligations des personnes tenues solidairement au paiement.

### D) Modalités de facturation et de paiement

Les modalités de facturation et de paiement sont établies par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans le respect de la réglementation.

*☞ A la date de signature du présent contrat, conformément à l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel à leurs modalités de paiement et aux conditions de report ou de remboursement des trop-perçus.*

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des rythmes de facturation adaptés à leurs besoins, précisés dans les conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pourra élargir sa proposition de rythmes de facturation dans le cadre du déploiement des compteurs communicants.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose aux clients des modalités de paiement souples et personnalisées qui sont précisées dans les conditions générales de vente, en enrichissant la gamme d'offres de règlement.

*☞ A la date de signature du présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente propose les modalités suivantes en encourageant les modalités dématérialisées :*

- le prélèvement automatique,
- le télé-règlement,
- la carte bancaire,
- le chèque,
- le TIP,
- en espèces dans les bureaux de poste.

Le chèque énergie est un titre de paiement accepté par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente dans les conditions prévues par la loi.

*☞ Conformément à l'article L.124-1 du code de l'énergie.*

En cas de retard dans le règlement des factures, des pénalités sont exigibles par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients conformément aux conditions générales de vente annexées au présent cahier des charges.

En cas de régularisation importante de facture, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut proposer aux clients des solutions d'échelonnement de paiement adaptées aux situations.

En cas de non-paiement des sommes qui lui sont dues par le client dans le délai défini par les conditions générales de vente annexées au présent contrat, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente peut réduire ou interrompre la livraison d'électricité après en avoir informé le client, conformément à la réglementation en vigueur.

⚡ Il existe plusieurs hypothèses où, conformément à une disposition légale, l'interruption de la fourniture ne peut être réalisée par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, nonobstant le non-paiement des sommes dues :

- le juge accorde au client conformément aux dispositions de l'article 1343-5 du code civil, un délai de paiement de sa dette ;

- une procédure de règlement judiciaire est engagée à l'encontre d'un client relevant de l'une des catégories mentionnées à l'article L. 631-2 du code de commerce ;

- le client bénéficie des dispositions des articles L. 712-1 et R. 712-1 et suivants du code de la consommation relatives à la procédure devant la commission de surendettement des particuliers ;

- le client a déposé, dans les conditions fixées par l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles et du décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau modifié, un dossier de demande d'aide auprès de l'organisme gestionnaire du Fonds de solidarité pour le logement (FSL), dans l'attente que celui-ci se prononce ;

- conformément à l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles, entre 1<sup>er</sup> novembre de chaque année et le 31 mars de l'année suivante.

## **Article 40 — Traitement des réclamations**

Toute réclamation adressée par les clients au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, quel que soit son mode de transmission (par exemple, téléphone, site internet ou courrier), donne lieu à une réponse du concessionnaire.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente maintiennent, chacun pour ce qui le concerne, un dispositif de traitement des réclamations pour apporter une réponse rapide aux attentes des clients.

Le gestionnaire du réseau de distribution répond aux clients dans les délais définis par la Commission de régulation de l'énergie.

⚡ Conformément à l'article L. 341-3 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances.

Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente organise le traitement des réclamations en instituant un premier niveau d'instance constitué par ses centres de relation client et une instance d'appel constituée par son service Consommateurs. Le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informe le client du délai de traitement de sa réclamation quand la réponse ne peut pas être apportée immédiatement par le centre de relation client. L'objectif du fournisseur aux tarifs réglementés de vente est d'apporter une réponse aux réclamations écrites des clients dans un délai de trente jours à compter de leur réception.

⚡ Le service Consommateurs est compétent sur la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente.

En complément de ce dispositif, les clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ainsi que les clients utilisateurs du réseau de distribution, ont la possibilité de solliciter le médiateur du concessionnaire.

⚡ Le médiateur du concessionnaire respecte les dispositions de l'ordonnance n° 2015-1033 du 20 août 2015 transposant en droit interne la directive du 21 mai 2013 sur le règlement extrajudiciaire des litiges de consommation.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente informent les clients de la faculté dont ils disposent de saisir le médiateur national de l'énergie, telle que prévue à l'article L. 122-1 du code de l'énergie.

⚡ Conformément à l'article L. 122-1 du code de l'énergie, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges entre les personnes physiques ou morales et les entreprises du secteur de l'énergie et de participer à l'information des consommateurs énergie sur leurs droits.

*La saisine du médiateur national de l'énergie :*

- *ne peut concerner que des litiges nés de l'exécution des contrats conclus par un consommateur non professionnel ou par un consommateur professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie ;*
- *doit faire suite à une réclamation écrite préalable du consommateur auprès du fournisseur ou du distributeur concerné, qui n'a pas permis de régler le différend dans le délai fixé à l'article R. 122-1 du code de l'énergie ;*
- *peut être exercée directement et gratuitement par le consommateur ou son mandataire.*

Le concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, indique sur toutes ses réponses aux réclamations reçues les recours possibles.

Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente rendent compte à l'autorité concédante des réclamations reçues et des réponses apportées au titre du présent article, au travers du compte rendu annuel d'activité prévu à l'article 44 du présent cahier des charges.

# CHAPITRE V

## TARIFICATION

### **Article 41 — Principes généraux régissant la tarification des fournitures aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente**

L'autorité concédante et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente adhèrent aux principes suivants :

- égalité de traitement : des fournitures ayant les mêmes caractéristiques doivent pouvoir bénéficier des mêmes options et opportunités tarifaires ;

☞ *Les caractéristiques à prendre en considération sont les suivantes :*

- période de mise à disposition ou d'utilisation de l'énergie ;
- puissance demandée ou mise à disposition et modulation de cette puissance selon ces périodes ;
- tension de raccordement ;
- consommation d'énergie réactive rapportée à la consommation d'énergie active ;
- durée des contrats.

- péréquation géographique des tarifs au plan national, le cas des îles non reliées électriquement au continent pouvant faire l'objet de dispositions spécifiques ;

- établissement des tarifs nationaux conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie. Ces modalités ne font pas obstacle à une concertation préalable entre le concessionnaire et les autorités concédantes par l'intermédiaire de leurs organisations les plus représentatives ;

☞ *Ces tarifs réglementés de vente font l'objet de propositions motivées de la Commission de régulation de l'énergie qui sont transmises aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. En l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions, la décision est réputée acquise et les tarifs sont publiés au Journal officiel.*

- publicité des prix appliqués pour la facturation des fournitures.

☞ *Les tarifs réglementés de vente sont consultables selon les modalités fixées par les conditions générales de vente.*

Afin de refléter au mieux la structure des coûts de production et de mise à disposition de l'électricité, il est établi un contrat pour chaque point de livraison : le fournisseur aux tarifs réglementés de vente n'est pas tenu d'appliquer plus d'un contrat à un même point de livraison, ni d'accorder un contrat regroupant des fournitures à un client recevant l'énergie en des points de livraison différents.

La tarification comporte, pour chaque contrat, une redevance annuelle d'abonnement et un ou des prix de l'énergie effectivement consommée, sauf dans le cas de fournitures particulières appelant un traitement de caractère forfaitaire.

Le montant annuel de l'abonnement d'une part, le ou les prix de l'énergie d'autre part, dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par le client,
- de la tension sous laquelle l'énergie est fournie,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année.

Le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité est déterminé par l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément d'approvisionnement qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

☞ *Conformément à l'article R. 337-19 du code de l'énergie.*

A la suite d'une évolution, les nouveaux tarifs seront applicables aux consommations relevées postérieurement à la date d'effet des nouveaux tarifs.

Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le fournisseur aux tarifs réglementés de vente décomptera ces consommations « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé

la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de la consommation.

Un tarif peut être mis en extinction ou supprimé.

Un tarif mis en extinction ne peut plus être proposé aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. A la même date, l'application d'un tarif mis en extinction ne peut plus être demandée par un client pour un nouveau contrat. La mise en extinction d'un tarif n'a pas d'effet sur les contrats en cours. Elle n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve le tarif en extinction tant qu'il ne demande pas de modification du tarif souscrit. Lorsque le client demande au fournisseur aux tarifs réglementés de vente une modification du tarif souscrit, il est informé qu'il perd le bénéfice de ce tarif en extinction.

Quand un tarif est supprimé, le client est informé dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression du tarif et est avisé de la nécessité de choisir un autre tarif parmi ceux en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression du tarif, la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision de suppression du tarif lui est appliquée.

## **Article 42 — Principes généraux régissant la tarification de l'utilisation du réseau public de distribution et les prestations annexes**

### A) Tarification de l'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution fait l'objet de décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie. Ces décisions sont élaborées et publiées dans les conditions prévues à l'article L. 341-3 du code de l'énergie.

Le ou les tarifs d'utilisation du réseau sont facturés par le gestionnaire de réseau de distribution au client ou au fournisseur de ce dernier.

Les tarifs sont conformes aux prescriptions réglementaires et dépendent notamment :

- de la puissance souscrite par l'utilisateur,
- de la tension sous laquelle l'énergie est livrée,
- du mode d'utilisation de ladite puissance au cours de l'année,
- des caractéristiques du transit de puissance sur le site (injection ou soutirage).

*☞ L'article L. 341-2 du code de l'énergie définit les principes généraux de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.*

En cas de changement de tarif, le nouveau tarif est applicable aux utilisateurs à la date prévue par la décision de la Commission de régulation de l'énergie. Si cette modification intervient entre deux relevés successifs, le gestionnaire de réseau de distribution facturera l'utilisation du réseau « prorata temporis » et déterminera forfaitairement par ce procédé la quantité afférente à la période antérieure à la fixation de la nouvelle valeur des prix et la quantité afférente à la période postérieure, les nouveaux prix ne devant être appliqués qu'à cette partie de l'énergie livrée.

### B) Tarification des prestations annexes du gestionnaire de réseau de distribution

Le gestionnaire de réseau de distribution peut proposer des prestations annexes aux clients, aux fournisseurs ou à toutes autres personnes physiques ou morales. La part de ces prestations non couverte par le tarif d'utilisation des réseaux de distribution est facturée à ces utilisateurs par le gestionnaire de réseau de distribution de manière non discriminatoire.

Les prestations ainsi proposées par le gestionnaire de réseau de distribution sont facturées selon les modalités indiquées dans les catalogues des prestations, décrits en annexe 6, validés par la Commission de régulation de l'énergie, que le gestionnaire de réseau de distribution rend publics, notamment sur son site internet : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr). Il communique également ces informations sur simple demande.

## CHAPITRE VI

### COMMUNICATION DES DONNEES RELATIVES A LA CONCESSION

#### **Article 43 — Inventaire des ouvrages**

A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit à l'autorité concédante un inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service dans les conditions prévues par la réglementation.

*☞ L'article D. 2224-45 du code général des collectivités territoriales prévoit que le contenu de l'inventaire et les délais de sa production sont arrêtés par le ministre chargé de l'électricité après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité.*

L'inventaire ainsi fourni est établi à la date d'arrêté des comptes du gestionnaire du réseau de distribution.

*☞ Les comptes du gestionnaire du réseau de distribution sont arrêtés et approuvés dans les conditions indiquées par l'article 225.68 du code de commerce.*

Sous réserve des dispositions réglementaires prévues ci-dessus, il comprend, pour ce qui concerne les ouvrages concédés :

- pour les ouvrages enregistrés nativement par commune :
  - un fichier de données techniques portant sur les longueurs totales de réseau en basse tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre) et en moyenne tension (en distinguant : aérien nu, aérien torsadé, souterrain, câbles en aluminium, câbles en cuivre, câbles à isolation synthétique), le nombre de postes de transformation HTA/BT (en distinguant : en immeuble, en cabine basse, en cabine haute, en préfabriqué, sur poteau), le nombre de transformateurs HTA-BT, le nombre d'appareils de comptage au sens des articles R. 341-4 à R. 341-8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics de d'électricité en distinguant les compteurs effectivement communicant ;
  - un fichier de données comptables détaillant par commune, pour chaque ouvrage ou chaque regroupement d'ouvrages, le mois et l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et le montant de la provision pour renouvellement ;
- pour les autres ouvrages :
  - un fichier détaillant, par nature d'ouvrage, l'année de mise en service, la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement, le montant de la provision pour renouvellement attachée. Sont concernés les branchements, colonnes montantes et appareils de comptage autres que ceux visés ci-dessus. Ils sont affectés au moyen de clés de répartition que le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à détailler et expliciter à la demande de l'autorité concédante.

Au titre de la mise en place progressive d'un suivi détaillé des branchements collectifs, le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à enregistrer la totalité des flux entrants (ouvrages nouvellement construits ou rénovés) dans un système d'information.

## **Article 44 — Contrôle et compte-rendu annuel d'activité**

A) L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. A cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

*☞ L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.*

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation.

Les principes de ce contrôle sont définis à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

B) Le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente communiquent à l'autorité concédante au plus tard le 1<sup>er</sup> juin de chaque année, un compte-rendu annuel d'activité retraçant l'exécution du contrat de concession au titre de l'année civile écoulée.

*☞ Le contenu et les modalités de communication du compte-rendu annuel d'activité sont conformes aux articles D. 2224-34 et suivants du code général des collectivités territoriales.*

Le compte-rendu annuel d'activité fait apparaître les éléments suivants :

1°) L'analyse de la qualité du service rendu aux clients de la concession

Celle-ci comporte les résultats afférents à la qualité du service rendu aux clients, au titre de chaque mission concernée et à la qualité de l'énergie distribuée au moyen d'indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé.

Ces indicateurs sont communiqués au périmètre de la concession, à l'exception de ceux relatifs à la qualité de l'énergie distribuée qui peuvent être communiqués à un périmètre plus précis.

Cette analyse comporte également une présentation des mesures prises par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente pour répondre aux exigences de qualité du service définies par la réglementation et le présent contrat.

Les informations de nature statistique sont communiquées, dans la mesure du possible, au périmètre de la concession. Par exception, celles de ces informations qui ne sont pas susceptibles de répartition sont communiquées à un périmètre plus large.

2°) Les informations relatives à la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé

La présentation de la politique d'investissement et de maintenance du réseau concédé comporte :

- d'une part, le compte rendu de la politique d'investissement et de développement du réseau concédé mentionné au I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, ce qui vaut, sauf demande expresse, transmission à l'autorité concédante de ce dernier compte-rendu ; ce compte-rendu identifiera les investissements menés par finalité ainsi que la localisation et le montant de ces opérations ;
- et, d'autre part, des éléments relatifs au gros entretien des ouvrages.

Ce compte-rendu annuel comprend des éléments prévisionnels relatifs aux investissements du gestionnaire du réseau de distribution mentionnés notamment à l'article 11 du présent cahier des charges, y compris les aspects liés à la répartition des investissements relatifs aux postes source desservant plusieurs concessions et aux raccordements des producteurs.

3°) Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession

1- Les éléments financiers d'exploitation de la concession comprennent, d'une part, les méthodes et les éléments de calcul retenus pour la détermination des produits et charges et, d'autre part :

- Au titre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, les rubriques de produits et de charges liées à l'exploitation courante de la concession :
  - les rubriques relatives aux produits d'exploitation sont : les recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie ; les recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes ; la production stockée et immobilisée ; les reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises ; les reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions, et le total des autres produits d'exploitation ;
  - les rubriques relatives aux charges sont : les charges d'exploitation (achats dont : accès au réseau amont et couverture de pertes ; charges de personnel ; redevances, impôts, taxes ; charges centrales et autres charges) et les charges calculées (dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du gestionnaire du réseau de distribution d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers, d'autre part ; autres amortissements ; dotations aux provisions relatives aux biens en concession ; autres dotations d'exploitation).

Ces rubriques sont présentées sous la forme d'un tableau qui reprend les postes d'un compte de résultat. Ce tableau mentionne également les produits et les charges exceptionnels.

- Au titre de la mission de fourniture aux tarifs réglementés de vente et établis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession bénéficiant de ces tarifs :
  - le chiffre d'affaires ;
  - les coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

Les informations sont communiquées au périmètre des clients de la concession raccordés au réseau public de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R. 337-18 du code de l'énergie.

2- Ces éléments d'exploitation s'accompagnent d'une présentation des perspectives d'évolution des grandes rubriques de charges et de produits ci-dessus dans le cadre tarifaire en vigueur.

#### 4°) La consistance du patrimoine concédé :

La présentation du patrimoine concédé, par catégories d'ouvrages, concerne les ouvrages dont l'autorité concédante est propriétaire en vertu du premier alinéa de l'article L. 322-4 du code de l'énergie.

Elle indique, pour chacune de ces catégories d'ouvrages, d'une part, leur valeur brute et sa variation annuelle, leur valeur nette comptable, leur valeur de remplacement et le montant des provisions pour renouvellement restant et, d'autre part, la synthèse des passifs spécifiques qui leur sont attachés, ainsi que leur durée d'amortissement.

Le tableau de variation des valeurs brutes fait apparaître pour l'exercice considéré les sorties d'actif, les sources de financement des ouvrages mis en service dans l'année, détaillant les apports financiers du concédant et des tiers, ainsi que les apports nets du gestionnaire de réseau de distribution.

La présentation de la synthèse des passifs spécifiques distingue les financements respectifs du concédant et du gestionnaire du réseau de distribution, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement.

#### 5°) Les évolutions juridiques, économiques, techniques ou commerciales notables :

Le compte rendu annuel d'activité explicite les évolutions d'ordre juridique, économique, technique ou commercial intéressant les activités concédées et leur prise en compte par le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente ayant des effets sur l'exploitation de la concession.

Il précise notamment l'évolution de l'organisation du gestionnaire du réseau de distribution et du fournisseur aux tarifs réglementés de vente, des services rendus aux clients de la concession et l'organisation de ces services pour le territoire de la concession.

La liste des indicateurs portant sur chacune des missions du service concédé à communiquer dans le compte-rendu annuel d'activité et, le cas échéant, leur périmètre de restitution sont précisés à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

## **Article 45 — Cartographie du réseau**

Une fois par an, dans le mois suivant la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau de distribution fournit gratuitement à celle-ci les plans du réseau en moyenne échelle (de précision inférieure à 1/1000<sup>ème</sup>) mis à jour de tout ou partie du réseau basse ou haute tension existant.

Cette mise à disposition est réalisée sous un format électronique compatible avec les systèmes d'information géographique usuels (format shape).

Ces plans de réseau contiennent des données cartographiques qui sont listées à l'annexe 1 du présent cahier des charges.

Cette mise à disposition peut être complétée, selon des modalités techniques et financières convenues entre les parties par des conventions spécifiques « moyenne échelle » et « grande échelle » définissant :

- pour la « moyenne échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques supplémentaires facilitant la coordination et l'accomplissement de leurs activités respectives de maîtrise d'ouvrage des travaux ;
- pour la « grande échelle », des échanges réciproques entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante de données cartographiques dans une démarche commune d'établissement, d'échange et de gestion des fonds de plans sur leurs chantiers respectifs, notamment dans le cadre des obligations liées au décret n° 2011-1241 du 5 octobre 2011 relatif à l'exécution des travaux à proximité de certains ouvrages souterrains, aériens ou subaquatiques de transport ou de distribution, mais également afin de faciliter la réalisation de leurs missions respectives ;

Dans le cas où l'autorité concédante est compétente en matière de gestion de banque de données urbaines au périmètre de la concession, celle-ci s'engage à mettre à disposition du gestionnaire du réseau de distribution les fonds de plan à grande échelle (de précision supérieure à 1/1000<sup>ème</sup>) géo-référencés qu'elle tient à jour, selon des modalités techniques et financières à convenir entre les parties dans une convention spécifique.

Dans l'hypothèse où cette base de données urbaine n'existe pas ou est incomplète, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante examineront ensemble les conditions de son établissement.

## **Article 46 — Pénalités**

En cas de non-production des documents prévus aux articles 43 à 45 ci-dessus dans les conditions qu'ils définissent et après mise en demeure par l'autorité concédante, par lettre recommandée avec accusé de réception, restée sans suite pendant quinze jours, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, chacun pour ce qui le concerne, versent à celle-ci une pénalité dont l'autorité concédante arrête le montant dans la limite de :

- pour le gestionnaire du réseau de distribution : un millionième du montant des recettes d'acheminement de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante ;
- pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : un millionième du chiffre d'affaires de la concession mentionné dans les éléments financiers d'exploitation du dernier compte-rendu annuel d'activité communiqué, par jour de retard à compter de la date d'expiration de la mise en demeure adressée par l'autorité concédante.

Les parties conviennent d'appliquer en lieu et place des modalités définies ci-dessus, à compter de leur entrée en vigueur, toutes dispositions réglementaires qui porteraient sur le régime des pénalités dues en cas de non-respect de ces mêmes obligations.

#### **Article 47 — Mise à disposition dématérialisée d'informations**

Dans l'année qui suit la signature du présent contrat, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente proposent, chacun pour ce qui le concerne, à l'autorité concédante un espace internet personnalisé et sécurisé permettant la mise à disposition de données relatives à la concession relevant du présent chapitre.

Ils mettent à disposition sur l'espace internet mentionné ci-dessus le compte rendu annuel d'activité mentionné au B) de l'article 44 ci-dessus dans le délai de trente jours suivant sa communication à l'autorité concédante, conformément à la réglementation.

# CHAPITRE VII

## TERME DE LA CONCESSION

### **Article 48 — Durée de la concession**

Sauf dispositions législatives contraires, la durée de la concession est fixée à 30 ans, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2020, sous réserve que l'autorité concédante ait accompli à cette date les formalités propres à rendre le contrat exécutoire. Elle assure par ailleurs le respect des obligations de publicité.

*⚡ Compte tenu de l'équilibre nécessaire entre les diverses dispositions du cahier des charges, et notamment celles créant des droits et obligations à la charge du concessionnaire, la durée de la concession est normalement comprise entre 25 et 30 ans.*

*Les conditions dans lesquelles le contrat deviendra exécutoire sont précisées à l'article L. 2131-1 du code général des collectivités territoriales.*

### **Article 49 — Renouvellement ou expiration de la concession**

Deux ans au moins avant le terme de la concession, les parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exécution du service public pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et pour la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés.

A) En cas de renouvellement de la concession au profit du concessionnaire les immobilisations concédées ainsi que les dettes et créances qui y sont attachées seront intégralement maintenues au bilan du concessionnaire. Les provisions antérieurement constituées par le concessionnaire en vue de pourvoir au renouvellement des ouvrages concédés, non utilisées à l'échéance du présent contrat, resteront affectées à des travaux sur le réseau concédé.

B) L'autorité concédante a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science. L'autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration.

L'autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans adressé au concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas mentionné au présent B) :

- le concessionnaire est tenu de remettre à l'autorité concédante les biens de retour de la concession définis à l'article 2 du présent cahier des charges en état normal de service. L'autorité concédante est subrogée vis-à-vis des tiers aux droits et obligations du concessionnaire,
- une indemnité est calculée, égale cumulativement :
  - à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
    - le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué<sup>7</sup> par référence au TMO,

---

<sup>7</sup> La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

⌘ Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

- et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'autorité concédante devra verser au concessionnaire.

Dans l'éventualité où le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le concessionnaire devra verser à l'autorité concédante.

- au montant des préjudices que le concessionnaire supporterait du fait de la fin de la concession fixé, en cas de désaccord entre les parties, par le juge du contrat.
- s'agissant des biens de reprise, l'autorité concédante aura la faculté de les reprendre en tout ou en partie, selon son choix, sans y être contrainte. La valeur des biens repris sera fixée à l'amiable ou à dire d'experts et payée au concessionnaire au moment de la prise de possession.

Les parties pourront choisir un expert unique. A défaut d'entente, il sera fait appel à trois experts, dont un désigné par chacune des parties ; un tiers expert sera désigné par les deux premiers ou, à défaut d'accord, par ordonnance du Président du Tribunal administratif compétent.

C) Les règlements correspondant à l'application des dispositions du présent article seront effectués dans les six mois qui suivront la fin de la concession. Tout retard dans le versement des sommes dues donnera lieu de plein droit, après mise en demeure, à des intérêts de retard conformément aux dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

## CHAPITRE VIII

### DISPOSITIONS DIVERSES

#### **Article 50 — Conciliation et contestations**

En cas de manquement aux obligations qui sont imposées au concessionnaire, au titre de l'une ou l'autre de ses missions, par le présent cahier des charges, un procès-verbal de constat pourra être fait par les agents du contrôle de l'autorité concédante. Il sera notifié au concessionnaire, sans préjudice des recours qui pourront être exercés contre le concessionnaire.

Avant l'engagement de toute procédure juridictionnelle, les parties conviennent que les contestations qui naîtraient entre elles concernant l'interprétation ou l'exécution du présent cahier des charges doivent donner lieu à une tentative de conciliation. A cette fin, les contestations doivent être :

- portées devant la Commission permanente de conciliation. Une fois saisie par la partie la plus diligente, cette Commission dispose d'un délai de deux mois pour trouver un accord ;

*La FNCCR a été l'interlocuteur national d'Enedis et d'EDF S.A. pour l'établissement du modèle de contrat de concession. Elle est de ce fait l'organisme de représentation des collectivités concédantes qui en connaît le mieux l'esprit.*

*La FNCCR, Enedis et EDF S.A. sont convenus en conséquence de créer, au niveau national, une Commission permanente de Conciliation composée de six membres dont trois représentants du concessionnaire et trois représentants de la FNCCR.*

- le cas échéant, portées à la connaissance du préfet en vue d'une conciliation éventuelle.

Si aucune conciliation n'est trouvée, la partie la plus diligente peut saisir le tribunal compétent.

L'une ou l'autre de ces procédures de conciliation ne fait pas obstacle au droit pour l'une des parties de saisir le juge compétent à titre conservatoire dans l'hypothèse où les délais de recours ne permettraient pas d'attendre l'issue de la conciliation.

Les parties s'informent mutuellement de tout recours contentieux portant sur le présent cahier des charges ou sur son interprétation.

Les dispositions précitées sont sans préjudice, pour la mission de développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique, de celles prévues par l'article R. 111-19-8 du code de l'énergie permettant, à la demande d'au moins un quart des membres, l'inscription de points à l'ordre du jour du comité du système de la distribution publique d'électricité.

#### **Article 51 — Impôts, taxes et contributions**

Sans préjudice des dispositions de l'article 52 du présent cahier des charges, le concessionnaire, au titre de chacune de ses missions, s'acquitte de tous impôts, taxes et contributions qui sont ou seront mis à sa charge, de telle sorte que l'autorité concédante ne soit jamais inquiétée à ce sujet.

*Sont notamment à la charge du concessionnaire tous les impôts, taxes et contributions liés à l'existence des ouvrages de la concession. Dans le cas où l'autorité concédante, ou l'une de ses collectivités adhérentes, se verrait imposée à ce titre (par exemple pour l'impôt foncier relatif à un poste de transformation), le concessionnaire assumerait la charge correspondante sur simple demande de l'autorité concédante.*

Les impôts, taxes et contributions, dont les taxes sur le chiffre d'affaires, incombant légalement au client sont, dans la mesure où le concessionnaire a la charge de leur collecte, répercutés par ce dernier sur le client, en complément des prix hors taxes de l'énergie livrée et des prestations visées au présent cahier des charges.

## **Article 52 — Modalités d'application de la TVA**

### **A) TVA sur redevance de concession**

La part de la redevance dite « d'investissement » prévue à l'article 4 et définie à l'article 2.3 de l'annexe 1 au présent cahier des charges est soumise à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun.

*☞ En application de l'article 256 B du code général des impôts et conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-10-20-10-10 n°93, les collectivités qui, pour l'exploitation d'un service public, mettent à disposition d'un exploitant, à titre onéreux, les investissements qu'elles ont réalisés doivent être considérées comme assujetties à la TVA. La mise à disposition de ces investissements constitue en effet une activité économique consistant en l'exploitation de biens corporels en vue d'en tirer des recettes ayant un caractère de permanence.*

*Il n'en va autrement que lorsqu'il ressort des termes du contrat que cette redevance éventuelle est due à raison d'exigence d'intérêt général ou d'une contribution à l'exercice de l'autorité publique (par exemple pour permettre à la collectivité de supporter la charge de sa mission de contrôle).*

En pratique, il appartiendra à l'autorité concédante de soumettre à la TVA au taux normal dans les conditions du droit commun la part dite « d'investissement » de la redevance.

### **B) TVA sur investissements réalisés par l'autorité concédante**

En application du contrat de concession du 28 novembre 1992 et de ses avenants, et conformément aux dispositions fiscales alors en vigueur, l'autorité concédante a pu transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.

*☞ Conformément à l'article 210 de l'annexe II du code général des impôts, l'autorité concédante pouvait transférer au gestionnaire du réseau de distribution le droit à déduction de la taxe sur la valeur ajoutée ayant grevé les investissements dont elle avait été maître d'ouvrage sur le réseau concédé.*

*Le décret n°2015-1763 du 24 décembre 2015 a abrogé l'article 210 précité et met fin à la procédure de transfert du droit à déduction pour les dépenses d'investissements publics mis à disposition de délégataires de service public en application de contrats de délégation conclus à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016. Dans ce cas, l'autorité concédante est fondée à opérer directement la déduction de la taxe grevant les investissements réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau concédé.*

Dans le cas où le montant de la TVA ainsi récupérée par le gestionnaire du réseau de distribution ferait ultérieurement l'objet d'un redressement de la part du service des impôts, ce montant, majoré le cas échéant des pénalités légales mises à la charge du gestionnaire du réseau de distribution, lui serait remboursé par l'autorité concédante avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce redressement, sauf si la cause du redressement était directement imputable au gestionnaire du réseau de distribution.

De même si, en cas de perte de jouissance des ouvrages concédés, notamment à l'expiration de la concession, le gestionnaire du réseau de distribution est amené à reverser au Trésor une partie de la TVA effectivement récupérée au titre des dépenses d'investissement réalisées par l'autorité concédante au cours des vingt années précédentes, l'autorité concédante remboursera au gestionnaire du réseau de distribution les sommes ainsi reversées au Trésor avant la fin du troisième mois suivant la date d'échéance de ce reversement.

En cas de retard dans le règlement des sommes ainsi dues, le gestionnaire du réseau de distribution pourra appliquer des intérêts de retard, au taux légal, en vertu des dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

*☞ Il s'agit des intérêts au taux légal fixé par décret en application de la loi n°75-619 du 11 juillet 1975.*

### **C) TVA sur réfections de voirie publique**

La collectivité gestionnaire de la voirie peut mettre à la charge du gestionnaire du réseau de distribution le montant des travaux de réfection de la voirie dont elle a été maître d'ouvrage, dans la mesure où ils sont consécutifs à la réalisation de travaux intéressant le réseau concédé.

Ce montant étant destiné à réparer les dommages causés à la voirie publique, il n'est pas soumis à la TVA.

☞ Conformément à l'instruction fiscale n°BOI-TVA-CHAMP-30-10-60-20 n°170.

Le cas échéant, la collectivité gestionnaire de la voirie est fondée à répercuter au gestionnaire du réseau de distribution le coût TTC acquitté au titre des travaux qu'elle aura confiés à des entreprises extérieures.

☞ Selon les dispositions de la circulaire interministérielle n° NOR/INT/B16/01970/N du 8 février 2016, les dépenses d'entretien de la voirie, payées à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 et respectant les conditions applicables aux dépenses d'investissement, c'est-à-dire réalisées par un bénéficiaire du fonds de compensation de la TVA sur un équipement relevant de son patrimoine ou mis à disposition dans le cadre de transferts de compétence, sont considérées comme pouvant bénéficier des attributions de ce fonds.

#### D) Contributions hors champ d'application de la TVA

Sous réserve des dispositions réglementaires applicables, les contributions versées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans le cadre de travaux prévus à l'article 8 du présent cahier des charges et à son annexe 2bis relative à la part couverte par le tarif d'utilisation des réseaux publics (PCT) pour les raccordements réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de cette dernière ne sont pas soumises à la TVA.

#### E) Redressements en matière de TVA à l'initiative de l'administration fiscale

Dans l'hypothèse où l'autorité concédante ferait l'objet d'une notification de redressement en matière de TVA collectée sur les contributions versées par le concessionnaire en application du contrat, ces redressements de TVA collectée feront l'objet de factures rectificatives avec TVA à l'attention du concessionnaire en vue de leur paiement, et ce, considérant que le point de départ du droit à déduction pour le concessionnaire est l'émission de la facture rectificative par l'autorité concédante.

### **Article 53 — Agents du gestionnaire du réseau de distribution**

Les personnes que le gestionnaire du réseau de distribution fait assermenter pour la surveillance et la police de la distribution et de ses dépendances seront munies d'un titre attestant de leurs fonctions.

### **Article 54 — Élection de domicile**

Le concessionnaire fait élection de domicile à :

- Pour le gestionnaire du réseau de distribution : Enedis – 13 allée des Tanneurs à NANTES (44040)
- Pour le fournisseur aux tarifs réglementés de vente : EDF – Direction Commerce Ouest – 11 rue Edmé Mariotte à NANTES (44300)

### **Article 55 — Documents annexés au cahier des charges**

Sont annexés au présent cahier des charges les documents suivants :

- Annexe 1, définissant notamment les modalités convenues entre autorité concédante et concessionnaire concernant :
  - la redevance prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges,
  - la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution,
  - l'intégration des ouvrages dans l'environnement, en application des dispositions de l'article 8 du cahier des charges,
  - le cas échéant, d'autres adaptations locales du contrat ;
- Annexe 2, définissant le schéma directeur des investissements;

- Annexe 2bis, relative au versement par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante maître d'ouvrage de travaux de raccordement de la part couverte par le tarif (PCT) ;
- Annexe 3, définissant les modalités applicables pour la détermination de la contribution des tiers aux frais de raccordement et de renforcement ;
- Annexe 4, définissant les tarifs réglementés de vente conformément à l'article L. 337-4 du code de l'énergie ;
- Annexe 5, relative au tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité ;
- Annexe 6, relative aux catalogues des prestations et services du gestionnaire du réseau de distribution ;
- Annexes 7 et 7bis, définissant les conditions générales de vente aux clients qui bénéficient des tarifs réglementés (résidentiels et non résidentiels) ;
- Annexe 8, décrivant les principes des contrats d'accès au réseau appliqués par le gestionnaire du réseau de distribution et leurs modalités de consultation ;
- Annexe 9, le cas échéant, conventions cartographiques à moyenne et / ou grande échelle.

Les annexes au présent cahier des charges font partie intégrante du contrat de concession.

Les annexes 3, 4, 5, 6, 7, 7bis, 8 sont mises à jour dans les conditions fixées au présent contrat, sans mettre en cause les dispositions de celui-ci et sans qu'il soit nécessaire d'en prendre acte par voie d'avenant.

## ANNEXE 1

### ARTICLE 1

#### OBJET

- 1.1. La présente annexe a pour objet de définir les modalités pratiques de mise en œuvre de certaines des dispositions du cahier des charges, notamment celles figurant à ses articles 4, 6, 7, 8 et 44 et plus généralement, les modalités particulières convenues entre les parties pour l'exécution du contrat de concession.
- 1.2. Toute modification des dispositions de la présente annexe se fera par voie d'avenant au contrat de concession. Les parties peuvent néanmoins convenir, lorsqu'il s'agit d'une simple mise à jour, que cette modification pourra se faire par simple échange de lettres entre le représentant légal de l'autorité concédante et le concessionnaire.

### ARTICLE 2

#### REDEVANCE DE CONCESSION

- 2.1. Contrepartie de dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice des missions de service public faisant l'objet de la présente concession, la redevance annuelle de concession prévue à l'alinéa A) de l'article 4 du cahier des charges, financée par le prix du service rendu aux clients du service public, comporte deux parts :

- la première, dite "**de fonctionnement**", couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à l'article 1 du cahier des charges, telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

Cette redevance, dite « de fonctionnement », permet également, à titre accessoire, de financer certaines actions de l'autorité concédante permettant d'ancrer le réseau concédé dans la transition énergétique parmi celles ci-après :

- les études d'optimisation du raccordement des infrastructures intelligentes de recharge de véhicules électriques,
- les études permettant de réaliser des schémas directeurs dans le domaine de l'énergie,
- la conception de systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public dès lors que ces systèmes favorisent une gestion optimisée du réseau de distribution,
- les actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation d'électricité, y compris celles relatives au déploiement des compteurs communicants,
- l'accompagnement des éco-quartiers par la mise à disposition de données de consommation et de production d'électricité.

L'autorité concédante informe chaque année le concessionnaire des actions menées dans le cadre défini au paragraphe ci-dessus.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R1** ;

- la deuxième part, dite "**d'investissement**", est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

Le montant de la redevance d'investissement est fixé conformément aux dispositions du 2.3 ci-après.

Cette part de la redevance est désignée ci-après par le terme **R2**.

## 2.2. Part de la redevance dite "de fonctionnement"

2.2.1. Pour une année donnée, la détermination de **R<sub>1</sub>** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **L<sub>C</sub>**, longueur, au 31 décembre de l'année précédente, des réseaux concédés situés sur le territoire des communes de la concession (en km) ;
- **P<sub>C</sub>**, population municipale<sup>1</sup> des communes de la concession ;
- **P<sub>D</sub>**, population municipale<sup>1</sup> desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole<sup>2</sup> ou une communauté urbaine et :

- o si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole<sup>2</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à **P<sub>C</sub>** ;
  - o si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole<sup>2</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
  - o si l'autorité concédante est une métropole<sup>2</sup> ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
  - **ING<sub>0</sub>**,
    - valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année 1991, c'est-à-dire la valeur **ING<sub>0</sub>** du contrat de concession signé entre les parties le 28 novembre 1992, auquel le présent contrat se substitue eu égard aux prérogatives exclusives reconnues par la loi au concessionnaire ;
  - **ING**, index « ingénierie »<sup>3</sup> ;

<sup>1</sup> Nombre d'habitants, selon le dernier recensement officiel de l'INSEE, à avoir été publié au 31 décembre de l'année précédente.

<sup>2</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

<sup>3</sup> Calculé ou publié par l'INSEE ou tout autre index qui lui serait substitué.

## 2.2.2. Le montant de la part R1 est déterminé, en euros, comme suit

### 2.2.2.1. Part R1 calculée

#### a- Au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat :

$$R1_1 = (10,5 L_{C1} + 0,23 P_{C1}) \times (1 + P_{C1}/P_{D1}) \times (0,02 \times D + 0,5) \times (0,15 + 0,85 \text{ING}_1 / \text{ING}_0)$$

où  $R1_1$  désigne la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat et  $L_{C1}$ ,  $P_{C1}$ ,  $P_{D1}$  et  $\text{ING}_1$  désignent respectivement les valeurs  $L_C$ ,  $P_C$ ,  $P_D$  et  $\text{ING}$  retenues pour ledit calcul.

La valeur du terme de regroupement  $(1 + P_{C1}/P_{D1})$  ne peut excéder 2.

Le montant de  $R1_1$  ainsi calculé est estimé à 1 484 403 euros\*, par application des valeurs suivantes :

- $L_{C1}$  : 22 430,
- $P_{C1}$  : 810 187,
- $P_{D1}$  : 810 187,
- $D$  : 30,
- $\text{ING}_1$  : 115.1,
- $\text{ING}_0$  : 67.5

où  $\text{ING}_1$  est la valeur de l'index ingénierie du mois de décembre de l'année précédant l'année d'entrée en vigueur du présent contrat.

\* Le montant R1 est ici estimé à partir des valeurs  $L_{C1}$ ,  $P_{C1}$ ,  $P_{D1}$  et  $\text{ING}_1$  connues au 31 décembre 2018. Ce montant sera actualisé, dès publication des valeurs au 31 décembre 2019, par échange de courriers entre les parties.

#### b- Au titre de chaque année suivante :

$$R1_n = R1_{n-1} \times [L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1})] / 3$$

où :

- $R1_n$ ,  $L_{Cn}$ , et  $P_{Cn}$  désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année  $n$  et les valeurs  $L_C$  et  $P_C$  retenues pour ledit calcul en année  $n$  ;
- $R1_{n-1}$ ,  $L_{Cn-1}$ ,  $P_{Cn-1}$  et  $\text{ING}_{n-1}$  désignent respectivement la valeur de la part R1 calculée au titre de l'année précédente et les valeurs  $L_C$ ,  $P_C$  et  $\text{ING}$  retenues pour ledit calcul en année  $n-1$  ;
- $\text{ING}_n$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n$ .

En cas d'avenant de modification du périmètre de la concession prenant effet en année  $n$ ,  $R1_1$  est recalculée au nouveau périmètre conformément aux stipulations du a- ci-dessus, en retenant les valeurs de  $L_{C1}$  et de  $P_{C1}$  correspondant au nouveau périmètre de la concession. La valeur  $R1_n$  de l'année d'entrée en vigueur de l'avenant et de chaque année suivante est ensuite calculée conformément aux stipulations du présent paragraphe.

### 2.2.2.2. Part R1 à verser

Le montant **R1** calculé selon les modalités définies au 2.2.2.1. ci-dessus est modifié, le cas échéant, de façon à respecter les valeurs minimale et maximale suivantes :

#### a- Montant minimal de la part R1

Le montant **R1<sub>1</sub>** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut être inférieur aux valeurs figurant dans le tableau ci-dessous, dès lors que les conditions suivantes sont réunies :

- la durée de la concession définie à l'article 48 du cahier des charges est au moins égale à 20 ans,
- l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire, et le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges,
- l'autorité concédante ne perçoit aucune majoration de la redevance de concession du fait de la départementalisation du pouvoir concédant.

Population de la concession ( <b>P<sub>c</sub></b> )	Montant minimal de <b>R1<sub>1</sub></b> (en euros)
70 000 habitants ≤ <b>P<sub>c</sub></b> < 100 000 habitants	30 000
100 000 habitants ≤ <b>P<sub>c</sub></b> < 200 000 habitants	120 000
200 000 habitants ≤ <b>P<sub>c</sub></b> < 300 000 habitants	190 000
300 000 habitants ≤ <b>P<sub>c</sub></b> < 450 000 habitants	240 000
450 000 habitants ≤ <b>P<sub>c</sub></b>	360 000

Au titre des années suivantes, le montant **R1<sub>n</sub>** calculé au titre de l'année *n* ne peut être inférieur, sous réserve du respect des conditions ci-dessus, à ces valeurs revalorisées chaque année en appliquant la formule d'indexation :

$$[(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1} + (0,15 + 0,85 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1}))] / 3.$$

#### b- Montant maximal de la part R1

Le montant **R1<sub>1</sub>** dû au titre de l'année d'entrée en vigueur du présent contrat ne peut excéder :

- 600 000 x (0,15 + 0,85 **ING<sub>1</sub>**/**ING<sub>0</sub>**) euros, soit une valeur estimée à 959 644 euros\*, lorsque la valeur de (1+**P<sub>C1</sub>**/**P<sub>D1</sub>**) est égale à 2.

\* Le montant maximal est ici estimé à partir de la valeur **ING<sub>1</sub>** connues au 31 décembre 2018. Ce montant sera actualisé, dès publication de la valeur au 31 décembre 2019, par échange de courriers entre les parties.

Au titre des années suivantes, le montant **R1<sub>n</sub>** calculé au titre de l'année *n* ne peut excéder le montant maximal applicable l'année précédente, revalorisé en appliquant la formule d'indexation :

$$(0,15 + 0,85 \text{ING}_n / \text{ING}_{n-1}) \times [(L_{Cn} / L_{Cn-1} + P_{Cn} / P_{Cn-1}) / 2].$$

Le montant de la part R1 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire est égal à la part R1 calculée et modifiée, le cas échéant, selon les modalités précisées aux a- et b- ci-dessus, sans préjudice, le cas échéant, de l'application du 2.4 et du 2.5 ci-après.

## 2.3. Part de la redevance dite "d'investissement"

2.3.1. Pour une année donnée, la détermination de **R2** fait intervenir les valeurs suivantes :

- **B**, montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante au titre des travaux, à l'exclusion de toute opération de raccordement, dont elle a été maître d'ouvrage sur le réseau concédé :
  - o non financés en tout ou partie par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours du concessionnaire qui lui serait adjoint ou substitué,
  - o après défalcation des montants des aides, participations et contributions relatives à ces travaux versés par le concessionnaire, dont les contributions prévues à l'article 10 du cahier des charges et l'abondement par ce dernier des dépenses effectuées par l'autorité concédante en vue d'améliorer l'intégration des ouvrages dans l'environnement suivant les modalités prévues à l'article 4 ci-après, ainsi que de toute participation de tiers autres que les communes ou groupements de communes membres.

Le montant B est déterminé à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment la totalité des coûts exposés<sup>4</sup> et les éventuels financements de tiers, adressés par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution.

Dans l'éventualité où les documents ci-dessus ne suffiraient pas à établir la consistance et le coût des travaux effectivement supportés par l'autorité concédante, celle-ci communique également au gestionnaire du réseau de distribution tout document complémentaire probant.

- **D**, durée de la concession, exprimée en années, définie à l'article 48 du cahier des charges ;
- **P<sub>C</sub>**, population municipale<sup>1</sup> des communes de la concession ;
- **P<sub>D</sub>**, population municipale<sup>1</sup> desservie par le concessionnaire dans le département où se situe la concession ;

Par exception, lorsque le département dans lequel se situe la concession comprend au moins une métropole<sup>5</sup> ou une communauté urbaine et :

- si la concession comprend l'ensemble des communes desservies par le concessionnaire dans le département et ne faisant pas partie d'une métropole<sup>5</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à **P<sub>C</sub>** ;
  - si une partie des communes de la concession fait partie d'une métropole<sup>5</sup> ou d'une communauté urbaine : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale desservie par le concessionnaire dans le département en dehors des communes desservies par le concessionnaire de cette métropole ou de cette communauté urbaine qui ne sont pas dans le périmètre de la concession ;
  - si l'autorité concédante est une métropole<sup>5</sup> ou une communauté urbaine, exerçant directement sa compétence d'autorité concédante sur tout ou partie de son territoire : **P<sub>D</sub>** est égal à la population municipale de cette métropole ou de cette communauté urbaine desservie par le concessionnaire.
- **ING<sub>n</sub>**, index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n^6$  ;

---

<sup>4</sup> Les coûts de maîtrise d'œuvre sont inclus dans la mesure où ils correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante.

<sup>5</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité.

<sup>6</sup> Pour toute valeur de  $n$  supérieure à 1.

- **ING**<sub>2016</sub>, valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre 2015, soit 108,2 ;
- **C**, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des investissements de rénovation de canalisations collectives et des dérivations individuelles associées établies avant la date mentionnée au B) de l'article 29 du présent cahier des charges, dans l'habitat existant et dans le cadre d'opérations de rénovation urbaine (ANRU) ou de réhabilitation de l'habitat vétuste ou insalubre soutenues par l'ANAH ou l'ADEME ou par d'autres dispositifs d'aides publiques ayant le même objet de réhabilitation, conformément à l'article 29, sous réserve de la production des éléments suivants :
  - o justificatif de l'éligibilité de l'opération,
  - o convention associant l'autorité concédante, le propriétaire et le gestionnaire du réseau de distribution décrivant les modalités de rénovation et d'intégration dans la concession des branchements collectifs électriques et fixant la participation financière des parties, selon un modèle établi au plan national.
- **I**, le montant total hors taxes en euros, mandaté au cours de l'année pénultième par l'autorité concédante ou par ses communes ou groupements de communes membres, des dépenses d'investissement permettant de mettre en œuvre, pour le réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement de celui-ci.

Les investissements suivants sont éligibles au terme I :

- les systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public permettant de réduire la puissance appelée en pointe et les luminaires à basse consommation, à savoir la source lumineuse, l'appareillage et l'optique associés, et le cas échéant les dépenses d'investissement des travaux fatals relatifs à la mise en place de ces luminaires à basse consommation, permettant de réduire d'au moins 50% la puissance maximale appelée par les installations d'éclairage public faisant l'objet des travaux, ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les investissements sur les réseaux d'éclairage public rendus nécessaires par l'intégration dans l'environnement de conducteurs aériens du réseau de distribution, non électriquement ou non physiquement séparés du réseau d'éclairage public situés sur les mêmes supports, à l'initiative du gestionnaire du réseau de distribution ou dans le cadre de travaux réalisés en application du A) de l'article 8 du cahier des charges,
- les dispositifs de pilotage des infrastructures de recharge de véhicules électriques ayant pour effet de réduire à terme les dépenses de renforcement du réseau public de distribution concédé,
- les dispositifs de stockage d'énergie dédiés au soutien du réseau public de distribution d'électricité, et présentant un avantage technico-économique pour le réseau public de distribution concédé,
- les diagnostics et études préalables ayant effectivement conduit à la réalisation des investissements susmentionnés.

La prise en compte dans les termes I et C des dépenses d'investissement ci-dessus est par ailleurs subordonnée au respect des conditions suivantes :

- ces investissements ne doivent faire l'objet d'aucun autre financement de la part du gestionnaire du réseau de distribution ou par des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou par tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué ;
- en vue d'assurer la bonne mise en œuvre du présent paragraphe et la prévention de différends relatifs à l'éligibilité aux termes I et C, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de

distribution conviennent de se concerter chaque année sur les investissements envisagés au titre de ces deux termes.

Le montant à prendre en compte au titre des termes I et C est déterminé :

- à partir des attestations d'investissement établies conformément au modèle joint à la présente annexe, mentionnant notamment les coûts exposés<sup>4</sup> et les éventuels financements de tiers, adressées par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution,
- après défalcation des montants des aides, participations ou contributions de tiers.

Le montant hors taxes par habitant des investissements pris en compte en année  $n$  ne peut excéder pour chacun des deux termes, la plus élevée des deux valeurs suivantes :

- 4 euros ou 4 euros x  $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$  pour le terme I,
- 2 euros ou 2 euros x  $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$  pour le terme C,

sans que la somme des investissements pris en compte dans les termes I et C de la part R2 de la redevance ne puisse excéder 4 euros ou 4 euros x  $(0,4 + 0,6 \text{ ING}_n / \text{ING}_{2016})$ .

Lorsque le montant des investissements pris en compte respectivement dans le terme C et le terme I au titre de l'année  $n$  n'atteint pas la plus élevée des deux valeurs ci-dessus, la différence entre cette valeur et ce montant vient compléter, en tant que de besoin et à concurrence de la somme nécessaire, le montant des investissements susceptibles d'être pris en compte respectivement dans le terme C et dans le terme I au titre de la seule année  $n+1$ .

### 2.3.2. Le montant de la part R2 est déterminé, en euros, comme suit

#### 2.3.2.1. Part R2 calculée

##### A) Choix de la formule de calcul

L'autorité concédante peut opter en début de contrat et à titre définitif pour l'une des formules de calcul ci-dessous :

$$R2 = [(0,6 \mathbf{B} + 0,1 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_C / \mathbf{P}_D) + 0,25 \mathbf{C}] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

ou

$$R2 = [(0,5 \mathbf{B} + 0,2 \mathbf{I}) \times (1 + \mathbf{P}_C / \mathbf{P}_D) + 0,5 \mathbf{C}] \times (0,01 \times \mathbf{D} + 0,1)$$

Par exception, l'autorité concédante a la faculté de changer de formule de calcul une seule fois par période de 10 ans à compter de la date d'effet du contrat, sous réserve d'un délai de prévenance du gestionnaire du réseau de distribution de deux ans.

Le montant de la part R2 déterminé ci-dessus est majoré, le cas échéant, selon les dispositions du paragraphe 2.4 ci-dessous. Ce montant correspond à la part R2 calculée.

Ce montant s'entend hors toutes taxes.

## B) Option de l'autorité concédante en début de contrat

L'autorité concédante opte en début de contrat pour la formule de calcul suivante :

$$R2 = [(0,6 B + 0,1 I) \times (1 + P_c/P_d) + 0,25 C] \times (0,01 \times D + 0,1)$$

Conformément aux dispositions de l'alinéa 2 du A) du 2.3.2.1, l'autorité concédante opte pour cette formule à titre non définitif et se réserve le droit d'en changer.

### 2.3.2.2. Part R2 à verser

Le montant de la part R2 de la redevance de concession à verser par le concessionnaire au titre de l'exercice  $n$  est égal à la moyenne de la part R2 calculée selon les modalités précisées au 2.3.2.1. ci-dessus au titre de l'exercice  $n$  et des parts R2 payées au titre des quatre années précédentes, soit :

$$[R2_{\text{versée au titre de } n-4} + R2_{\text{versée au titre de } n-3} + R2_{\text{versée au titre de } n-2} + R2_{\text{versée au titre de } n-1} + R2_{\text{calculée au titre de } n}] / 5$$

Lorsque l'autorité concédante relève du régime urbain sur l'ensemble de son territoire et que la population municipale des communes de la concession est inférieure à 70 000 habitants, la part R2 est égale à 0.

Lorsque l'autorité concédante est une métropole<sup>7</sup> ou une communauté urbaine qui regroupe dans un seul contrat de concession tout ou partie des communes de son périmètre de compétence d'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité et que le gestionnaire du réseau de distribution est maître d'ouvrage, sur le territoire de la concession, de l'ensemble des travaux sur le réseau public concédé, à l'exception éventuelle de ceux prévus au A) de l'article 8 du cahier des charges, des modalités locales d'application du présent paragraphe au titre des quatre premières années peuvent être prévues à l'article 13 de la présente annexe du contrat.

### 2.3.2.3. Majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession au titre de l'année d'entrée en vigueur du contrat

En application de l'article 5 de l'accord-cadre signé le 21 décembre 2017 entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF, les Parties conviennent d'une majoration exceptionnelle de la part R2 de la redevance de concession à verser au titre de la première année civile complète d'application du contrat égale à :

- 7% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est strictement inférieur à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015;
- 5% du montant de la part R2 à verser selon les dispositions prévues à l'article 2.3.2.2 ci-dessus lorsque ce dernier montant est égal ou supérieur, dans la limite de 30 000 euros, à la moyenne des parts R2 versées de 2012 à 2015.

### 2.3.2.3. Clause de revoyure

Lorsque 5 ans au moins se seront écoulés à compter de la date de signature de l'accord-cadre entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF du 21 décembre 2017, la liste des investissements éligibles aux termes I et C de la part R2 de la redevance de concession et leurs modalités de prise en compte dans ladite part R2 seront, en tant que de besoin, modifiés dans le cadre d'un accord national, de façon à tenir compte du retour d'expérience de la mise en application locale du modèle de contrat annexé à l'accord-cadre précité et des éventuelles évolutions des technologies de réseau dans le contexte de la transition énergétique.

---

<sup>7</sup> Au sens du code général des collectivités territoriales et disposant de la compétence de concession de distribution publique d'électricité  
Cahier des charges – Syndicat Intercommunal d'Electricité de Maine Et Loire – Annexe 1

## 2.4. Majoration de la redevance pour départementalisation

La redevance de concession déterminée au 2.2 et au 2.3 ci-dessus est majorée, comme défini ci-après, dès lors que la concession regroupe dans un département l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire au 31 décembre de l'année précédant le calcul de la redevance.

Pour chaque année calendaire  $n$ , la majoration départementale versée par le concessionnaire à l'autorité concédante est égale à : 150 000 euros + 25% x R2 calculée + 25% de la somme des parts couvertes par le tarif versées par le concessionnaire au cours de l'année  $n-1$ , dans la limite de la plus forte des deux valeurs : 300 000 euros et  $300\,000 \times (0,8 + 0,2 \times \text{ING}_n / \text{ING}_{2009})$  euros,

où :

- $\text{ING}_n$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre de l'année précédant l'année  $n$  ;
- $\text{ING}_{2009}$  valeur de l'index « ingénierie »<sup>3</sup> du mois de décembre 2008, soit 98,6 (base 2010) ;
- les parts couvertes par le tarif sont celles définies à l'annexe 2bis.

L'autorité concédante a perçu au titre de l'année 2016 la majoration prévue par le protocole FNCCR-EDF signé le 5 juillet 2007 en raison du regroupement à la maille départementale de l'ensemble des communes du territoire desservi par le concessionnaire, dont 100 000 euros affectés à la part R1 et 200 000 euros affectés à la part R2 de la redevance de concession.

Conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017 :

- la majoration départementale calculée chaque année  $n$  dans les conditions prévues au 2ème alinéa du présent paragraphe est affectée par l'autorité organisatrice à chacune des parts R1 et R2, sans modification de la répartition en pourcentage appliquée au titre de l'année 2016<sup>8</sup> ;
- le montant de R1 à verser chaque année  $n$  dans les conditions prévues au paragraphe 2.2.2. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus ; le total ainsi obtenu correspond à la part R1 de la redevance à verser à l'autorité concédante ;
- le montant de la part R2 calculée chaque année selon les modalités précisées au paragraphe 2.3.2.1. ci-dessus est majoré du montant en euros calculé selon la répartition convenue ci-dessus.

**2.5.** Pour la détermination du montant de la redevance à verser au titre des années calendaires de l'entrée en vigueur du contrat et de l'expiration de celui-ci, il sera procédé comme suit :

- la valeur des termes R1 et R2 correspondant à la totalité de l'année calendaire en cause sera calculée conformément aux modalités précédentes,
- le montant à verser par le concessionnaire au titre de chaque part sera égal au produit du terme correspondant ainsi calculé par le rapport du nombre de jours de l'année calendaire en cause restant à courir à compter de la date d'entrée en vigueur du contrat – ou écoulés jusqu'à la date d'expiration de celui-ci – au nombre total de jours de cette année.

**2.6.** Avant le 30 mars, le gestionnaire du réseau de distribution transmet à l'autorité concédante la valeur de  $L_c$ . La redevance fait l'objet d'un état détaillé adressé par l'autorité concédante au gestionnaire du réseau de distribution avant le 15 avril de l'année au titre de laquelle elle est due. Cet état détaillé comprend les éléments de calcul et les pièces justificatives prévues au paragraphe 2.3 ci-dessus. Avant le 15 juin, le gestionnaire du réseau de distribution fait part de ses observations éventuelles sur cet état détaillé. Le titre de recette est établi et transmis avant le 1<sup>er</sup> juillet de ladite année par l'autorité concédante au

---

<sup>8</sup> Sous réserve que le montant affecté à la part R1 de la redevance soit au moins égal à 100 000 euros.  
Cahier des charges – Syndicat Intercommunal d'Electricité de Maine Et Loire – Annexe 1

gestionnaire du réseau de distribution. Il comprend notamment les mentions obligatoires en vertu de la réglementation relative à la TVA. La redevance est versée par le gestionnaire du réseau de distribution avant le 31 juillet de ladite année.

Tout retard dans la transmission des éléments mentionnés à l'alinéa ci-dessus se traduit par un report du même nombre de jours des échéances mentionnées au même alinéa et du versement de la redevance. Il en va de même en cas de réception d'éléments incomplets.

En cas de retard du gestionnaire du réseau de distribution dans le règlement de la redevance, l'autorité concédante pourra, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

### **ARTICLE 3 REDEVANCES D'OCCUPATION DU DOMAINE PUBLIC COMMUNAL**

Le gestionnaire du réseau de distribution versera à chaque gestionnaire du domaine public concerné les redevances dues en raison de l'occupation du domaine public communal en application de la législation en vigueur et mentionnées à l'article 4 B) du cahier des charges.

En cas d'accord à cet effet entre ces gestionnaires et l'autorité concédante, dûment notifié au gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra verser à l'autorité concédante les redevances d'occupation du domaine public communal concernées.

### **ARTICLE 4 INTEGRATION DES OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT**

**A** - En application du A) de l'article 8 du cahier des charges, le gestionnaire du réseau de distribution participe à raison de 40 % du coût hors TVA au financement de travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans les conditions ci-après.

Le montant de cette contribution est fixé chaque année d'un commun accord entre les parties, à partir de l'examen du programme de travaux prévu dans ce domaine par l'autorité concédante, en tenant compte de l'évolution éventuelle du périmètre, des caractéristiques de la concession et de l'apport de ces travaux à la sécurisation des réseaux, en dehors des programmes d'aides pour l'électrification rurale ou de tout autre programme de péréquation des charges d'investissement financé avec le concours des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité qui lui serait adjoint ou substitué.

Si certaines opérations du programme de l'année  $n$  ne sont pas achevées au 31 décembre de l'année  $n$ , ces opérations seront imputées sur le montant de la contribution de l'année  $n$ , sous réserve qu'elles soient achevées avant le 31 décembre de l'année  $n+1$ .

Le montant de la contribution ainsi convenu est versé suivant des modalités et dans des délais définis d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En cas de retard du concessionnaire dans le versement de cette contribution — ou de l'une de ses fractions, si celle-ci doit être versée en plusieurs fois — l'autorité concédante peut, sauf si ce retard est de son fait, appliquer des intérêts de retard selon les dispositions de l'article 1231-6 du code civil.

**B -** Les périmètres et pourcentages visés aux alinéas 2, 3 et 4 du B) de l'article 8 du cahier des charges sont définis comme suit :

**a)** Périmètre visé à l'alinéa 2 :

Les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée lorsqu'elles se situent, selon la perspective visuelle, dans le périmètre de protection d'un monument ou site inscrit à l'inventaire des monuments historiques et défini dans l'Atlas des patrimoines du Ministère de la culture.

La solution la plus adaptée sera recherchée en lien avec les services de l'état DREAL, DDT sur les zones suivantes :

- Des zones naturelles d'intérêt écologique, floristique, faunistique (ZNIEFF) de type 1,
- Des arrêtés préfectoraux de protection de biotope,
- Des réserves naturelles, réserves biologiques, réserves nationales de chasse et faune sauvages (technique souterraine ou sur façade exclusivement),
- Des parcs naturels régionaux (PNR),
- Des sites classés ou inscrits (technique souterraine ou sur façade exclusivement),
- Des sites patrimoniaux remarquables (secteurs sauvegardés, aire de mise en valeur de l'architecture et du patrimoine, aire de valorisation de l'architecture et du patrimoine (AVAP précédemment dénommés ZPPAUP),
- Des sites du réseau Natura 2000,
- Des zones humides protégées par la convention RAMSAR,
- Des forêts de protection.

**b)** Pourcentage visé à l'alinéa 3 :

En agglomération et en dehors des zones définies en a) (la zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le code de la route) : les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeuble ou toute autre technique discrète, selon un pourcentage minimal de 70 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

**c)** Pourcentage visé à l'alinéa 4 :

En dehors des zones définies aux a) et b) ci-dessus, les nouvelles canalisations sont souterraines ou posées suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique discrète, selon un pourcentage minimal de 50 % de la longueur totale construite annuellement par le gestionnaire du réseau de distribution dans la zone faisant l'objet du présent alinéa.

**d)** Branchements :

Sauf cas particulier ou impossibilité technique, les branchements nouveaux seront réalisés en souterrain ou en aéro-souterrain.

**e)** Remplacement des postes tours en service :

Les postes de distribution publique d'électricité appelés « postes tour » sont des ouvrages particulièrement volumineux et souvent disgracieux. Leur suppression peut intervenir dans le cadre des travaux d'effacement des réseaux, de renforcement des ouvrages, de vétusté constatée ou lorsqu'ils mettent en jeu la sécurité des personnes et des biens.

L'importance, l'aspect général et l'ancienneté de ces installations, parfois situées dans un centre-ville ou centre-bourg rénové, conjugués à la sensibilité grandissante des élus et de leurs administrés à la

qualité de leur environnement, nécessitent d'engager une réflexion commune sur l'avenir de ces ouvrages de distribution.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent s'engager à remplacer ces ouvrages par voie de convention particulière entre les deux parties.

**f) Rénovation des postes de transformation en service:**

Les parties peuvent s'engager, au travers d'une convention, à rénover les enveloppes des postes de transformation en service en collaboration avec des associations d'insertion.

**ARTICLE 5**  
**MAITRISE D'OUVRAGE**

**A) Répartition de la maîtrise d'ouvrage**

Pour l'application des articles 6, 7 et 8 du cahier des charges, conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le 21 décembre 2017, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit :

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes		
		Type C	Autres communes	
			Urbaine	Rurale
<b>Renforcements</b>				
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé	Enedis	Enedis	Sieml
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis	Enedis
<b>Sécurisation</b>				
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT	Enedis	Enedis	Sieml (Renouvellement: Enedis)
<b>Raccordement</b>				
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production, y compris les installations collectives	Enedis	Consommateur HTA < 1050 kVA: Sieml	
			Enedis	
Extensions BT *	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation	Enedis	Enedis	Sieml
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL)	Enedis	Enedis	Sieml
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation	Enedis	Enedis	Sieml
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation	Enedis	Enedis	Sieml
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production	Enedis	Enedis	Enedis

Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension**	Enedis	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension**	Enedis	Enedis	Enedis <i>Par exception et avec accord d'Enedis, Liaison A si simultanée à l'extension: Sieml</i>
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis	Enedis
<b><u>Ouvrages BT sur terrain d'assiette des raccordements collectifs</u></b>				
Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'une opération collective		Enedis	Sieml <i>Liaison A si simultanée à l'extension: Sieml Colonnes montantes et liaisons B : Enedis</i>	
<b><u>Intégration des ouvrages dans l'environnement</u></b>				
Effacement HTA		Enedis	Enedis	Enedis
Effacement BT		Sieml	Sieml	Sieml
<b><u>Déplacements d'ouvrage</u></b>				
Déplacements d'ouvrage à la demande de tiers		Enedis	Enedis	Enedis

\* Les travaux de raccordement induisent le cas échéant la création de poste HTA/BT et le raccordement HTA associé.

\*\* Au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie

## B) Définitions

La liste de communes de type C est définie dans le paragraphe C ci-après.

Pour les autres communes, le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :

Commune rurale : commune dans laquelle les travaux réalisés par l'autorité concédante sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.

Commune urbaine : toute autre commune de la concession.

Les Parties conviennent que toute évolution des critères de ruralité constituerait un « changement de circonstances non envisagé lors de la conclusion du contrat ». A ce titre, la clause de revoyure G de l'article 2 de la convention pourrait être invoquée par l'un ou l'autre des parties.

Dans le tableau ci-dessus, la nature des travaux est définie comme suit :

Renforcement des réseaux BT : travaux ayant pour objet la résorption des contraintes existantes de tension, d'intensité et de capacité sur le réseau BT, laquelle peut notamment concourir à l'amélioration de l'efficacité énergétique du réseau ; ils incluent le renforcement des réseaux BT et, le cas échéant, des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Les renforcements de réseaux existants ayant pour origine une opération de raccordement ou d'augmentation de puissance ne sont pas à traiter dans cette ligne. Ils forment une catégorie de travaux de renforcement distincte, qui se rattachent à une opération de raccordement conformément au 3<sup>ème</sup> alinéa de l'article 6 du cahier des charges.

Renforcement des réseaux HTA : tous les travaux de renforcement des réseaux HTA.

Sécurisation des réseaux BT : travaux réalisés sur les réseaux BT aériens en vue de réduire la fréquence et l'impact des ruptures d'alimentation en énergie électrique en cas d'intempéries sévères, par dépose des réseaux BT fil nu en l'absence de contraintes électriques, avec en priorité la dépose du réseau BT fil nu de faible section. Ces travaux consistent en une amélioration de la résistance mécanique des ouvrages par le remplacement des conducteurs nus en basse tension par du câble torsadé ou par la mise en souterrain de réseau aérien et le cas échéant la création induite des postes HTA/BT et la reprise de la liaison au réseau HTA.

Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation ou de production : extensions HTA au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement HTA d'une installation de consommation ou de production.

Extension BT pour raccordement individuel d'une installation de consommation: extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement individuel d'une installation de consommation.

Extension BT pour raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL): extension BT au sens du décret de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL).

Extension BT pour le raccordement d'une installation de production  $\leq$  6 kVA simultanément avec le raccordement d'une installation individuelle de consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production  $\leq$  6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation.

Extension pour le raccordement de bâtiments publics neufs comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement d'une installation de production  $\leq$  36 kVA simultanément avec le raccordement d'un bâtiment public neuf.

Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production : extension BT au sens de l'article D. 342-2 du code de l'énergie et du présent cahier des charges pour le raccordement de toute installation de production (hors raccordement d'une installation de production  $\leq$  6 kVA simultanément avec une installation individuelle de consommation ou raccordement d'une installation de production  $\leq$  36 kVA simultanément avec un bâtiment public neuf).

Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation réalisé sans extension.

Branchement individuel BT d'une installation de consommation suite à extension : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges d'une installation de consommation BT réalisé avec extension.

Branchement de toute installation de production : branchement au sens de l'article D. 342-1 du code de l'énergie et du présent cahier des charges de toute installation de production.

Ouvrages de branchement et d'extension BT sur terrain d'assiette d'un raccordement collectif (au moins 3 PDL) (immeuble, lotissement, ZAC) : travaux de branchement ou d'extension sur le terrain d'assiette d'une opération de raccordement collectif.

Effacement : travaux d'effacement dont la finalité est l'amélioration de l'intégration des ouvrages dans l'environnement, laquelle peut notamment concourir à la sécurisation du réseau, par de l'enfouissement ou de la pose suivant la technique des réseaux sur façades d'immeubles ou toute autre technique appropriée.

### **C) Communes de type C**

A la date de mise en vigueur du cahier des charges, les communes de type C au sens de la répartition de la maîtrise d'ouvrage telle que définie dans le tableau ci-dessus sont les suivantes :

- Angers
- Avrillé
- Baugé-En-Anjou\*
- Candé
- Cholet
- Montreuil-Bellay
- Les Ponts-de-Cé
- Sainte-Gemmes-sur-Loire
- Saumur
- Trélazé

*\*selon les dispositions de l'arrêté du 10 juillet 2015 portant création de la commune nouvelle de Baugé-en-Anjou.*

#### **Evolution du périmètre :**

Les parties conviennent qu'en cas de fusion de communes concernant à minima une commune de type C, la liste de communes de type C sera actualisée par voie d'avenant dans les 6 mois suivant l'acte administratif entérinant la création de la commune nouvelle, selon le principe de prépondérance défini ci-après.

Le changement de catégorie mentionnée ci-dessus intervient le 1er janvier suivant la date de renouvellement général des conseils municipaux suivant cet acte administratif.

Principe de prépondérance : si, au 31 décembre de l'année précédant celle de la publication de l'arrêté portant création d'une commune nouvelle, au moins 50% de la population totale de cette dernière est apportée par une ou plusieurs communes relevant de la catégorie C auxquelles elle est substituée en application de l'article L.2113-2 du CGCT, alors la commune nouvelle relève de la catégorie C.

Dans le cas contraire, la répartition de maîtrise d'ouvrage au sein de cette commune nouvelle dépendra du caractère « urbain » ou « rural » défini par arrêté préfectoral suivant le renouvellement général des conseils municipaux.

#### **Dispositions transitoires jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2021:**

Les communes de Baugé et Segré, de type C dans le précédent contrat de concession, ont été concernées par des fusions de communes. Par application du principe de prépondérance ci-dessus, les parties conviennent que :

- La commune nouvelle Baugé-en-Anjou devienne commune de type C
- La commune nouvelle Segré-en-Anjou Bleu ne devienne pas commune de type C
- L'évolution de la répartition de maîtrise d'ouvrage induite ne trouvera à s'appliquer qu'à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2021.

Ainsi, sur le périmètre de ces deux communes nouvelles et jusqu'au 1er janvier 2021, la répartition de maîtrise d'ouvrage est définie sur l'emprise de chaque commune déléguée comme suit :

- Baugé commune de type C
- Segré commune de type C
- Autres communes déléguées selon le caractère « Urbain » ou « Rural » défini par arrêté préfectoral.

**ARTICLE 6**  
**MISE A DISPOSITION DE L'AUTORITE CONCEDANTE**  
**D'INFORMATIONS SUR L'ETAT DU RESEAU CONCEDE**

Chaque année, le gestionnaire du réseau de distribution fournit sans facturation additionnelle à l'autorité concédante, à sa demande, les informations nécessaires (état décrivant les contraintes, y compris la chute de tension dans le transformateur, et caractéristiques du réseau basse tension) lui permettant d'identifier le nombre et la localisation des départs du réseau basse tension nécessitant des travaux de renforcement relevant de sa maîtrise d'ouvrage et, le cas échéant, de procéder à l'instruction des avis d'urbanisme.

Cette communication est accompagnée d'un avis du gestionnaire du réseau de distribution précisant les départs pour lesquels des travaux de renforcement sont à réaliser de façon prioritaire. L'autorité concédante informe le gestionnaire du réseau de distribution de son programme prévisionnel de travaux.

En outre, le gestionnaire du réseau de distribution met à disposition de l'autorité concédante, à sa demande, des données qualifiées ou des informations issues des dispositifs de comptage aux fins de suivi de la qualité de fourniture. Les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante qu'après le consentement de la personne concernée.

**ARTICLE 7**  
**TRAVAUX SOUS TENSION**

Le gestionnaire du réseau de distribution s'engage à réaliser ou faire réaliser sous tension les travaux dont il est maître d'ouvrage sur le réseau concédé, aussi bien en haute qu'en basse tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général.

L'autorité concédante, pour les travaux dont elle assure la maîtrise d'ouvrage, fait réaliser ceux-ci sous tension, dans tous les cas où ce mode d'intervention est techniquement possible et conforme à l'intérêt général, sauf disposition contraire convenue entre les parties.

**ARTICLE 8**  
**COMPTE-RENDU ANNUEL D'ACTIVITE DE LA CONCESSION**

Le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante, dans le cadre du compte-rendu d'activité du concessionnaire afférent à la concession, établi conformément à l'article 44 du cahier des charges, les indicateurs suivants :

**A) Indicateurs relatifs à la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité**

**1° Caractéristiques de la concession**

- Nombre d'utilisateurs desservis par le réseau concédé
- Quantités d'énergie acheminée (en kWh)
- Recettes d'acheminement détaillées par puissance
- Quantité d'énergie produite par type de production (en kWh)
- Puissance nouvelle raccordée (consommation / production en kVA)
- Nombre de compteurs Linky posés
- Nombre de compteurs Linky communicants posés.

## 2° Indicateurs descriptifs physiques des ouvrages

- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension HTA
- Nombre de kilomètres de réseau relevant du domaine de tension BT, dont
  - Longueur des fils nus de faibles sections ( $\leq 14 \text{ mm}^2$  Cu et  $\leq 22 \text{ mm}^2$  Alu)
- Longueur moyenne des 10% de départs les plus longs (km)
- Taux d'enfouissement du réseau HTA
- Taux d'enfouissement du réseau BT
- Répartition par tranche d'âge de 10 ans des différents types d'ouvrage
- Nombre de postes HTA/BT par catégories :
  - dont poste sur poteau H61
  - dont poste cabine haute
  - dont poste cabine basse
- Nombre moyen d'OMT/départ HTA aérien

## 3° Indicateurs relatifs aux raccordements

- Nombre de raccordements neufs de consommateurs au réseau public de distribution réalisés
  - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36kVA
    - dont raccordements individuels sans adaptation de réseau
    - dont raccordements collectifs sans adaptation de réseau
    - dont raccordements individuels et collectifs avec adaptation de réseau
  - dont nombre de raccordements en BT concernant des installations de consommation de puissance comprise entre 36kVA et 250kVA
  - dont nombre de raccordements en moyenne tension HTA
- Nombre de raccordements neufs d'installations de production de puissance inférieure ou égale à 36kVA réalisés
  - dont nombre de raccordements sans adaptation de réseau
  - dont nombre de raccordements avec adaptation de réseau
- Envoi des devis de raccordement :
  - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - délai moyen d'envoi du devis pour les consommateurs BT individuels de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - taux de devis de raccordement envoyés dans les délais pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau)
  - délai moyen d'envoi du devis pour les producteurs BT de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (sans adaptation de réseau).

#### 4° Indicateurs de performance : qualité de la distribution et continuité d'alimentation

- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues (en minutes)
- Durée moyenne annuelle de coupure perçue par un client alimenté en BT, toutes causes d'interruption confondues, hors incident exceptionnel<sup>9</sup> (en minutes)
  - dont l'origine de l'incident est située sur le réseau d'électricité géré par une société gestionnaire d'un réseau de transport d'électricité
  - dont l'origine de l'incident est située au niveau d'un poste source
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension HTA (« incident HTA »)
  - dont l'origine de l'incident est située sur un ouvrage du réseau public de distribution d'électricité relevant du domaine de tension BT (« incident BT »)
  - ayant pour origine des travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.
- Nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau
  - dont aérien
  - dont souterrain
- Nombre de coupures à la suite d'incidents sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure à 3 minutes (ci-après « coupure longue »)
  - dont nombre de coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes (ci-après « coupure brève »).
- Nombre de coupures pour travaux sur le réseau public de distribution d'électricité
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont nombre de coupures pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Durée moyenne des coupures pour travaux perçue par un client alimenté en BT
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension HTA
  - dont pour travaux sur un ouvrage du domaine de tension BT.
- Fréquence des coupures longues, toutes causes confondues
- Fréquence des coupures brèves, toutes causes confondues.
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues, toutes causes confondues
  - dont nombre de clients BT affectés par plus de 6 coupures longues, hors incidents BT
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 30 coupures brèves, toutes causes confondues
- Nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, toutes causes confondues
  - dont nombre de clients BT ayant subi plus de 3 heures de coupure, en durée cumulée sur l'année, hors incidents BT
- Nombre de clients BT affectés par une interruption de fourniture d'une durée supérieure à 6 heures consécutives, quelle que soit la cause de l'interruption de fourniture.
- Taux (en %) de départs BT comportant au moins un client BT mal alimenté<sup>10</sup>
- Taux (en %) de départs HTA comportant au moins un point de livraison HTA dont la tension d'alimentation est inférieure de plus de 5% à la tension contractuelle.
- Nombre de clients BT mal alimentés
- Taux (en %) de clients BT mal alimentés.

---

<sup>9</sup> Les incidents exclus des statistiques de coupure de façon à déterminer l'indicateur « hors incidents exceptionnels » sont ceux qui sont définis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) dans ses délibérations tarifaires comme des événements exceptionnels au sens de la régulation incitative de la continuité d'alimentation.

<sup>10</sup> Un client BT est considéré comme mal alimenté lorsque, au moins une fois au cours de l'année civile dont il est rendu compte, sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, est inférieure à 90% de la tension nominale mentionnée à l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 24 décembre 2007 pris en application du décret n°2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité ou supérieure à 110% de la tension nominale.

## 5° Indicateurs de la qualité du service au client

- Taux de mise en service sur installation existante dans les délais standards ou convenus
- Taux de résiliation dans les délais standards ou convenus
- Délai moyen de réalisation des travaux de raccordement concernant des installations de consommation de puissance inférieure à 36 kVA (entre date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et date réelle de mise en exploitation), pour les branchements simples C5
- Taux de réponse aux réclamations sous 15 jours calendaires
- % des réclamations des clients particuliers (segment C5), concernant les activités suivantes :
  - Raccordement
  - Relève et facturation
  - Accueil
  - Intervention techniques et mises en service
  - Qualité de la fourniture
- Taux d'accessibilité de l'accueil dépannage par les clients BT avec une puissance inférieure ou égale à 36 kVA
  - Nombre d'appels reçus
  - Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage.

## 6° Indicateurs de satisfaction des clients

- Taux de satisfaction globale :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients Entreprises raccordés en BT ou HTA, avec une puissance supérieure à 36kVA
- Taux de satisfaction spécifique aux raccordements :
  - des clients particuliers raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA
  - des clients professionnels raccordés en BT avec une puissance inférieure ou égale à 36kVA.

## 7° Indicateurs sur les éléments financiers

- Produits et charges liés à l'exploitation courante de la concession :
  - Rubriques relatives aux produits d'exploitation :
    - Recettes d'acheminement par type de client final (en fonction du domaine de tension et de la puissance maximale souscrite : HTA, BT de puissance supérieure à 36 kVA, BT de puissance inférieure à 36 kVA) découlant du tarif d'utilisation des réseaux visé à l'article L. 341-2 du code de l'énergie,
    - Recettes de raccordement, de prestations annexes et autres recettes,
    - Production stockée et immobilisée,
    - Reprises sur amortissements distinguant les reprises d'amortissements de financements du concédant des autres types de reprises,
    - Reprises sur provisions distinguant les reprises de provisions pour renouvellement et les reprises d'autres catégories de provisions,
    - Total des autres produits d'exploitation,
  - Rubriques relatives aux charges d'exploitation :

- Achats dont coût d'accès au réseau amont et couverture de pertes,
- Charges de personnel,
- Redevances de concession,
- Impôts et taxes,
- Charges centrales et autres charges d'exploitation,
- Charges calculées :
  - dotations aux amortissements des biens en concession distinguant l'amortissement des financements du concessionnaire d'une part, et celui des financements de l'autorité concédante et des tiers d'autre part,
  - autres amortissements,
  - autres dotations d'exploitation.
- Produits et charges exceptionnels, le cas échéant.

### **8° Indicateurs relatifs au patrimoine concédé**

- Valorisation en fin d'exercice des ouvrages concédés avec un détail par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute des ouvrages
  - Amortissement cumulés
  - Valeur nette comptable
  - Provisions pour renouvellement cumulées
  - Valeur de remplacement
- Variation des valeurs brutes au cours de l'exercice écoulé, par catégories d'ouvrages (en euros) :
  - Valeur brute au 1<sup>er</sup> janvier
  - Mises en service dans l'année dont apports nets du concessionnaire et apports externes nets
  - Retraits en valeur brute dans l'année
  - Valeur brute au 31 décembre
- Information sur les durées d'amortissement par catégories d'ouvrages
- Synthèse des passifs spécifiques de concession, par catégories d'ouvrages, distinguant les financements respectifs du concédant et du concessionnaire, les amortissements de financements du concédant et le solde de la provision pour renouvellement (en euros)

## **B) Indicateurs relatifs à la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente**

### **1° Caractéristiques de la concession**

a) Caractéristiques des clients de la concession :

- Nombre total de clients de la concession aux tarifs réglementés de vente (TRV) au 31 décembre
- Nombre de clients ayant souscrit un contrat TRV au cours de l'exercice
- Nombre de clients ayant résilié leur contrat TRV au cours de l'exercice
- Ventilation<sup>11</sup> des clients de la concession au 31 décembre
  - o par tarif : Bleu résidentiel, Bleu non résidentiel
  - o par option : Base, Heure Pleine / Heure Creuse, EJP / TEMPO, Eclairage Public
  - o par puissance souscrite (hors éclairage public) : 3 kVA, 6 kVA, 9 kVA, 12 kVA et plus

b) Caractéristiques des ventes d'électricité sur la concession :

- Energie facturée (en kWh) par tarif et option au cours de l'exercice
- Recettes facturées (en euros) par tarif au cours de l'exercice

### **2° Qualité du service rendu aux clients**

a) Facturation :

- Nombre de clients ventilés par fréquence de facturation au 31 décembre
- Nombre de clients bénéficiant d'une facturation électronique au 31 décembre
- Nombre total de factures émises au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base du relevé effectué par le client au cours de l'exercice
- Nombre de factures établies sur la base d'un télé-relevé au cours de l'exercice
- Nombre de factures rectificatives au cours de l'exercice

b) Traitement des difficultés de paiement des clients particuliers de la concession :

- Nombre de lettres uniques de relance envoyées au cours de l'exercice, dans le cadre des dispositions du décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau
- Nombre de coupures demandées par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente au gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire du réseau de distribution au cours de l'exercice
- Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées au cours de l'exercice
- Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur aux tarifs réglementés de vente suite à coupure au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de coupures effectives réalimentés au début de la période hivernale de l'exercice considéré<sup>12</sup>, au titre de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles
- Nombre de réductions de puissance effectuées pendant la période hivernale<sup>13</sup>
- Nombre de réductions de puissance effectuées au cours de l'exercice
- Nombre de clients en situation de réduction de puissance au 31 décembre
- Nombre de clients dont le compte clients a été crédité avec un chèque énergie au cours de l'exercice

---

<sup>11</sup> Les segmentations des tarifs, options et puissances souscrites sont mentionnées telles qu'elles existent à la date de signature du présent contrat. Les clients résidentiels correspondent aux clients particuliers.

<sup>12</sup> A la date de signature du présent contrat : le 1<sup>er</sup> novembre de l'année dont il est rendu compte

<sup>13</sup> A la date de signature du présent contrat : du 1<sup>er</sup> janvier au 31 mars inclus et du 1<sup>er</sup> novembre au 31 décembre inclus de l'année dont il est rendu compte

c) Autres services rendus aux clients de la concession :

- Nombre de conseils tarifaires dispensés par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente auprès des clients particuliers au cours de l'exercice
- Nombre de clients particuliers bénéficiant d'un accompagnement énergie de la part du fournisseur aux tarifs réglementés de vente au cours de l'exercice
- Nombre de souscriptions sans interruption de fourniture au cours de l'exercice
- Nombre d'appels téléphoniques traités pour les clients particuliers au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre de pages vues sur le(s) site(s) internet proposé(s) au cours de l'exercice, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Nombre d'espaces internet client ouverts au 31 décembre, à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Modalités de contact et d'accueil proposées aux clients par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente (sites internet, services téléphoniques, points d'accueils, ...)

d) Traitement des réclamations des clients particuliers de la concession :

- Nombre total de réclamations écrites<sup>14</sup> reçues au cours de l'exercice
- Ventilation du nombre de réclamations écrites par typologie<sup>15</sup> :
  - o Accueil
  - o Conseil et services
  - o Contrat
  - o Facturation
  - o Qualité de fourniture et réseau
  - o Recouvrement
  - o Relation avec le distributeur
  - o Relevé
- Taux de réclamations écrites avec réponse dans les 30 jours

e) Satisfaction des clients :

- Taux de satisfaction des clients résidentiels à la maille de la zone de desserte nationale du fournisseur aux tarifs réglementés de vente
- Taux de satisfaction des clients non résidentiels à la même maille.

**3° Eléments financiers de la concession :**

Etablis au regard des quantités facturées dans l'année aux clients de la concession raccordés aux réseaux publics de distribution d'électricité bénéficiant du tarif réglementé de vente dit « bleu » mentionné à l'article R.337-18 du code de l'énergie :

- chiffre d'affaires ;
- coûts commerciaux établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par le fournisseur aux tarifs réglementés de vente à la Commission de régulation de l'énergie.

---

<sup>14</sup> Correspond aux réclamations reçues par courrier et par voie numérique

<sup>15</sup> Répartition à la date de la signature du présent contrat.

## **ARTICLE 9 EXERCICE DU CONTROLE**

Les opérations de contrôle du bon accomplissement par le concessionnaire de ses missions, mentionnées à l'article 44 du cahier des charges, sont organisées par l'autorité concédante. Sans préjudice de la faculté pour les agents de contrôle de l'autorité concédante de procéder à tout moment à toutes vérifications et de prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de leur mission, l'autorité concédante a la faculté d'exercer un contrôle annuel dans le cadre précisé ci-après.

Pour les missions périodiques ainsi diligentées par l'autorité concédante, les parties conviennent des principes ci-après.

### **A) Information préalable**

Toute mission périodique de contrôle est notifiée par l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante au moins 2 mois<sup>16</sup> avant la date prévisionnelle des opérations de contrôle. Cette notification est adressée par écrit au(x) représentant(s) du concessionnaire concerné(s) tel(s) que désigné(s) à l'article 54 du cahier des charges. Elle précise, notamment, l'objectif de la mission, les informations attendues et leur délai de mise à disposition qui ne sera pas inférieur à 2 mois<sup>17</sup>.

### **B) Organisation de la mission de contrôle**

A la demande de la partie la plus diligente, une réunion préparatoire pourra être organisée afin de compléter ou de préciser les indications ainsi notifiées et de convenir du calendrier de la mission.

### **C) Déroulement de la mission de contrôle**

Dans le cadre du calendrier ainsi convenu, le concessionnaire désigne des agents qualifiés qui sont les interlocuteurs des agents de contrôle de l'autorité concédante et qui leur fournissent les informations utiles à l'exercice de leur mission de contrôle sans préjudice des dispositions du D) ci-après.

En toutes circonstances, les agents de contrôle de l'autorité concédante veilleront à limiter au strict nécessaire la gêne occasionnée à l'exploitation.

### **D) Informations sensibles**

Les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi, dont la liste figure notamment à l'article R. 111-26 du code de l'énergie, seront remises par le concessionnaire exclusivement à l'agent de contrôle de l'autorité concédante habilité et assermenté<sup>18</sup> à cet effet.

Ces informations lui seront remises en main propre contre signature d'une attestation mentionnant notamment la date de la mission de contrôle, l'identité de l'agent de contrôle et la description des informations remises.

Cet agent devra être en mesure de présenter aux représentants du concessionnaire tout titre ou document attestant de sa désignation par l'exécutif de l'autorité concédante, de son habilitation à recevoir les informations ci-dessus et de sa prestation de serment.

Sans préjudice de la protection par la loi d'autres données, les données à caractère personnel ne peuvent être communiquées par le concessionnaire à l'agent de contrôle qu'après le consentement de la personne concernée.

---

<sup>16</sup> A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à deux mois.

<sup>17</sup> A compléter par les parties, sans que ce délai puisse être inférieur à un mois.

<sup>18</sup> Conformément à la législation en vigueur

## **E) Rapport de contrôle intégrant les préconisations de l'autorité concédante**

A l'issue de ces opérations de contrôle périodique, si l'agent de contrôle désigné par l'autorité concédante formule des recommandations relatives à l'exécution du contrat par le concessionnaire, il notifie le projet de rapport à ce dernier. Celui-ci dispose d'un délai de 4 semaines pour apporter ses observations.

Un exemplaire du rapport final est transmis au concessionnaire. Ce dernier présente, le cas échéant, les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'autorité concédante dans un délai de 8 semaines.

L'autorité concédante arrête le montant de la pénalité mentionnée à l'article 46 du cahier des charges au plus tard dans les douze mois suivant la date d'expiration de la mise en demeure qu'elle a adressée au concessionnaire dans le cadre de l'exercice de son contrôle de la concession.

## **ARTICLE 10**

### **MOYENS DE DESSERTE DECENTRALISES NON CONNECTES A L'ENSEMBLE DU RESEAU**

#### **A) Conditions de mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés**

Dans le cadre de la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'énergie électrique du gestionnaire du réseau de distribution exposée à l'article 1<sup>er</sup> du cahier des charges et incluant notamment la desserte rationnelle du territoire national, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent mettre en œuvre d'un commun accord des moyens de desserte décentralisés non raccordés au réseau public de distribution d'électricité existant, à partir d'une source de production autonome d'électricité utilisant l'énergie photovoltaïque<sup>19</sup> et dont l'usage s'inscrit dans la durée (ci-après « les moyens de desserte décentralisés »).

Conformément au septième alinéa de l'article 2 du cahier des charges, la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés doit satisfaire à un motif d'intérêt général. A cet effet, et préalablement à sa mise en œuvre, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution examinent conjointement l'intérêt technico-économique de l'opération projetée par rapport à un raccordement au réseau public de distribution d'électricité.

Pour qu'une solution reposant sur la mise en œuvre de moyens de desserte décentralisés soit retenue en substitution à une extension du réseau existant, elle doit en particulier être mise en œuvre conformément aux règles techniques du gestionnaire de réseaux, présenter un coût global actualisé pour la collectivité nationale inférieur à celui relatif à une alimentation à partir d'une extension du réseau public de distribution d'électricité et favoriser le développement d'une activité contribuant à l'aménagement du territoire. Elle doit en outre s'accompagner d'un engagement de non raccordement du site au réseau pendant 5 ans, à besoin constant.

Lorsque la maîtrise d'ouvrage des travaux est assurée par l'autorité concédante, l'accord des parties est matérialisé par la signature préalable par le gestionnaire du réseau de distribution d'un document de prise en concession de l'installation projetée après examen du dossier correspondant.

Dans les cas où les conditions mentionnées précédemment sont satisfaites, les moyens de desserte décentralisés intègrent les ouvrages concédés conformément aux dispositions de l'article 2 du cahier des charges.

Les moyens de desserte décentralisés incorporés dans la concession (ci-après « installations en site isolé ») comprennent l'ensemble des installations en amont des bornes de sortie du disjoncteur des clients, soit :

- les installations de production proprement dites : champ de modules photovoltaïques, avec leur boîtier de raccordement, et/ou générateur éolien ou générateur hydroélectrique ;
- la batterie de stockage de l'énergie, associée à un système de contrôle de la charge et de la décharge destiné à protéger la batterie ;

---

<sup>19</sup> Selon les circonstances, des moyens de desserte décentralisés non raccordés utilisant l'énergie éolienne ou hydraulique peuvent être envisagés.

- le cas échéant, l'onduleur assurant la transformation du courant continu en courant alternatif 230 volts ;
- les ouvrages de distribution compris entre la source de production d'énergie et les bornes de sortie des disjoncteurs des usagers.

Pour les générateurs hydrauliques, les installations en concession comprennent la turbine et tous les systèmes de régulation, à l'exclusion des vannes et de leur asservissement, des ouvrages de génie civil, conduites forcées, bassins de captage d'eau.

Pendant la durée du contrat de concession, le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante de toute évolution significative des usages et/ou des caractéristiques techniques des installations en site isolé mises en œuvre conformément aux dispositions mentionnées ci-dessus, en particulier lorsque ces usages ou ces caractéristiques sont devenues notoirement en écart par rapport à la situation initiale.

Dans l'hypothèse où il serait nécessaire d'augmenter la capacité de l'installation en site isolé eu égard aux évolutions des besoins des clients desservis par cette installation, l'augmentation de puissance fait l'objet d'une étude par le maître d'ouvrage concernée visant à déterminer la solution technique la mieux adaptée pour satisfaire cette demande comme s'il s'agissait d'une nouvelle desserte.

Sur la base des informations communiquées par le gestionnaire du réseau de distribution, ce dernier pourra décider, le cas échéant, en accord avec l'autorité concédante, de mettre fin à l'exploitation d'une installation en site isolé et d'organiser son retrait du périmètre de la concession.

Par ailleurs, à l'échéance de la durée d'amortissement de chaque installation en site isolé fixée à 20 ans, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution en charge de l'exploitation du site isolé se rapprochent afin d'évaluer l'intérêt d'une poursuite de l'activité de ce dernier au regard des conditions énoncées au troisième alinéa du présent article, appréciées à la date de l'évaluation précitée, et du renouvellement de ladite installation.

## **B) Etat récapitulatif des moyens de desserte décentralisés**

Le concessionnaire fournit un état annuel récapitulatif, au 31 décembre de l'année précédant la production de cet état, les installations en site isolé. Cet état précise la localisation de chaque installation, sa puissance et la date d'entrée en concession.

Le gestionnaire du réseau de distribution précise la liste des sites isolés dont il a été mis fin à l'exploitation, d'un commun accord avec l'autorité concédante, au cours de l'année précédant la communication de l'état annuel mentionné ci-dessus.

Le concessionnaire communique à l'autorité concédante l'état annuel mentionné au premier alinéa au plus tard le 1er juin de chaque année civile.

## **ARTICLE 11**

### **EVOLUTIONS DES TECHNIQUES DE DISTRIBUTION ET NIVEAU DE TENSION**

En cas de modification des dispositions législatives relatives à la tension maximale des réseaux publics de distribution, les parties précisent par voie d'avenant, en tant que de besoin, les modalités de gestion par le concessionnaire des éventuels ouvrages et installations concernés de tension égale ou supérieure à 50 000 volts, sous réserve des droits des autres gestionnaires de réseau public d'électricité.

**ARTICLE 12**  
**CONDITIONS DE VERSEMENT DES CONTRIBUTIONS DES COMMUNES**  
**OU DES ETABLISSEMENTS PUBLICS DE COOPERATION INTERCOMMUNALE**

Lorsqu'elle est débitrice de la contribution prévues aux articles L. 342-6 et L. 342-11 du code de l'énergie, la commune, ou l'établissement public de coopération intercommunale compétent pour la perception des participations d'urbanisme, procède au mandatement des sommes dues à l'issue des travaux, permettant un règlement dans un délai maximal de 45 jours, à réception de la facture.

Le dépassement du délai de paiement ouvre de plein droit et sans autre formalité le bénéfice d'intérêts moratoires, à compter du jour suivant l'expiration du délai.

**ARTICLE 13**  
**MISE A DISPOSITION DE DONNEES**

Les parties soulignent l'importance stratégique des données pour le bon accomplissement de leurs missions respectives.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent de se rencontrer pour établir une convention précisant les modalités de transmissions de données, cartographiques et non cartographiques, qui pourrait s'inscrire dans le cadre d'une réflexion globale intégrant les cinq autorités concédantes des Pays de la Loire.

## **ARTICLE 14 VALORISATION DES OUVRAGES CONSTRUITS SOUS LA MAITRISE D'OUVRAGE DE L'AUTORITE CONCEDANTE**

Le présent article a pour objet de définir les modalités d'échanges entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante pour la valorisation comptable des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante et remis au gestionnaire du réseau de distribution.

### **A) Dossier transmis par l'autorité concédante**

Pour chaque ouvrage remis au gestionnaire du réseau de distribution, en complément au plan de récolement, le plus précis possible, et des tableaux de pose et de dépose, transmis au gestionnaire du réseau de distribution par ailleurs, l'autorité concédante, maître d'ouvrage, communique au gestionnaire du réseau de distribution les éléments techniques significatifs permettant d'appréhender pleinement le dossier de l'ouvrage construit, par l'intermédiaire d'une fiche de collecte, dite fiche « VRG », complétée de la façon la plus exhaustive possible.

Il est précisé que la fiche de collecte VRG établie par l'autorité concédante :

- doit mentionner le montant des coûts exposés par l'autorité concédante maître d'ouvrage (auxquels sont intégrés les frais de maîtrise d'œuvre et de maîtrise d'ouvrage) ; ce montant, tel que connu à l'établissement de la fiche VRG, est donné à titre indicatif ;
- doit identifier les éventuelles spécificités de chantier, en accompagnant leur description précise des surcoûts qu'elles entraînent pour le maître d'ouvrage ;
- est à transmettre au gestionnaire du réseau de distribution dès la remise de l'ouvrage à l'exploitant ;
- est produite sur la base d'un modèle convenu entre les parties. En particulier, quand il y a lieu, la fiche VRG distingue les travaux de raccordement des autres travaux ne relevant pas d'un raccordement réalisés à l'occasion du même chantier.

L'envoi de la fiche de collecte VRG par l'autorité concédante est le fait générateur de la mise en œuvre du dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la valorisation de l'ouvrage remis au gestionnaire du réseau de distribution.

### **B) Instruction par le gestionnaire du réseau de distribution**

Le gestionnaire du réseau de distribution se rapproche systématiquement de l'autorité concédante lorsque les valorisations obtenues s'écartent des coûts exposés par l'autorité concédante au-delà des seuils d'alerte définis.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution analysent conjointement les écarts de valorisation selon les modalités convenues entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

En particulier pour aider à cette analyse en commun, le gestionnaire du réseau de distribution fournit les fiches détaillées d'immobilisation par éléments techniques d'inventaire (produites par l'outil de valorisation) à l'autorité concédante qui en fait la demande.

Le gestionnaire du réseau de distribution informe l'autorité concédante des ajustements qu'il apporte aux valorisations des ouvrages effectuées avec l'outil de valorisation, à la suite des précisions ou compléments qui lui sont fournis par l'autorité concédante.

### **C) Convention VRG**

L'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution conviennent de se rencontrer pour établir une convention précisant notamment les modalités d'échange, les seuils d'alerte et dispositions relatives à la production de bilan annuel.

## **ARTICLE 15 ETAT DE CRISE**

Dans le cadre de l'article 38 du cahier des charges, en situation de gestion de crise affectant le réseau, le gestionnaire du réseau de distribution désigne un interlocuteur privilégié auprès de l'autorité concédante. Ce dernier informe l'autorité concédante de façon régulière à minima 1 fois par jour de l'état du réseau de distribution publique d'électricité et de l'avancement des opérations de réalimentation.

Chaque situation de crise consécutive à la survenance d'aléas climatiques d'intensité exceptionnelle fera l'objet d'un retour d'expérience (REX) présenté, en réunion dédiée, par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante dans l'année (l'échéance sera définie selon l'ampleur de l'évènement).

## **ARTICLE 16 INFORMATION INCIDENTS CONCESSION**

Sur demande ciblée et ponctuelle du concédant relative à la survenance d'un incident spécifique, le gestionnaire de réseau de distribution s'engage à informer l'autorité concédante d'éléments de contexte et de perspective dans les 24 heures.

ATTESTATION n° : \_\_\_\_\_ (une attestation par groupement d'affaires)  
PERIODE DU : \_\_\_\_\_ (une attestation globale par mois)

**ATTESTATION D'INVESTISSEMENT  
SUR LE RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ  
ETABLIE POUR LE CALCUL DE LA REDEVANCE DE CONCESSION**

Annexe 1 au cahier des charges de la concession

**I – MAITRE D'OUVRAGE :**

*Nom et adresse de l'autorité concédante*  
Représenté par *nom du président ou du maire*

**II – RECEVEUR – PAYEUR DE LA COLLECTIVITE :**

Trésorerie de *nom de la trésorerie*

**III – REPRESENTANT DU CONCESSIONNAIRE :**

Enedis  
*Adresse de la Direction Territoriale*

**IV – CONTRAT :**

Contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique signé le *date de signature du contrat*

**V – NATURE ET SITUATION DES BIENS :**

Voir le tableau annexé à la présente attestation.

**VI – MISE A DISPOSITION DES BIENS :**

Après réception par *nom du concédant*, les ouvrages ont été mis à la disposition du concessionnaire de distribution publique d'énergie électrique aux dates indiquées dans le tableau annexé à la présente attestation.

**VII – PROGRAMME & FINANCEMENT :**

Voir le tableau annexé à la présente attestation. Sont exclus tous les travaux bénéficiant des aides versées par le CAS FACE.

**VIII – ETAT DES PAIEMENTS EFFECTUES ET TAXE AFFERENTE :**

Mandats			Montants (euros)		
Exercice	Date	N°	TTC	H.T.	T.V.A.
			,	,	,
			,	,	,

MAITRE D'OUVRAGE  
Fait à :  
Le :  
Cachet du maître d'ouvrage  
Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC  
Fait à :  
Le :  
Cachet  
Signature

ATTESTATION D'INVESTISSEMENT N° \_\_\_\_\_ POUR LA PERIODE DU **XX/XX/XXXX AU XX/XX/XXXX**

NATURE ET SITUATION DES BIENS						FINANCEMENT		REMISE DES OUVRAGES	MANDATS	MONTANTS (EUROS)		
N° affaire Enedis (ex. D327/XXX)	N° affaire autorité concédante	Nature du bien (à titre d'exemple : réseau BT, poste HTA/BT, réseau HTA)	Type de travaux (renforcement, effacement, sécurisation, étude, ...)	Commune / lieu-dit	Situation du bien (préciser adresse postale ou repère géographique)	Nature du financement (Préciser la nature et la répartition des financements : fonds propres, article 8, convention, autres)	En cas de financement par des tiers : Indiquer le montant de la participation des tiers	Date de mise à disposition du bien	Date de mandatement	Montant TTC	Montant HT	Montant TVA

MAITRE D'OUVRAGE

Fait à :

Le :

Cachet du maître d'ouvrage

Signature du représentant du maître d'ouvrage

COMPTABLE PUBLIC

Fait à :

Le :

Cachet

Signature

## **ANNEXE 2**

### **SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS D'INVESTISSEMENT**

*En vue d'assurer la bonne exécution du service public et ce dans le respect des principes fixés par le législateur, notamment aux articles L. 121-1 et L. 322-8 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante conviennent d'établir, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession, incluant le renouvellement des ouvrages. Ce dispositif repose sur les principes ci-après énoncés et se décline comme suit :*

- *un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;*
- *des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;*
- *un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).*

#### **Article 1 – Principes généraux de la démarche**

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du cahier des charges de concession pour ce qui concerne la programmation des investissements et a pour objet de définir l'ambition pour le réseau, notamment de qualité, à l'échéance du schéma directeur afin de guider les choix d'investissements sur les réseaux publics de distribution d'électricité sur la durée du contrat.

Les dispositions locales mentionnées à l'article 8 de la présente annexe font l'objet d'une annexe complémentaire 2-A visant à préciser les règles du dispositif de gouvernance et le contenu des éléments techniques nécessaires à l'élaboration du schéma directeur et du programme pluriannuel des investissements.

Les orientations du schéma directeur seront prises en compte pour établir les programmes pluriannuels successifs à concurrence de la durée résiduelle du contrat de concession.

L'objectif de ce schéma directeur est la définition de zones géographiques prioritaires en matière d'amélioration de qualité de fourniture et l'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution. L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un diagnostic détaillé et partagé entre le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession, la dynamique des territoires liée aux évolutions des puissances et consommations de la concession et le développement des énergies renouvelables.

Le schéma directeur ou les programmes pluriannuels peuvent aussi intégrer des actions de modernisation du réseau associées à la mise en place de nouvelles technologies (réseaux intelligents, bénéfiques associés à la mise en place progressive de Linky) ou de nouvelles modalités de gestion du réseau comme les flexibilités locales telles que définies à l'article 24 du cahier des charges.

L'élaboration d'un schéma directeur et du premier programme pluriannuel résulte de six étapes successives dont le contenu est détaillé dans les articles suivants :

- L'élaboration d'un diagnostic technique détaillé et partagé ;
- La réalisation de prévisions d'évolution de la production et de la consommation d'électricité sur le territoire de la concession ;

- La formalisation dans le schéma directeur d'ambitions pour la durée du contrat, autour de valeurs repères pouvant porter sur la qualité, la fiabilisation ou le renouvellement de certains ouvrages, ou le développement du réseau ;
- L'identification des leviers à mettre en œuvre pour atteindre les ambitions ;
- La définition des priorités (zones géographiques et types d'ouvrages concernés) et la définition dans le programme pluriannuel du niveau de l'engagement financier associé ;
- Les modalités de suivi de ce programme.

## **Article 2 – Diagnostic technique**

Le diagnostic technique s'appuie sur le descriptif du territoire de la concession et des ouvrages concédés en faisant un état des lieux technique précis, notamment par une évaluation de la performance dans le temps du réseau et une identification des zones géographiques en écart sur le territoire de la concession.

*Les points suivants ont notamment été évoqués :*

- *La description physique du réseau,*
- *L'évolution du critère B,*
- *La fréquence de coupures sur incidents du réseau de distribution,*
- *Les résultats en termes de continuité de fourniture et de tenue de la tension du décret qualité,*
- *La fiabilité des réseaux HTA et BT,*
- *L'analyse des sièges et des causes des incidents sur les réseaux BT et HTA,*
- *Les risques climatiques spécifiques à la concession.*

## **Article 3 – Evolution des besoins**

Les prévisions d'évolution des usages, de la consommation d'énergie, de la production d'énergie et des puissances injectées ou soutirées sont évoquées à cette étape. Elles sont nourries des orientations en termes de planification et de programmation énergétiques ainsi que des projets de développement et d'aménagement portés par les collectivités locales.

## **Article 4 – Les ambitions portées par le schéma directeur**

Le dialogue entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution vise à intégrer les aspects suivants au schéma directeur :

- la recherche de la performance globale du réseau public de distribution dans une perspective d'évolution vers un réseau électrique intelligent présentant un niveau de qualité et de sécurité adapté aux enjeux de la concession ;
- la prise en compte des besoins en électricité (connus et prévisibles), compte tenu tant de l'évolution des usages, des perspectives de développement du territoire, des perspectives de développement des énergies renouvelables, des bornes de recharge des véhicules électriques que des réglementations applicables en termes de performances énergétiques des constructions neuves ;
- la prise en compte des aléas climatiques, en y associant tous les moyens requis au vu des prescriptions réglementaires (plans de prévention des risques d'inondation – PPRI – approuvés par les préfetures des départements traversés par le réseau concédé,...), la maîtrise du risque de coupure d'électricité incombant au gestionnaire du réseau de distribution à titre préventif comme curatif ;
- la poursuite de la modernisation et de la sécurisation du réseau HTA et BT, notamment par des actions de maintenance, renouvellement et d'automatisation ;

- la mise en place progressive des compteurs évolués et dispositifs associés permettant une évolution rapide et économique vers un réseau électrique intelligent sur l'ensemble du territoire de la concession.

Des valeurs repères en termes de niveaux d'amélioration de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages sont définies d'un commun accord entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. Ces valeurs repères peuvent porter sur l'ensemble du territoire ou sur des zones du territoire.

Elles orienteront les choix d'investissements.

## **Article 5 – L'identification des leviers**

Les leviers constituent les moyens de réaliser les ambitions.

*Les principaux leviers abordés sont :*

- *Le renouvellement des réseaux souterrains d'anciennes technologies, en priorisant sur les tronçons les plus incidentogènes ;*
- *Des actions ciblées sur les réseaux aériens HTA pour améliorer la robustesse face aux aléas climatiques en zone de risque avéré et pour agir sur la fiabilité par un programme de prolongation de durée de vie des ouvrages ;*
- *La résorption progressive de la BT fils nus et faibles sections;*
- *La poursuite de l'équipement du réseau HTA en organes de manœuvre télécommandés.*

## **Article 6 – Principes d'élaboration des programmes pluriannuels**

A partir du diagnostic technique, des ambitions portées par le schéma directeur et des leviers associés, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée un programme pluriannuel.

Il définit les priorités de la période :

- Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession ;
- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau.

En fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage, ce programme pluriannuel intègre des réalisations de l'autorité concédante, en particulier si celles-ci peuvent être coordonnées avec les actions du gestionnaire de réseau de distribution.

Dans le cadre de l'élaboration du programme pluriannuel, la politique de renouvellement sur l'ensemble de la concession fait l'objet d'un examen systématique.

L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent que soit distinguée, au sein de l'enveloppe consacrée aux programmes pluriannuels d'investissements (PPI), l'enveloppe prévisionnelle d'investissements de renouvellement qui fera l'objet d'une consommation du stock restant de provisions pour renouvellement, lequel doit être exclusivement et intégralement affecté aux travaux de renouvellement des ouvrages pour lesquels elles ont été constituées, sous réserve des obligations légales, réglementaires et comptables applicables aux provisions pour renouvellement.

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution portant sur le total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel des investissements est formalisé selon le modèle ci-dessous.

<b>Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)</b>	<b>Total PPI 20xx à 20xx</b>
<b>I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs</b>	
<b>II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine</b>	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
Renforcement des réseaux	
Climatique-sécurisation	
Modernisation des réseaux dont Smart-Grids	
Linky	
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
Environnement (article 8, intégration des ouvrages)	
Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)	
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	
<b>Total de l'engagement (M€)</b>	

Tableau illustratif de correspondance entre indicateurs physiques et financiers

<b>Finalité d'investissement</b>	<b>Potentielle contribution aux programmes suivants (sur la base des données 2016)</b>
<b>I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs</b>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
<b>II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine</b>	
<i>II.1 Investissements pour la performance du réseau</i>	
<i>Renforcement des réseaux</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, création d'un poste source
<i>Climatique-sécurisation</i>	Lignes aériennes HTA sécurisées (PAC), renouvellement HTA lignes aériennes
<i>Modernisation des réseaux dont Smart-Grids</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné), renouvellement ou ajout d'OMT, lignes aériennes HTA fiabilisées (PDV), création de points de coupure télécommandés, sécurisation par le réseau HTA, création d'un poste source
<i>Linky</i>	
<i>II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</i>	
<i>Environnement (article 8, intégration des ouvrages)</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes
<i>Sécurité et obligations réglementaires (dont PCB)</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont câble papier imprégné)
<i>Modification d'ouvrages à la demande de tiers</i>	Renouvellement BT fils nus, renouvellement des câbles HTA souterrain CPI, renouvellement HTA lignes aériennes, renouvellements BT souterrains (dont CPI)

Le schéma directeur et le programme pluriannuel sont présentés conjointement par le Président de l'autorité concédante et par le représentant du gestionnaire du réseau de distribution, chacun pour ce qui le concerne, pour information à l'organe délibérant de l'autorité concédante.

## **Article 7- Suivi du programme pluriannuel et élaboration des programmes annuels**

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels faisant l'objet d'échanges entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante en prévision des conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Les modalités et le pas de temps du suivi du programme pluriannuel sont définis d'un commun accord.

### A) Suivi technique

La réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

Le suivi du programme annuel s'appuie sur la liste des chantiers réalisés l'année précédente présentés dans le cadre des comptes rendus annuels d'activité prévus à l'article 44 du cahier des charges ainsi que sur le bilan de tous les investissements établi par l'autorité concédante dans la perspective de la conférence départementale.

### B) Suivi financier

Le suivi des prévisions d'investissement est établi selon les dispositions précisées dans la convention PPI.

L'évaluation de l'engagement du concessionnaire au titre du programme pluriannuel est réalisée au terme de ce dernier.

## **Article 8- Dispositions locales convenues entre les parties**

Les dispositions convenues entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sont précisées dans l'annexe 2-A du cahier des charges de concession et les conventions PPI.

## **Article 9- Schéma directeur**

Le schéma directeur des investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution sur la durée du contrat est inséré à l'annexe 2-A à la présente annexe.

## **Article 10- Programmes pluriannuels**

Le premier programme pluriannuel d'investissements établi entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution est établi par voie de convention. Celui-ci est mis à jour par convention, le nouveau programme succédant au précédent.

## **ANNEXE 2A**

### **Schéma directeur des investissements**

**AMBITIONS, PRINCIPAUX LEVIERS D'ACTION ET D'AMELIORATION ET VALEURS REPERES**

## **1- Préambule**

La présente annexe détaille les dispositions prévues à l'article 11 du contrat de concession et traite des orientations générales qui découleront des ambitions définies pour le réseau, notamment en matière de qualité et qui guideront les choix d'investissements d'Enedis et du Siéml sur le territoire de la concession. Ce document a été construit à partir d'une vision partagée entre le Siéml et Enedis.

Le schéma directeur des investissements couvre la durée du contrat de concession.

Le Siéml et Enedis soulignent le rôle déterminant du réseau public de distribution d'électricité en termes d'aménagement et d'accompagnement des grands enjeux du Maine-et-Loire. En effet, la transition énergétique qui se traduira par l'accroissement durable de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, bas carbone et décentralisée, ainsi que le développement de nouveaux usages de l'électricité (mobilité électrique, stockage ...), se réalisera en grande partie en s'appuyant sur les réseaux publics de distribution comme c'est déjà le cas du développement urbain et économique de nos territoires. Tous ces enjeux confèrent à ces réseaux un rôle central et d'avenir.

Les réseaux publics de distribution relient ainsi l'ensemble des territoires urbains et ruraux, l'ensemble des collectivités quel que soit leur taille, l'ensemble des consommateurs et des producteurs dans le cadre d'une mutualisation technique et économique qui garantit à tous la solidarité, l'égalité de traitement et la péréquation tarifaire. Le Siéml, en tant qu'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité et Enedis en tant que gestionnaire du système de distribution local, souhaitent renforcer par leurs actions communes l'importance de cet actif commun au service de tous.

### **Un schéma directeur au service des grands enjeux du Maine-et-Loire**

L'objectif de ce schéma directeur qui s'inscrit dans une logique de long terme, est la définition d'ambitions et d'orientations prioritaires en matière d'amélioration de qualité de fourniture et d'accompagnement des projets en matière de développement et d'aménagement du réseau public de distribution.

Le Siéml et Enedis souhaitent que ce schéma directeur puisse être un outil au service des politiques publiques locales et les signataires s'engagent sur le long terme à favoriser chacun dans la limite de ses compétences, les réflexions communes qui permettront au réseau public d'électricité d'être le plus efficient possible au service des collectivités et des habitants du Maine-et-Loire.

### **Un état des lieux et un diagnostic partagés**

L'élaboration de ce schéma directeur s'appuie entre autres sur un état des lieux et un diagnostic détaillés et partagés entre le gestionnaire de réseau de distribution et le Siéml, des réseaux publics de distribution d'électricité desservant la concession. Ceux-ci ont été co-construits par le Siéml et Enedis sur la base des données à fin 2017, et d'historiques sur les 5 dernières années. Une synthèse du diagnostic technique est présentée en paragraphe 2.

## **Principes généraux**

Dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur, Enedis est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité sur le territoire de la concession du Maine-et-Loire. Enedis est responsable de l'exploitation, de la sécurité, de l'entretien et de la maintenance du réseau, ainsi que de son développement.

Les investissements sont respectivement réalisés sous Maitrise d'ouvrage du Siéml ou d'Enedis selon la répartition convenue en annexe 1 du Cahier Des Charges.

## **Un Schéma Directeur local qui s'inscrit dans un contexte national**

Les orientations en matière d'investissements d'Enedis s'inscrivent dans un contexte de rémunération nationale du Gestionnaire de Réseau de Distribution d'électricité (GRD) fixée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) au travers du Tarif d'Utilisation du Réseau Public d'Electricité (TURPE).

L'enveloppe ainsi constituée permet à Enedis d'orienter ses stratégies d'investissements locales en tenant compte des besoins et des priorités portés par le contexte réglementaire, l'évolution de la qualité de desserte et la dynamique de développement, et ce à la maille de chaque territoire.

A ce titre, et avec une vision à long terme, les actions d'Enedis au plan national doivent permettre de :

- Assurer durablement un bon niveau de qualité de fourniture au travers de programmes ciblés et priorités,
- Répondre aux attentes locales de développement et d'attractivité,
- Réussir l'accompagnement de la transition énergétique,
- Respecter les obligations réglementaires et environnementales connues à ce jour.

## **2- Synthèse du diagnostic technique**

Le diagnostic technique sur le territoire de la concession a été élaboré conjointement par le Siéml et Enedis. Il est annexé à la première convention PPI associée à ce cahier des charges, et sera réactualisé dans le cadre des travaux préalables à l'élaboration de chaque PPI suivant.

Il a été réalisé à partir des données de qualité de fourniture (Décret Qualité, Critère B, liste des incidents HTA et BT) et des données patrimoniales (longueurs de réseaux / quantités d'ouvrages par typologie) à fin 2017 et sur un historique de 5 ans.

Il ressort, en synthèse de ce diagnostic technique, les constats suivants :

### **Forces :**

- Un **respect durable des seuils du décret qualité**, aussi bien en tenue de tension qu'en continuité de fourniture même durant les années fortement impactées climatiquement.
- Une **capacité du réseau à accompagner la dynamique territoriale** : structure et investissements ayant permis une forte diminution et un nombre faible de contraintes HTA et BT.
- Une **bonne capacité également à accompagner la transition énergétique**, les grands producteurs ligériens bénéficiant via le S3REnR d'une quote-part (mutualisation des coûts de raccordement) relativement avantageuse.
- Une **fiabilité des réseaux HTA** (aériens et souterrains) et **réseaux BT souterrains** : les taux d'incidents sont très inférieurs aux moyennes nationales.
- Une **incidentologie qui n'est pas directement liée à l'âge des réseaux tant en HTA qu'en BT**.
- Un **stock de réseaux sensibles en HTA** (faibles sections et CPI) **inférieur à la moyenne nationale** et qui **impacte peu le temps de coupure client**.

### **Points sensibles :**

- Un **réseau HTA majoritairement aérien** (66% contre 51 % pour le national) qui est en cohérence avec la caractérisation géographique du département, mais qui **reste vulnérable aux aléas climatiques majeurs**.
- Les **incidents HTA représentent plus de 83 % du temps de coupure moyen** sur incident. 85 % de ces incidents surviennent sur le réseau HTA aériens et plus de la moitié de ceux-ci concernent les accessoires aériens (armements, attaches, isolateurs, raccords, ponts, ...).
- Il subsiste malgré tout **206 km de câbles HTA souterrains CPI** (5,3% du patrimoine HTA souterrain contre 7,1 % au national), faisant l'objet de renouvellements priorités en fonction de leur incidentologie réelle/diagnostiquée et des opportunités de voirie en coordination avec les communes concernées.
- Un niveau d'équipement en OMT qui permet **une vraie réactivité au quotidien** face aux incidents HTA, mais **qui reste à conforter dans la durée**.
- Un **patrimoine de réseaux BT aériens nus en proportion importante** (19 % du réseau BT et 33 % du réseau aérien) **très supérieur aux moyennes nationales** (respectivement 9 % et 17 %) et sensible aux aléas climatiques (réseau 10 fois plus incidentogène que les réseaux BT torsadés et souterrain). **L'impact sur le critère B reste toutefois bien plus faible** que celui du réseau HTA : en moyenne 17 % du critère B Incident contre 83 % en HTA.
- Une **proportion de faibles sections BT** (par rapport au réseau BT aérien) **près de deux fois supérieure à la moyenne nationale** (9,2 % contre 5 % au national), et ce malgré un important effort ayant abouti à une diminution de près de la moitié du stock.

### **3- Les ambitions portées par le schéma Directeur et les leviers associés**

**Poursuivre la modernisation et le développement** du réseau de distribution public, **outil industriel au cœur des enjeux de développement et de transformation** du paysage énergétique français et du Maine-et-Loire, en **orientant les investissements** en cohérence avec **le diagnostic partagé** pour le territoire du Maine-et-Loire afin de :

- **Renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau** face aux aléas climatiques
- **Fiabiliser et améliorer le patrimoine** réseaux HTA et BT
- Assurer durablement et dans un esprit d'amélioration continue **une desserte de qualité** ainsi qu'une **plus grande réactivité** en cas d'incidents HTA
- **Favoriser la transition énergétique des territoires** en tenant compte des enjeux liés à la maîtrise de l'énergie, au développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages
- **Accompagner le développement local et les projets d'aménagement territoriaux**

Afin d'atteindre sur la durée du contrat les ambitions et valeurs repères associées tout en maximisant l'efficacité des engagements successifs, les PPI seront établis sur des zones géographiques et/ou objets techniques prioritaires au regard d'un diagnostic complet actualisé, reprenant l'ensemble des thématiques abordées ci-après : chutes de tension, risque bois, faibles sections,...

Lors de l'élaboration de chaque PPI, toute partie proposant un objectif quantifié s'écartant de la trajectoire moyenne permettant d'atteindre les valeurs repères fixées par le SDI, devra motiver sa proposition. Chaque PPI précisera les objectifs ainsi que la quantité et le périmètre des investissements relatifs aux ambitions du SDI.

### 3.1. Renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau face aux aléas climatiques

#### Le réseau HTA aérien :

Les lignes HTA sont un élément clé de la structure du réseau public de distribution d'électricité. Les investissements qui y sont réalisés tirent l'amélioration de la performance globale du réseau public de distribution. La politique d'investissement d'Enedis vise à réduire la vulnérabilité du réseau HTA aérien aux aléas climatiques par l'intermédiaire des leviers d'actions suivants :

- **Le traitement de manière ciblée** des réseaux HTA aériens sensibles aux aléas climatiques, comprenant sur le Maine-et-Loire :
  - o Les réseaux de faibles sections dont le taux d'incidents est supérieur à la moyenne,
  - o Les réseaux HTA aériens traversant des zones fortement boisées,
- **L'amélioration de la fiabilité globale** des réseaux HTA aériens par des opérations de **Prolongation de la Durée de Vie des ouvrages** (PDV).

En complément de ces leviers d'investissement, **la politique de maintenance** d'Enedis sur les réseaux HTA aériens (résultant des visites de ligne réalisées à minima tous les 4 ans qui permettent de disposer d'une vue actualisée du réseau) contribuera également à réduire la vulnérabilité des ouvrages aux aléas climatiques, notamment par des actions d'entretien (remplacement d'isolateurs, attaches, armements ou encore supports), d'élagage régulières mais également d'abattage (sous réserve de l'accord des propriétaires). C'est l'analyse technico-économique qui permettra d'arbitrer in fine entre les différentes solutions possibles (renouvellement, PDV, maintenance).

**Valeur repère : L'ambition d'Enedis est de traiter de manière ciblée à minima 900 km de réseaux HTA aériens nus sur la durée du contrat:**

- **Réseaux HTA nus de faibles sections** : traiter l'ensemble des réseaux HTA aériens de faibles sections qui s'avèreraient incidentogènes et **à minima 30 km** (sur les 33 km à fin 2017),
- **Lignes HTA à risque bois** : l'ensemble des réseaux HTA aériens à risque bois sera traité par Enedis par les différents leviers précités (élagage, abattage, structure réseau). Enedis s'engage dans ce cadre à traiter **à minima 50 km de lignes HTA à risque bois avéré par travaux de structure**.
- **Prolongation de la Durée de Vie** : fiabiliser **à minima 820 km** de réseaux HTA aériens par des opérations de PDV.

#### Les réseaux BT aériens de faibles sections :

Enedis et le SIEMML partagent une ambition forte relative à la résorption des stocks de faible section aérienne BT.

**Valeur repère :**

- **L'ambition d'Enedis est de traiter, sur les communes urbaines, l'ensemble des réseaux BT aériens nus de faibles sections** qui s'avèreraient incidentogènes et **à minima 130 km** (sur les 137 km à fin 2017).
- **Le SIEMML s'engage sur une suppression totale de ces réseaux sur les communes rurales.**

### **Le risque inondation :**

Concernant le risque inondation, Enedis s'engage à réaliser avec le SIEMML, au cours du premier PPI, un diagnostic de vulnérabilité des ouvrages électriques sur la base des PPRI en vigueur transmis par les services de l'Etat et d'étudier les éventuelles actions à entreprendre pour faciliter la gestion de crise (par exemple, l'installation de capteurs DINO en cours d'expérimentation,...).

### **Taux de réalisation en souterrain ou en technique discrète des réseaux HTA et BT :**

Afin de poursuivre l'intégration des ouvrages dans l'environnement et garantir sur le long terme leur résilience aux aléas climatiques, le Siéml et Enedis se sont entendus pour fixer des taux minimaux de construction des ouvrages neufs en technique discrète indiqués à l'Article 4. B de l'annexe 1 du cahier des charges.

Ces taux minimum sont à respecter sur les ouvrages neufs réalisés sous maîtrise d'ouvrage Enedis. Les travaux précités de traitement des réseaux à risque bois et faibles sections, ainsi que d'autres travaux non prévisibles (tels que les renforcements, les déplacements d'ouvrages,...) contribueront de fait à augmenter le taux de souterrain global sur la concession, en HTA comme en BT, et concourront ainsi à améliorer la résilience des réseaux aux aléas climatiques.

Ces indicateurs de taux de souterrain pourront être suivis dans les diagnostics qui seront réalisés préalablement aux PPI successifs afin d'apprécier leur progression.

### 3.2 Fiabiliser et améliorer le patrimoine réseaux HTA et BT

En complément des actions de fiabilisation HTA précitées, Enedis et le Siéml souhaitent améliorer la **qualité d'alimentation au quotidien** en ciblant les autres réseaux identifiés « sensibles » dans le diagnostic technique de la concession :

#### A) Les réseaux souterrains de type CPI :

En ce qui concerne **les réseaux CPI HTA**, l'incidentologie au niveau des tronçons apparaît très variable.

Enedis s'engage à poursuivre sa politique de renouvellement volontariste des tronçons les plus incidentogènes ou susceptibles de générer des incidents (issus d'analyses statistiques BIG DATA).

Enedis s'engage par ailleurs à étudier toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI résultant de travaux d'aménagement de voirie.

Pour cela, Enedis prendra en compte les projets des collectivités locales et autres concessionnaires, la nature des travaux engagés (travaux de structure susceptibles d'endommager les câbles, ou de surface) ainsi que l'environnement des travaux (rue piétonne / pavée, accessibilité difficile, sensibilité du lieu,...) dans la décision de renouvellement. Le concessionnaire pourra s'appuyer également sur le diagnostic statistique établi et, le cas échéant, les diagnostics terrain complémentaires, réalisés par camion laboratoire.

*Valeur repère : à partir du diagnostic statistique réalisé à date, Enedis envisage de renouveler à minima 120 km de réseaux CPI HTA sur la durée du contrat (sur les 206 km à fin 2017). Cette valeur prend en compte l'intégralité des tronçons identifiés fragiles à date, et des réseaux susceptibles de devenir sur la durée du contrat. Le diagnostic statistique sera actualisé à chaque PPI. Les PPI seront établis conjointement de sorte à adapter le rythme de traitement, dans une volonté de renouveler au plus tôt et à mesure de la capacité technique et financière du concessionnaire, les réseaux identifiés à risque statistique élevé et à fort enjeu client. La priorisation des renouvellements sera établie en fonction des attentes et contraintes des collectivités, du risque de défaillance et de l'impact client.*

*Au terme du SDI, l'ensemble des réseaux identifiés à risque statistique élevé et à fort enjeu client lors du diagnostic le plus récent devront être renouvelés. Les réseaux à risque statistique élevé qui ne présentent pas un fort enjeu client et qui ne seraient pas renouvelés à l'échéance du contrat, auront fait l'objet d'une justification probante du gestionnaire de réseau par la réalisation d'un diagnostic complémentaire durant la période du dernier PPI.*

**Les réseaux CPI BT** ne présentent pas d'incidentologie particulière à ce jour. Ils font l'objet de traitement ciblés si besoin. Si cette technologie de câbles devenait incidentogène, Enedis prendrait les mesures pour procéder à leur renouvellement. Dans le cas d'aménagements urbains, comme pour les CPI HTA, Enedis s'engage à étudier toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI BT.

## **B) Les réseaux BT aériens nus (hors faibles sections):**

Le SIEMML s'engage sur une suppression totale des réseaux BT aériens nus sur les communes rurales.

Pour Enedis, le renouvellement du réseau BT nu aérien est orienté prioritairement vers le patrimoine fils nus faible section comme le rappellent les actions précisées au 4.1. En complément de ces travaux, Enedis continuera à traiter également les réseaux BT nus hors faibles section qui présentent une incidentologie particulière. D'autres travaux dits « imposés » (déplacements d'ouvrages, renforcements de réseaux) contribueront également à supprimer des réseaux BT aériens nus.

***Valeur repère : traiter a minima 160 km de réseaux BT aériens nus hors faibles sections sur les communes urbaines. Ajouté aux objectifs sur la faible section, cela porte à 290 km l'ambition de traitement de la BT nu sur les communes urbaines (sur les 588 km à fin 2017).***

### **3.3 Assurer durablement et dans un esprit d'amélioration continue une desserte de qualité et une plus grande réactivité en cas d'incidents HTA**

En matière de distribution d'électricité, la qualité de desserte se mesure à la fois au travers de la **continuité de desserte** et de la **tenue de tension** de l'électricité distribuée.

La volonté d'Enedis est de continuer à **respecter dans la durée les niveaux de qualité de desserte** définis par le code de l'énergie et l'arrêté du 24 décembre 2007 sur la concession du Maine-et-Loire en :

- Agissant de façon ciblée sur les tronçons d'ouvrages les moins fiables,
- Améliorant la réactivité en conduite d'incidents HTA,
- Traitant les cas avérés de clients mal alimentés,
- Mettant en place un programme de travaux spécifique en cas de dépassement des seuils de qualité visés ci-dessus, conformément à la réglementation en la matière.

En complément, Enedis et le Siéml ambitionnent **d'améliorer la qualité de fourniture** vue des clients sur le territoire, en réduisant le temps de coupure moyen sur la durée du contrat.

#### **La tenue de tension**

Enedis poursuivra, selon les besoins du réseau, ses investissements en matière de renforcement des réseaux HTA et BT, en levant les contraintes de tension et/ou d'intensité avérées, apparaissant avec l'évolution des consommations ou des productions lors du diagnostic annuel.

A ce jour, Enedis, afin de respecter le niveau de tension chez les clients raccordés en BT et en HTA, analyse les actions à mener dès que la chute de tension HTA dépasse les 5%.

Le traitement de ces problématiques est résolu soit par des travaux de renforcement (création de départs HTA, renforcement du réseau HTA existant) soit par des optimisations du schéma d'exploitation des réseaux existants.

**Valeur repère :** Le SIÉML et Enedis s'engagent à traiter les Clients Mal Alimentés au fil de l'eau, en procédant au renforcement des réseaux BT sur le périmètre de leur maîtrise d'ouvrage respective. Enedis et le SIÉML établiront les programmes de renforcements, en visant un traitement des Clients Mal Alimentés dans les 24 mois suivant leur détection (par le SIG d'Enedis ou par une mesure de tension conformément à la norme EN50160) et en priorisant le traitement des clients ayant formulé une réclamation justifiée (sous réserve de la réception de toutes les autorisations nécessaires à la réalisation du chantier).

#### **La continuité d'alimentation**

Les actions de fiabilisation du réseau précitées au 4.1 et 4.2 concourront à la diminution du nombre de coupures. En complément, Enedis souhaite poursuivre **l'amélioration de la réactivité en cas d'incident** sur le réseau HTA, pour en limiter l'impact vu du client.

En effet, pour accompagner les Fonctions Avancées de Conduite (FAC ou automatisation des manœuvres sur le réseau HTA en cas d'incident), et pour réduire les temps de coupure subis par les clients lors d'incidents HTA, le gestionnaire du réseau de distribution mène depuis plusieurs années

une **politique de pose d'Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT)** sur le réseau HTA aérien et souterrain. Ces OMT permettent à l'Agence de Conduite Régionale de réalimenter à distance les clients se trouvant en dehors de la poche concernée par le défaut (une poche = réseau entre 2 OMT).

Des **objectifs quantifiés de pose d'OMT seront indiqués dans les PPI successifs** pris en application du présent schéma directeur.

Par ailleurs, les Indicateurs Lumineux de Défaut situés dans certains postes HTA/BT sont raccordés aux concentrateurs Linky au fur et à mesure de leur déploiement. Cela permet à l'Agence de Conduite Régionale de les interroger à distance (sans attendre le déplacement d'un technicien sur place, comme c'était le cas jusqu'à maintenant) et de réduire ainsi le temps de localisation des défauts HTA.

#### **Valeurs Repères :**

- **Décret Qualité :**

*Le diagnostic technique a mis en avant la corrélation directe entre l'évolution des taux de CMA (partie continuité alimentation) et l'impact des aléas climatiques sur la concession. L'augmentation très significative des linéaires de réseau HTA traités en PDV (qui revient à doubler la réalisation actuelle), associée à l'ensemble des ambitions précitées relatives à la fiabilisation du réseau, la désensibilisation aux aléas climatiques et l'amélioration de la réactivité prévues dans le cadre du SDI, permettent de s'inscrire **dans une démarche d'amélioration continue sur ce domaine. L'actualisation du diagnostic à l'issue de chaque PPI permettra d'en assurer un suivi et une analyse régulière.***

*En tout état de cause, **Enedis s'engage à respecter durablement et à minima les seuils réglementaires du décret qualité sur la concession.***

- **Amélioration du Critère B :**

***Critère B incident HTA et BT HIX (= temps moyen de coupure sur incident HTA et BT par client BT, hors événement exceptionnel) moyenné sur 4 ans inférieur ou égal à 60 minutes.***

*Cette ambition revient à gagner à minima **7 minutes sur la seule part incident du critère B de la concession** (extrapolation majorée de l'ambition nationale d'Enedis, inférieure de 5 minutes au niveau actuel du critère B global national, incident et travaux). Les gains complémentaires qui pourraient être réalisés sur le critère B travaux sur lequel les 2 maîtres d'ouvrage SIEMML et Enedis travaillent de concert (charte MEEEX et moyens de réalimentation) viendraient donc s'ajouter aux gains effectués sur le B incident, pour **améliorer d'autant plus le temps de coupure global sur le territoire.***

*La mise en œuvre du SDI visera par ailleurs à ce que l'écart entre le critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans sur le département du Maine-et-Loire et la moyenne nationale n'augmente pas. Le suivi régulier de cet indicateur sera réalisé à l'occasion de l'actualisation du diagnostic technique préalable à chaque PPI.*

*Au vu du temps nécessaire pour que les investissements portent leurs fruits en termes de qualité, l'ambition ci-dessus est **une ambition de long terme** qui ne peut être attendue dans les premières années du contrat.*

Le choix des zones prioritaires à intégrer dans les PPI successifs, s'effectuera en s'appuyant sur l'analyse de la qualité de fourniture (par exemple des zones du territoire où le critère B ou le nombre de CMA au sens du décret Qualité atteignent une valeur moyenne sur plusieurs années importantes), afin de tendre vers **une amélioration durable et territorialement mieux équilibrée.**

### **La réduction des coupures HTA très brèves :**

Les actions de **PDV et d'élagage / abattage des réseaux HTA** aériens évoquées plus haut contribuent à réduire le nombre de coupure HTA très brèves.

Un autre levier permet également de réduire les coupures très brèves HTA : il s'agit de la **modification du régime de neutre des réseaux** pour des raisons de protection des biens et des personnes. La mise en souterrain des réseaux HTA entraîne une augmentation du courant de défaut monophasé par son effet capacitif. Le passage des postes sources et réseaux HTA associés au régime de neutre compensé est rendu nécessaire pour les réseaux ruraux et périurbains au fur et à mesure du développement des réseaux HTA souterrains, ceci afin de limiter les montées en potentiel en cas de défaut monophasé et assurer ainsi la protection des biens et des personnes.

**Ces investissements de passage en régime de neutre compensé contribuent directement à améliorer la qualité de fourniture en diminuant les coupures très brèves.**

### ***Valeurs Repères :***

- *Passer les **16 transformateurs HTB/HTA** éligibles au régime de neutre compensé sur la durée du contrat.*

Même si les niveaux de coupures brèves et très brèves sur le département sont systématiquement en deçà des seuils réglementaires, certaines zones du territoire peuvent connaître un nombre plus important que d'autres de ces phénomènes entraînant quelque fois une sensibilité pour certains clients. Dès la première période de programmation pluriannuelle des investissements et, autant que de besoin, pour chacune des suivantes, Enedis s'engage à mener de manière ciblée une analyse particulière portée sur les éventuelles zones / départements HTA identifiés conjointement par Enedis et le SIÉML, sièges récurrents d'un nombre de coupures très brèves plus nombreuses. Cette analyse dont les conclusions seront partagées avec le Siéml, devra identifier les causes du problème et les leviers permettant de le solutionner.

### **3.4 – Favoriser la transition énergétique des territoires en tenant compte des enjeux liés à la maîtrise de l'énergie, au développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages**

Du fait de la massification de la production d'électricité décentralisée, de la rénovation thermique des bâtiments, de l'efficacité énergétique, de l'apparition de nouveaux usages et de la diffusion de nouvelles technologies, la transition énergétique aura un impact majeur sur le développement et l'adaptation du réseau électrique.

**Les investissements du SIEML et d'ENEDIS devront accompagner et faciliter la mise en œuvre des politiques de transition énergétique portées par les collectivités locales au travers des PCAET ou de tous types de documents de planification territoriale (SRADDET, PLU(i), SCOT...).**

Le déploiement des réseaux intelligents, et l'arrivée de nouvelles technologies et des outils numériques, permet d'entrevoir de nouvelles solutions qui constitueront les réseaux de demain, au bénéfice des utilisateurs, en soutirage comme en injection, et de la transition énergétique des territoires. Nous présentons ici certaines de ces solutions amenées à se développer dans la durée de ce schéma directeur.

Le réseau de distribution deviendra plus "smart", plus numérique et plus interactif, au service des clients, des acteurs du marché de l'électricité et des territoires. Pour cela, Enedis et le Siéml pourront se saisir de champs d'expérimentation particuliers dont les ambitions propres et engagements associés feront l'objet de conventions dédiées et adaptées à leur temporalité notamment sur les sujets cités ci-après.

En ce sens, Enedis et le Siéml s'engagent à élaborer **une feuille de route transition énergétique**, qui sera mise à jour lors de l'élaboration de chaque PPI, pour travailler conjointement sur les différents sujets concernant la transition énergétique : études stratégiques, identification d'opportunités d'expérimentations ou de projets, validation des actions menées...

Conformément aux principes définis à l'article 15 du chapitre 3 du cahier des charges de concession, Enedis et le SIEML conviennent de traiter dans le cadre de la feuille de route transition énergétique, les modalités et périmètres de mise à disposition de données.

### **3.4.1 La maîtrise de la consommation et de la pointe électrique**

Les équipements électriques énergivores et les bâtiments chauffés à l'électricité dont l'enveloppe thermique est peu performante contribuent à l'accroissement de la pointe nationale de consommation électrique, notamment en hiver. La diminution de cette pointe de consommation serait ainsi de nature à :

- limiter la sollicitation des organes du réseau concédé lors des pointes électriques ;
- maîtriser les investissements pour l'adaptation du réseau ;
- maîtriser le coût des mécanismes assurantiels en place tels que le mécanisme de Capacité, payé par tous les consommateurs ;
- réduire les émissions de gaz à effet de serre du système électrique global ;

Une attention particulière devra également être portée à l'évolution de la consommation estivale.

### **3.4.2 L'intégration des énergies renouvelables**

Le SIEML et ENEDIS poursuivront leurs investissements sur le réseau afin d'intégrer l'ensemble des projets concourant à l'atteinte des objectifs définis dans les PCAET ou tout autre document de planification territoriale. Le SIEML et ENEDIS collaboreront étroitement pour identifier les freins au développement des installations de production d'électricité renouvelable et notamment optimiser les coûts liés à la nécessaire adaptation des réseaux HTA et BT.

Enedis mettra en œuvre les travaux prévus et programmés dans le SRRREN au niveau des postes sources (patrimoine hors concession).

Par ailleurs, des solutions de raccordement innovantes et adaptées aux utilisateurs du réseau pourront être déployées, notamment pour les producteurs. Ces solutions permettront d'intégrer les producteurs HTA au meilleur coût et/ou délai tout en maîtrisant leurs impacts sur le réseau par une possibilité de modulation, en cas de contrainte, de leur puissance active ou réactive injectée.

Pour faciliter l'intégration des EnR en HTA, en complément des nouvelles solutions de raccordement proposées, Enedis installera de nouveaux automatismes permettant de gérer de manière dynamique la tension sur le réseau. Des mesures de tensions et de courants en différents points du réseau définissant l'état du réseau en temps réel, pourront permettre de réguler de manière dynamique la tension au niveau du poste source en fonction de la situation observée.

Par ailleurs, un système d'information de Gestion Prévisionnelle sera déployé dans les Agences de Conduite Régionales. Il permettra de renforcer la coordination avec les producteurs, notamment pour sélectionner les périodes de travaux les plus propices et ainsi maximiser la production EnR, ainsi qu'avec le gestionnaire de réseau de transport.

### **3.4.3 La modernisation de la gestion du réseau**

La modernisation de la gestion du réseau de distribution, et notamment la mise en place progressive des compteurs évolués et des dispositifs associés, participera à l'ensemble de ces ambitions et à l'optimisation de la performance globale du réseau.

En particulier, le déploiement des nouvelles technologies du domaine numérique et des télécommunications, expérimentées depuis plusieurs années permettra d'améliorer la qualité d'alimentation des utilisateurs du réseau, d'en dynamiser la gestion par de meilleures capacités d'observation, d'anticipation et d'action, et d'optimiser l'exploitation pour tirer le meilleur parti des ouvrages existants.

En complément de ce qui est engagé aujourd'hui sur les réseaux moyenne tension (Indicateurs Lumineux de Défaut et OMT principalement), le développement d'autres solutions Smart-Grids sera étudié, notamment à des mailles territoriales plus petites, relevant du domaine de la basse tension.

### **3.4.4 Développement des nouveaux usages**

Enedis accompagnera le Siéml et les territoires dans leurs projets de transition énergétique portant sur le développement de nouveaux usages, dont notamment :

#### **- La mobilité électrique :**

Les pouvoirs publics imposent de nouvelles normes environnementales et fixent l'objectif de 7 millions de points de recharge pour véhicules électriques à horizon 2030 (Article 41 de la loi n°2015-992 relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte). Les nouvelles dispositions réglementaires prévoient par ailleurs de pré-équiper les immeubles neufs dotés de places de stationnement en vue de raccorder des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE), pour toutes les autorisations d'urbanisme à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2017 (Décret n°2016-968 du 13 juillet 2016).

Les IRVE étant raccordées sur le Réseau Public de Distribution, celui-ci est un maillon majeur de cette transition sociétale et écologique.

Enedis accompagne les collectivités dans leurs projets pour définir la solution de raccordement la plus adéquate. La mise à disposition de l'outil TER@ permet d'ores-et-déjà aux territoires et porteurs de projet de réaliser des simulations d'implantation de bornes IRVE et voir leur impact sur le réseau.

Par ailleurs, les compteurs Linky et autres capteurs installés dans les postes HTA/BT permettront d'avoir une meilleure connaissance des flux sur le réseau BT et pourront ainsi contribuer à optimiser encore davantage l'intégration des IRVE sur le réseau.

#### **- Les flexibilités :**

Les flexibilités sont des baisses ou des hausses potentielles du niveau d'injection ou de soutirage d'énergie active ou réactive, activables sur sollicitation envoyée par un opérateur ou associé à des automatismes asservis au réseau.

Il existe différentes formes de flexibilité : de l'effacement de consommation en soutirage, à l'écrêtement ciblé (seulement activable par un gestionnaire de réseau – testé par Enedis dans le

démonstrateur SOLLENN) en passant par la modulation de puissance injectée pour un producteur ou encore les offres de raccordement alternatives avec puissance modulables.

L'article 199 de la loi de transition énergétique ouvre, à titre expérimental, la possibilité, aux collectivités, de proposer un service de flexibilité local à Enedis. Enedis accompagne la mise en place de cette expérimentation qui est une opportunité pour enrichir les travaux menés depuis plusieurs années sur le pilotage dynamique des réseaux.

- **L'autoconsommation :**

Enedis contribue à la mise en œuvre de l'autoconsommation en mettant notamment en place des modalités de comptage adaptées et un dispositif contractuel dès lors qu'elle utilise le réseau public de distribution.

Enedis accompagne par ailleurs les projets en mettant à disposition du producteur les données relatives à l'emprise du poste, périmètre local qui pourrait consommer sa production.

### 3.5 - Accompagner le développement local et les projets d'aménagement territoriaux

Tout au long de la durée de la concession, Enedis étudiera en lien étroit avec le Siéml, les orientations des besoins des usagers raccordés au réseau public de distribution d'électricité tant pour leurs besoins en consommation que pour leurs besoins en injection qui seront croissants dans le cadre de la transition énergétique.

Ces orientations prendront en compte notamment :

- **à l'échelle régionale :**
  - o le schéma régional d'aménagement et de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) ;
  - o le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) ;
  - o tout document de planification en lien avec l'énergie : schéma régional éolien, plan régional biomasse, programme régional pour l'efficacité énergétique...
- **à l'échelle départementale :** schéma départemental d'aménagement numérique du territoire, prospective énergétique territoriale...
- **à l'échelle communale et intercommunale :** les PCAET, les documents d'urbanisme (SCOT, PLU(i), PDU, PLH, PPRI...), ou tout autre politique publique qui aurait un impact sur la consommation ou l'injection d'électricité sur le réseau public de distribution ;
- **tout projet significatif identifié :** zone d'aménagement concerté, programme national de renouvellement urbain, travaux d'infrastructure, ...

Le concédant et le gestionnaire du réseau de distribution échangeront régulièrement les données dont ils disposent en matière de développement du territoire. Ces orientations seront notamment partagées et étudiées conjointement par le Siéml et Enedis à l'issue de chaque PPI dans la perspective du plan suivant.

#### 4- Synthèse des ambitions du schéma directeur

AMBITIONS GENERALES	THEMATIQUES	AMBITIONS	VALEURS DE DEPART A FIN 2017	QUANTITE A TRAITER ou VALEUR A ATTEINDRE	PRECISIONS
<b>Renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau aérien face aux aléas climatiques</b>	Réseau HTA aérien nu	Traiter l'ensemble des réseaux HTA aériens faibles sections qui s'avéreraient incidentogènes et à minima 30 km	33 km	<b>Traiter 100% dont</b> à minima 30 km de réseaux HTA aériens faibles sections	Traitement de manière ciblée à chaque PPI - à minima 900 km de réseaux HTA aériens nus.  Actualisation du diagnostic concernant les réseaux HTA aériens nu par des visites terrain réalisées à minima tous les 4 ans.
		Traiter l'ensemble des réseaux HTA aériens à risque bois (élagage, abattage, structure réseau) et traiter à minima 50 km de lignes HTA à risque bois avéré par travaux de structure	265 km en risque bois dont 134 km en risque bois forêt	<b>Traiter 100% dont</b> à minima 50 km de lignes HTA à risque bois avéré par des travaux de structure	
		Fiabiliser à minima 820 km de réseaux HTA aériens nus par des opérations de PDV	7 552 km	<b>Fiabiliser à minima 820 km par des opérations de PDV</b>	
	Taux d'enfouissement des réseaux	Améliorer le taux d'enfouissement des réseaux HTA	34%	Pas d'objectif quantifiable	L'ensemble des travaux réalisés par le gestionnaire de réseau de distribution contribuera à l'amélioration du taux d'enfouissement des réseaux HTA. Ce taux sera suivi dans les diagnostics réalisés préalablement aux PPI successifs afin d'en apprécier la progression.
		Améliorer le taux de réalisation en souterrain ou en technique discrète des ouvrages neufs	100% en zone protégées 40% en agglomération 25% hors agglomération	<b>Taux à atteindre:</b> 100% en zone protégées 70% en agglomération 50% hors agglomération	Ces taux sont définis à l'article 4.B. de l'annexe 1 du cahier des charges et concernent l'ensemble des travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau de distribution.
	Réseau BT aérien nu faible section	Traiter l'ensemble du réseau BT aérien nu faible section en zone urbaine qui s'avérerait incidentogène et à minima 130 km	137 km	Traiter 100% dont à minima 130 km	Traitement à chaque PPI avec priorisation en fonction du risque de défaillance et de l'impact client.
		Traiter l'ensemble du réseau BT aérien nu faible section en <b>zone rurale</b>	457 km	<b>Engagement Siéml : traiter 457 km</b>	Engagement Siéml : Traitement régulier à chaque PPI

AMBITIONS GENERALES	THEMATIQUES	AMBITIONS	VALEURS DE DEPART	QUANTITE A TRAITER ou VALEUR A ATTEINDRE	PRECISIONS
<b>Fiabiliser et améliorer le patrimoine réseaux HTA et BT</b>	Réseau souterrain CPI HTA et BT	Renouveler l'intégralité des <b>réseaux HTA souterrains CPI</b> identifiés fragiles et prioritaires dont à minima 120 km	206 km	<b>Traiter à minima 120 km</b>	<p>Traitement à chaque PPI, avec actualisation du diagnostic à chaque PPI.</p> <p>Les 120 km prennent en compte l'intégralité des tronçons identifiés fragiles à date, et des réseaux susceptibles de le devenir sur la durée du contrat</p> <p>Adaptation du rythme de traitement dans une volonté de renouveler au plus tôt et à mesure de la capacité technique et financière du concessionnaire les réseaux à risque statistique élevé et à fort enjeu client. Les réseaux à risque statistique élevé qui ne présentent pas un fort enjeu client et qui ne seraient pas renouvelés à l'échéance du contrat, auront fait l'objet d'une justification probante du gestionnaire de réseau par la réalisation d'un diagnostic complémentaire durant la période du dernier PPI</p> <p>Etudier toute opportunité de renouvellement de réseaux HTA CPI par coordination de travaux. La priorisation des renouvellements sera établie en fonction des attentes et contraintes des collectivités, du risque de défaillance et de l'impact client.</p>
		Traiter le stock de <b>réseaux BT souterrains CPI</b> qui s'avérerait incidentogène	80 km	Pas d'objectif quantifiable	Les réseaux BT souterrains CPI ne présentent à date pas d'incidentologie particulière et font l'objet de traitements ciblés si besoin. Si cette technologie de câbles devenait incidentogène, Enedis prendrait les mesures pour procéder à leur renouvellement. Dans le cas d'aménagements urbains, Enedis s'engage à étudier toute opportunité de renouvellement de réseaux CPI BT par coordination de travaux .
	Réseau BT aérien nu hors faible section	Traiter le stock de réseau BT aérien nu hors faible section incidentogène en <b>zone urbaine</b>	451 km	<b>Traiter à minima 160 km</b>	Traitement à chaque PPI avec priorisation en fonction du risque de défaillance et de l'impact client.
		Traiter l'ensemble du réseau BT aérien nu hors faible section en <b>zone rurale</b>	1078 km	<b>Engagement Siéml : traiter 1078 km</b>	Engagement du Siéml : Traitement régulier à chaque PPI.

AMBITIONS GENERALES	THEMATIQUES	AMBITIONS	VALEURS DE DEPART	QUANTITE A TRAITER ou VALEUR A ATTEINDRE	PRECISIONS
<b>Assurer durablement et dans un esprit d'amélioration continue une desserte de qualité et une grande réactivité en cas d'incidents HTA</b>	Critère B incident HTA et BT HIX hors RTE moyenné sur 4 ans	Améliorer le critère B incident HTA et BT HIX et hors RTE moyenné à 4 ans	67 minutes (moyenne 2013-2017)	Atteindre un critère B incident HTA et BT HIX moyenné sur 4 ans <b>inférieur ou égal à 60 minutes</b>  La mise en œuvre du SDI visera par ailleurs à ce que <b>l'écart entre le critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans sur le département du Maine-et-Loire et la moyenne nationale n'augmente pas.</b>	Le choix des zones prioritaires à intégrer dans les PPI s'effectuera en s'appuyant sur l'analyse de la qualité de la fourniture afin de tendre vers une amélioration durable et territorialement mieux équilibrée.  Le suivi régulier de cet indicateur sera réalisé à l'occasion de l'actualisation du diagnostic technique préalable à chaque PPI.
	Décret qualité	Respecter durablement les seuils réglementaires en <b>tenue de tension</b>	/	<b>Respect durable des seuils</b>	Le SIEMML et Enedis s'engagent à traiter les Clients Mal Alimentés au fil de l'eau, en procédant au renforcement des réseaux BT sur le périmètre de leur maîtrise d'ouvrage respective.  Enedis et le SIEMML établiront les programmes de renforcements, en visant un traitement des Clients Mal Alimentés dans les 24 mois suivant leur détection (par le SIG d'Enedis ou par une mesure de tension conformément à la norme EN50160) et en priorisant le traitement des clients ayant formulé une réclamation (sous réserve de la réception de toutes les autorisations nécessaires à la réalisation du chantier).
		Respecter durablement les seuils réglementaires en <b>continuité d'alimentation</b>	/	<b>Respect durable des seuils</b>	Le choix des zones prioritaires à intégrer dans les PPI s'effectuera en s'appuyant sur l'analyse de la qualité de la fourniture afin de tendre vers une amélioration durable et territorialement mieux équilibrée.
	Micro-coupures	Réduire le nombre de coupures très brèves	/	<b>Traiter les 16 transformateurs HTB/HTA éligibles au neutre compensé.</b>	Les 2 MOA s'engagent également à mener de manière ciblée et ponctuelle, dès le premier PPI et en parallèle des suivants, une analyse des zones ou départs HTA identifiés comme sièges récurrents d'un nombre de coupures très brèves plus important qu'ailleurs. Cette analyse dont les conclusions seront partagées avec le Siéml, devra identifier les causes du problème et les leviers permettant de le solutionner.
	OMT	Equiper le réseau HTA aérien et souterrain d'organes de manœuvres télécommandés	1031	Traitement à chaque PPI avec des objectifs quantifiés de pose d'OMT qui seront précisés.	

AMBITIONS GENERALES	THEMATIQUES	AMBITIONS	VALEURS DE DEPART	QUANTITE A TRAITER ou VALEUR A ATTEINDRE	PRECISIONS
<b>Favoriser la transition énergétique des territoires en tenant compte des enjeux liés à la MDE, au développement des ENR et des nouveaux usages</b>	Maîtriser la consommation et la pointe électrique	/	/	Elaboration d'une convention transition énergétique à chaque PPI.	Enedis et le Siéml s'accordent pour travailler conjointement et à intervalles réguliers (à chaque PPI) sur ces sujets afin d'évaluer les actions menées et identifier les nouvelles opportunités de projets ou d'expérimentations.
	Intégrer les EnR				
	Moderniser la gestion du réseau				
	Développer les nouveaux usages				
<b>Accompagner le développement local et les projets d'aménagement territoriaux</b>	Le réseau public de distribution : un atout collectif, central et décisif pour réussir le développement urbanistique et économique du Maine et Loire en garantissant les solidarités territoriales	/	/	/	Le concédant et le gestionnaire du réseau de distribution échangeront régulièrement les données dont ils disposent en matière de développement du territoire. Ces orientations seront notamment partagées et étudiées conjointement par le Siéml et Enedis à l'issue de chaque PPI dans la perspective du plan suivant

## **ANNEXE 2bis**

### **RELATIVE AU VERSEMENT PAR LE GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION A L'AUTORITE CONCEDANTE MAITRE D'OUVRAGE DE TRAVAUX DE RACCORDEMENT DE LA PART COUVERTE PAR LE TARIF (PCT)**

#### **Article 1 – Objet**

1.1. La présente annexe a pour objet de préciser les modalités de versement, par le gestionnaire du réseau de distribution à l'autorité concédante, de la prise en charge des coûts de raccordement couverte par le TURPE lorsque l'autorité concédante est maître d'ouvrage de travaux de raccordement, en application de l'annexe 1 au cahier des charges de concession. Ce versement est équivalent à la part couverte par le tarif (PCT) dont bénéficie le gestionnaire du réseau de distribution lorsqu'il est lui-même maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

*☞ L'article L. 341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Ces coûts comprennent notamment (...) une partie des coûts de raccordement à ces réseaux (...), l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 et suivants ».*

*☞ L'article L. 342-6 dispose que « la part des coûts de branchement et d'extension des réseaux non couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux publics peut faire l'objet de la contribution due par le redevable défini à l'article L. 342-7 ou par les redevables définis à l'article L. 342-11. La contribution est versée au maître d'ouvrage des travaux, qu'il s'agisse d'un gestionnaire de réseau, d'une collectivité territoriale, d'un établissement public de coopération intercommunale ou d'un syndicat mixte ».*

1.2. L'opération de raccordement est définie à l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 28 août 2007 et valorisée selon les bordereaux de prix issus des appels d'offres lancés par l'autorité concédante.

#### **Article 2 – Modalités de calcul et de versement de la PCT**

2.1. Pour chaque opération de raccordement, l'autorité concédante transmet au gestionnaire du réseau de distribution l'étude électrique de l'opération de raccordement des travaux, accompagnée du numéro d'affaire du raccordement et d'un calcul prévisionnel de PCT, préalablement au lancement de la procédure administrative définie par l'article R. 323-25 du code de l'énergie et selon les modalités précisées aux 2.2 et 2.3 ci-après.

L'autorité concédante précise aussi au gestionnaire du réseau de distribution, le cas échéant, les travaux de renforcement inclus dans l'opération de raccordement pour lesquels elle sollicite une aide du CAS FACE.

Dans les délais impartis (15 jours), le gestionnaire du réseau de distribution peut proposer à l'autorité concédante une éventuelle solution alternative pour le raccordement, le choix de la solution revenant *in fine* à l'autorité concédante.

2.2. L'autorité concédante calcule le montant de la PCT en multipliant le coût total de l'opération de raccordement visée au 1.2 de l'article 1 de la présente annexe, correspondant au coût réel exposé des travaux et prenant en compte les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre, par le taux de réfaction tarifaire fixé par l'arrêté ministériel en vigueur au moment de la demande de raccordement. La part restante du coût du raccordement représente la contribution maximale supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme ou par le pétitionnaire.

2.3. Tous les coûts des travaux de raccordement sont inéligibles à l'assiette de calcul de la part d'investissement R2 de la redevance de concession.

2.4. Lors de la remise de l'ouvrage, l'autorité concédante fournit au gestionnaire du réseau de distribution une fiche PCT établie selon le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- la description de l'affaire,
- les tableaux de pose et de dépose,
- le plan géo-référencé des ouvrages construits,
- les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages,
- la ou les éventuelles conventions de servitude,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe.

2.5. L'autorité concédante fournit chaque trimestre au gestionnaire du réseau de distribution un bordereau PCT, sur le modèle figurant à l'article 4 de la présente annexe, comportant au moins :

- le numéro d'affaire comme indiqué au 2.1 de l'article 2 de la présente annexe,
- la référence projet du gestionnaire du réseau de distribution,
- le montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe,
- la date de remise des ouvrages au gestionnaire du réseau de distribution,
- les montants relatifs aux dépenses exposées par l'autorité concédante,
- le montant de la contribution supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme et/ou par le pétitionnaire,
- la signature du comptable public certifiant :
  - o que les factures des travaux correspondent aux dépenses exposées par l'autorité concédante pour les ouvrages de raccordement concernés,
  - o que les frais de maîtrise d'ouvrage et de maîtrise d'œuvre correspondent aux coûts réels exposés justifiés à partir de la comptabilité de l'autorité concédante,
  - o que le montant des contributions correspondent aux titres de recette adressés aux collectivités en charge de l'urbanisme et/ou aux pétitionnaires.

2.6. Le gestionnaire du réseau de distribution réconcilie les éléments communiqués et verse la PCT à l'autorité concédante chaque trimestre.

2.7. Le gestionnaire du réseau de distribution tient le décompte des écarts calculés par opération de raccordement, entre la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et le montant de la

PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe, d'une part, et le coût total de l'opération de raccordement sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante, d'autre part.

A l'issue de l'exercice, le gestionnaire du réseau de distribution calcule, pour l'exercice et pour la concession, la somme des écarts définis ci-dessus et réalise un bilan annuel qu'il communique à l'autorité concédante.

Lorsque cette somme est positive, c'est-à-dire lorsque, pour la concession et l'exercice considéré, le montant total de la somme des contributions perçues par l'autorité concédante et du montant de la PCT tel que défini au 2.2 de l'article 2 de la présente annexe est supérieur au montant total des coûts totaux des opérations de raccordement, le premier versement PCT de l'exercice suivant est ajusté, à la baisse, d'un montant équivalent à cette somme.

Les éléments de ce calcul sont tenus par le gestionnaire du réseau de distribution à la disposition de l'agent de l'autorité concédante chargé du contrôle.

### **Article 3 – Règle de non cumul**

L'autorité concédante s'engage à ne pas cumuler pour une même opération de raccordement les aides du CAS FACE et la PCT.

### **Article 4 – Modèles de documents**

#### 4.1. Modèle de fiche PCT

<b>FICHE PCT</b> (PART COUVERTE PAR LE TARIF)					
<b>Nom de l'Autorité Concédante</b>					
Numéro d'affaire de l'Autorité Concédante (AC)		Localisation des travaux	Objet des travaux		
			Adresse		
Numéro d'enregistrement du gestionnaire de réseau(1)		Localisation des travaux	Code postal	Nom de la commune	
			Code INSEE de la commune	Cette affaire a-t-elle donné lieu à des travaux hors du champ du raccordement (O/N) ?	
Si Oui, préciser la nature et le coût des travaux réalisés:					
Date de remise des ouvrages au gestionnaire de réseau (jj/mm/aaaa) (2) :	Coûts réels exposés de l'opération de raccordement en € H.T. (a) :				
	Taux de Maîtrise d'œuvre et Maîtrise d'ouvrage... (b)				
	Coût total de l'opération de raccordement en € H.T. (a+b) ❶ :				
<b>Documents à envoyer à Enedis</b>			Plan géoréférencé des ouvrages construits		
Les éléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages remis au concessionnaire doivent être annexés au présent bordereau. Il s'agit des documents suivants :			Les tableaux de pose et de dépose		
			Eléments nécessaires à l'immobilisation des ouvrages		
			La ou les éventuelles conventions de servitude		
Chiffrage de l'opération de raccordement dans l'étude électrique en € H.T., avec éventuelle mise à jour dans le projet d'exécution art. 2 ❶bis:		Taux de réfaction tarifaire applicable ❷ :			
Longueur du raccordement en mètres :					
Si écart entre ❶ et ❶bis supérieur à 10%, en donner les explications :		<b>PCT demandée par l'autorité concédante en € : (❶ * ❷)</b>			
Date d'établissement du bordereau (jj/mm/aaaa)					
Nom et signature du représentant de l'autorité concédante maître d'ouvrage :					
<small>(1) : saisie de l'autorité concédante quand l'identifiant Enedis été communiqué en phase d'étude (2) : correspond à la date de mise en exploitation de l'ouvrage par le concessionnaire</small>					
<b>Nota : Les cellules à fond bleu et blanc se remplissent automatiquement après saisie de l'ensemble des éléments du dossier dans les cellules à fond vert.</b>					



## ANNEXE 3

### **CONTRIBUTION DES TIERS AUX FRAIS DE RACCORDEMENT SOUS MAITRISE D'OUVRAGE DU GESTIONNAIRE DE RESEAU DE DISTRIBUTION**

La présente annexe définit les modalités tarifaires applicables, en vertu des dispositions de l'article 16 du cahier des charges de la concession, et de l'arrêté interministériel du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009.

#### **1. Le raccordement**

Une opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et le cas échéant sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

- nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;
- qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession ;
- et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau de distribution.

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés par les articles D. 342-1 et D. 342-2 du code de l'énergie, calculée à partir du barème en vigueur approuvé par la Commission de Régulation de l'Energie.

#### **2. Le barème**

Le gestionnaire du réseau de distribution établit un barème national comprenant des prix unitaires tenant compte des différents paliers techniques qu'il met en œuvre pour réaliser les travaux de raccordement. Ces prix unitaires peuvent être différents suivant les zones d'aire urbaine au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques (INSEE).

Le barème décrit et justifie les formules d'agrégation des différents coûts unitaires.

Le barème prévoit la possibilité d'utiliser pour certains ouvrages des coûts déterminés sur devis ou après une procédure de consultation. Il précise les caractéristiques des raccordements qui font l'objet de ces dispositions.

Les paliers techniques utilisés sont définis dans la documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> La documentation technique de référence du gestionnaire du réseau de distribution a pour objectif de présenter les dispositions réglementaires et les règles techniques sur lesquelles sont établies les relations avec les usagers du réseau public de distribution d'électricité. Il répertorie les méthodes de calculs, décrit les schémas électriques types en usage, précise les choix industriels du gestionnaire du réseau de distribution, présente les modèles de documents contractuels et décrit les informations à échanger entre le concessionnaire et les usagers.

Le barème est établi après consultation des organisations représentatives des usagers et des organisations représentatives des collectivités organisatrices de la distribution publique d'électricité. Il est rendu public et soumis à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie préalablement à son entrée en vigueur.

Le barème est révisé régulièrement et *a minima* une fois tous les trois ans dans les formes prévues ci-dessus pour tenir compte de l'évolution des coûts.

La présente annexe et chaque nouveau barème résultant de l'application des textes précités s'appliqueront de plein droit en substitution aux précédents modes de facturation des raccordements.

Le barème est publié sur le site Internet du gestionnaire du réseau de distribution : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr), et peut être obtenu sur simple demande.

### **3. Taux de réfaction tarifaire**

Les taux de réfaction tarifaire r et s correspondent respectivement à la part moyenne des coûts des travaux d'extension et à la part moyenne des coûts de travaux de branchement, portant sur des ouvrages en basse et en moyenne tension du réseau public, couvertes par le tarif d'utilisation de ce réseau.

Les taux r et s sont arrêtés par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, après consultation des organisations nationales représentatives des autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et avis de la Commission de régulation de l'énergie.

### **4. Calcul de la contribution, cas généraux**

#### **4.1. Raccordements dont la puissance est inférieure ou égale à 12 kVA en monophasé ou à 36 kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres**

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur est inférieure ou égale à 12kVA en monophasé ou à 36kVA en triphasé et lorsque la distance au poste de distribution publique HTA/BT le plus proche est inférieure ou égale à 250 mètres selon un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession, les montants C et P des contributions pour l'extension et le branchement d'une opération de raccordement en basse tension sont calculés au moyen des formules suivantes :

$$C = (1 - r) \cdot (Cf_E + C_{VE} \times L_E)$$

Où  $L_E$  est la longueur de l'extension,  $Cf_E$  et  $C_{VE}$  sont des éléments du barème élaboré par le concessionnaire.  $Cf_E$  et  $C_{VE}$  dépendent de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

$$P = (1 - s) \cdot Cf_B$$

Où  $Cf_B$  est un élément du barème du concessionnaire, qui est calculé sur la base d'une longueur moyenne de branchement.  $Cf_B$  dépend en outre de la puissance de raccordement et, le cas échéant, de la zone d'aire urbaine au sens de l'INSEE où se situera le raccordement.

## **4.2. Raccordements - dans les autres cas**

### **4.2.1. Contribution pour extensions des raccordements HTA et BT**

Le montant de la contribution pour l'extension des raccordements en HTA et des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1, est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué, pour les travaux réalisés en basse et en moyenne tensions sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, le coefficient (1-r).

### **4.2.2. Contribution pour le branchement des raccordements BT**

Le montant de la contribution pour le branchement des raccordements en basse tension dans les autres cas que ceux cités au 4.1 est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème, auquel est appliqué le coefficient (1-s).

## **5. Cas particuliers**

### **5.1. Opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence**

Si le gestionnaire du réseau de distribution réalise à son initiative une opération de raccordement différente de l'opération de raccordement de référence, il prend à sa charge tous les surcoûts qui pourraient en résulter. S'il la réalise à la demande de l'utilisateur qui demande à être raccordé, ce dernier prend à sa charge tous les surcoûts éventuels.

Lorsque la puissance de raccordement demandée par l'utilisateur excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 (*relatifs aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'installations de consommation d'énergie électrique*) et du 23 avril 2008 (relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique) pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le gestionnaire du réseau de distribution sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

### **5.2. Raccordements collectifs**

Un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'utilisateurs situés sur des propriétés géographiquement proches peuvent solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution le raccordement de plusieurs points de raccordement.

Le constructeur, le lotisseur ou l'aménageur définit la puissance de raccordement et la communique au gestionnaire du réseau de distribution en fonction des besoins de l'opération. Celui-ci formule une proposition technique et financière de raccordement dont la durée de validité est précisée. Dans le cas d'un groupe d'utilisateurs, la puissance de raccordement prise en compte est la somme des puissances de raccordement demandées.

Le montant de la contribution pour les travaux d'extension est égal au coût des travaux d'extension de l'opération de raccordement de référence, calculé à partir du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-r). Dans le cas d'un groupe d'usagers, cette contribution est répartie au prorata de la puissance de raccordement demandée par chaque usager.

Le montant de la contribution pour les travaux de branchement est égal au coût des travaux de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculé selon les dispositions du barème et auquel est appliqué le coefficient (1-s).

Dans le cas d'un immeuble collectif, cette contribution est répartie à part égale entre les usagers.

Dans tous les autres cas de regroupements d'usagers, cette contribution est répartie au prorata des longueurs de branchement de chacun des usagers.

Toutefois, lorsque la puissance de raccordement demandée par un constructeur, un lotisseur, un aménageur ou un groupe d'usagers excède la puissance limite mentionnée dans les arrêtés du 17 mars 2003 susvisés pour le domaine de tension de raccordement, les contributions exigibles par le concessionnaire sont égales aux coûts des travaux d'extension et de branchement de l'opération de raccordement de référence, calculés selon les dispositions du barème.

## **6. Modification d'une alimentation électrique existante**

Un utilisateur peut solliciter auprès du gestionnaire du réseau de distribution une modification des caractéristiques électriques de son alimentation. Lorsque cette modification entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution calculée selon les dispositions du paragraphe 4.2 de la présente annexe.

## ANNEXE 4

### TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE L'ELECTRICITE CONFORMEMENT A L'ARTICLE L. 337-4 DU CODE DE L'ENERGIE

Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919794S).

**TARIF BLEU - OPTION BASE RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé - pour les puissances souscrites de 18 kVA inclus à 36 kVA inclus**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
3	79,20	9,48
6	95,76	9,48
9	112,56	9,74
12	129,72	9,74
15	145,32	9,74
18	163,20	9,74
24	203,04	9,74
30	240,36	9,74
36	274,56	9,74

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
<b>Version A</b>				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	65,28	5,64	9,48	3,60
Puissance souscrite > 6 kVA	65,28	5,64	9,74	3,60
<b>Version B</b>				
Puissance souscrite ≤ 6 kVA	65,28	3,60	10,11	1,73
Puissance souscrite > 6 kVA	65,28	3,60	10,50	1,78

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

**TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	102,96	11,03	7,78
9	125,40	11,03	7,78
12	146,04	11,03	7,78
15	164,88	11,03	7,78
18	182,04	11,03	7,78
24	222,24	11,03	7,78
30	256,56	11,03	7,78
36	289,68	11,03	7,78

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	65,28	6,96	11,03	7,78	3,91	2,62
Version B	65,28	6,12	11,35	7,87	1,86	0,30

**TARIF BLEU - OPTION TEMPO RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	122,04	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
12	141,48	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
15	157,08	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
18	171,48	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
24-30	243,96	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
36	279,24	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)
Version A	65,16	6,48
Version B	65,28	6,12

	Prix de l'énergie - flux alloproduits (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	6,90	8,95	7,51	10,27	8,20	48,30
Version B	6,69	9,27	7,28	10,24	9,25	50,03

	Prix de l'utilisation du réseau - flux autoproduit (c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,87	3,87	2,83	3,89	2,86	3,88
Version B	0,29	1,83	0,28	1,62	0,51	2,75

**TARIF BLEU - OPTION EJP RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
9	111,12	9,12	20,83
12	127,32	9,12	20,83
15	143,52	9,12	20,83
18	159,60	9,12	20,83
36	257,76	9,12	20,83

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	65,28	5,40	9,12	20,83	3,73	3,73
Version B	65,28	3,60	9,71	24,25	1,77	2,91

**Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919796S).**

**TARIF BLEU - OPTION BASE NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)**

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)
3	111,36	10,01
6	131,76	10,01
9	149,64	10,01
12	169,44	10,01
15	184,92	10,01
18	203,28	10,01
24	243,00	10,01
30	281,04	10,01
36	319,80	10,01

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)		
Version A	96,60	6,24	10,01	3,52
Version B	96,60	3,60	10,99	1,84

**TARIF BLEU - OPTION HEURES CREUSES NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Pleines	Heures Creuses
6	132,12	10,80	7,86
9	151,32	10,80	7,86
12	170,76	10,80	7,86
15	190,68	10,80	7,86
18	207,96	10,80	7,86
24	249,00	10,80	7,86
30	285,60	10,80	7,86
36	322,56	10,80	7,86

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'utilisation du réseau flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses
Version A	96,60	6,48	10,80	7,86	3,84	2,80
Version B	96,60	6,12	10,84	7,65	1,63	0,28

**TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR UTILISATIONS LONGUES**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Modalités sans comptage (limitées à 2,2 kVA)	Forfait par kVA et en Euros par an	848,64
--	------------------------------------	--------

**TARIF BLEU NON-RESIDENTIEL POUR FOURNITURE A PARTIR DE MOYENS NON RACCORDES AU RESEAU**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Générateur photovoltaïque	Forfait pour 1 kW (*) en Euros par an	153,72
	Par hW supplémentaire en Euros par an	12,72
Générateur éolien puissance ≤ 4 kW	Forfait pour 2 kW (*) en Euros par an	307,44
	Par hW supplémentaire en Euros par an	12,72
Micro centrale hydraulique ou générateur éolien de puissance	Abonnement en Euros par kW par an	90,60
	Prix d'énergie en c€/kWh	3,70

(\*) Puissance minimum à facturer

**TARIF UNIVERSEL A 36 kVA NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)
	Terme fixe		
Sans Heures Creuses	26,65		10,01

	Mensualités d'abonnement (en €/mois)		Prix de l'énergie (en c€/kWh)	
	Terme fixe		Heures Pleines	Heures Creuses
Avec Heures Creuses	26,88		10,80	7,86

**TARIF BLEU - OPTION TEMPO NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix de l'énergie (en c€/kWh)					
		Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
		Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
9	154,80	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
12	175,56	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
15	186,24	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
18	203,52	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
24-30	269,40	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
36	306,36	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an)

8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie - flux alloproduits (en c€/kWh)					
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines		
Version A	96,60	6,12	7,63	9,88	8,37	11,59	9,13	20,94
Version B	96,60	6,12	7,07	9,57	7,80	11,30	10,10	22,71

	Prix de l'énergie - flux autoproduits (en c€/kWh)					
	Jours Bleus		Jours Blancs		Jours Rouges	
	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines	Heures Creuses	Heures Pleines
Version A	2,91	3,85	2,96	3,85	2,94	3,84
Version B	0,24	1,41	0,24	1,42	0,51	2,75

**TARIF BLEU - OPTION EJP NON-RESIDENTIEL**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

Puissance souscrite (en kVA)	Abonnement annuel (en €/an)	Prix d'énergie (en c€/kWh)	
		Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
12	158,52	9,38	19,86
15	174,72	9,38	19,86
18	191,04	9,38	19,86
36	289,56	9,38	19,86

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Versions applicables aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement		Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)		Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)	
	Part fixe (en €/an)	Part puissance (en €/kVA/an)	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile	Heures Normales	Heures de Pointe Mobile
Version A	96,60	5,40	9,38	19,86	3,71	3,71
Version B	96,60	3,60	9,67	23,24	1,64	2,90

**TARIF BLEU**  
pour éclairage public  
en France métropolitaine continentale

Version standard applicable aux consommateurs ne participant pas à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement annuel (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)
Avec et sans comptage (b) (c)	89,64	6,80

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/an) 8,76

Version applicable aux consommateurs participant à une opération d'autoconsommation collective

	Abonnement (en €/kVA/an)	Prix de l'énergie flux alloproduits (en c€/kWh)	Prix de l'énergie flux autoproduits (en c€/kWh)
Version A	90,84	6,80	1,43

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) La variante sans comptage est limitée à une puissance de 500 W par point de livraison.

(c) Les feux clignotants sont comptés pour la moitié de leur puissance.

Tarifs (a) au 1<sup>er</sup> août 2019 conformément à la décision ministérielle du 30 juillet 2019 relative aux tarifs réglementés de vente Jaunes et Verts applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale (NOR : TRER1919798S).

**TARIF JAUNE - OPTION BASE**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Utilisations Longues	9,72	11,935	11,935	8,205	8,914	7,253
Utilisations Moyennes	9,72		11,935	8,205	8,914	7,253
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
			1,00	1,00	1,00	1,00
Calcul des dépassements				9,92	€/heure <sup>(b)</sup>	

**TARIF JAUNE - OPTION EJP**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION - n'est plus proposé**

Version	Prime fixe annuelle (€/kVA)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe Mobile	Hiver		Eté	
			Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté	
Utilisations Longues	6,96	18,809	10,052	8,955	8,115	
Coefficients de puissance réduite *		1,00	1,00	1,00	1,00	
Calcul des dépassements			9,92	€/heure <sup>(b)</sup>		

\* Utilisations longues : un seul dénivelé possible

**TARIF VERT - OPTION A5 BASE**  
*en France métropolitaine continentale*  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise (I)**

(I) L'article 2 de la décision ministérielle précitée précise : « On entend par grande entreprise toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret n°2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique. »

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)				
		Pointe	Hiver		Eté	
			Heures Pleines Hiver	Heures Creuses Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Courtes Utilisations	23,88	14,445	10,368	6,589	6,675	5,086
Coefficients de puissance réduite *		1,00	0,99	0,85	0,85	0,79
Calcul des dépassements	Prix (en €/kW)	Coefficients par poste				
	1,25	1,00	0,99	0,85	0,85	0,80
Energie réactive			1,94	c€/kVArh		

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12.36

**TARIF VERT - OPTION A5 EJP**  
**en France métropolitaine continentale**  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Version	Prime fixe annuelle (€/kW)	Prix de l'énergie (c€/kWh)			
		Hiver		Eté	
		Pointe Mobile	Heures Hiver	Heures Pleines Eté	Heures Creuses Eté
Moyennes Utilisations	30,36	16,981	7,961	6,211	4,896
Coefficients de puissance réduite *	Moyennes Utilisations	1,00	0,98	0,76	0,76
Calcul des dépassements	Energie €/kWh	Prix (en €/kVW)	Coefficients par poste		
	4,05		4,05	1,00	0,98
Energie réactive			1,94	c€/kVArh	

Majoration pour les autoproducteurs individuels avec injection (€/kW) 12,36

**TARIFICATION A LA PUISSANCE**  
**MAJORATION - MINORATION**  
**en France métropolitaine continentale**  
**EN EXTINCTION pour les sites non résidentiels appartenant à une grande entreprise**

Tension de livraison	Taux de correction (€/kW/an)
A	
BT (*)	20,23
HTA1	0,00
HTA2 et HTB1	0,00
HTB2	0,00
HTB3	0,00

Coefficients de versionnage	
MU	CU
1,00	1,00

Le montant de majoration ou de minoration de la prime fixe annuelle est obtenu en multipliant la puissance souscrite maximale par le taux défini par la catégorie tarifaire, la tension d'alimentation et par le "coefficient de versionnage".

Exemple :

Tarif Vert A Moyenne Utilisation ayant une puissance souscrite maximale de 5 000 kW raccordé en HTB1 :  
 Correctif = 5 000 kW x (0,00) x 1,00 = 0,00 €/an

(\*) : montant à appliquer à la puissance réduite quelle que soit la version

(a) : ces prix sont à majorer de la TVA, de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) et, le cas échéant, des taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) instituées par les communes (ou syndicats de communes) et départements, ainsi que de tout nouvel impôt, toute nouvelle taxe ou contribution qui viendraient à être créés.

(b) Dans le cas de comptage équipé de contrôleur électronique.

## **ANNEXE 5**

### **RELATIVE AU TARIF D'UTILISATION DES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE**

#### Principes et élaboration

Le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d'Électricité (« TURPE ») a été institué par la loi du 10 février 2000, qui en a fixé les principes fondateurs. Le TURPE concerne l'ensemble du réseau électrique. Ses dispositions sont distinctes pour le réseau de transport (« HTB »), et le réseau de distribution (« HTA » et « BT »). Le TURPE s'applique à l'ensemble des gestionnaires de réseau du territoire français (métropole et territoires d'outre-mer), dont Enedis.

Les principes fondateurs du TURPE, repris dans le code de l'énergie, sont les suivants :

- le principe du « timbre-poste » : conformément aux dispositions de l'article 14 du règlement (CE) n° 714/2009/25, la tarification de l'accès au réseau doit être indépendante de la distance entre le site d'injection et le site de soutirage ;
- le principe de péréquation tarifaire : conformément aux dispositions de l'article L.121-1 du code de l'énergie, les mêmes tarifs d'accès au réseau doivent s'appliquer sur l'ensemble du territoire national ;
- le principe de non-discrimination inscrit à l'article L.341-2 du code l'énergie : il conduit à établir des tarifs permettant de refléter les coûts engendrés par chaque catégorie d'utilisateurs indépendamment de l'usage final qu'ils font de l'électricité ;
- le principe d'horosaisonnalité, inscrit à l'article L. 341-4 du code de l'énergie : il précise que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national ».

La compétence exclusive de l'élaboration du TURPE a été confiée à la Commission de régulation de l'énergie (article L. 341-3). Pour ce faire, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Les décisions motivées de la Commission de régulation de l'énergie relatives aux évolutions du TURPE, en niveau et en structure, sont transmises à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française.

#### Cadre de régulation et niveau tarifaire

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il s'agit :

- des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de

réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge;

- des charges de capital : rémunération du capital investi et couverture des dotations aux amortissements et à la provision pour renouvellement. Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables (article L. 341-2) ;
- d'une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et d'une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées par la loi ;
- des dépenses de recherche et développement engagées par le GRD.

Enfin, le TURPE inclut une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux (article L. 341-2), réalisés en concertation avec les AODE.

Le cas échéant, ces dispositions du cadre de régulation tarifaire sont adaptées prémunir l'opérateur contre des risques liés à l'inflation qui pèsent sur ses charges. Par ailleurs, les écarts entre les charges ou recettes prévisionnelles et celles effectivement réalisées font l'objet d'une correction *a posteriori* pour un nombre limité de postes prédéfinis. C'est pourquoi le TURPE, pluriannuel, prévoit une indexation annuelle selon des règles prédéfinies.

A la couverture de coûts et à la rémunération normale s'ajoute une rémunération de la performance, prenant diverses formes (bonus/malus, indemnités versées directement au client, indicateurs de qualité). En effet, l'article L. 341-3 du code de l'énergie dispose que « [la CRE] peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux (...) à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ».

### Structure tarifaire

L'article L. 341-4 du Code de l'énergie dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre ».

En termes de structure tarifaire, la CRE considère que le TURPE doit concilier plusieurs critères afin de répondre au mieux aux attentes des consommateurs et des fournisseurs :

- efficacité : un signal tarifaire reflétant les coûts engendrés sur les réseaux par chaque catégorie d'utilisateurs permet de réduire les coûts de réseaux à long terme car cette

information incite l'utilisateur à adapter son comportement de manière efficace pour le réseau, ce qui peut passer par des choix d'investissements de sa part. Le signal tarifaire assure ainsi une coordination entre les investissements réalisés par le gestionnaire de réseaux et ceux réalisés par les utilisateurs ;

- lisibilité : le niveau de complexité des tarifs doit être adapté au type d'utilisateur du domaine de tension considéré. C'est pourquoi les tarifs proposés sont fondés sur un regroupement en une ou plusieurs plages temporelles ;
- cohérence : les différentes options proposées à un même utilisateur doivent refléter les coûts avec le même degré de finesse ;
- faisabilité : les tarifs doivent pouvoir être mis en œuvre sur les plans techniques et opérationnels ;
- progressivité : une évolution de la structure tarifaire engendre inévitablement des évolutions de factures pour certains utilisateurs. C'est en particulier le cas pour les utilisateurs dont les options tarifaires ne reflètent pas les coûts de réseau avec un haut degré de finesse. Le cas échéant, la CRE s'attache à ce que les modifications introduites par un nouveau tarif soient progressives, de façon à ce que l'ensemble des parties prenantes conserve une visibilité suffisante sur les évolutions tarifaires à venir.

## **ANNEXE 6**

### **CATALOGUES DES PRESTATIONS ET DES SERVICES DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DISTRIBUTION**

Les offres de prestations annexes d'Enedis s'adressent à l'ensemble des acteurs du marché : fournisseurs d'électricité, clients finaux (consommateurs ou producteurs), que ces clients finaux aient fait valoir ou non leur éligibilité, responsables d'équilibre.

Afin de clarifier la compréhension de ses offres, Enedis les a regroupées au sein de quatre catalogues de prestations :

- Trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux segmentés en :
  - o Particuliers ;
  - o Collectivités locales ;
  - o Entreprises et professionnels.
- Un catalogue à destination des responsables d'équilibre.

Trois catégories de prestations sont proposées dans les trois catalogues à destination des fournisseurs et clients finaux.

- Deux catégories relèvent de la compétence exclusive d'Enedis et concernent les prestations:
  - o réalisées sous le monopole de gestionnaire de réseau public d'Enedis (Catégorie 1) ;
  - o relevant du barème de facturation des opérations de raccordement des utilisateurs des réseaux publics de distribution d'électricité concédés à Enedis (Catégorie 3).
- Une catégorie autorise Enedis ainsi que d'autres acteurs compétents à réaliser des prestations dans un contexte concurrentiel (Catégorie 2).  
Ces prestations (catégorie 2) sont alors décrites à la fin des sections consommateurs ou producteurs de chacun des trois catalogues concernés.

Les prestations peuvent être demandées directement par le client final disposant d'un contrat d'accès au réseau de distribution (CARD) ou par le fournisseur pour le compte du client final lorsque ce dernier dispose d'un contrat unique.

Dans certains cas (identifiés dans les fiches de prestations correspondantes), les prestations peuvent également être demandées par un tiers autorisé ou par le client final en contrat unique.

Les prestations sont réalisées les jours ouvrés (du lundi au vendredi hors jours fériés) et en heures ouvrées (définies selon les organisations locales). A titre exceptionnel, et dans la limite des disponibilités des équipes techniques, certaines prestations peuvent être programmées en dehors des heures ouvrées : elles donnent alors lieu à des majorations de prix reflétant les surcoûts de main d'œuvre engagés.

Une option «express», accessible en fonction des disponibilités des équipes techniques locales, est proposée pour certaines prestations.

Les prestations sont facturées :

- à l'acte pour les plus fréquentes ayant pu faire l'objet d'une normalisation ;
- sur devis pour celles n'ayant pu l'être.

Des frais sont appliqués par Enedis pour les cas suivants :

- annulation tardive d'intervention, moins de 2 jours avant la date programmée (frais de dédit) ;
- intervention qui n'a pas pu être réalisée du fait du fournisseur ou du client final (déplacement vain).

Ces principes de facturation sont susceptibles d'évoluer en fonction du contexte réglementaire ou législatif, ou suite à la demande du régulateur.

- **Les prestations facturées à l'acte :**

Ces prestations sont facturées suivant un barème préétabli.

Les prix indiqués :

- sont exprimés à la fois hors taxes et toutes taxes comprises et concernent les interventions réalisées en heures ouvrées ;
- ne comprennent pas les prix des matériels lorsque ces derniers doivent être fournis par le demandeur (ex : fourniture de transformateurs de courant).

L'option «express», proposée pour certaines d'entre elles, fait l'objet d'un complément de facturation qui s'ajoute au prix initial de la prestation et dont le montant figure au «tableau des autres frais».

- **Les prestations sur devis :**

Pour chaque demande de ce type, un devis est établi sur la base d'un canevas technique pour les opérations standards, ou sur la base des coûts réels pour les autres cas.

- **Les demandes effectuées en dehors des catalogues font également l'objet d'un devis.**

**La liste des prestations et services, ainsi que leur prix, est consultable sur le site internet du gestionnaire du réseau de distribution : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)**

**ANNEXE 7**

**CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS RESIDENTIELS**



# Conditions Générales de Vente d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients résidentiels en France métropolitaine continentale. Juillet 2018

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après consultation des associations de consommateurs représentatives et après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités publiées sur son site [enedis.fr/Concessions](http://enedis.fr/Concessions) ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

## 1. OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement. Elles sont applicables aux clients résidentiels situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA. Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement. Les engagements d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

## 2. DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site [edf.fr](http://edf.fr). Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé conformément à la réglementation en vigueur.

## 3. CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

### 3-1 Souscription du contrat

#### • Date de conclusion

Le contrat est conclu à la date de sa signature. Néanmoins, lors d'un emménagement, si le client choisit de souscrire son contrat par téléphone et souhaite être mis en service avant l'expiration du délai de rétractation, le contrat est conclu dès sa date d'acceptation par le client au téléphone.

#### • Date de prise d'effet

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, sans préjudice de l'application du droit de rétractation, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement.

La date de prise d'effet figure sur la première facture adressée au client.

#### • Droit de rétractation

En cas de souscription à distance, le client bénéficie d'un droit de rétractation qu'il peut exercer, sans pénalité et sans avoir à justifier d'un motif quelconque, dans un délai de quatorze jours à compter du lendemain de la date de conclusion du contrat. Lorsque le délai de quatorze jours expire un samedi, un dimanche ou un jour férié ou chômé, il est prorogé jusqu'au premier jour ouvrable suivant.

Le client informe EDF de sa décision de se rétracter en adressant le formulaire de rétractation qui lui a été transmis ou toute autre déclaration dénuée d'ambiguïté exprimant sa volonté de se rétracter.

Lorsque le client souhaite être mis en service avant la fin du délai de rétractation, il doit en faire la demande expresse auprès d'EDF, par tout moyen lorsque le client est en situation d'emménagement, et sur papier ou sur support durable dans les autres situations.

En cas d'exercice de son droit de rétractation, le client est redevable de l'énergie consommée, des prestations réalisées et de l'abonnement jusqu'à la date à laquelle il exerce ce droit.

### 3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom du ou des clients. Cette information est reprise sur la première facture.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

### 3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

### 3-4 Résiliation du contrat

#### • Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Le client est responsable de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation. En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client. Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation du contrat par tout moyen. La résiliation prend effet à la date souhaitée par le client, qui ne peut être antérieure à la demande.

#### • Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

#### • Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat. Pour établir cette facture, les consommations font l'objet :

- soit d'un auto-relevé réalisé par le client le jour de la résiliation et communiqué à EDF,
- soit d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis, basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique),
- soit d'un relevé spécial payant lorsqu'il est effectué à la demande du client (le prix figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF).

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation.

À défaut, les consommations font l'objet d'une estimation *pro rata temporis*, réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial dans les mêmes conditions que ci-dessus.

Si à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité avec EDF ou tout autre fournisseur, prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

## 4. CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

### 4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site [edf.fr](http://edf.fr) et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande par voie postale ou électronique.

Le client choisit son tarif en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF. Les caractéristiques du tarif choisi figurent dans le contrat adressé au client ainsi que sur chaque facture.

Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le prix de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et en informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

### 4-2 Mise en extinction – Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire en extinction ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de

suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer le tarif correspondant prévu par la décision des pouvoirs publics de suppression de ladite option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

### 4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information pour s'assurer que son tarif est adapté à son mode de consommation.

Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance, ou lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette puissance, EDF facture, sans surcoût, en complément des frais mentionnés ci-dessus, le montant facturé par Enedis à EDF, au titre du caractère annuel de la puissance souscrite, selon des modalités qui figurent sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

La modification de l'option tarifaire est possible dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RPD consultable sur le site [enedis.fr/tarif-dacheminement](http://enedis.fr/tarif-dacheminement).

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

## 5. INTERRUPTION DE LA FOURNITURE À L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de la fourniture ou à la réduction de la puissance du client en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures, conformément aux articles 7-3, 7-4 et 7-5.

## 6. FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS ANNEXES

### 6-1 Établissement de la facture

Chaque facture est adressée au client par courrier ou par voie électronique et est établie conformément à la réglementation en vigueur. La facture comporte s'il y a lieu le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites [edf.fr](http://edf.fr), [enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://enedis.fr/Catalogue_des_prestations) ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

### 6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées tous les deux mois. EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès à ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client. Selon les situations, les estimations réalisées par EDF sont basées sur :

- la consommation réelle de l'année précédente réalisée sur la même période,
- ou, si l'historique de relevés de compteur n'est pas assez ancien, la consommation réelle récente réalisée sur un mois minimum,
- ou, si aucun relevé réel n'a encore été réalisé, les consommations moyennes constatées pour les autres clients pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée.

Des précisions sont disponibles sur le site [edf.fr](http://edf.fr). Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base des consommations qu'il relève, il peut transmettre à EDF ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, par téléphone ou tout moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante.

Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent, après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou le précédent index relevé par Enedis et transmis à EDF, la facture est établie sur la même base d'estimation des consommations que celle exposée ci-dessus. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

### 6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics.

En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien tarif et au nouveau. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire en proportion de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

### 6-4 Contestation et régularisation de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul

#### • Contestation par le client

En application de l'article 2224 du code civil, le client peut contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où il a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

#### • Régularisation par EDF

EDF peut régulariser les factures pendant une durée maximale de deux ans à compter du jour où elle a eu ou aurait dû avoir connaissance de son droit à agir.

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsque Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,  
- en cas de fraude.

Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre. Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

## 7. PAIEMENT DES FACTURES

### 7-1 Paiement des factures

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission. À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit de pénalités de retard calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC. Ces pénalités sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par EDF.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation.

Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

En cas de pluralité de clients pour un même contrat, ils sont solidairement responsables du paiement des factures.

### 7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous. Il peut changer de mode de paiement en cours de contrat, et en informe EDF par tout moyen.

• **Prélèvement automatique, TIP, TIP en ligne, chèque, carte bancaire**

• **Mensualisation avec prélèvement automatique**  
Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique. La mensualisation permet au client de lisser ses paiements en payant un montant identique tous les mois, pendant onze mois. À cette fin, EDF et le client arrêtent d'un commun accord un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier pourra être révisé en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée, suite à un relevé d'Enedis. Un nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base des consommations réelles relevées par Enedis ou, à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation.

### • Espèces

Le client a la possibilité de régler sa facture en espèces sans frais dans les bureaux de Poste, muni de sa facture. Les modalités pratiques font l'objet d'une information sur le site [edf.fr](http://edf.fr) ou sur simple appel à EDF.

• **Chèque énergie** conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie.

### 7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au(x) client(s) à l'adresse du point de livraison,
- soit au(x) client(s) à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le(s) client(s).

Dans tous les cas, le(s) client(s) reste(nt) responsable(s) du paiement des factures.

### 7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de paiement indiquée sur la facture et sous réserve des dispositions de l'article 7-5, EDF informe le client par courrier, valant mise en demeure, qu'à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de quinze jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture pourra être réduite ou suspendue.

À défaut d'accord entre EDF et le client dans le délai supplémentaire mentionné ci-dessus, EDF avise le client par courrier valant mise en demeure que :

- en l'absence de paiement dans un délai de vingt jours, sa fourniture sera réduite ou suspendue,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai de vingt jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Le client peut saisir les services sociaux s'il estime qu'il éprouve des difficultés particulières au regard notamment de son patrimoine, de l'insuffisance de ses ressources ou de ses conditions d'existence et que sa situation relève des dispositions de l'article L. 115-3 du code de l'action sociale et des familles.

Tout déplacement pour réduction ou suspension de la fourniture donne lieu à facturation de frais selon le Catalogue des Prestations, sauf pour les clients reconnus en situation de précarité par les Commissions Fonds de Solidarité pour le Logement et les clients bénéficiaires d'un chèque énergie s'étant fait connaître d'EDF, tels que mentionnés à l'article 7-5, selon les modalités prévues par la réglementation en vigueur.

### 7-5 Dispositions pour les clients en situation de précarité

#### • Chèque énergie

Conformément à la réglementation en vigueur, le client, dont les ressources du foyer sont inférieures à un montant défini par décret, bénéficie, conformément aux articles R. 124-1 et suivants du code de l'énergie, d'un chèque énergie qui peut servir au paiement de ses factures d'électricité. Ce dispositif fait l'objet d'une information sur le site [chequeenergie.gouv.fr](http://chequeenergie.gouv.fr), sur le site [edf.fr](http://edf.fr) et sur simple appel au :

**0 805 204 805** Service & appel gratuits

#### • Fonds de solidarité pour le logement (« FSL »)

Lorsque le contrat alimente la résidence principale du client et que celui-ci éprouve des difficultés à s'acquitter de sa facture d'électricité, il peut déposer auprès du FSL de son département une demande d'aide au paiement de ses

factures d'électricité. À compter de la date de dépôt d'une demande d'aide relative à une situation d'impayé d'une facture d'électricité auprès du FSL, le client bénéficie du maintien de la fourniture d'électricité jusqu'à ce qu'il ait été statué sur sa demande d'aide. Toutefois, à défaut d'une décision d'aide prise dans un délai de deux mois, EDF peut procéder à la suspension de la fourniture d'électricité vingt jours après en avoir avisé le client par courrier.

#### • Dispositions communes

Le délai supplémentaire de quinze jours mentionné à l'article 7-4 est porté à trente jours dans les trois cas suivants :

- si le client est bénéficiaire d'un chèque énergie conformément aux articles R 124-1 et suivants du code de l'énergie.
- lorsqu'il a déjà reçu une aide du FSL pour régler sa facture auprès d'EDF,
- si sa situation relève d'une convention signée entre EDF et le département de résidence du client sur les situations d'impayés en matière de fourniture d'énergie.

### 7-6 Délai de remboursement

#### • En cours de contrat, lorsqu'une facture fait apparaître un trop-perçu :

- si le client est mensualisé, il est remboursé sous quinze jours, quel que soit le montant du trop-perçu,
- si le client n'est pas mensualisé, le client est remboursé sous quinze jours lorsque le trop-perçu est supérieur à 15 € TTC. S'il s'agit d'une somme inférieure, elle sera déduite de la prochaine facture du client sauf si le client fait une demande de remboursement à EDF, auquel cas il est remboursé sous quinze jours à compter de sa demande.

#### • En cas de résiliation du contrat :

si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

• **En cas de non-respect par EDF de ces délais :**  
les sommes à rembourser seront majorées, de plein droit et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base d'une fois et demie le taux de l'intérêt légal appliqué au montant de la créance TTC. Le montant de ces pénalités ne peut être inférieur à 7,50 € TTC.

### 7-7 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la production et/ou de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces taxes, impôts, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

## 8. RESPONSABILITÉ

### 8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure<sup>350</sup>

## 8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans l'annexe des présentes Conditions Générales.

## 9. DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et avec le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment les nom, prénom, adresse du client, tarif choisi.

D'autres données sont facultatives : coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, courrier électronique... Leur communication est nécessaire pour bénéficier d'un service personnalisé (espace client, facture électronique...).

Les données nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ou de gestion du chèque énergie, aux structures de médiation sociale, ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF. EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont le suivi de consommation, la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. La prospection par voie électronique par EDF est possible si le client y a préalablement consenti de manière expresse. Le client dispose, s'agissant des informations personnelles le concernant :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexacts, incomplètes, équivoques et/ou périmés,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale. Lorsque le client exerce son droit d'opposition, EDF prend les mesures nécessaires afin qu'il ne soit plus destinataire des opérations de prospection.
- d'un droit à la limitation du traitement dont ses données font l'objet,
- d'un droit à la portabilité de ses données en application de la réglementation.

Le client peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au client. En outre, le droit d'opposition peut s'exercer par téléphone, par courrier électronique à l'adresse « mesdonnees@edf.fr » ou par le lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF. Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante :

Tour EDF  
20, Place de la Défense  
92050 Paris La Défense

ou par courrier électronique à l'adresse « informatique-et-libertes@edf.fr ».

Enfin, le client dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

## 10. MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

### 10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au Centre de Relation Client (CRC) dont les coordonnées figurent sur sa facture. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le CRC, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Service Consommateurs - TSA 20021,  
41975 Blois Cedex 9

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le Service Consommateurs, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site [mediateur.edf.fr](http://mediateur.edf.fr) ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026,  
75804 Paris Cedex 08

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis à l'adresse [enedis.fr/reclamations](http://enedis.fr/reclamations) ou par courrier à l'adresse suivante :

Enedis  
Tour Enedis - 34 place des Corolles  
92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains. Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site [enedis.fr/reclamations](http://enedis.fr/reclamations).

### 10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir épuisé les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de

la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le Médiateur national de l'énergie sur le site [energie-mediateur.fr](http://energie-mediateur.fr) ou par courrier à :

Médiateur national de l'énergie  
Libre réponse n°59252  
75443 Paris Cedex 09

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

## 11. ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique conformément à la réglementation en vigueur. En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3.4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

## 12. CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF par courrier, le client doit se reporter à l'adresse postale figurant sur la facture. Il peut également contacter un conseiller EDF par téléphone au 09 69 32 15 15 (appel non surtaxé) ou par courrier électronique à l'adresse « [serviceclient@edf.fr](mailto:serviceclient@edf.fr) ».

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client, un espace client personnel sécurisé sur le site [edf.fr](http://edf.fr), lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>

Le client qui ne souhaite pas faire l'objet de prospection commerciale par téléphone peut s'inscrire gratuitement sur la liste d'opposition Bloctel sur le site [bloctel.gouv.fr](http://bloctel.gouv.fr).

La consommation d'électricité doit être sobre et respectueuse de l'environnement.



EDF SA  
22-30 avenue de Wagram  
75382 Paris Cedex 08 - France  
Capital de 1 463 719 402 euros  
552 081 317 R.C.S. Paris

[www.edf.fr](http://www.edf.fr)

Direction Commerce

Tour EDF  
20, place de La Défense  
92050 Paris La Défense cedex

Origine 2016 de l'électricité vendue par EDF :  
89,13 % nucléaire, 5,53 % renouvelables (dont 4,51 % hydraulique),  
1,44 % charbon, 2,58 % gaz, 1,32 % fioul.  
Indicateurs d'impact environnemental sur [www.edf.fr](http://www.edf.fr)

L'énergie est notre avenir, économisons-la !

## Synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution basse tension pour les clients en Contrat Unique

Identification : Annexe 2 bis au contrat GRD-F

Version : 7.1

### Préambule

Dans le présent document le terme "Enedis" désigne le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité.

Le présent document reprend de manière synthétique l'ensemble des clauses des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du Réseau Public de Distribution (RPD) basse tension, qui explicitent les engagements d'Enedis et du Fournisseur vis-à-vis du Client, ainsi que les obligations que doit respecter le Client. Il concerne les Clients ayant signé un Contrat Unique avec un Fournisseur.

Ces dispositions générales sont incluses dans le contrat dénommé par l'usage « Contrat GRD-F », conclu entre Enedis et le Fournisseur, afin de permettre l'acheminement effectif de l'énergie électrique. La reproduction du Contrat GRD-F en annexe au Contrat Unique selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le Client est assurée au moyen de la présente annexe. Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans le contrat GRD-F que le Fournisseur aurait souscrit envers le Client, notamment en matière de continuité ou de qualité de fourniture, ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur vis-à-vis de son Client.

Le Contrat GRD-F en vigueur est aussi directement disponible sur le site internet d'Enedis : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr)

Le Client est informé, préalablement à la conclusion du Contrat Unique, que, sur ce même site, Enedis publie également :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF\\_04E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf)
- son catalogue des prestations, qui présente l'offre d'Enedis aux Clients et aux Fournisseurs d'électricité et est disponible sur le site d'Enedis [www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations). Le Client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées.

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations. En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part et la présente annexe du contrat GRD-F d'autre part, les dispositions de la présente annexe prévaudront.

Les mots ou groupes de mots commençant par une majuscule sont définis au glossaire de la présente annexe.

### Glossaire

**Client** : utilisateur du RPD consommant de l'électricité achetée à un fournisseur exclusif, via un Contrat Unique. Un Client peut l'être sur plusieurs sites.

**Compteur** : équipement de mesure de la consommation et/ou de la production d'électricité.

**Compteur Communicant** : Compteur connecté au réseau de télécommunication et/ou utilisant le courant porteur en ligne, déclaré comme commu-

nicant par le GRD et intégré dans les nouveaux systèmes d'information du GRD permettant d'utiliser toutes les fonctionnalités du Compteur Communicant. Ses caractéristiques techniques sont fixées par l'arrêté du 4 janvier 2012. Le Compteur Communicant est consultable à distance à partir des systèmes d'information administrés par le GRD.

**Contrat GRD-F** : contrat conclu entre un GRD et un fournisseur relatif à l'accès et à l'utilisation du RPD. Il est conclu en application de l'article L 111-92 du code de l'énergie, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux Clients un Contrat Unique.

**Contrat Unique** : contrat regroupant la fourniture d'électricité, l'accès et l'utilisation du RPD, signé entre un Client et un fournisseur unique pour un ou plusieurs PDL. Il suppose l'existence d'un Contrat GRD-F préalablement conclu entre le fournisseur concerné et Enedis. Il comprend la présente annexe 2bis du Contrat GRD-F.

**Disjoncteur de branchement (ou disjoncteur général)** : appareil général de commande et de protection de l'installation électrique intérieure du Client. Il coupe le courant en cas d'incident (surcharge, court-circuit...). Une fois le problème résolu, le courant peut être rétabli en réarmant le disjoncteur.

**Fournisseur** : entité titulaire de l'autorisation d'achat pour revente d'électricité, conformément à l'article L333-1 du code de l'énergie et signataire d'un Contrat GRD-F avec Enedis, en vue de proposer aux Clients un Contrat Unique.

**GRD (Gestionnaire du Réseau public de Distribution)** : personne morale en charge de l'exploitation, l'entretien et du développement du RPD dans une zone donnée et, le cas échéant, de l'interconnexion avec d'autres réseaux, ainsi que de garantir la capacité à long terme du réseau à satisfaire une demande raisonnable de distribution d'électricité.

**Point de Livraison (PDL)** : point physique situé à l'aval des bornes de sortie du Disjoncteur de branchement, si le Client dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ou de l'organe de sectionnement, si le Client dispose d'une puissance souscrite supérieure à 36 kVA, et au niveau duquel le Client soutire de l'électricité au RPD. L'identifiant et l'adresse du PDL sont précisés dans le Contrat Unique du Client.

## 1. Le cadre général de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

En tant que GRD sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'énergie électrique jusqu'au PDL du Client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur, et par le cahier des charges de concession de distribution publique d'électricité applicable au PDL du Client. Ces missions sont exercées dans des conditions objectives, transparentes, et non discriminatoires.

Le Client a la possibilité d'obtenir auprès d'Enedis le cahier des charges de concession dont relève son PDL, selon les modalités publiées sur le site d'Enedis <http://www.enedis.fr/Concessions>.

Le Client choisit son Fournisseur d'électricité et conclut avec lui un Contrat Unique. Il dispose alors d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture d'électricité que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Le Client et Enedis peuvent toutefois être amenés à avoir des relations directes notamment dans les cas suivants :

- prise de rendez-vous lorsque le rendez-vous pris par le Fournisseur ne peut être honoré, ou en cas d'échec de télé-opération pour les Clients équipés d'un Compteur Communicant ;
- fourniture, pose, modification, contrôle, entretien et renouvellement, et relevé des dispositifs de comptage ;
- accès au dispositif de comptage ;
- dépannage de ces dispositifs de comptage ;
- réclamation mettant en cause la responsabilité d'Enedis en manquement à ses obligations détaillées au paragraphe 2 ;
- contrôle du respect des engagements du Client en matière de qualité et de non-perturbation du RPD ;
- enquêtes qu'Enedis peut être amenée à entreprendre auprès du Client, en vue d'améliorer la qualité de ses prestations.

Les coordonnées d'Enedis figurent dans le Contrat Unique du Client.

## 2. Les obligations d'Enedis dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

### 2.1. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client

Enedis est tenue à l'égard du Client de :

#### 1) garantir un accès non discriminatoire au RPD

#### 2) assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage

Le numéro de téléphone d'appel dépannage 24h/24 est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

#### 3) garantir l'accès du Client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

#### 4) offrir la possibilité au Client qui dispose d'une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA de communiquer ses index, lorsqu'il ne dispose pas d'un Compteur Communicant : c'est l'auto-relevé.

Ces index peuvent être communiqués à Enedis directement ou via son Fournisseur.

Ces index font l'objet d'un contrôle de cohérence par Enedis notamment sur la base de l'historique de consommation du Client sur ce PDL. Enedis peut prendre contact avec le Fournisseur ou le Client pour valider l'index transmis, voire programmer un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial payant.

Cet auto-relevé ne dispense pas le Client de laisser les agents d'Enedis accéder au Compteur conformément au paragraphe 3-2 ci-après.

### 2.2. Les obligations d'Enedis à l'égard du Client comme du Fournisseur

Enedis est tenue à l'égard du Client comme du Fournisseur de :

#### 1) acheminer l'énergie électrique jusqu'au Point de Livraison du Client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique mentionnés ci-dessous conformément à la réglementation en vigueur (dont les articles D322-1 à D 322-10 du code de l'énergie relatifs aux missions des gestionnaires des réseaux publics de distribution en matière de qualité de l'électricité et les prescriptions du cahier des charges de concession applicable).

##### > Engagements d'Enedis en matière de continuité :

Enedis s'engage à mettre en œuvre tous les moyens pour assurer une continuité d'alimentation en électricité, dans les limites des techniques

existantes concernant le réseau et le système électrique. Enedis informe le Client, sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>, sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité.

##### > Engagements d'Enedis en matière de qualité de l'onde :

Enedis s'engage à livrer au Client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique.

La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au PDL à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 V et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé. La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160 disponible auprès de l'AFNOR.

Ces engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 6-4 et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires. La durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures mais ne peut en aucun cas les dépasser ;
- dans les cas cités aux articles 5-5 et 5-6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis, du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, pour des raisons accidentelles, sans faute de la part d'Enedis.

En cas de coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD, Enedis verse une pénalité au bénéfice du Client concerné, le cas échéant via son Fournisseur. Le montant et les conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément à la décision en vigueur sur les tarifs d'utilisation du RPD. A titre d'information, dans la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 relative aux tarifs d'utilisation du RPD :

- cette pénalité est versée pour toute coupure de plus de 5 heures, imputable à une défaillance du RPD géré par Enedis ou du réseau public de transport géré par RTE ;
- elle est égale à un montant forfaitaire, décliné par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures ;
- elle s'applique automatiquement, sans préjudice d'une éventuelle indemnisation au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis ;
- afin de prendre en compte les situations extrêmes, conformément à la délibération précitée, cette pénalité n'est pas versée aux Clients concernés, en cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des Clients finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport.

#### 2) réaliser les interventions techniques selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de son catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le Client, au moins 2 jours ouvrés avant la date fixée. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du Client concerné, via le Fournisseur, un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

Dans le cas où un rendez-vous nécessaire à la réalisation d'une prestation par Enedis est manqué du fait du Client ou du Fournisseur, Enedis facture au Fournisseur un frais pour déplacement vain, sauf lorsque le Client ou le Fournisseur a reporté ou annulé ce rendez-vous plus de 2 jours ouvrés avant la date fixée.



Si le Client démontre qu'il n'a pas été en mesure d'honorer, d'annuler ou de reporter ce rendez-vous en raison d'un cas de force majeure, Enedis procède alors au remboursement du frais appliqué.

Les frais pour déplacement vain ou de dédit sont régis par les décisions sur les tarifs d'utilisation du RPD et des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le GRD. Leur montant figure au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur.

### 3) assurer les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

Le dispositif de comptage comprend notamment :

- si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA : le Compteur pour l'enregistrement des consommations et le Disjoncteur de branchement. La puissance souscrite est limitée par le Disjoncteur de branchement lorsque le Client ne dispose pas d'un Compteur communicant, ou par le Compteur Communicant ;
- si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA : le Compteur et les transformateurs de courant pour l'enregistrement des consommations et le contrôle de la puissance souscrite.

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée ainsi que leur adaptation aux conditions contractuelles. Il est fourni par Enedis, à l'exception du Disjoncteur qui doit être fourni par le Client dans le cas où celui-ci demande une puissance supérieure à 36 kVA.

La pose d'un Compteur Communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à 8 du code de l'énergie. Dans le cas où le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le Client ou son Fournisseur souhaite un service nécessitant un Compteur Communicant alors que le Client n'en dispose pas encore, Enedis installe ce Compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations.

Enedis est en outre chargée du contrôle métrologique de tous les éléments du dispositif de comptage, de la pose, de l'entretien et du renouvellement des éléments du dispositif de comptage qu'elle a fournis. Les frais correspondant sont à la charge d'Enedis, sauf en cas de détérioration imputable au Client.

Le Client peut demander la vérification des éléments de son dispositif de comptage soit par Enedis, soit par un expert choisi en commun accord parmi les organismes agréés par le service chargé du contrôle des instruments de mesure. Les frais sont à la charge d'Enedis si ces appareils ne sont pas reconnus exacts dans les limites réglementaires de tolérance, et à celle du Client dans le cas contraire.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le Client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du PDL concerné ou avec celles d'un PDL présentant des caractéristiques de consommation comparables conformément aux modalités décrites dans les référentiels d'Enedis. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le Client. Sans réponse du Client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre de l'exécution du Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

Conformément à l'article L224-11 du code de la consommation, aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé ne peut être imputée au Client, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au Client par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le Client d'un index relatif à sa consommation réelle ;
- ou en cas de fraude.

### 4) assurer la sécurité des tiers relativement au RPD

**5) entretenir le RPD, le développer ou le renforcer** selon la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le RPD entre Enedis et l'autorité concédante, définie dans chaque cahier des charges de concession.

### 6) informer le Client en cas de coupures pour travaux ou pour raison de sécurité

Lorsque des interventions programmées sur le réseau sont nécessaires, Enedis les porte à la connaissance du Client et du Fournisseur, au moins 3 jours à l'avance, avec l'indication de la durée prévisible d'interruption, par voie de presse, d'affichage ou d'informations individualisées, conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession.

Lorsqu'Enedis est amenée à couper une alimentation pour des raisons de sécurité, elle fait ses meilleurs efforts pour en informer les clients concernés.

### 7) informer le Client lors des coupures suite à incident affectant le RPD

Enedis met à disposition du Client et du Fournisseur un numéro d'appel permettant d'obtenir les renseignements en possession d'Enedis relatifs à la coupure subie. Le numéro de téléphone à appeler est indiqué sur les factures que le Fournisseur adresse au Client.

### 8) assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel

Pour l'exécution du Contrat Unique, le Client autorise Enedis à communiquer ses données de comptage à son Fournisseur. Le Client ne peut remettre en cause cette désignation.

#### > Protection des informations commercialement sensibles :

Enedis préserve la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont elle a connaissance dans l'exercice de ses missions, conformément aux dispositions de l'article L111-73 du code de l'énergie.

#### > Protection des données à caractère personnel :

Enedis protège les données à caractère personnel communiquées directement par le Client ou via son Fournisseur à Enedis conformément à la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée, relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, dite « Informatique et Libertés ».

La collecte de certaines données, notamment l'identité ou la raison sociale et l'adresse du client est obligatoire et permet à Enedis d'assurer l'exécution du Contrat Unique signé entre le Client et son Fournisseur, pour l'accès et l'utilisation du RPD géré par Enedis. Par ailleurs, Enedis pourrait être amenée à collecter des informations complémentaires facultatives pour l'exécution du présent contrat mais néanmoins nécessaires dans le cadre de l'exécution de ses missions de service public.

Conformément à ladite loi, le Client dispose d'un droit d'opposition, pour des motifs légitimes, d'accès, de rectification et de suppression portant sur les données à caractère personnel le concernant. Le Client peut exercer ces droits soit via son Fournisseur, soit directement auprès d'Enedis par courriel adressé à « [adnrc-support@enedis.fr](mailto:adnrc-support@enedis.fr) » ou en écrivant à :

Enedis – Tour Enedis  
Pôle clients – ADNCR  
34, place des Corolles  
92079 PARIS LA DEFENSE CEDEX

Enedis peut être amenée à conserver les données personnelles du client pendant toute la durée du contrat unique et pendant une période maximale de 5 ans à compter de la résiliation de ce contrat.

La transmission au Fournisseur de la Courbe de Charge du Client par Enedis nécessite une autorisation du Client, conformément à la loi n°78-17 du 6 janvier 1978 dite « Informatique et Libertés » :

- à Enedis : pour la collecte et la transmission de cette Courbe de Charge par Enedis au Fournisseur. Cette autorisation peut être adressée soit directement à Enedis, soit via le Fournisseur. Dans ce dernier cas, le

Fournisseur s'engage à recueillir le consentement préalable du Client et à en apporter la preuve sur simple demande d'Enedis ;

- au Fournisseur : pour le traitement de cette donnée par le Fournisseur.

Le Client peut également autoriser la collecte et la transmission par Enedis de la Courbe de Charge à un tiers dans les conditions définies dans les référentiels d'Enedis disponibles sur le site internet d'Enedis à la page <http://www.enedis.fr/documents?types=12>.

### 9) traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées

### 10) indemniser le Client dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée au titre du paragraphe 6-1

#### 2.3. Les obligations d'Enedis à l'égard du Fournisseur

Enedis s'engage spécifiquement à l'égard du Fournisseur à :

- élaborer, valider et lui transmettre les données qui lui sont nécessaires pour facturer le Client en Contrat Unique ;
- assurer l'accueil et le traitement de ses demandes ;
- suspendre ou limiter l'accès du Client au RPD à la demande du Fournisseur, selon les modalités définies dans ses référentiels et son catalogue des prestations ;
- transmettre au gestionnaire de réseau de transport RTE, et le cas échéant au responsable d'équilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- autoriser l'établissement d'un lien hypertexte du site internet du Fournisseur vers la page d'accueil du site internet d'Enedis.

## 3. Les obligations du Client dans le cadre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Le Client s'engage à :

### 1) assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables et satisfaire à une obligation de prudence, notamment pour éviter que ses installations perturbent le réseau et pour qu'elles supportent les perturbations liées à l'exploitation du RPD.

Enedis met à disposition du Client, sur son site internet à la page [www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite](http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite), des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du Client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

L'installation électrique intérieure du Client commence :

- à l'aval des bornes de sortie du disjoncteur de branchement si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA ;
- à l'aval des bornes de sortie de l'appareil de sectionnement si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA.

L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du Client. Elle doit avoir été réalisée conformément aux textes et normes en vigueur, en particulier la norme NF C 15-100, disponible auprès de l'AFNOR.

Elle est entretenue de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD et à ne pas compromettre la sécurité des personnes qui interviennent sur ce réseau, ni celle du public.

Le Client doit :

- veiller à la conformité de ses appareils et installations électriques aux normes en vigueur. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité des installations intérieures du Client ;
- ne pas raccorder un tiers à son installation intérieure.

Enedis se réserve le droit de contrôler le respect de ces obligations par le Client.

### 2) garantir le libre accès et en toute sécurité d'Enedis au dispositif de comptage

Le Client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage. Dans le cadre du déploiement des Compteurs Communicants, le Client doit laisser Enedis procéder au remplacement du Compteur conformément aux dispositions de l'article R341-4 à 8 du code de l'énergie ;
- le dépannage du dispositif de comptage, conformément à la mission de comptage dévolue à Enedis en application de l'article L322-8 du code de l'énergie ;
- le relevé du Compteur au moins une fois par an, si le Client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA, autant de fois que nécessaire si le Client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA. Dans les cas où l'accès au Compteur nécessite la présence du Client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis. Si un Compteur n'a pas pu être relevé du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous avec le Client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues au catalogue des prestations d'Enedis.

### 3) veiller à l'intégrité des ouvrages de son branchement individuel, y compris du comptage afin de prévenir tout dommage accidentel

Le Client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du Client. Ces frais incluent notamment un forfait « Agent assermenté » dont le montant figure au catalogue des prestations d'Enedis.

### 4) le cas échéant, déclarer et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose

Le Client peut mettre en œuvre des moyens de production d'électricité raccordés aux installations de son PDL, qu'il exploite à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité. Pour cela, le Client doit informer Enedis et le Fournisseur, au plus tard un mois avant leur mise en service, de l'existence de moyens de production d'électricité raccordés aux installations du site, et de toute modification de ceux-ci. L'énergie ainsi produite doit être exclusivement destinée à l'autoconsommation du Client. Dans le cas contraire, le Client est tenu de signer un contrat dit "d'injection" auprès d'Enedis.

En aucun cas la mise en œuvre d'un ou plusieurs moyens de production ne peut intervenir sans l'accord écrit d'Enedis.

## 4. Le Fournisseur et l'accès/utilisation du Client au Réseau Public de Distribution

Le Fournisseur est l'interlocuteur privilégié du Client dans le cadre du Contrat Unique.

Au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD, et sans préjudice du paragraphe 6.1 en ce qui concerne la responsabilité d'Enedis, il s'engage à l'égard du Client à :

- l'informer relativement aux dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD, d'une part, en annexant à son Contrat Unique la présente synthèse et d'autre part, en l'invitant à se reporter au Contrat GRD-F pour avoir l'exhaustivité des clauses de ce contrat ;
- souscrire pour lui auprès d'Enedis un accès au RPD respectant la capacité des ouvrages ;
- assurer l'accueil de ses demandes et de ses réclamations ;
- l'informer que le Client engage sa responsabilité en cas de non-respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis ou à un tiers ;
- l'informer en cas de défaillance du Fournisseur telle que décrite à l'article 5.4 ;

- l'informer et souscrire pour son compte la formule tarifaire d'acheminement et la puissance, étant rappelé que les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires théoriques des plages temporelles déterminées localement ;
- payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation du RPD, ainsi que les prestations, le concernant.

Le Fournisseur s'engage spécifiquement à l'égard d'Enedis à :

- désigner un responsable d'équilibre pour l'ensemble de ses Clients ;
- mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données concernant le Client.

## 5. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du Réseau Public de Distribution

Les procédures et prestations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD sont réalisées selon les modalités techniques et financières définies dans les référentiels d'Enedis et dans son catalogue des prestations.

### 5.1. Mise en service

La mise en service à la suite d'un raccordement nouveau nécessite d'avoir préalablement accompli toutes les formalités de raccordement.

La mise en service des installations du Client est alors subordonnée :

- à la réalisation des travaux éventuellement nécessaires ;
- au paiement de la facture de raccordement ;
- à la fourniture d'une attestation de conformité de ses installations intérieures, conformément aux articles D342-18 à 21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique.

Lorsqu'un Client emménage dans un local déjà raccordé, l'alimentation électrique peut avoir été suspendue ou non. Dans le cas d'un site avec puissance de raccordement inférieure ou égale à 36 kVA pour lequel l'alimentation a été maintenue, y compris avec une puissance limitée, le Client doit, dans les plus brefs délais, choisir un Fournisseur qui se chargera pour lui des formalités de mise en service. Cette mise en service sur installation existante est subordonnée à la conclusion d'un Contrat Unique avec un Fournisseur. Dans les cas où il a été procédé à une rénovation complète des installations intérieures du Client, ayant nécessité une mise hors tension à sa demande, le Client doit produire une nouvelle attestation de conformité, conformément aux articles du code de l'énergie précités.

### 5.2. Changement de Fournisseur

Le Client s'adresse au Fournisseur de son choix. Celui-ci procède aux actions nécessaires en liaison avec Enedis.

Le changement de Fournisseur s'effectue sans suspension de l'accès au RPD.

### 5.3. Résiliation du contrat à l'initiative du Client ou du Fournisseur

Le Client ou le Fournisseur peut résilier le Contrat Unique selon les dispositions qui y sont prévues.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 5.5 s'appliquent.

### 5.4. Défaillance du Fournisseur

Le Client est informé par le Fournisseur défaillant au sens de l'article L333-3 du code de l'énergie, ou par Enedis, des dispositions lui permettant de conclure au plus tôt un nouveau contrat de fourniture avec un fournisseur de secours désigné par le ministre de l'énergie ou tout autre Fournisseur de son choix.

### 5.5. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis

Conformément aux prescriptions du cahier des charges de concession et à la réglementation en vigueur, Enedis peut procéder à la suspension ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité des installations à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le Client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'énergie, dûment constaté par Enedis ;
- refus du Client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du Client, alors que des éléments de ses installations électriques sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- si le CoRDiS prononce à l'encontre du Client, pour son site, la sanction d'interdiction temporaire d'accès au réseau en application de l'article L134-27 du code de l'énergie ;
- absence de Contrat Unique ;
- résiliation de l'accès au RPD demandée par le Fournisseur ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du Client.

### 5.6. Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur

Lorsque le Client n'a pas réglé les sommes dues au titre de son contrat ou en cas de manquement contractuel du Client, le Fournisseur a la faculté, conformément au catalogue des prestations et dans le respect de la réglementation en vigueur :

- de demander à Enedis de procéder à la suspension de l'alimentation en électricité du Client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance souscrite du Client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA. Cette prestation est possible :
  - pour les Clients résidentiels ;
  - pour les Clients professionnels, lorsque le Client dispose d'un Compteur Communicant.

## 6. Responsabilité

### 6.1. Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du Client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au Client en cas de non respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Le Client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du Client contenus dans le contrat GRD-F. Ces engagements sont détaillés au paragraphe 2.

### 6.2. Responsabilité du Client vis-à-vis d'Enedis

Le Client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de l'accès et de l'utilisation du RPD.

Enedis peut engager une procédure de règlement amiable avec le Client ou saisir la juridiction compétente. Elle en tient informé le Fournisseur.

Par ailleurs, il est recommandé au Client de disposer d'une assurance responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou ses installations sont susceptibles de causer au réseau de distribution.



### 6.3. Responsabilité entre Enedis et le Fournisseur

Enedis et le Fournisseur sont responsables l'un envers l'autre des dommages directs et certains résultant de la non-exécution ou de la mauvaise exécution par eux d'une ou plusieurs obligations mises à leur charge au titre du Contrat GRD-F.

Enedis est responsable des préjudices directs et certains subis par le Fournisseur ayant pour origine le non-respect des engagements et obligations d'Enedis vis-à-vis du Client.

### 6.4. Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport, annexé au décret n°2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables dans l'état des techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982, c'est à dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (ex. : givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par Enedis sont privés d'électricité ; cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques, dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont suspendues pendant toute la durée de l'événement de force majeure.

## 7. Réclamations et recours

En cas de réclamation relative à l'accès ou à l'utilisation du RPD, le Client peut, selon son choix, porter sa réclamation :

- soit auprès de son Fournisseur, en recourant à la procédure de règlement amiable décrite aux paragraphes 7-1 et 7-2 ;
- soit directement auprès d'Enedis en utilisant le formulaire « Réclamation » disponible sur le site Internet <http://www.enedis.fr/reclamations> ou bien en adressant un courrier à Enedis.

Le Client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

### 7.1. Traitement d'une réclamation d'un Client

Le Client transmet sa réclamation au Fournisseur ou directement à Enedis, avec l'ensemble des pièces utiles au traitement de sa réclamation.

Le Fournisseur transmet à Enedis la réclamation dans un délai de cinq jours ouvrés à compter de la date à laquelle il a reçu la réclamation du Client lorsqu'elle concerne Enedis, selon les modalités convenues. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du Client qui sont à sa disposition.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à l'analyse de la réclamation et communique sa réponse.

Les réponses apportées au Client doivent mentionner les recours possibles.

### 7.2. Dispositions spécifiques pour le traitement d'une réclamation avec demande d'indemnisation

Le Client, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou négligence d'Enedis ou au non-respect de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur ou à Enedis. Afin de faciliter le traitement de la réclamation, il est conseillé au Client de l'adresser, dans un délai de vingt jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le Client doit préciser a minima les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages ;
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

Dans un délai de trente jours calendaires à réception de la réclamation, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du Client.

En cas d'incident avéré, le Client doit transmettre à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, un dossier tendant à établir un lien de causalité entre l'incident et le dommage déclaré, et donnant une évaluation aussi précise que possible du préjudice subi, accompagnée des justificatifs correspondants.

En cas d'accord sur le montant de l'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au Client le montant de l'indemnisation convenue.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le Client peut demander à Enedis, le cas échéant via son Fournisseur, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le Client peut saisir le tribunal compétent.

### 7.3. Recours

En cas de désaccord du Client sur le traitement de sa réclamation par Enedis, le Client peut saisir l'instance de recours au sein d'Enedis mentionnée dans la réponse qui lui a été apportée.

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des dispositions de la présente annexe, le Client peut saisir, par l'intermédiaire de son Fournisseur, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le Client est un particulier ou un non-professionnel ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut également faire appel au Médiateur National de l'Energie, conformément à l'article L122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du Client au Fournisseur ou à Enedis, qui n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation écrite, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

## 8. Révision du présent document

Toute modification du présent document sera portée à la connaissance du Client par l'intermédiaire du Fournisseur.

**ANNEXE 7bis**

**CONDITIONS GENERALES DE VENTE POUR LES CLIENTS NON RESIDENTIELS**



# CONDITIONS GÉNÉRALES DE VENTE d'électricité aux tarifs réglementés pour les clients non résidentiels en France métropolitaine continentale Tarif Bleu

1<sup>er</sup> décembre 2018

La décision du 27 juillet 2018, relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs non résidentiels en France métropolitaine continentale, publiée au journal officiel du 31 juillet 2018, a mis en extinction le tarif bleu à compter du 1<sup>er</sup> août 2018 pour les sites appartenant à de grandes entreprises.

En application de l'article 2 de cette décision, une grande entreprise est toute entreprise répondant aux critères d'une grande entreprise au sens du décret no 2008-1354 du 18 décembre 2008 relatif aux critères permettant de déterminer la catégorie d'appartenance d'une entreprise pour les besoins de l'analyse statistique et économique.

## Préambule

Le service public de l'électricité est organisé par les autorités concédantes (les communes, ou leurs groupements, ou exceptionnellement les départements, auxquels la loi a donné compétence pour organiser localement le service public).

Le service public ainsi concédé se décline en deux missions confiées respectivement au fournisseur Electricité de France (EDF SA) et au distributeur Enedis :

- pour EDF : la mission de fournir les clients raccordés au Réseau Public de Distribution (RPD) d'énergie électrique, qui bénéficient des tarifs réglementés,
- pour Enedis : la mission de développer et d'exploiter le RPD en vue de permettre l'acheminement de l'électricité.

Les présentes Conditions Générales ont été élaborées après concertation avec les organisations les plus représentatives des collectivités concédantes. À ce titre, elles sont établies conformément au cahier des charges de concession applicable sur le territoire de la commune où est situé le point de livraison du client, et annexées à ce dernier. Ce cahier des charges peut être commandé auprès d'Enedis selon les modalités précisées sur son site <http://www.enedis.fr/Concessions> ou d'EDF à l'adresse mentionnée à l'article 12 et est consultable auprès de l'autorité concédante.

## Article 1 : OBJET

Les présentes Conditions Générales portent à la fois sur l'acheminement de l'électricité aux clients non résidentiels assuré par Enedis et sur la fourniture d'électricité aux clients non résidentiels assurée par EDF sous réserve de son acheminement.

Elles sont applicables aux clients non résidentiels pour leurs sites de consommation situés en France métropolitaine continentale et alimentés en basse tension sous une puissance inférieure ou égale à 36 kVA.

Il est précisé qu'avec la souscription d'un contrat de fourniture d'électricité, le client conserve une relation contractuelle directe avec Enedis pour les prestations relevant de l'acheminement de l'électricité sur le RPD. Les engage-

ments d'EDF et d'Enedis vis-à-vis du client, ainsi que les obligations que doit respecter le client à leur égard, sont décrits dans les présentes Conditions Générales et dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD figurant en annexe.

## Article 2 : DISPOSITIONS GÉNÉRALES

Les présentes Conditions Générales sont tenues à la disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont disponibles et téléchargeables sur le site Internet <http://www.edf.fr>. Elles sont en outre remises à tout client souscrivant un contrat de fourniture d'électricité au tarif réglementé, conformément à la réglementation en vigueur.

## Article 3 : CONTRAT DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ

### 3-1 Souscription du contrat

Le contrat prend effet à la date de mise en service ou à la date de changement de fournisseur fixée avec le client, dans le respect des délais prévus par le catalogue des prestations d'Enedis en vigueur (ci-après, le Catalogue des Prestations). En cas de mise en service, le délai prévisionnel de fourniture d'électricité est de cinq jours ouvrés sur un raccordement existant et de dix jours ouvrés sur un nouveau raccordement. À la demande du client, ces délais peuvent être plus courts moyennant le versement d'un supplément de prix dans les conditions décrites à l'article 6-1. En cas de changement de fournisseur, ce délai ne peut excéder vingt et un jours à compter de la demande du client.

La mise en service est subordonnée au paiement par le client des éventuels montants à sa charge pour la réalisation des travaux de raccordement, notamment le branchement. La date d'effet du contrat figure sur la première facture adressée au client.

### 3-2 Titulaire du contrat

Lors de la souscription du contrat, EDF demande le nom ou la raison sociale du client. Cette information est reprise sur la première facture et désigne le titulaire du contrat.

Le cas échéant, EDF demande également le numéro de SIREN du client.

Le contrat de fourniture d'électricité est valable uniquement pour le point de livraison considéré. L'électricité livrée à ce titre ne peut en aucun cas être cédée à des tiers, même gratuitement.

### 3-3 Durée du contrat

À l'exception des abonnements temporaires ou des alimentations provisoires liés à un besoin particulier du client, le contrat est conclu pour une durée d'un an. Il est renouvelé tacitement par périodes d'un an jusqu'à sa résiliation par l'une des parties.

### 3-4 Résiliation du contrat

#### • Résiliation du contrat par le client

Le client peut résilier le contrat à tout moment sans pénalité. Il est responsable du paiement de l'abonnement, des consommations enregistrées et des prestations réalisées jusqu'à la résiliation.

En cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet du nouveau contrat de fourniture du client.

Dans les autres cas de résiliation (non-acceptation d'une modification contractuelle proposée par EDF, déménagement du client...), le client doit informer EDF de la résiliation de son contrat par tout moyen. La résiliation prend alors effet à la date souhaitée par le client qui ne peut être antérieure à la demande.

#### • Résiliation du contrat par EDF

EDF peut résilier le contrat en cas de non-respect par le client de l'une de ses obligations prévues au présent contrat, après mise en demeure de remplir ses obligations, adressée au client et restée sans effet dans un délai de trente jours.

Dans le cas particulier du non-paiement par le client des factures, EDF peut résilier le contrat conformément aux dispositions de l'article 7-4. Le contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation du contrat conclu entre EDF et Enedis relatif à l'accès et l'utilisation du RPD.

#### • Dans tous les cas de résiliation

Le client reçoit une facture de résiliation dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation du contrat.

Les consommations à la date d'effet de la résiliation font l'objet, soit :

- d'un relevé par Enedis selon les dispositions prévues au Catalogue des Prestations,
- en l'absence d'accès au dispositif de comptage, d'une estimation prorata temporis par Enedis et basée sur les consommations antérieures du client sur son point de livraison ou, à défaut d'historique disponible et exploitable, sur celles de points de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables (puissance, option tarifaire, zone géographique).

Par exception à l'alinéa précédent, en cas de changement de fournisseur, les consommations à la date d'effet du changement de fournisseur sont déterminées à partir de l'index auto-relevé par le client s'il est réalisé le jour du changement de fournisseur, ou d'une estimation *prorata temporis* réalisée par Enedis ou d'un relevé spécial payant (la prix figure dans le Catalogue des Prestations) s'il est effectué à la demande du client.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les consommations sont celles télérelevées au jour de la résiliation. Si, à la date effective de la fin de son contrat, le client continue de consommer de l'électricité sur son point de livraison, il doit avoir conclu un nouveau contrat de fourniture d'électricité, avec EDF ou tout autre fournisseur prenant effet à cette même date. À défaut, il prend le risque de voir sa fourniture d'électricité interrompue. En aucun cas, le client ne pourra engager la responsabilité d'EDF ou celle d'Enedis, pour toute conséquence dommageable de sa propre négligence et en particulier en cas d'interruption de fourniture.

### Article 4 : CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

#### 4-1 Choix et structure des tarifs réglementés

Les tarifs proposés par EDF sont fixés par les pouvoirs publics. Ils sont disponibles sur son site Internet <http://www.edf.fr> et sont communiqués à toute personne qui en fait la demande, par voie postale ou électronique.

Le client choisit une option tarifaire en fonction de ses besoins et du conseil tarifaire d'EDF, dans les tarifs en vigueur proposés par EDF. Les caractéristiques de l'option tarifaire choisie figurent sur chaque facture adressée au client. Chaque tarif comporte un abonnement et un prix du kWh, dont les montants annuels dépendent de la puissance souscrite et de l'option tarifaire retenue par le client (par exemple : Base, Heures Creuses...). Chacun de ces termes intègre le tarif de l'acheminement de l'électricité sur les réseaux.

Les horaires effectifs des périodes tarifaires (Heures Pleines - Heures Creuses) sont indiqués sur les factures et peuvent varier d'un client à l'autre. Enedis peut être amenée à modifier ces horaires, moyennant un préavis de six mois et informe EDF qui répercute cette information au client. Les heures réelles de début et de fin des périodes tarifaires peuvent s'écarter de quelques minutes des horaires indiqués sur les factures. À l'exception des jours de changement d'heure, elles respectent cependant les durées journalières des périodes tarifaires précisées dans les tarifs réglementés.

#### 4-2 Mise en extinction - Suppression d'une option tarifaire

Une option tarifaire peut être mise en extinction ou supprimée suite à une décision des pouvoirs publics.

- Une option tarifaire mise en extinction ne peut plus être proposée aux clients à compter de la date de prise d'effet de la mise en extinction. La mise en extinction d'une option tarifaire n'entraîne pas la résiliation du contrat en cours, y compris lors de la tacite reconduction de celui-ci. Le client conserve ainsi l'option tarifaire en extinction tant qu'il ne demande pas de modification de l'option tarifaire souscrite. Ainsi, lorsque le client demande à EDF une modification de l'option tarifaire souscrite, il est informé qu'il perd le bénéfice de l'option tarifaire en extinction. À compter de la date d'effet de la mise en extinction, l'application d'une option tarifaire ne pourra être demandée par un client pour un nouveau contrat. Une option tarifaire mise en extinction peut évoluer suite à une décision des pouvoirs publics dans les conditions prévues à l'article 6-3 des présentes Conditions Générales. Lorsque le client quitte une option tarifaire en extinction, le coût éventuel de modification du dispositif de comptage est à la charge du client.

- Quand une option tarifaire est supprimée, EDF en informe le client dans un délai de trois mois à compter de la date d'effet de la décision de suppression de l'option tarifaire et l'avise de la nécessité de choisir une autre option tarifaire parmi celles en vigueur. S'il n'a pas opéré ce choix dans un délai d'un an à compter de la date d'effet de la suppression de l'option tarifaire, le client se verra appliquer la correspondance tarifaire prévue à cet effet par la décision des pouvoirs publics de suppression d'une option tarifaire. Si le changement de l'option tarifaire nécessite une modification du dispositif de comptage du client, le coût de cette modification est à la charge d'EDF.

#### 4-3 Conseil tarifaire

Lors de la conclusion du contrat, EDF conseille le client sur le tarif à souscrire pour son point de livraison sur la base des éléments d'information recueillis auprès du client sur ses besoins.

En cours de contrat, le client peut contacter EDF pour s'assurer de l'adéquation du tarif souscrit en cas d'évolution de ses besoins. EDF s'engage à répondre, à titre gracieux, à toute demande du client qui souhaiterait disposer d'éléments d'information généraux pour s'assurer que son tarif est bien adapté à son mode de consommation. Le client peut demander à modifier son tarif à tout moment dans le respect des conditions définies ci-après.

Ce changement peut donner lieu à la facturation de frais dont le montant figure dans le Catalogue des Prestations ou est obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

Lorsqu'à l'occasion de ce changement de tarif, le client obtient une augmentation de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une diminution de cette puissance ou, lorsque le client obtient une diminution de la puissance souscrite moins d'un an après avoir bénéficié d'une augmentation de cette

puissance, EDF facture, sans surcoût, en plus des frais mentionnés ci-dessus, un montant complémentaire, au titre du caractère annuel de l'abonnement de la puissance souscrite, calculé selon les modalités définies au Catalogue des frais et facturations complémentaires d'EDF disponible sur le site <http://www.edf.fr> ou obtenu sur simple demande auprès d'EDF.

La modification de l'option tarifaire est possible, après l'avoir conservée au moins douze mois consécutifs, dans les conditions prévues dans le tarif d'utilisation du RDP consultable sur le site <http://www.enedis.fr/tarif-acheminement>.

En cas de modification des caractéristiques contractuelles, il n'y a pas d'application rétroactive du nouveau tarif donnant lieu à un remboursement au client.

### Article 5 : INTERRUPTION DE LA FOURNITURE A L'INITIATIVE D'EDF

EDF peut demander à Enedis de procéder à l'interruption de fourniture ou à la réduction de la puissance en cas de manquement contractuel ou en cas de non-paiement des factures conformément à l'article 7-4.

### Article 6 : FACTURATION DE L'ÉLECTRICITÉ ET DES PRESTATIONS DIVERSES

#### 6-1 Établissement de la facture

Chaque facture d'électricité est établie puis adressée au client par courrier ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

La facture comporte s'il y a lieu, le montant des frais correspondant à des prestations annexes. Les catalogues de ces prestations et les prix applicables sont disponibles sur les sites [http://www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations) et <http://www.edf.fr> ou sur simple demande auprès d'EDF. EDF informe le client du prix de la prestation demandée préalablement à toute intervention.

En cas de résiliation du contrat, le montant d'abonnement le cas échéant déjà facturé, correspondant à la période postérieure à la date de la résiliation est porté en déduction sur la facture de résiliation.

#### 6-2 Modalités de facturation

Si le client n'a pas opté pour la mensualisation, les factures lui sont adressées, tous les deux mois ou tous les six mois. EDF adresse au client une facture établie en fonction de ses consommations réelles au moins une fois par an, sur la base des index transmis par Enedis, si le client a permis l'accès de ses index à Enedis. Les autres factures dites « intermédiaires » sont établies sur la base des consommations estimées du client, c'est à dire sur la base de ses consommations réelles antérieures ou, à défaut, à partir de consommations moyennes constatées pour la même puissance souscrite et la même option tarifaire sur la période concernée. Si le client souhaite que ses factures intermédiaires soient établies sur la base de ses consommations réelles, celui-ci peut gratuitement et sur simple demande, bénéficier du service « Auto-relevé » lui permettant de transmettre ses index auto-relevés. À cette fin, chaque facture fait apparaître la période durant laquelle le client peut transmettre par internet, téléphone ou tout autre

moyen à sa convenance, ses index pour une prise en compte dans l'émission de la facture suivante. Ce service lui permet de recevoir un avis l'invitant à retourner à EDF le relevé de son compteur avant la date limite. Lorsque les index auto-relevés par le client s'avèrent après contrôle, incohérents avec ses consommations habituelles ou les précédents index relevés par Enedis, la facture est alors établie sur la même base d'estimation de consommations que celle exposée ci-dessus.

Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, les factures sont établies en fonction d'index télérelevés et transmis par Enedis.

### 6-3 Changement de tarif

Le tarif applicable au contrat est susceptible d'évoluer suite à une décision des pouvoirs publics. En cas de modification du tarif entre deux facturations, le relevé des consommations comporte simultanément des consommations payables à l'ancien et au nouveau tarif. Le montant facturé est alors calculé selon une répartition forfaitaire proportionnelle au nombre de jours de la durée de chaque période écoulée. Les modifications de tarifs sont applicables en cours d'exécution du contrat et font l'objet d'une information générale.

### 6-4 Contestations et régularisations de facturation

Les contestations et régularisations de facturation donnent lieu à une facture qui en précise les modalités de calcul.

#### Contestation

En application de l'article 2224 du code civil, le client et EDF peuvent contester une ou plusieurs factures pendant une durée maximale de cinq ans à compter du jour où la partie qui conteste, a eu, ou aurait dû avoir connaissance de son droit d'agir.

Par exception, conformément à l'article 1 de la loi 68-1250 du 31 décembre 1968, EDF peut contester les factures à l'encontre d'une personne publique pendant une durée de quatre ans à compter du 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant celle au cours de laquelle le droit a été acquis.

#### Régularisation par EDF

La régularisation ne peut porter sur aucune consommation antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou auto-relevé, sauf dans les deux cas suivants :

- lorsqu'Enedis a signifié au client, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, le défaut d'accès au compteur et l'absence de transmission par le client d'un index relatif à sa consommation réelle,
- en cas de fraude.

Le redressement est calculé selon les tarifs en vigueur au moment des faits. Aucune majoration au titre d'intérêt de retard ou de pénalité ne peut être demandée au client à ce titre.

Les fraudes portant sur le dispositif de comptage relèvent du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier seront à la charge du client. Ces frais incluent notamment un « forfait Agent assermenté » dont le montant figure au Catalogue des Prestations.

## Article 7 : PAIEMENT DES FACTURES

### 7-1 Paiement des factures et pénalités de retard

Toute facture doit être payée au plus tard dans un délai de quinze jours calendaires à compter de sa date d'émission.

Le règlement est réputé réalisé à la date de réception des fonds par EDF.

À défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, EDF peut relancer le client par tout moyen approprié, y compris par des opérations d'appels par automate. Les sommes dues sont majorées de plein droit, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités de retard dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage.

Ces pénalités s'appliquent au montant de la créance TTC et sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception des fonds par EDF.

Par ailleurs, conformément à l'article L441-6 du code de commerce, tout client en situation de retard de paiement est également débiteur de plein droit, par facture impayée dans les délais, d'une indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement. Son montant fixé par décret est actuellement de 40 euros selon le décret n° 2012-1115 du 2 octobre 2012.

Si EDF exposait des frais de recouvrement supérieurs au montant prévu ci-avant, EDF pourrait demander au client une indemnisation complémentaire sur justification.

En application de l'article 256 du code général des impôts, les intérêts de retard de paiement et l'indemnité forfaitaire pour frais de recouvrement de 40 euros ne sont pas soumis à TVA.

Les factures sont majorées des taxes, contributions et impôts applicables conformément à la réglementation en vigueur au jour de la facturation. Aucun escompte ne sera appliqué en cas de paiement anticipé.

### 7-2 Modes de paiement

Le client peut choisir de régler ses factures selon les modes de paiement ci-dessous.

- **Prélèvement automatique** (à la date de règlement figurant sur la facture)

Le client peut demander que le montant de ses factures soit prélevé automatiquement sur son compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. Dans ce cas, le client doit retourner à EDF un mandat SEPA (Single Euro Payments Area) dûment complété et signé.

- **Mensualisation avec prélèvement automatique**

Pour en bénéficier, le client doit avoir choisi le mode de paiement par prélèvement automatique.

Au vu de ses consommations d'électricité et de sa facture annuelle prévisionnelle correspondant à la fourniture, l'acheminement d'électricité et aux options payantes éventuellement souscrites, la mensualisation permet au client de lisser ses paiements sur une période de douze mois en payant un montant identique tous les mois, pendant dix mois.

À cette fin, EDF et le client arrêtent, d'un commun accord, un échéancier de paiements mensuels et conviennent que ces montants feront l'objet d'un prélèvement automatique sur un compte bancaire, postal ou de caisse d'épargne. L'échéancier peut être révisé une fois en cours de période si un écart notable apparaît entre la consommation réelle et la consommation estimée suite à un relevé d'Enedis. Le nouvel échéancier sera alors adressé au client. Dans tous les cas, une facture de régularisation sera adressée au client le douzième mois sur la base de ses consommations réelles relevées par Enedis ou auto-relevées par le client, ou à défaut, sur la base de ses consommations estimées. Le prix de toute option ou prestation complémentaire souscrite en cours de contrat sera ajouté au montant de la facture de régularisation. Elle fera également l'objet d'un prélèvement automatique.

- **TIP, chèque, télépaiement et carte bancaire via internet,**

- **Mandat compte** dans un bureau de poste, muni de sa facture.

Le client peut changer de mode de paiement en cours de contrat. Il en informe EDF par tout moyen.

Pour les clients soumis aux règles de la comptabilité publique, des modes de règlement compatibles sont acceptés.

### 7-3 Responsabilité du paiement

Selon les indications du client, les factures sont expédiées :

- soit au titulaire du contrat à l'adresse du point de livraison,
- soit au titulaire du contrat à une adresse différente de celle du point de livraison,
- soit à l'adresse d'un tiers désigné comme payeur par le titulaire du contrat.

Dans tous les cas, le titulaire du contrat reste responsable du paiement intégral des factures.

### 7-4 Mesures prises par EDF en cas de non-paiement

En l'absence de paiement intégral à la date limite de règlement indiquée sur la facture, EDF informe le Client par courrier valant mise en demeure que :

- à défaut de règlement dans un délai supplémentaire de dix jours par rapport à la date limite de paiement indiquée sur sa facture, sa fourniture d'électricité pourra être suspendue ou la puissance limitée pour les sites équipés d'un compteur communicant,
- si aucun paiement n'est intervenu dix jours après l'échéance de ce délai supplémentaire de dix jours, EDF pourra résilier le contrat de plein droit.

Lorsque la facture d'électricité du contrat relatif aux parties communes d'un immeuble n'a pas été acquittée à la date limite de paiement, il sera fait application de l'article 8 du décret 2008-780 du 13 août 2008.

Tout déplacement d'Enedis pour suspension de fourniture ou limitation de puissance, que la prestation ait été réalisée ou non, donne lieu à facturation de frais, conformément au Cata-

logue des Prestations. Ces frais sont communiqués sur simple demande auprès d'EDF.

### 7-5 Délai de remboursement

#### • En cours de contrat

Lorsque la facture fait apparaître un trop-perçu en faveur du client (notamment en cas de régularisation des consommations estimées suite au relevé des consommations réelles du client), EDF le rembourse au plus tard sur la facture suivante lorsque ce trop-perçu est inférieur à 50 euros, sauf si le client demande son remboursement.

À partir de ce montant, le trop-perçu est remboursé par EDF dans un délai de quinze jours à compter de l'émission de la facture ou de la demande du client.

#### • En cas de résiliation

Si la facture de résiliation fait apparaître un trop-perçu en faveur du client, EDF rembourse ce montant dans un délai maximal de quinze jours à compter de la date d'émission de la facture de résiliation.

#### • En cas d'application de l'article 6-4 susvisé

EDF s'engage à rembourser au client un éventuel trop-perçu le plus tôt possible et, en tout état de cause, dans un délai inférieur à deux mois à compter de l'accord d'EDF sur le montant du trop-perçu. En cas de non-respect par EDF de ce délai, les sommes à rembourser seront majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités dont le taux est égal au taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à ses opérations principales de refinancement les plus récentes majoré de dix points de pourcentage et qui est appliqué au montant de la créance TTC. Ces pénalités ne peuvent être inférieures à un montant minimum de 40 € HT.

### 7-6 Impôts, taxes et contributions

Les prix afférents au présent contrat sont majorés de plein droit du montant des impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature, actuels ou futurs, supportés ou dus par EDF dans le cadre de la fourniture d'électricité, ainsi que de l'accès au réseau public de transport et de distribution et son utilisation en application de la législation et/ou de la réglementation. Toutes modifications et/ou évolutions de ces impôts, taxes, charges, redevances ou contributions de toute nature seront immédiatement applicables de plein droit au contrat en cours d'exécution.

### Article 8 : RESPONSABILITÉ

#### 8-1 Responsabilité d'EDF vis-à-vis du client

EDF est responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge au titre de la fourniture d'électricité, sauf dans les cas de force majeure.

#### 8-2 Responsabilité du client vis-à-vis d'EDF et d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à EDF en cas de non-respect de ses obligations contractuelles, sauf en cas de force majeure.

Le client est responsable en cas de non-respect et de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à Enedis suivant les modalités précisées dans la synthèse des dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RDP figurant en annexe.

### Article 9 : DONNÉES À CARACTÈRE PERSONNEL

EDF regroupe dans ses fichiers clientèle et marketing des données à caractère personnel relatives à ses clients. Ces fichiers sont gérés en conformité avec la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés et le règlement (UE) 2016/679 du 27 avril 2016 relatif à la protection des personnes physiques à l'égard du traitement des données personnelles et à la libre circulation de ces données.

La collecte de certaines données est obligatoire, notamment la dénomination sociale, la raison sociale, le numéro de RCS et/ou SIREN, l'offre de fourniture choisie, les nom, prénom, adresse du client, ainsi que le cas échéant les données de contact de ses interlocuteurs personnes physiques. D'autres données sont en revanche facultatives, telles que les coordonnées bancaires, adresse payeur, caractéristiques des installations intérieures, coordonnées téléphoniques, adresse électronique..., comme indiqué lors de la collecte des données. Leur communication est nécessaire pour bénéficier de fonctionnalités incluses dans le Contrat (Espace client personnel et sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, facture électronique...).

Les fichiers d'EDF contiennent également les données de consommation du Client transmises par Enedis pour les besoins de la gestion et la facturation du Contrat.

Les données à caractère personnel collectées par EDF auprès du Client et nécessaires à Enedis et, le cas échéant, aux établissements financiers et postaux, aux prestataires pour les opérations de recouvrement ainsi qu'aux tiers autorisés, leur sont communiquées par EDF.

EDF conserve les données collectées pendant la durée du contrat et 5 ans à compter de sa résiliation.

Les fichiers ont pour finalité la gestion des contrats (dont la facturation et le recouvrement) et les opérations commerciales (dont la prospection commerciale) réalisées par EDF. Selon la réglementation en vigueur, la prospection par voie électronique peut nécessiter le consentement exprès et préalable de la personne concernée.

Pour les informations personnelles les concernant, les personnes disposent :

- d'un droit d'accès ainsi que d'un droit de rectification dans l'hypothèse où ces informations s'avèreraient inexactes, incomplètes, équivoques et/ou périmées,
- d'un droit d'opposition, sans frais, à l'utilisation par EDF de ces informations à des fins de prospection commerciale,
- d'un droit à la limitation du traitement dont leurs données font l'objet, dans les conditions précisées dans le RGPD,

- d'un droit à la portabilité et à l'effacement en application de la réglementation.

La personne concernée peut exercer les droits susvisés auprès de l'entité d'EDF qui gère son contrat. Les coordonnées de cette entité figurent sur les factures adressées au Client.

Le droit de rectification ainsi que le droit d'opposition à la prospection commerciale peuvent s'exercer en ligne sur l'espace personnel du Client, par courrier électronique à l'adresse « [vosdonnees@edf.fr](mailto:vosdonnees@edf.fr) » ou par téléphone. Un lien de désabonnement figurant sur tout courrier électronique adressé par EDF permet en outre de s'opposer à la prospection commerciale.

Ces droits peuvent également être exercés auprès du Délégué à la protection des données d'EDF à l'adresse suivante : Tour EDF - 20, Place de la Défense - 92050 Paris - La Défense Cedex, ou par courrier électronique à l'adresse « [informatique-et-libertes@edf.fr](mailto:informatique-et-libertes@edf.fr) ». Enfin, la personne concernée dispose de la possibilité d'introduire un recours auprès de la Commission Nationale de l'Informatique et des Libertés.

### Article 10 : MODES DE RÈGLEMENT DES LITIGES

#### 10-1 Modes de règlement internes

En cas de litige relatif à l'exécution du contrat, le client peut adresser une réclamation orale ou écrite, accompagnée éventuellement d'une demande d'indemnisation, au service clients de sa région dont les coordonnées figurent sur sa facture. Le client peut également faire une réclamation sur le site internet <http://www.edf.fr>. Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par le service clients, il peut saisir l'instance d'appel interne aux coordonnées suivantes :

EDF Direction Commerciale Régionale - TSA 81005 - 92099 La Défense Cedex.

Si le client n'est pas satisfait de la réponse apportée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF, il peut saisir le Médiateur EDF par le formulaire internet disponible sur le site <https://mediateur.edf.fr/> ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Médiateur d'EDF - TSA 50026 - 75804 Paris Cedex 08.

Si ce litige concerne l'acheminement, le client peut également formuler sa réclamation directement à Enedis sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations> en utilisant le formulaire approprié ou par courrier aux coordonnées suivantes :

Enedis - Tour Enedis - 34 place des Corolles 92079 Paris La Défense Cedex.

Lorsqu'elle est accompagnée d'une demande d'indemnisation, la réclamation doit être adressée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de vingt jours calendaires à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle le client en a eu connaissance, et doit mentionner la date, le lieu et si possible l'heure de(s) l'incident(s) supposé(s) être à l'origine des dommages, les circonstances, ainsi que la nature et si possible le montant estimé des dommages directs et certains.

Les modalités de traitement des réclamations applicables en la matière sont à disposition des clients sur le site <http://www.enedis.fr/reclamations>.

### 10-2 Modes de règlement externes

Sans avoir à épuiser les recours internes exposés à l'article 10-1, dans le cas où le différend avec EDF n'a pas fait l'objet d'une réponse satisfaisante ou si le litige n'a pas été résolu dans un délai de deux mois à compter de la réception de la réclamation, le client dispose d'un nouveau délai de dix mois pour saisir directement et gratuitement le médiateur national de l'énergie, dans le respect de son champ de compétences déterminé par les articles L122-1 et suivants du code de l'énergie, par le formulaire internet disponible sur le site <http://www.energie-mediateur.fr> ou par courrier aux coordonnées suivantes : Médiateur national de l'énergie - Libre réponse n° 59252 - 75443 Paris Cedex 09.

Ces modes de règlement amiable internes et externes des litiges sont facultatifs pour le client. Il peut donc à tout moment saisir les tribunaux de l'ordre judiciaire compétents.

### Article 11 : ÉVOLUTION DES CONDITIONS GÉNÉRALES

En cas d'évolution, de nouvelles Conditions Générales seront élaborées selon les mêmes modalités que les présentes.

EDF informera le client des modifications apportées aux Conditions Générales au moins un mois avant leur date d'entrée en vigueur par voie postale ou par voie électronique, conformément à la réglementation en vigueur.

En cas de non-acceptation par le client de ces modifications contractuelles, le client peut résilier son contrat sans pénalité, conformément à l'article 3-4, dans un délai de trois mois à compter de la réception par le client du projet de modification.

Ces dispositions ne sont pas applicables en cas de modifications contractuelles imposées par voie législative ou réglementaire.

### Article 12 : CORRESPONDANCE ET INFORMATIONS

Pour contacter EDF, l'adresse et les coordonnées téléphoniques auxquelles le client peut se reporter, figurent sur sa facture.

Pendant la durée du contrat, EDF met à disposition du client un espace Client personnel sécurisé sur le site <http://www.edf.fr>, lui permettant notamment de consulter son contrat et ses factures et de suivre ses consommations. Lorsque le point de livraison est équipé d'un compteur communicant, le client peut accéder à ses données de consommation sur cet espace Client et sur l'espace sécurisé mis à disposition par Enedis sur le site [enedis.fr](http://enedis.fr).

Le client peut accéder à l'aide-mémoire du consommateur d'énergie à l'adresse suivante : <https://www.economie.gouv.fr/dgccrff/Consommation/faq-sur-ouverture-des-marches-electricite-et-gaz-naturel>



EDF SA  
22-30 avenue de Wagram  
75382 Paris Cedex 08 - France  
Capital de 1 505 133 838 euros  
552 081 317 R.C.S. Paris

[www.edf.com](http://www.edf.com)

Direction Commerce

Tour EDF  
20, place de La Défense  
92050 Paris La Défense Cedex

Origine ! Žž& de l'électricité vendue par EDF :  
85,9% nucléaire, 7,2% renouvelables (dont 5,3% hydraulique),  
1,9% charbon, 3,7% gaz, 1,3% fioul.  
Indicateurs d'impact environnemental sur [www.edf.fr](http://www.edf.fr)

L'énergie est notre avenir, économisons-la !



## ANNEXE 8

### **CONDITIONS GENERALES D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION HTA OU BASSE TENSION POUR LES CLIENTS ALIMENTES EN ELECTRICITE**

#### **Préambule**

Vu le code de l'énergie et notamment ses articles L 1111-1 et L111-51 et suivants ;

Vu les articles R341-4 à 8 du code de l'énergie relatifs aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité ;

Vu les dispositions du cahier des charges de concession annexé à la convention de concession pour le service public de distribution d'électricité liant Enedis et l'autorité concédante ;

En tant que gestionnaire du Réseau Public de Distribution (RPD) sur les territoires qui lui sont concédés, Enedis assure la mission d'acheminement de l'électricité sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, ainsi que les prestations qui en découlent, dans les conditions régies par les textes légaux et réglementaires en vigueur et par des contrats d'accès et d'utilisation du RPD.

Ce droit d'accès au RPD est mis en œuvre par la conclusion de contrats entre Enedis et les utilisateurs dudit réseau (ci-après les clients), dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

Dans le cadre de l'accès au RPD et de sa fourniture en électricité, le client final peut ainsi choisir entre deux types de schémas contractuels :

- le client final peut choisir de conclure deux contrats : d'une part, un contrat d'accès au réseau de distribution (ci-après CARD) avec Enedis en application de l'article L 111-91 du code de l'énergie et, d'autre part, un (ou plusieurs) contrat(s) de fourniture d'électricité avec un ou plusieurs Fournisseurs d'électricité ;
- le client final peut également choisir de conclure un seul contrat : dans un souci de simplification, le Fournisseur d'électricité est en effet tenu d'offrir au client final la possibilité de conclure avec lui un contrat portant tant sur la fourniture que sur la distribution de l'électricité (ci-après Contrat Unique) conformément aux articles L 111-92 du code de l'énergie et L 224-8 du code de la consommation.

Ce contrat implique alors pour le Fournisseur en Contrat Unique (ci-après Fournisseur) d'avoir conclu préalablement avec Enedis un contrat relatif à l'accès au RPD, à son utilisation et à l'échange de données pour les points de livraison en Contrat Unique (ci-après Contrat GRD-F) dans les conditions de l'article L 111-92 du code de l'énergie.

Le client final en Contrat Unique dispose alors également d'un interlocuteur privilégié en la personne de son Fournisseur, tant pour la fourniture que pour l'accès et l'utilisation du RPD. Il bénéficie alors des mêmes droits et obligations en matière d'accès et d'utilisation du RPD que s'il avait conclu un contrat CARD avec Enedis et conserve avec elle une relation contractuelle directe pour l'accès et l'utilisation du RPD. Ce schéma contractuel est applicable aux clients finals qui optent pour un contrat au tarif réglementé de vente.

Les modèles de contrat d'accès au réseau public de distribution en vigueur sont librement accessibles sur le site internet d'Enedis : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) :

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :
  - o les annexes 1 bis et 2 bis du contrat GRD-F sont reproduites par le Fournisseur en annexe du Contrat Unique et permettent une consultation simple et rapide des dispositions générales d'accès au RPD applicables au client (énoncées par les annexes 1 à 3 du contrat GRD-F) ;
  - o lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également ces dispositions générales d'accès au RPD décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
  - o l'intégralité des clauses des contrats uniques et des contrats au tarif réglementé de vente sont disponibles auprès des fournisseurs concernés.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, les modèles de conditions générales et particulières publiés sur le site internet d'Enedis permettent également la consultation des dernières dispositions contractuelles en vigueur pour l'accès et l'utilisation du RPD en CARD.

Le contrat d'accès au RPD souscrit par chaque client comporte les clauses d'accès et d'utilisation du RPD correspondant à sa catégorie. En cas de contradiction entre la présente annexe et le contrat d'accès au RPD souscrit par le client, les clauses du contrat d'accès au RPD prévalent.

Tout engagement complémentaire ou différent de ceux énoncés dans les dispositions générales d'accès au RPD applicables au client, que le Fournisseur aurait souscrit envers le client en Contrat Unique ne saurait être opposable à Enedis et engage le seul Fournisseur à l'égard du client.

## 1. Objet

Les présentes conditions générales telles qu'elles résultent des cahiers des charges de concession pour le service public de la distribution d'électricité reprennent de manière synthétique les clauses des contrats relatifs à l'accès et l'utilisation du RPD en soutirage, qui explicitent les engagements d'Enedis, du client, ainsi que le cas échéant du Fournisseur si le client final dispose d'un Contrat Unique.

Les présentes conditions générales sont tenues à disposition de toute personne qui en fait la demande. Elles sont annexées au cahier des charges de concession disponible sur le site internet [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr).

Elles concernent toutes les catégories d'utilisateurs du réseau de distribution d'électricité, déjà raccordés ou demandant à l'être, résidentiels ou non résidentiels, ayant signé un contrat d'accès au réseau avec Enedis ou un Contrat Unique avec un Fournisseur, y compris au tarif réglementé de vente.

Enedis publie également sur son site internet :

- ses référentiels technique et clientèle, qui exposent les règles qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs du RPD ; l'état des publications des règles du référentiel clientèle d'Enedis est accessible à l'adresse [http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF\\_04E.pdf](http://www.enedis.fr/sites/default/files/Enedis-GUI-CF_04E.pdf).
- ses catalogues des prestations, qui présentent l'offre d'Enedis aux clients et aux Fournisseurs d'électricité et sont disponibles sur le site d'Enedis [www.enedis.fr/Catalogue\\_des\\_prestations](http://www.enedis.fr/Catalogue_des_prestations). Le client peut demander à bénéficier de chacune des prestations proposées dans les conditions définies au catalogue des prestations de la catégorie le concernant.

En cas de contradiction entre les référentiels et le catalogue des prestations d'une part, et le contrat d'accès au RPD conclu par le client d'autre part, les dispositions du contrat d'accès au RPD conclu par le client avec Enedis prévalent.

## 2. Cadre général de l'accès au réseau public de distribution

### 2.1 Engagements d'Enedis :

Enedis s'engage tant à l'égard du client, qu'à celui du Fournisseur, à :

- garantir un accès non discriminatoire au RPD ;
- acheminer l'énergie électrique sur le RPD jusqu'au point de livraison du client, en respectant les standards de qualité définissant l'onde électrique en matière de continuité et de qualité tels que mentionnés dans les contrats d'accès au RPD et rappelés aux articles 7.1 à 7.6 de la présente annexe ;
- assurer l'accueil dépannage et les interventions nécessaires au dépannage ;
- réaliser les interventions techniques nécessaires, selon les modalités techniques et financières des référentiels d'Enedis et de ses Catalogues des Prestations ;
- assurer la sécurité des tiers relativement au RPD ;
- informer les clients et le cas échéant leur Fournisseur préalablement - dans la mesure du possible - lors de coupures pour travaux, pour raisons de sécurité ou lors des coupures pour incident affectant le RPD, conformément aux modalités indiquées au contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;
- entretenir, développer ou renforcer le RPD dans les zones géographiques où le cahier des charges de concession lui en a confié la responsabilité ;
- garantir l'accès du client à l'historique disponible de ses données de consommation, conformément aux modalités définies par Enedis sur son site [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) ;
- assurer la protection des informations commercialement sensibles et des données à caractère personnel conformément à la réglementation applicable ;
- assurer l'accueil des demandes du client, ou de son Fournisseur et traiter les réclamations relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD qui lui sont adressées ;
- indemniser les clients dès lors que la responsabilité d'Enedis est engagée, conformément aux modalités prévues dans le contrat d'accès au RPD conclu avec Enedis ;

En outre, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis s'engage à l'égard du Fournisseur à :

- assurer l'accueil et le traitement des demandes du Fournisseur ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation du Fournisseur, par Enedis du tarif d'utilisation des réseaux appliqué au point de livraison ;
- élaborer, valider et mettre à disposition du Fournisseur les données nécessaires à la facturation au client, par les soins du Fournisseur, de l'énergie électrique en gérant les calendriers Fournisseurs conformément aux dispositions des référentiels d'Enedis et de ses Catalogue des prestations ;

- transmettre à RTE, et le cas échéant au Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur, les données nécessaires à la reconstitution des flux ;
- suspendre l'accès au RPD à la demande du Fournisseur ;

## 2.2 Engagements du client

Le client s'engage à l'égard d'Enedis notamment à :

- assurer la conformité de ses installations intérieures aux textes et normes applicables, entretenues de manière à éviter tout trouble de fonctionnement sur le RPD. L'installation intérieure est placée sous la responsabilité du client. En aucun cas, Enedis n'encourt de responsabilité en raison de la défectuosité ou d'un défaut de sécurité de l'installation électrique intérieure du client.

Enedis met à disposition des clients résidentiels sur son site internet à la page [www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite](http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite) des informations sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour que l'installation intérieure et les appareils électriques du client supportent les conséquences de perturbations sur le réseau et évitent de perturber le RPD.

- ne pas raccorder un tiers à ses installations ;
- satisfaire à une obligation de prudence conformément aux dispositions de l'article D342-8 du code de l'énergie, en veillant à ce que ses installations soient capables de supporter les perturbations liées à l'exploitation du RPD ;
- garantir à Enedis le libre accès et en toute sécurité au dispositif de comptage ;
- veiller à l'intégrité des ouvrages de son raccordement individuel et de son branchement individuel ;
- déclarer à Enedis et entretenir les moyens de production autonome dont il dispose, l'accord préalable et écrit d'Enedis étant requis avant la mise en œuvre de moyens de production, conformément aux dispositions de l'article 3.4 de la présente annexe.

## 2.3 Engagements du Fournisseur :

Au titre de ses relations avec le client en Contrat Unique, le Fournisseur s'engage notamment à :

- assurer l'accueil des demandes et des réclamations du client ;
- assurer la reproduction du contrat GRD-F selon des modalités permettant une consultation simple et complète pour le client, en annexant à son Contrat Unique l'annexe 1 bis ou 2 bis du contrat GRD-F selon le Domaine de Tension concerné ; lorsque le client a opté pour un contrat au tarif réglementé de vente, les conditions générales au tarif réglementé de vente reprennent également les dispositions générales d'accès au RPD, décrites dans le contrat GRD-F, qu'Enedis applique à l'ensemble des utilisateurs ;
- informer le client relativement aux dispositions générales d'accès au RPD ;
- informer le client que celui-ci engage sa responsabilité en cas de non respect ou de mauvaise application des conditions relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD et qu'il devra indemniser tout préjudice qu'il aura causé à un tiers et notamment à Enedis ;
- informer le client en cas de défaillance au sens de l'article L 333-3 du code de l'énergie de la part du Fournisseur ;
- facturer simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.

Au titre de ses relations avec Enedis, le Fournisseur s'engage notamment à :

- à souscrire auprès d'Enedis, pour chacun des Points de Livraison en Contrat Unique raccordé au RPD géré par Enedis, un accès au réseau respectant la capacité des ouvrages ;
- à payer à Enedis dans les délais convenus les factures relatives à l'utilisation des réseaux, ainsi que les prestations concernant les points de livraison de son périmètre dans le cadre du contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- à mettre à disposition d'Enedis les mises à jour des données dont il est propriétaire au sens de l'annexe 4 du contrat GRD-F pour l'exécution d'un Contrat Unique conformément aux modalités définies dans le contrat GRD-F.

### **3. Raccordement**

#### 3.1 Demande de raccordement d'un point de livraison au RPD :

La prise d'effet d'un contrat d'accès au RPD (CARD ou Contrat Unique) est subordonnée au raccordement effectif et direct au RPD du point de livraison concerné et à la réalisation de l'installation intérieure conformément à la réglementation et aux normes applicables.

Le client qui demande un raccordement ou une évolution de son raccordement peut contacter directement Enedis ou confier à un mandataire l'ensemble des démarches.

#### 3.2 Travaux de raccordement :

Lorsqu'une demande de raccordement ou d'évolution de raccordement existant est formulée par le client, Enedis se rapproche de lui ou de son mandataire pour étudier les modalités de raccordement au RPD pertinentes et adaptées à ses besoins de puissance, ceux-ci pouvant nécessiter la création d'ouvrages de raccordement.

La puissance de raccordement demandée ne peut être mise à disposition qu'après le délai de réalisation des travaux éventuellement nécessaires.

#### 3.3 Facturation du raccordement :

Les conditions de facturation du raccordement au RPD sont communiquées au client qui en fait la demande par Enedis.

#### 3.4 Moyens de production présents chez le client :

L'accord préalable et écrit d'Enedis est nécessaire avant la mise en œuvre de moyens de production. Cet accord pourra notamment porter sur la spécification des matériels utilisés, en particulier les dispositifs de protection de découplage, qui doivent être conformes aux dispositions législatives et réglementaires en vigueur.

Pour le cas où le client entendrait céder tout ou partie de l'énergie électrique produite par les installations de son site, il lui appartiendrait de se rapprocher d'Enedis conformément aux informations figurant sur son site internet pour définir avec elle les modalités de souscription d'un contrat spécifique relatif à l'injection de ladite énergie sur le RPD.

### **4. Mise en œuvre de l'accès et de l'utilisation du RPD**

#### 4.1 Principes généraux :

Les prestations d'accès et d'utilisation du RPD sont réalisées par Enedis conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis et au catalogue des prestations.

Dans le cas où Enedis n'est pas en mesure d'honorer un rendez-vous, il lui appartient d'en informer le client au moins deux jours ouvrés avant. Si elle ne le fait pas et que le rendez-vous est manqué du fait d'Enedis, Enedis verse automatiquement au bénéfice du client, via son Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, un frais d'un montant égal à celui facturé en cas de déplacement vain.

#### 4.2 Mise en service à la suite d'un raccordement nouveau

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- acceptation par le client ou le pétitionnaire du devis des travaux de raccordement établi par Enedis ;
- réalisation des travaux de raccordement au RPD ainsi que des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- paiement complet à Enedis des sommes dues par le client ou le pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client ou le pétitionnaire, d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes de sécurité en vigueur, dès lors que ces installations sont soumises aux dispositions des articles D342-18 à D342-21 du code de l'énergie ;
- à la conclusion d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

#### 4.3 Mise en service sur raccordement existant :

A titre d'information, Enedis ne peut mettre en service que des Points de Livraison satisfaisant aux conditions cumulatives suivantes :

- réalisation des travaux éventuellement nécessaires incombant au client ou au pétitionnaire ;
- fourniture à Enedis par le client d'une attestation de conformité des installations électriques intérieures du client aux règlements et normes en vigueur dès lors que celles-ci sont soumises aux dispositions des articles

D342-18 à D342-21 du code de l'énergie (rénovation complète des installations ayant nécessité une mise hors tension à la demande du client) ;

Lorsqu'un client emménage dans un local déjà raccordé et alimenté, le maintien de l'alimentation est subordonné à la conclusion dans les plus brefs délais d'un Contrat Unique ou d'accès au réseau.

#### 4.4 Changement de Fournisseur :

Le client s'adresse au Fournisseur de son choix.

Lorsque le client souhaite changer de Fournisseur dans le cadre d'un Contrat Unique, le nouveau Fournisseur formule une demande de changement de Fournisseur pour le compte du client auprès d'Enedis, conformément aux modalités définies dans les référentiels d'Enedis. L'ancien Fournisseur ne peut pas s'opposer au changement de Fournisseur demandé. Enedis a la possibilité de s'opposer à la demande de changement de Fournisseur si elle est irrecevable, notamment lorsqu'une demande de changement de Fournisseur est déjà en cours de traitement pour le Point de Livraison.

#### 4.5 Résiliation du contrat :

Le client peut résilier son contrat selon les dispositions prévues dans son Contrat Unique, ou le cas échéant dans son CARD.

En cas de Contrat Unique, le Fournisseur peut résilier le contrat le liant à son client selon les dispositions prévues contractuellement.

En l'absence de nouveau contrat conclu à la date d'effet de la résiliation, les dispositions du paragraphe 7.5 s'appliquent.

## **5. Facturation de l'utilisation du réseau public de distribution**

### 5.1 Tarifs d'utilisation du réseau public de distribution

La tarification de l'utilisation du réseau public de distribution est établie conformément aux articles L 341-2 et suivants du code de l'énergie.

- Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, Enedis facture l'accès au PRD au Fournisseur et le Fournisseur facture simultanément au client la fourniture d'énergie et l'utilisation du RPD en application de l'article L332-4 du code de l'énergie et de l'article R341-2 du code de l'énergie.
- Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, Enedis facture l'accès au RPD directement au client.

Le client est conseillé sur la formule tarifaire d'acheminement et la puissance souscrite la plus adaptée par :

- son Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- Enedis, si le client a souscrit un contrat CARD.

### 5.2 Modification de tarif :

Dès l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation du réseau ou d'un nouveau tarif sur les prestations annexes réalisées par le GRD, celui-ci s'applique de plein droit aux contrats d'accès au réseau en cours lorsque le client dispose d'un contrat en offre de marché, et ce quel que soit son schéma contractuel (CARD ou contrat unique).

Ces modifications sont également prises en compte dans les évolutions du tarif réglementé de vente.

### 5.3 Prestations et services :

Les prestations et services assurés au client, ainsi que les prix associés, lui sont communiqués par son Fournisseur en cas de Contrat Unique ou par Enedis en cas de CARD.

## **6. Comptage**

Conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie, Enedis assure les missions de comptage dont elle est légalement investie.

Enedis est chargée du relevé, du contrôle, de la correction éventuelle, de la validation des données de comptage et de la mise à disposition de ces données validées auprès des utilisateurs autorisés.

La documentation technique de référence librement accessible sur le site internet d'Enedis constitue le référentiel des prescriptions techniques applicables en matière de dispositif de comptage.

Ces données de comptage, qui concernent la consommation du client, permettent :

- de facturer le tarif d'utilisation du réseau public de distribution ;

- de mettre à disposition du Fournisseur en Contrat Unique l'ensemble des données de comptage lui permettant de facturer ses livraisons d'énergie électrique au client conformément aux modalités décrites dans le contrat GRD-F ;

- la transmission à RTE des données de reconstitution des flux ;

#### 6.1 Pose du dispositif de comptage

Le dispositif de comptage permet la mesure et le contrôle des caractéristiques de l'électricité acheminée et leur adaptation aux conditions du contrat souscrit par le client. Il est décrit dans le contrat du client.

La pose d'un compteur communicant s'effectue à l'initiative d'Enedis conformément aux dispositions des articles R341-4 à R341-8 du code de l'énergie.

Dans le cas où le client dispose d'une puissance supérieure à 36 kVA, si le client souhaite un service nécessitant la pose d'un compteur communicant alors qu'il n'en dispose pas encore, Enedis installe ce compteur, sous réserve de faisabilité technique, conformément aux modalités définies dans ses référentiels et ses catalogues des prestations.

#### 6.2 Vérification, entretien et renouvellement des équipements du dispositif de comptage

Le contrôle des équipements du dispositif de comptage est assuré par Enedis.

Le client ou son Fournisseur en Contrat Unique peut à tout moment demander à Enedis une vérification métrologique des équipements du dispositif de comptage, dans les conditions décrites aux catalogues des prestations d'Enedis en vigueur de la catégorie concernant le client.

L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage fournis par Enedis sont assurés par Enedis. Les frais correspondants sont à la charge d'Enedis, sauf détérioration imputable au client. L'entretien et le renouvellement des équipements du dispositif de comptage non fournis par Enedis sont sous la responsabilité du client. Lorsque l'opération d'entretien ou de renouvellement nécessite la dépose des scellés, la présence d'Enedis est obligatoire et le client est tenu de demander l'intervention d'Enedis, par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, en préalable à l'opération. Cette opération est réalisée et facturée conformément aux catalogues des prestations en vigueur de la catégorie concernant le client.

Lorsqu'un compteur a été fourni par le client, le Fournisseur est tenu de souscrire une prestation de synchronisation dudit compteur dans les conditions décrites au catalogue des prestations d'Enedis en vigueur. Le renouvellement de ce compteur pour le mettre en conformité avec la réglementation est sous la responsabilité d'Enedis conformément à l'article L 322-8 du code de l'énergie.

#### 6.3 Fraude et dysfonctionnement du matériel de comptage

Le client doit veiller à ne pas porter atteinte à l'intégrité et au bon fonctionnement des appareils permettant le calcul de ses consommations d'électricité. Les fraudes portant sur le matériel de comptage sont traitées dans le cadre du droit commun et l'ensemble des frais liés au traitement du dossier sont à la charge du client.

En cas de dysfonctionnement du dispositif de comptage, ayant une incidence sur l'enregistrement des consommations, ou de fraude dûment constatée par Enedis, Enedis informe le client de l'évaluation des consommations à rectifier. Cette évaluation est faite par comparaison avec des périodes similaires de consommation du point de livraison concerné ou à défaut de celles d'un point de livraison présentant des caractéristiques de consommation comparables. Enedis peut modifier cette évaluation sur la base d'éléments circonstanciés communiqués par le client. Sans réponse du client à la proposition d'évaluation dans un délai de 30 jours calendaires, l'évaluation produite est considérée comme validée et Enedis procède à la rectification.

Dans le cadre d'un Contrat Unique, le Fournisseur est chargé du recouvrement de la facture rectificative.

#### 6.4 Accès au dispositif de comptage

Le client s'engage à prendre toute disposition pour permettre à Enedis d'effectuer :

- la pose, la modification, l'entretien et la vérification du matériel de comptage ; dans le cadre du déploiement des compteurs communicants, le client doit laisser Enedis procéder au remplacement du compteur conformément aux dispositions des articles R341-4 à R 341-8 du code de l'énergie ;

- le dépannage des dispositifs de comptage, conformément à la mission dévolue à Enedis en application de l'article L 322-8 du code de l'énergie ;

- le relevé du compteur autant de fois que nécessaire (au moins une fois par an lorsque le client dispose d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA). Dans les cas où l'accès au compteur nécessite la présence du client, celui-ci est informé au préalable du passage d'Enedis.

Si un compteur n'a pas pu être relevé au cours des douze derniers mois du fait de l'impossibilité de cet accès, Enedis peut demander un rendez-vous à la convenance du client pour un relevé spécial qui sera facturé via le Fournisseur dans les conditions prévues aux catalogues des prestations d'Enedis.

## **7. Continuité et qualité de l'électricité**

### 7.1 Engagements d'Enedis en matière de continuité

Enedis s'engage à mettre tous les moyens en œuvre pour assurer une continuité d'alimentation en électricité dans les limites des techniques existantes concernant le réseau et le système électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en HTA :

- Enedis s'engage à ne pas dépasser un seuil de nombre de coupures, hors travaux. Ce seuil est défini par zone d'alimentation selon une règle précisée dans les dispositions générales relatives à l'accès et l'utilisation du RPD en HTA ;
- le client peut, s'il en fait la demande, substituer à l'engagement standard un engagement personnalisé sur le nombre de coupures, conformément aux modalités définies dans les dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD en HTA ; le catalogue des prestations d'Enedis en précise les modalités, notamment financières ;
- Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;

Lorsque le point de livraison du client est raccordé au RPD en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut en aucun cas les dépasser.

Enedis informe également le client résidentiel sur les précautions élémentaires à mettre en œuvre pour se prémunir des conséquences d'une coupure d'électricité sur son site internet à la page <http://www.enedis.fr/utiliser-mon-installation-interieure-en-toute-securite>.

Enedis met également à disposition du client un numéro d'appel dépannage ; si le client dispose d'un Contrat Unique, son Fournisseur est tenu de mentionner ce numéro sur les factures que le Fournisseur adresse au client, en précisant qu'il s'agit des coordonnées d'Enedis.

### 7.2 Mécanisme de pénalité pour les coupures longues :

Enedis verse automatiquement, au bénéfice du client concerné, le cas échéant via son Fournisseur, une pénalité pour toute coupure longue d'une durée supérieure à celle fixée par la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Le montant et des conditions d'application de cette pénalité sont définis conformément aux dispositions de la délibération de la CRE en vigueur relative aux tarifs d'utilisation du RPD.

Cette pénalité s'applique sans préjudice d'une éventuelle indemnisation du client au titre de la responsabilité civile de droit commun d'Enedis.

### 7.3 Engagement d'Enedis en matière de qualité :

Enedis s'engage à livrer au client une électricité d'une qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique, sous réserve des dispositions mentionnées aux articles 7.4 et 11.3 de la présente annexe.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en HTA portent sur les fluctuations lentes, les variations rapides, les déséquilibres de la tension et la fréquence de tension.

- Ils sont définis dans les dispositions générales relatives à l'accès et à l'utilisation du RPD HTA pour les clients en Contrat Unique (annexe 1 du contrat GRD-F) et dans les clauses des contrats CARD HTA pour les clients en contrat CARD.
- Enedis ne prend aucun engagement standard sur les microcoupures ni sur les creux de tension.
- Seuls les creux de tension peuvent donner lieu à un engagement personnalisé, conformément aux règles définies dans les contrats d'accès au RDP et aux modalités notamment financières définies dans le catalogue des prestations d'Enedis.

Les engagements d'Enedis pour les points de livraison raccordés au RPD en basse tension portent sur la tension contractuelle en termes de plage de variation autour de la tension nominale et de fréquence :

- La tension nominale est de 230 V en courant monophasé et de 400 V en courant triphasé. Enedis maintient la tension de fourniture au point de livraison à l'intérieur d'une plage de variation fixée conformément aux articles D322-9 et 10 du code de l'énergie : entre 207 v et 253 V en courant monophasé, et entre 360 V et 440 V en courant triphasé.
- La valeur nominale de la fréquence de la tension est de 50 Hertz. Les conditions de mesure de ces caractéristiques sont celles de la norme NF EN 50160, disponible auprès de l'AFNOR.

#### 7.4 Limites aux engagements continuité et qualité d'Enedis :

Les engagements d'Enedis en matière de continuité et de qualité de l'onde électrique, décrits aux paragraphes 7.1 et 7.3 de la présente annexe, ne sont pas applicables dans les cas relevant de la force majeure tels que décrits au paragraphe 9.3 de la présente annexe et dans les cas énoncés ci-après :

- circonstances insurmontables liées à des phénomènes atmosphériques ;
- lorsque des interventions programmées sur le RPD sont nécessaires, étant rappelé que :
  - si le point de livraison du client est raccordé en basse tension, la durée d'une coupure pour travaux peut exceptionnellement atteindre dix heures, mais ne peut les dépasser ;
  - si le point de livraison du client est raccordé en HTA, Enedis s'engage à ne pas causer plus de deux coupures pour travaux par année civile, et à ce que la durée de chaque coupure soit inférieure à 4 heures ;
- dans les cas cités aux articles 7.5 et 7.6 ci-après ;
- lorsque la continuité d'alimentation en électricité est interrompue, sans faute de la part d'Enedis du fait imprévisible et irrésistible d'un tiers ;
- lorsque la qualité de l'électricité acheminée pour des usages professionnels subit des défauts dus au fait imprévisible et irrésistible d'un tiers, sans faute de la part d'Enedis ;

#### 7.5 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative d'Enedis :

Enedis peut interrompre ou refuser l'accès au RPD dans les cas suivants :

- injonction émanant de l'autorité compétente en matière d'urbanisme ou de police en cas de trouble à l'ordre public ;
- non-justification de la conformité de l'installation intérieure du client à la réglementation et aux normes applicables ;
- danger grave et immédiat porté à la connaissance d'Enedis ;
- modification, dégradation ou destruction volontaire des ouvrages et comptages exploités par Enedis, quelle qu'en soit la cause ;
- trouble causé par le client ou par ses installations et appareillages, affectant l'exploitation ou la distribution d'électricité ;
- usage illicite ou frauduleux de l'électricité, dûment constaté par Enedis ;
- refus du client de laisser Enedis accéder, pour vérification, entretien ou relevé, à ses installations électriques et en particulier au local de comptage ;
- refus du client, alors que des éléments de ses installations électriques, y compris le dispositif de comptage, sont défectueux, de procéder à leur réparation ou à leur remplacement ;
- absence de Contrat Unique ou de CARD ;
- résiliation de l'accès au RPD à la demande du Fournisseur, si le client dispose d'un Contrat Unique ;
- non-paiement par le client des sommes dues à Enedis, si le client dispose d'un contrat CARD ;
- absence de rattachement à un périmètre de responsable d'équilibre, pour un client en contrat CARD ;
- raccordement non autorisé d'un tiers à l'installation intérieure du client.

La suspension par Enedis du contrat d'accès au RPD pour des impératifs de sécurité peut intervenir sans délai. Dans les autres cas, les délais et les modalités de la suspension sont ceux des articles des contrats d'accès au RPD sur la base desquels il est procédé à ladite suspension ; à défaut de telles dispositions, la suspension prend effet dix jours calendaires après l'envoi par Enedis d'une lettre recommandée avec accusé de réception, avec copie au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

Enedis doit à nouveau permettre sans délai l'accès au RPD dès que les motifs ayant conduit à la suspension ont pris fin.

#### 7.6 Suspension de l'accès au RPD à l'initiative du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique :

Lorsque le client en Contrat Unique n'a pas réglé les sommes dues au titre de son Contrat Unique ou en cas de manquement contractuel selon les clauses de ce contrat, le Fournisseur a la faculté, dans le respect de la réglementation en vigueur et au catalogue des prestations :

- de demander à Enedis de suspendre l'accès au réseau du client ;
- ou de demander à Enedis de limiter la puissance du client lorsqu'elle est inférieure ou égale à 36 kVA pour les clients résidentiels ou pour les clients professionnels lorsque le client dispose d'un compteur communicant.

## **8. Responsable d'équilibre**

En application de l'article L 321-15 du code de l'énergie et afin de garantir l'équilibre général du RPD, en compensant les écarts éventuels entre les injections et les consommations effectives des différents utilisateurs du RPD, RTE a mis en place un mécanisme contractuel de responsable d'équilibre décrit dans la section 2 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre accessibles via le site internet <http://clients.rte-france.com/>. Ce mécanisme concerne l'ensemble des consommateurs et producteurs d'électricité, qu'ils soient raccordés au RPT ou au RPD.

Pour ce faire, RTE doit être informé de la quantité des productions injectées et des consommations soutirées au RPD mesurées conformément aux dispositions des conditions générales des contrats d'accès au RPD d'une part, et d'autre part, des fournitures déclarées échangées entre Périmètres d'Equilibre au sens des Règles précitées.

Pour l'exécution de leurs missions respectives, Enedis et RTE s'échangent, dans le cadre de l'article R111-29 du code de l'énergie des informations relatives aux périmètres des responsables d'équilibre et aux quantités d'énergie déclarées et mesurées.

Le Fournisseur du client en Contrat Unique procède aux formalités relatives au Responsable d'équilibre pour le compte de son client en Contrat Unique :

- le ou les points de livraison définis dans le Contrat Unique concerné sont rattachés au périmètre RPD du périmètre du responsable d'équilibre, désigné par le Fournisseur dans le contrat GRD-F conclu avec Enedis ;
- la date d'entrée et la date de sortie d'un point de livraison du périmètre du Responsable d'Equilibre désigné par le Fournisseur correspondent respectivement à la date d'effet du Contrat Unique et à la date de fin du Contrat Unique concerné.

Le client en contrat CARD procède lui-même aux formalités requises relatives au responsable d'équilibre :

- le responsable d'équilibre désigné par le client est mentionné dans les conditions particulières de son contrat CARD ;
- le client communique à Enedis la copie de l'accord de rattachement dûment signé par le responsable d'équilibre et le client.

## **9. Responsabilités**

### 9.1 Responsabilité d'Enedis vis-à-vis du client

Enedis est seule responsable des dommages directs et certains causés au client en cas de non-respect d'une ou plusieurs des obligations mises à sa charge vis-à-vis du client, aux termes des clauses des contrats d'accès au RPD.

Le client dispose d'un droit contractuel direct à l'encontre d'Enedis pour les engagements d'Enedis vis-à-vis du client contenus dans :

- le contrat GRD-F, lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, et notamment ses dispositions générales d'accès et d'utilisation du RPD (annexes 1 à 3 et 1bis et 2 bis du contrat GRD-F) ;
- le contrat CARD, lorsque le client dispose d'un CARD.

Lorsqu'Enedis est reconnue responsable vis-à-vis du client, elle est tenue de réparer pécuniairement l'ensemble des dommages directs et certains causés au client.

Dans les cas où Enedis est reconnue responsable et a indemnisé le client pour les dommages subis, l'incident (coupure ou défaut de qualité) ne sera pas comptabilisé ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

### 9.2 Responsabilité du client vis-à-vis d'Enedis

Le client est responsable des dommages directs et certains causés à Enedis, notamment en cas de non-respect des obligations mises à sa charge au titre du contrat d'accès au RPD. Cette responsabilité est toutefois susceptible d'être atténuée si le client apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence d'Enedis.

En cas de préjudice subi par Enedis, celle-ci engage toute procédure amiable ou tout recours juridictionnel contre le client à l'origine de ce préjudice. Si le client est en Contrat Unique, Enedis en informe le Fournisseur.

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique est tenu de communiquer à Enedis sur simple demande, le Contrat Unique conclu avec le Client. Il se réserve toutefois le droit de masquer les dispositions du Contrat Unique ne concernant pas l'accès au RPD. Le Fournisseur ne peut être tenu pour responsable de la mauvaise exécution ou de la non-exécution par le client de ses obligations, sauf si par sa faute, le Fournisseur y a contribué.

### 9.3 Régime perturbé et force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations mentionnées dans le contrat d'accès au RPD du client.

En outre, en application de l'article D322-1 du code de l'énergie et de l'article 19 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport annexé au décret n° 2006-1731, il existe des circonstances exceptionnelles, indépendantes de la volonté d'Enedis et non maîtrisables en l'état des connaissances techniques, qui sont assimilées à des événements de force majeure. Ces circonstances caractérisant le régime perturbé sont les suivantes :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats ou atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des faits irrésistibles et imprévisibles des tiers, tels qu'incendies, explosions ou chutes d'aéronefs ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982, c'est-à-dire des dommages matériels directs ayant pour cause déterminante l'intensité anormale d'un agent naturel, lorsque les mesures habituelles à prendre pour prévenir ces dommages n'ont pu empêcher leur survenance ou n'ont pu être prises ;
- les phénomènes atmosphériques irrésistibles par leur cause et leur ampleur et auxquels les réseaux électriques, et notamment aériens, sont particulièrement vulnérables (par exemple, givre, neige collante, tempête), dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 clients, alimentés par le RPT et/ou par les RPD sont privés d'électricité. Cette dernière condition n'est pas exigée en cas de délestages de points de livraison non prioritaires en application de l'arrêté du 5 juillet 1990 dans le cas où l'alimentation en électricité est de nature à être compromise ;
- les mises hors service d'ouvrages imposées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction d'Enedis ;
- les délestages organisés par RTE conformément à l'article 12 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

Enedis, le client et le Fournisseur du client en Contrat Unique n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenus d'aucune obligation de réparation au titre des dommages subis par l'un ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure.

Les obligations contractuelles dont l'exécution est rendue impossible, à l'exception de celle de confidentialité, sont alors suspendues pendant toute la durée de l'évènement de force majeure. Les incidents éventuels (coupure ou défaut de qualité) survenant pendant la période de force majeure ne sont pas comptabilisés ultérieurement pour vérifier le respect des engagements d'Enedis.

Celui qui invoque un événement de force majeure à l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont il dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Lorsque le client dispose d'un Contrat Unique, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe les deux autres, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

Lorsque le client dispose d'un contrat CARD, celui qui désire invoquer l'évènement de force majeure informe l'autre partie, par tout moyen, dans les meilleurs délais, de la nature de l'évènement de force majeure invoqué et de sa durée probable.

## **10. Traitement des réclamations des clients**

### 10.1 Dispositions générales pour le traitement des réclamations :

Le client en Contrat Unique, victime d'un dommage qu'il attribue à une faute ou au non-respect par Enedis de ses engagements, adresse une réclamation en ce sens à son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique ou à Enedis, quel que soit son schéma contractuel (Contrat Unique ou CARD).

Le Fournisseur d'un client en Contrat Unique, qui reçoit une réclamation de son Client transmet à Enedis dans les cinq jours ouvrés les réclamations qui concernent Enedis. A cette occasion, il joint l'ensemble des pièces utiles au traitement de la réclamation du client qui sont à sa disposition.

La réponse est portée directement au client par Enedis, dans les cas suivants :

- sur demande du Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique et que l'objet de la réclamation est relatif à la continuité et/ou la qualité de l'onde électrique ;
- l'objet de la réclamation est hors du champ du Contrat Unique et concerne Enedis ;
- le client a adressé sa réclamation directement à Enedis ;

Dans ces trois cas, Enedis informe le Fournisseur du client en Contrat Unique, de la réponse apportée au client.

Dans un délai de 30 jours calendaires à compter de la date de la réclamation accompagnée de l'ensemble des éléments du dossier, hormis les cas de réclamations consécutives à une situation de crise, Enedis procède à une analyse de l'incident déclaré et communique la suite qui sera donnée à la réclamation du client.

Les réponses apportées au client doivent mentionner les recours possibles.

## 10.2 Dispositions complémentaires pour le traitement des réclamations avec demande d'indemnisation

Afin de faciliter le traitement de la réclamation avec demande d'indemnisation, il est conseillé au client d'adresser sa réclamation dans un délai de 20 jours calendaires par lettre recommandée avec avis de réception, à compter de la survenance du dommage ou de la date à laquelle il en a eu connaissance. Le client peut saisir à tout moment la juridiction compétente.

La réclamation avec demande d'indemnisation du client doit a minima préciser les éléments suivants :

- date, lieu et, si possible, heure de l'incident supposé être à l'origine du dommage
- nature et, si possible, montant estimé des dommages directs et certains.

En cas d'accord sur le principe de l'indemnisation du client, Enedis communique son offre d'indemnisation au client, ainsi qu'au Fournisseur lorsque le client dispose d'un Contrat Unique.

En cas d'accord du client sur le montant de cette offre d'indemnisation, Enedis ou son assureur verse au client le montant de l'indemnisation convenue dans un délai de trente jours calendaires à compter de l'accord du client.

En cas de refus d'indemnisation ou de désaccord sur le montant de l'indemnisation, le client peut demander à Enedis, via le Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, d'organiser une expertise amiable ou l'organiser lui-même. A défaut d'accord à l'issue de l'expertise, le client peut saisir le tribunal compétent.

## **11. Recours**

En cas de litige sur l'interprétation et/ou l'exécution des contrats d'accès au RPD, le client peut saisir le cas échéant par l'intermédiaire de son Fournisseur s'il dispose d'un Contrat Unique, les services compétents d'Enedis en vue d'un examen de sa demande. Les coordonnées desdits services sont disponibles sur simple demande auprès d'Enedis.

Si le client est un particulier ou un professionnel appartenant à la catégorie des micro-entreprises mentionnée à l'article 51 de la loi n°2008-776 du 4 août 2008, il peut faire appel au Médiateur national de l'Energie, conformément à l'article L 122-1 du code de l'énergie. Le différend doit alors faire l'objet d'une réclamation écrite préalable du client au Fournisseur avec lequel il a souscrit son Contrat Unique ou à Enedis, s'il n'a pas permis de régler ce litige dans un délai de deux mois à compter de la réception de cette réclamation, conformément à l'article R122-1 du code de l'énergie.

Le client peut également soumettre le différend devant la juridiction compétente ou au Comité de Règlement des Différends et des Sanctions (CoRDIS) de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE).

## **12. Assurances**

Il est recommandé au client de disposer d'une assurance de dommages pour ses propres biens et de responsabilité civile pour couvrir les dommages que lui-même ou son installation est susceptible de causer au RPD.

## **13. Evolution du présent document et des modèles de contrats d'accès au RPD**

Les évolutions du présent document feront l'objet d'une information à la FNCCR par Enedis. Les nouvelles conditions seront alors applicables et se substitueront aux présentes.

Enedis s'engage en outre à publier toute nouvelle version des modèles de contrats d'accès au RPD, sur son site internet : [www.enedis.fr](http://www.enedis.fr) .

## Accusé de réception préfecture

**Objet de l'acte :**

Approbation du nouveau contrat de concession de distribution publique d'électricité

---

**Date de transmission de l'acte :** 11/10/2019

**Date de réception de l'accusé de réception :** 11/10/2019

---

**Numéro de l'acte :** DELCOSY46 ( [voir l'acte associé](#) )

**Identifiant unique de l'acte :** 049-254901309-20190917-DELCOSY46-DE

---

**Date de décision :** 17/09/2019

**Acte transmis par :** Katell BOIVIN

---

**Nature de l'acte :** Délibération

**Matière de l'acte :** 1. Commande Publique  
1.4. Autres types de contrats  
1.4.2. Autres contrats

**Syndicat intercommunal  
d'énergies de Maine-et-Loire**

Cosy / n°47 / 2019

Délibération du Comité syndical  
Séance du 17 septembre 2019

**Approbation de la convention de programmation pluriannuelle des investissements pour la première période 2020 - 2023**

L'an deux mille dix-neuf, le 17 septembre à 9 h 30, le comité du Syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire, régulièrement convoqué le 11 septembre 2019, s'est réuni en séance ordinaire, au siège du syndicat, 9 route de la Confluence, ZAC de Beuzon à Écouflant (49000), sous la présidence de M. Jean-Luc DAVY, président.

M. Pierre VERNOT a été nommé secrétaire de séance.

Sur les 54 membres en exercice, étaient présents 29 membres, à savoir :

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
BADEAU Cyril	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BOISNEAU Jean-Paul	LA SEGUINIÈRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
BOLO Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BONNIN Jean-Michel	MONTREUIL BELLAY	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BOUCHER Yves	BRAIN SUR ALLONNES	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BROSSELIÈRE Pierre	LOIRE AUBANCE	LOIRE AUBANCE (LOIRE LAYON AUBANCE)		×
CAILLEAU Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
CHALET Daniel	CC REGION DU LION D'ANGERS	LE LION D'ANGERS (VALLEES DU HAUT ANJOU)		×
CHESNEAU André	LES HAUTS D'ANJOU	HAUT ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)	×	
CHIMIER Denis	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
CHUPIN Camille	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DAILLEUX-ROMAGON Dominique	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
DAVY Jean-Luc	MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY	LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE)	×	
DENIS Adrien	NOYANT VILLAGES	CANTON DE NOYANT (BAUGEOIS VALLEES)	×	
DENIS Michel	BREZE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
DESOEUVRE Robert	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPERRAY Guy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPONT Hubert	LE MAY SUR EVRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GALON Joseph	SEGRE EN ANJOU BLEU	CANTON DE SEGRE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)		×
GELINEAU Jackie	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GOUBEAULT J.P.Pierre	TERRANJOU	COTEAUX DU LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		×

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
GUEGAN Yann	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
HEIBLE Gabriel	CC LOIR ET SARTHE	LOIR ET SARTHE (ANJOU LOIR ET SARTHE)		X
HONORÉ Marie-Christine	CANDE	CANTON DE CANDE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	X	
HUCHON Pierre, suppléant G. MATHIEU	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
JEANNETEAU Annick	CHOLET	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
LEFORT Alain	CC REGION DE DOUE EN ANJOU	DOUE LA FONTAINE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
LEPETIT Dominique	SAINT GERMAIN DES PRÉS	LOIRE LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		X
MANCEAU Paul	SEVREMOINE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
MARCHAND Gérard	BAUGE EN ANJOU	CANTON DE BAUGE (BAUGEOIS VALLEES)		X
MARTIN Jean-Pierre	CORZE	LOIR (ANJOU LOIR ET SARTHE)	X	
MARY Jean Michel	BEAUPREAU EN MAUGES	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
MENANTEAU Joseph	CHEMILLE EN ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
MIGNOT Eric	CC LOIRE LONGUE	LOIRE LONGUE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
MOISAN Gérard	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
MOREAU Jean-Pierre	OREE D'ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
PAVAGEAU Frédéric	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
PIERROIS Benoît	LYS-HAUT-LAYON	VIHIERSOIS HAUT LAYON (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
PIOU Serge	MONTREVAULT SUR EVRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
POITOU Rémy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
POT Christophe	CC BEAUFORT EN ANJOU	BEAUFORT EN ANJOU (BAUGEOIS VALLEES)		X
POUDRAY Eric	SOMLOIRE	BOCAGE (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
RENAUD Jacques	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
ROISNE Didier	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
ROULLIER Henri	MAUGES SUR LOIRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
ROUX Jean-Louis	OMBREE D'ANJOU	REGION POUANCEE COMBREE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	X	
SAVOIRE Michel	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
SIRE Michel	GENNES VAL DE LOIRE	GENNOIS (SAUMUR VAL DE LOIRE)		X
SOTTY Jean	SAINT SIGISMOND	OUEST ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)		X
TASTARD Thierry	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
TOURON Eric	DISTRE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
VERCHERE Jean-Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
VERNOT Pierre	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
VEYER Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X

À donné pouvoir de voter en son nom :

Daniel CHALET, désigné par la C.C. REGION DU LION D'ANGERS à Jean-Luc DAVY, désigné par MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY, circonscription LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE).

Le rapporteur expose :

Le 6 février 2018, les élus du comité syndical ont formalisé leur volonté de conclure entre le Siéml, Enedis et EDF un nouveau contrat de concession de distribution publique d'électricité conforme au modèle annexé à l'accord quadripartite adopté le 21 décembre 2017 par la FNCCR, Enedis, EDF et France Urbaine.

Les discussions entre le Siéml, Enedis et EDF ont débuté en septembre 2018 avec pour objectif de signer le nouveau contrat de concession avant la fin de la mandature.

À l'issue de cette négociation, un projet de nouveau traité de concession de distribution publique d'électricité a été soumis à l'approbation des membres du comité syndical au travers de trois délibérations successives :

- adoption du contrat de concession en tant que tel constitué de la convention chapeau, du cahier des charges national et des annexes, dont le schéma directeur des investissements, pour une durée de 30 ans ;
- adoption d'une convention de programmation pluriannuelle des investissements pour la période 2020 - 2023 ;
- adoption d'une convention relative à la transition énergétique.

La présente délibération concerne le deuxième point, à savoir la convention de programmation pluriannuelle des investissements pour la période 2020 - 2023 ;

Considérant que dans le cadre du renouvellement anticipé du contrat de concession de la distribution publique d'électricité, afin d'assurer la bonne exécution du service public, le Siéml et Enedis ont souhaité établir de façon concertée un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession de Maine-et-Loire, décliné comme suit :

- un schéma directeur des investissements (SDI) sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (30 ans),
- des programmes pluriannuels d'investissements (PPI) correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (4 ans),
- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels ;

Considérant que chaque programme pluriannuel d'investissements est établi de façon concertée entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution à partir du diagnostic technique du réseau de distribution publique d'électricité et des ambitions portées par le schéma directeur des investissements, par périodes successives de 4 ans ;

Considérant que chaque programme pluriannuel définit les priorités de la période portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession et ce avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau et qu'il est ensuite décliné en programmes annuels ;

Etant précisé qu'une actualisation du diagnostic technique est réalisée de façon concertée tous les 4 ans afin de définir en conséquence les nouvelles zones d'investissements prioritaires relative à la nouvelle période du PPI ;

Considérant que le PPI 2020-2023 adossé au nouveau contrat de concession définit des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau électrique et qu'il intègre les réalisations du gestionnaire de réseau de distribution et de l'autorité concédante, par catégorie d'ouvrages, en fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage retenue dans l'annexe 1 du cahier des charges de concession ;

Considérant le diagnostic technique de la concession électrique de Maine-et-Loire établi de façon concertée par le Siéml et Enedis est annexé à la convention programmation pluriannuelle des investissements pour la période 2020 - 2023 ;

Considérant que les zones prioritaires d'investissements pour la période 2020 - 2023 ont été définies par le Siéml et Enedis selon plusieurs critères exposés dans la convention sus-citée et annexée à la présente délibération ;

Considérant l'engagement du concessionnaire portant sur les zones prioritaires d'investissements définies conjointement, d'un montant de 9 400 k€ pour la période du programme pluriannuel d'investissement 2020-2023 ;

Considérant que la réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau de distribution ;

Considérant que les engagements techniques énoncés dans chaque programme pluriannuel feront l'objet d'une consolidation et d'une évaluation au regard des ambitions définies dans le SDI au terme de chaque PPI ;

Vu les statuts du Syndicat intercommunal d'énergie de Maine-et-Loire reconnaissant le Siéml en sa qualité autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité ;

Vu les dispositions des articles L. 2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales précisant qu'il revient à l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité de négocier et de conclure les contrats de concession, et d'exercer le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concession ;

Vu les dispositions des articles L.111-52, L.121-4, L.121-5 du Code de l'énergie précisant que les missions de service public relatives au développement et à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sont assurées respectivement par Enedis, pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution, et par EDF, pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution ;

Vu les dispositions de l'article L. 322-1 du Code l'énergie précisant que la concession de la gestion d'un réseau public de distribution d'électricité est accordée par l'autorité organisatrice ;

Vu les dispositions de de l'article L. 334-3 du Code l'énergie précisant que lors de la conclusion de nouveaux contrats, les contrats sont signés conjointement par l'autorité organisatrice de la fourniture et de la distribution publique d'électricité et, chacun pour ce qui le concerne, par le gestionnaire du réseau de distribution, en l'espèce Enedis, et le gestionnaire chargé de la fourniture d'électricité aux clients bénéficiant des tarifs réglementés, à savoir EDF ;

Vu le traité de concession pour le service public de la distribution d'électricité sur le territoire desservi par la concession conclue entre le Siéml et Electricité de France, le 28 novembre 1992, pour une durée de 22 ans ;

Vu l'avenant du 9 avril 2009, prolongeant la durée du traité de concession sus-cité à 30 ans ;

Vu l'accord-cadre conclu le 21 décembre 2017 par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), France Urbaine, Enedis et EDF ;

Vu la délibération n°79/2018 en date du 6 février 2018 actant le renouvellement du contrat avant la fin du mandat pour une entrée en vigueur au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2021, conformément au protocole d'accord national ;

Vu l'avenant au contrat de concession en date 3 juillet 2018 formalisant l'engagement des parties à renouveler par anticipation le contrat de concession au 31 décembre 2019 ;

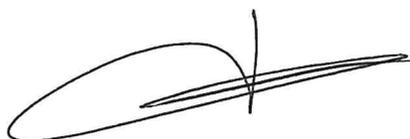
Vu le contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique et ses annexes adopté par délibération n°46/2019 en date du 17 septembre 2019 et aux termes duquel le Siéml concède aux concessionnaires Enedis et EDF les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire ;

Considérant le projet de convention relative au programme pluriannuel d'investissement pour la première période 2020-2023 annexé à la présente délibération ;

**Le comité syndical, à l'unanimité des membres présents,**

- **approuve** la convention relative au programme pluriannuel d'investissement pour la première période 2020-2023 annexée au contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique ;
- **autorise** le Président du Siéml à signer la convention susnommée et à prendre toute décision nécessaire à son application.

Fait et délibéré les jour, mois et an susdits.  
Le Président du Syndicat,  
Jean-Luc DAVY



Nombre de délégués en exercice :	54
Nombre de présents :	29
Nombre de votants :	30
Abstention :	0
Avis défavorable :	0
Avis favorables :	30

## Convention PPI

### PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT

Période 2020-2023

#### Entre les soussignés :

- **Le Syndicat Intercommunal d'Energies de Maine et Loire (SIÉML)**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par M. le Président Jean-Luc DAVY, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 17 septembre 2019, domicilié : Route de Confluence, ZAC de Beuzon à ECOUFLANT (49000).

Désigné(e) ci-après « **l'autorité concédante** », **d'une part,**

#### **et, d'autre part,**

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 34, place des Corolles 92079 Paris La Défense, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par M. Gilles ROLLET, Directeur Régional d'Enedis Pays de la Loire, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 15 octobre 2017 par M. Philippe MONLOUBOU, Président du Directoire d'Enedis, faisant éléction de domicile 13 allée des Tanneurs à NANTES (44040).

Désignée ci-après « le concessionnaire », pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, ou « le gestionnaire du réseau de distribution »

**Ci-après désigné(e)s ensemble par « les parties ».**

#### **Il a été convenu ce qui suit :**

Le 17 septembre 2019, le SIEMML, EDF et Enedis ont signé une convention de concession et un cahier des charges de concession pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente pour une durée de 30 ans.

L'article 11 du cahier des charges de concession prévoit qu'en vue d'assurer la bonne exécution du service public, le gestionnaire de réseau de distribution et l'autorité concédante établissent, de façon concertée, un dispositif de gouvernance des investissements sur le réseau sur le territoire de la concession qui se décline comme suit :

- un schéma directeur d'investissements sur le réseau public de distribution d'électricité correspondant à une vision de long terme des évolutions du réseau sur le territoire de la concession (désigné ci-après « schéma directeur ») ;
- des programmes pluriannuels d'investissements correspondant à une déclinaison à moyen terme du schéma directeur (désignés ci-après « programmes pluriannuels ») ;
- un programme annuel des investissements respectifs du gestionnaire du réseau de distribution et de l'autorité concédante en déclinaison de chacun des programmes pluriannuels (désigné ci-après « programme annuel »).

A partir du diagnostic technique du réseau et des ambitions portées par le schéma directeur, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution conviennent d'élaborer de façon concertée des programmes pluriannuels par périodes successives de 4 ans. Chaque programme pluriannuel comporte ainsi une actualisation du diagnostic technique.

Chaque programme pluriannuel portant sur des zones ou des objets d'investissements identifiés comme prioritaires, il ne représente pas l'intégralité des investissements à venir sur la concession, en termes de localisation, de volume et de finalités. Il ne préjuge pas notamment des investissements liés aux opérations de raccordement.

## **Article 1 – Objet de la convention**

La présente convention a pour objet de définir les principes d'élaboration et le contenu du premier programme pluriannuel qui porte sur la période du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2023 (ci-après le PPI 2020-2023).

Le PPI 2020-2023 définit les priorités de la période:

- Portant sur des zones localisées et précises du territoire de la concession ou sur des finalités d'investissements identifiées comme prioritaires
- Avec des quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau

Il intègre les réalisations du gestionnaire de réseau de distribution et de l'autorité concédante, par catégorie d'ouvrages, en fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage retenue dans l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

Il fait l'objet d'un engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution sur l'ensemble des opérations retenues pour la période de 4 ans.

Le PPI 2020-2023 est décliné dans des programmes annuels.

## Article 2 – Périmètre du PPI

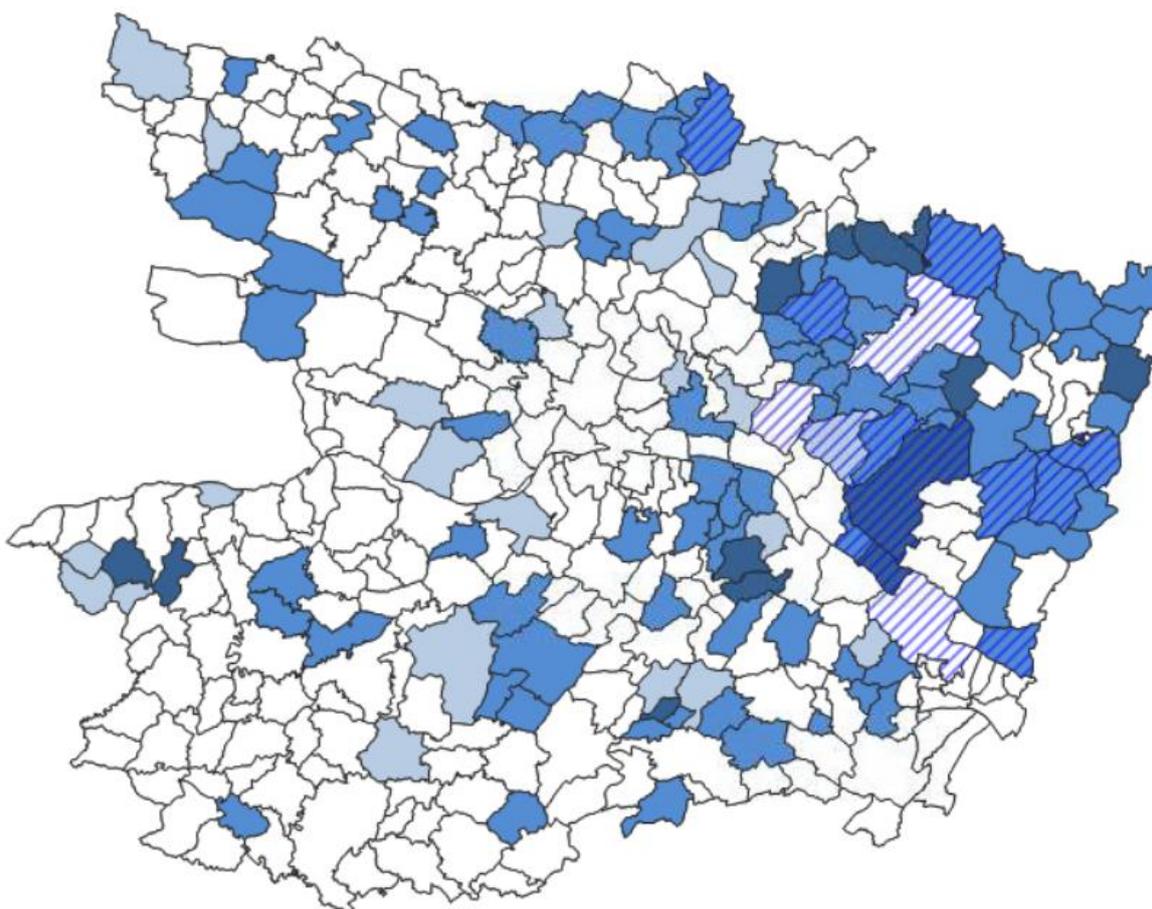
L'analyse des critères B incidents HTA et BT et des résultats du décret Qualité sur la période 2013-2017 réalisée dans le diagnostic technique met en évidence un certain nombre de communes pour lesquelles la qualité de fourniture doit être améliorée. Les travaux menés dans le cadre de ce PPI auront pour objectif d'améliorer l'alimentation de ces zones.

### Critères retenus :

- les communes ayant eu un critère B incident BT HIX moyen 2013-2017 > 15 minutes en urbain et > 30 minutes en rural,
- les communes ayant eu un critère B incident HTA HIX moyen 2013-2017 > 2h,
- les communes avec un nombre de CMA (continuité d'alimentation) moyen 2013-2017 >100.

Toutefois, pour certains investissements identifiés comme prioritaires, les besoins sont diffus sur le territoire. Pour ceux-là, l'engagement du gestionnaire de réseau portera alors sur l'ensemble du département.

### Zones prioritaires PPI :



### Article 3 - Programme Pluriannuel d'Investissement 2020-2023

En fonction de la répartition de la maîtrise d'ouvrage, ce programme pluriannuel intègre également les réalisations de l'autorité concédante.

Programme Pluriannuel d'Investissements pour la période 2020-2023 sur les <b>zones prioritaires</b> identifiées : <b>Réseau BT</b>		
<i>Gestionnaire du réseau de distribution</i>		
Finalité	Quantité	Périmètre
<b>Renouvellement BT fils nus (dont BT nu faible section)</b>	<b>45 km (dont 25 km de faibles sections)</b>	<b>Zones prioritaires</b>

Les objectifs de renouvellement BT nu indiqués ci-dessus concernent les investissements retenus par Enedis dans le cadre du PPI sur les zones prioritaires identifiées. Des réseaux BT nus seront déposés par ailleurs en dehors des zones prioritaires identifiées, l'ensemble contribuant ainsi à l'atteinte des ambitions du SDI sur le territoire du Maine-et-Loire (traitement à minima de 290 km de fils nus BT dont 130 km de faibles sections).

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 2020-2023 sur les <b>zones prioritaires</b> identifiées : <b>Réseau HTA</b>		
Ouvrages	Quantité	Périmètre
<b>Renouvellement lignes aériennes HTA de faibles sections</b>	<b>3 km</b>	<b>Zones prioritaires</b>
<b>Lignes aériennes HTA à risque bois (par travaux de structure)</b>	<b>4 km</b>	
<b>Lignes aériennes HTA fiabilisées (Prolongation de Durée de Vie)</b>	<b>90 km</b>	

Les objectifs de traitement des lignes HTA aériennes indiqués ci-dessus (Faibles Sections, Risque Bois, PDV) concernent les investissements retenus par Enedis dans le cadre du PPI sur les zones prioritaires identifiées. Des réseaux HTA aériens seront traités par ailleurs, sur ces 3 finalités, en dehors des zones prioritaires identifiées, l'ensemble contribuant ainsi à l'atteinte des ambitions du SDI sur le territoire du Maine-et-Loire (traitement à minima de 50 km de risque bois par travaux de structure, 30 km à minima de faibles sections et 820 km de lignes fiabilisées par PDV).

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 2020-2023 à maille départementale :		
Réseau HTA		
Ouvrages	Quantité	Périmètre
<i>Renouvellement de réseaux HTA souterrains de type CPI</i>	16 km	Département
<i>Ajout de points de coupure télécommandés</i>	40	
<i>Adaptation des réseaux HTA au régime de neutre compensé, nombre de transformateurs HTB/HTA concernés</i>	7	

#### Article 4 - Engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution au titre du PPI 2020-2023

Les engagements financiers d'Enedis pour le programme pluriannuel d'investissement portant sur les années de la période 2020-2023 se concrétisent sur les zones prioritaires identifiés précédemment de la manière suivante :

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (K€)	Total PPI 2020 à 2023
<b>II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine</b>	
II.1 Investissements pour la performance du réseau	
<i>Climatique - sécurisation</i>	1575
<i>Modernisation des réseaux</i>	7175
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	
<i>Sécurité et obligations réglementaires</i>	650
<b>Total de l'engagement (K€)</b>	<b>9 400 k€</b> <b>(dont environ 7750 k€ qui devraient donner lieu à utilisation des Provisions pour Renouvellement)</b>

L'engagement financier du gestionnaire de réseau de distribution porte sur le montant total des opérations retenues pour la période du programme pluriannuel d'investissement 2020-2023.

L'évaluation de l'engagement financier global du concessionnaire ci-dessus, au titre du Programme Pluriannuel d'Investissement 2020-2023 est réalisée au terme de ce dernier.

Les Parties conviennent que l'évaluation de l'engagement financier du gestionnaire de réseau sera facilité dès le second PPI par l'exploitation des données techniques et financières du premier, au regard des modalités de suivi précisées ci-après.

## **Article 5 – Elaboration des programmes annuels, modalités de suivi et élaboration du PPI suivant**

### **Elaboration des programmes annuels :**

Chaque programme pluriannuel est décliné par chaque partie sur son périmètre de maîtrise d'ouvrage respectif, en programmes annuels.

Afin de favoriser la coordination, Enedis et le SIEML conviennent d'un premier partage du programme annuel en septembre de l'année N pour le programme de l'année N+1.

Le programme n'étant pas complètement défini à cette date, une transmission du programme définitif pourra avoir lieu avant le 15 décembre de l'année N.

### **Modalités de suivi des programmes annuels et du PPI :**

#### Suivi des programmes annuels :

Au plus tard, le 31 mai de l'année N+1, chaque partie communiquera à l'autre, la liste des opérations relatives au PPI, réalisées l'année N, en précisant leur localisation et leur descriptif succinct.

La liste des opérations concourant à la réalisation du programme annuel détaillera pour chaque affaire les informations suivantes :

- le numéro d'affaire,
- l'intitulé du projet,
- le départ HTA pour les travaux HTA,
- la finalité de l'affaire,
- la ou les communes concernées par la localisation des travaux,
- les quantités techniques traitées (en pose et/ou dépose, longueurs de réseau BT et HTA,...
- les dépenses effectives de l'année en € HT pour chaque affaire.

- Suivi technique du PPI :

La réalisation de chaque programme pluriannuel ainsi que son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi de réalisation et des indicateurs d'évaluation de l'efficacité convenus entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution.

<b>Type de priorité/programme</b>	<b>Indicateur de suivi<sup>1</sup></b>	<b>Indicateur d'évaluation<sup>2</sup></b>
<i>Renouvellement BT fils nus</i>	Nombre de km de réseau renouvelés / an	Taux d'incidents BT sur les communes ayant fait l'objet de travaux de renouvellement
<i>Renouvellement lignes aériennes HTA</i>	Nombre de km de réseau renouvelés / an	Fréquence de coupures longues sur incident pour les usagers des communes desservies par les réseaux HTA aériens traités
<i>Lignes aériennes HTA à risque bois sécurisées</i>	Nombre de km de réseau sécurisés / an	
<i>Lignes aériennes HTA fiabilisées (Prolongation de durée de vie)</i>	Nombre de km de réseau fiabilisés / an	
<i>Renouvellement de réseaux CPI HTA</i>	Nombre de km de réseau renouvelés / an	Taux d'incidents HTA souterrain
<i>Ajout de points de coupure télécommandés</i>	Nombre de télécommandes posées / an	Nombre de clients concernés

Les indicateurs de suivi du PPI seront calculés à partir de la liste des opérations réalisées lors des programmes annuels successifs.

Le suivi des objectifs techniques du PPI pourra ainsi être réalisé de manière synthétique et rapproché des ambitions du Schéma Directeur d'Investissements, comme proposé dans le tableau en annexe 2.

<sup>1</sup> Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.

<sup>2</sup> Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement)

- Suivi financier du PPI:

Comme pour les objectifs techniques, le suivi financier des PPI résultera du suivi des opérations réalisées dans les programmes annuels successifs.

L'engagement financier du gestionnaire de réseau pourra être suivi comme suit :

		Suivi du PPI 2019-2023 - dépenses réalisées				
Dépenses d'investissement	Total Prévisions d'investissements PPI 2020-2023 (k€)	Réalisé 2020	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Réalisé 2023	Réalisé en cumulé à fin d'année <i>n</i>
<b>II Investissements pour l'amélioration du patrimoine</b>						
II.1 Investissements pour la performance du réseau						
<i>Climatique-sécurisation</i>	1 575					
<i>Modernisation des réseaux</i>	7 175					
<b>II .2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</b>						
<i>Sécurité et obligations réglementaires</i>	650					
<b>TOTAL</b>	<b>9 400 K€</b>					

**Elaboration du PPI suivant :**

À partir du 1er juin de la dernière année du programme pluriannuel en cours, Enedis et le SIEML conviennent de préparer le programme pluriannuel suivant, en se basant sur un diagnostic technique actualisé et en tenant compte de l'avancement du PPI en cours.

Les nouveaux programmes pluriannuels d'investissements seront finalisés au plus tard le 30 novembre de la dernière année de chaque programme pluriannuel d'investissements en cours.

**Article 6 - Suivi de la convention**

Le Directeur du syndicat pour l'autorité concédante et le Directeur Territorial en Maine et Loire pour le gestionnaire de réseau de distribution, sont chargés du suivi de cette convention et en seront les correspondants pour toute question y afférent.

**Article 7 – Durée de la convention**

La présente convention prend effet le 1<sup>er</sup> janvier 2020 pour une durée de 4 ans.

Fait en deux exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

A \_\_\_\_\_, le

**Pour l'autorité concédante,**

Le Président du SIEML

Jean-Luc DAVY

**Pour le concessionnaire,**

Le Directeur Régional Enedis Pays de Loire

Gilles ROLLET

**Annexe 1 – Liste des communes et/ou communes déléguées intégrées aux zones prioritaires PPI (cf. carte page 3) :**

Liste des communes intégrées aux zones prioritaires PPI					
49002	ALLONNES	49113	COURCHAMPS	49226	NOELLET
49003	AMBILLOU-CHATEAU	49114	COURLEON	49233	NYOISEAU
49005	ANDIGNE	49115	COUTURES	49234	PARCAY-LES-PINS
49008	ANGRIE	49116	CUON	49240	LA PLAINE
49014	AVIRE	49119	DAUMERAY	49241	LE PLESSIS-GRAMMOIRE
49017	BARACE	49121	DENEZE-SOUS-DOUE	49243	LA POITEVINIERE
49018	BAUGE-EN-ANJOU	49122	DENEZE-SOUS-LE-LUDE	49248	POUANCE
49021	BEAUFORT-EN-VALLEE	49123	DISTRE	49259	ROCHFORT-SUR-LOIRE
49025	BEAUVAU	49128	EHEMIRE	49260	LA ROMAGNE
49029	BLAISON-GOHIER	49130	ECUILLE	49262	ROU-MARSON
49031	BOCE	49138	FONTAINE-GUERIN	49266	SAINTE-AUGUSTIN-DES-BOIS
49042	BRAIN-SUR-L'AUTHION	49139	FONTAINE-MILON	49270	SAINTE-CRISTOPHE-LA-COUPERIE
49044	BREIL	49142	LA FOSSE-DE-TIGNE	49272	SAINTE-CLEMENT-DES-LEVEES
49045	LA BREILLE-LES-PINS	49143	FOUGERE	49279	SAINTE-GEORGES-DES-SEPT-VOIES
49049	BRION	49145	LE FUILET	49280	SAINTE-GEORGES-DU-BOIS
49051	BRISSARTHE	49147	GEE	49282	SAINTE-GEORGES-SUR-LAYON
49052	BROC	49148	GENE	49283	SAINTE-GEORGES-SUR-LOIRE
49053	BROSSAY	49150	GENNETEIL	49296	SAINTE-LAURENT-DES-AUTELS
49061	CHALLAIN-LA-POTHEREIE	49153	VALANJOU	49304	SAINTE-MARTIN-DE-LA-PLACE
49062	CHALONNES-SOUS-LE-LUDE	49154	GREZILLE	49306	SAINTE-MARTIN-DU-FOUILLOUX
49071	CHANZEAUX	49157	LE GUÉDENIAU	49315	SAINTE-QUENTIN-LES-BEAUREPAIRE
49073	LA CHAPELLE-HULLIN	49159	HUILLE	49317	SAINTE-REMY-LA-VARENNE
49078	CHARCE-SAINTE-ELLIER-SUR-AUBANCE	49161	LA JAILLE-YVON	49320	SAINTE-SAUVEUR-DE-LANDEMONT
49079	CHARTRENE	49163	JARZE	49324	LA SALLE-ET-CHAPELLE-AUBRY
49082	CHAUDFONDS-SUR-LAYON	49171	LA LANDE-CHASLES	49325	LA SALLE-DE-VIHIERS
49083	CHAUDRON-EN-MAUGES	49172	LANDEMONT	49328	SAUMUR
49084	CHAUMONT-D'ANJOU	49173	LASSE	49330	SCEAUX-D'ANJOU
49086	CHAVAGNES	49175	LINIERES-BOUTON	49334	SERMAISE
49087	CHAVAINES	49180	LONGUE-JUMELLES	49335	SOEURDRES
49090	CHEFFES	49181	LOUERRE	49342	TANCOIGNE
49091	CHEMELLIER	49185	LUE-EN-BAUGEOIS	49347	TIERCE
49092	CHEMILLE-MELAY	49187	MARANS	49348	TIGNE
49093	CHEMIRE-SUR-SARTHE	49188	MARCE	49354	LE TREMBLAY
49097	CHEVIRE-LE-ROUGE	49189	MARIGNE	49355	TREMENTINES
49098	CHIGNE	49190	LE MARILLAIS	49356	TREMONT
49101	CLEFS-VAL D'ANJOU	49194	MAZE	49359	LES ULMES
49102	CLERE-SUR-LAYON	49196	LA MEIGNANNE	49361	VARENNES-SUR-LOIRE
49104	CONCOURSON-SUR-LAYON	49197	MEIGNE-LE-VICOMTE	49363	VAUCHRETIEN
49105	CONTIGNE	49209	MONTIGNE-LES-RAIRIES	49365	LES VERCHERS-SUR-LAYON
49106	CORNE	49214	MONTREUIL-JUIGNE	49368	VERNANTES
49108	LA CORNUAILLE	49216	MONTREUIL-SUR-LOIR	49369	VERNOIL-LE-FOURRIER
49111	COSSE-D'ANJOU	49220	MORANNES		
49112	LE COUDRAY-MACOUARD	49221	MOULIHERNE		

## Annexe 2 – Tableaux de suivi technique du PPI

Objet	Rappel des ambitions du SDI sur l'ensemble du périmètre de la concession (1)		PPI 2020-2023 - objectifs techniques			Suivi PPI - objectifs techniques				
	Sur la durée du SDI (30 ans)	Prorata par an (à titre indicatif)	4 ans	Prorata par an (à titre indicatif)	Périmètre retenu	Réalisé 2020	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Réalisé 2023	Réalisé en cumulé à fin d'année n
Réseaux HTA de faibles sections (km)	30	1	3	0.75	Zones prioritaires					
Réseaux HTA à risque bois (km)	50	1.7	4	1	Zones prioritaires					
Réseaux HTA aériens traités en PDV (km)	820	27.3	90	22.5	Zones prioritaires					
Réseaux HTA de type CPI (km)	120	4	16	4	Concession					
Réseaux BT aériens nus hors faibles sections (km)	160	5.3	20	5	Zones prioritaires					
Réseaux BT aériens nus faibles sections (km)	130	4.3	25	6.3	Zones prioritaires					
Ajout d'Organes de Manœuvres Télécommandés (nombre d'OMT)			40	10	Concession					
Adaptation des réseaux HTA au régime de neutre compensé : nombre de transformateurs HTB/HTA concernés	16		7		Concession					

(1) Les ambitions du SDI concernent l'ensemble de la concession et ne se limitent pas aux périmètres retenus (zones prioritaires,...) dans le cadre du PPI. Ainsi, l'ensemble des travaux réalisés sur le Maine-et-Loire (PPI et hors PPI) contribueront à la réalisation de ces ambitions.

## Annexe 3 – état des lieux et diagnostic technique au 31/12/2017

### Introduction

---

1	Préambule .....	3
2	Evolutions du contrat de concession.....	4
3	Eligibilité aux aides du FACE .....	5

### Description et bilan de la concession

---

1	Les clients de la concession .....	6
1.1	Les clients en soutirage .....	6
1.2	Les producteurs .....	8
1.3	Les raccordements .....	11
1.4	Satisfaction des clients .....	14
2	Les éléments financiers et patrimoniaux de la concession .....	16
2.1	Les investissements .....	16
2.2	Données patrimoniales .....	18
2.3	Passifs de concession .....	20
2.4	Flux financiers.....	22
3	La description du réseau de distribution de la concession .....	26
3.1	Les Postes sources (biens hors concession) .....	27
3.2	Le Réseau HTA .....	29
3.3	Les postes HTA/BT .....	36
3.4	Le Réseau BT.....	37
3.5	Les branchements individuels et collectifs.....	43
3.6	Les compteurs .....	43
3.7	Les transformateurs .....	43
4	Le réseau exposé aux aléas climatiques.....	44
4.1	Le réseau HTA soumis au risque bois .....	44
4.2	Le réseau HTA exposé au risque vent & faible section .....	45
4.3	Le réseau en zone inondable.....	46

## Diagnostic technique et performance du réseau

---

1	La performance du réseau et la qualité de fourniture.....	48
1.1	Les seuils du décret Qualité.....	48
1.2	L'évolution du critère B et la vision qualité de la fourniture.....	52
1.3	Le nombre de coupures par client.....	62
1.4	Les départs en contrainte de tension.....	63
1.5	Les Organes de Manœuvre Télécommandés.....	64
2	Analyse des incidents techniques du réseau.....	66
2.1	Répartition des incidents et impact sur le critère B.....	66
2.2	Analyse détaillée des incidents aériens et souterrains :.....	67
2.3	Analyse croisée siège/cause des incidents.....	69
2.4	Analyse de l'évolution des incidents HTA.....	70
2.5	Analyse de l'évolution des incidents BT.....	73
3	Synthèse du diagnostic technique.....	76
3.1	Les forces du réseau.....	76
3.2	Les points sensibles.....	76

## Annexes

---

1	Localisation du réseau HTA CPI à fin 2017 par commune.....	77
2	Lexique - Glossaire.....	78
3	Détail des sièges et causes d'incidents.....	80

# INTRODUCTION

---

## 1 Préambule

Le contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique sur le territoire SYNDICAT INTERCOMMUNAL D'ÉNERGIES DU MAINE-ET-LOIRE a été signé le 28/11/1992 pour une durée de 30 ans.

Elaboré à partir des données figurant notamment dans les CRAC (Comptes Rendus d'Activité du Concessionnaire) de 2013 à 2017, ce document présente les historiques et les chiffres clé au 31/12/2017, accompagnés de commentaires et d'analyses associés aux tableaux et graphiques présentés.

Ce document porte sur la mission de développement et d'exploitation du réseau de distribution d'électricité. Les éléments de diagnostic présentés seront complétés et approfondis en amont et pendant la conception du schéma directeur et des PPI associés.

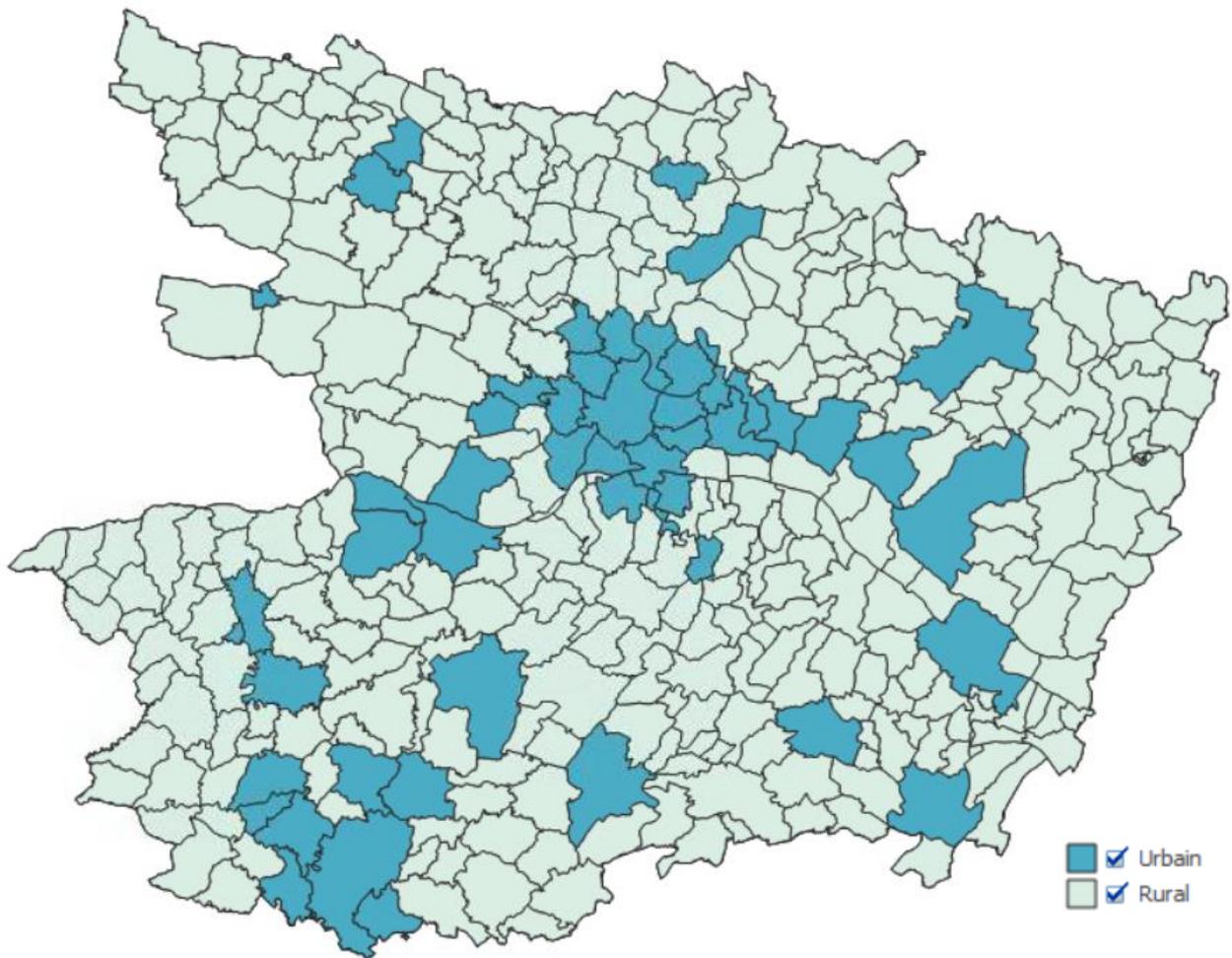
## 2 Evolutions du contrat de concession

Le contrat de concession, dans le cadre duquel s'exerce la distribution publique d'électricité, a été signé le 28/11/1992 puis complété et modifié jusqu'à ce jour par 8 avenants dont les principaux sont :

- ❖ **Avenant n°1 du 9 avril 2009 : évolution du périmètre de la concession (10 communes)**
- ❖ **Avenant n°2 du 17 novembre 2009 : évolution du périmètre de la concession (Angers)**
- ❖ **Avenant n°3 du 6 juillet 2010 : Protocole PCT national**
- ❖ Avenant n°4 du 30 mai 2013 : Prorogation du protocole PCT
- ❖ **Avenant n°5 du 29 Janvier 2014 : Protocole national de Montpellier**
- ❖ Avenant n°6 du 23 septembre 2016 : Avenant n°2 du protocole PCT national
- ❖ Avenant n°7 du 18 janvier 2018 : Avenant n°2 du protocole PCT national
- ❖ **Avenant n°8 du 28 juin 2018 : Avenant au protocole National de Montpellier**

### 3 Eligibilité aux aides du FACE

#### Cartographie des communes et communes déléguées du Maine et Loire [régime FACE]



# DESCRIPTION ET BILAN DE LA CONCESSION

## 1 Les clients de la concession

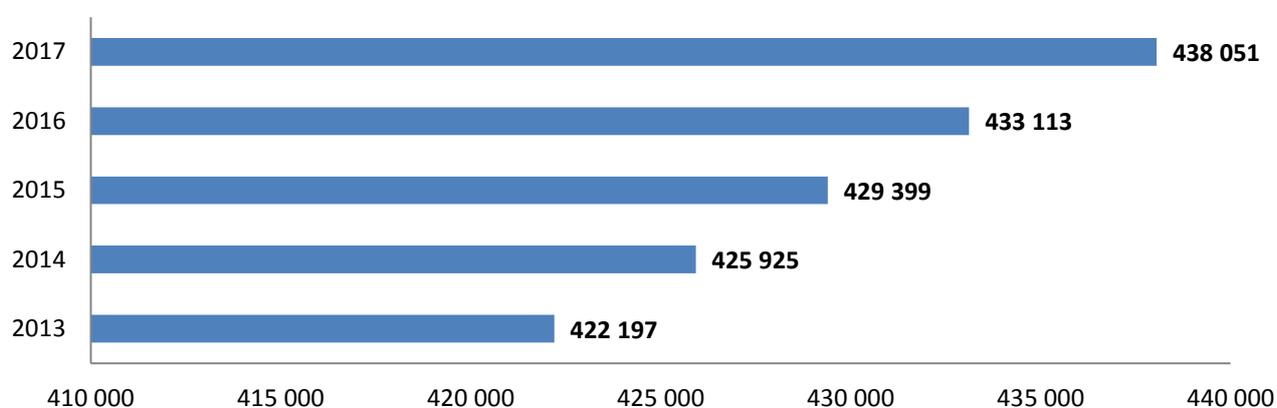
### 1.1 Les clients en soutirage

#### Nombre et évolution des clients en soutirage

Le nombre total de contrats sur la concession est de 438 051 au 31/12/2017 soit une évolution de 3,8 % sur 5 ans.

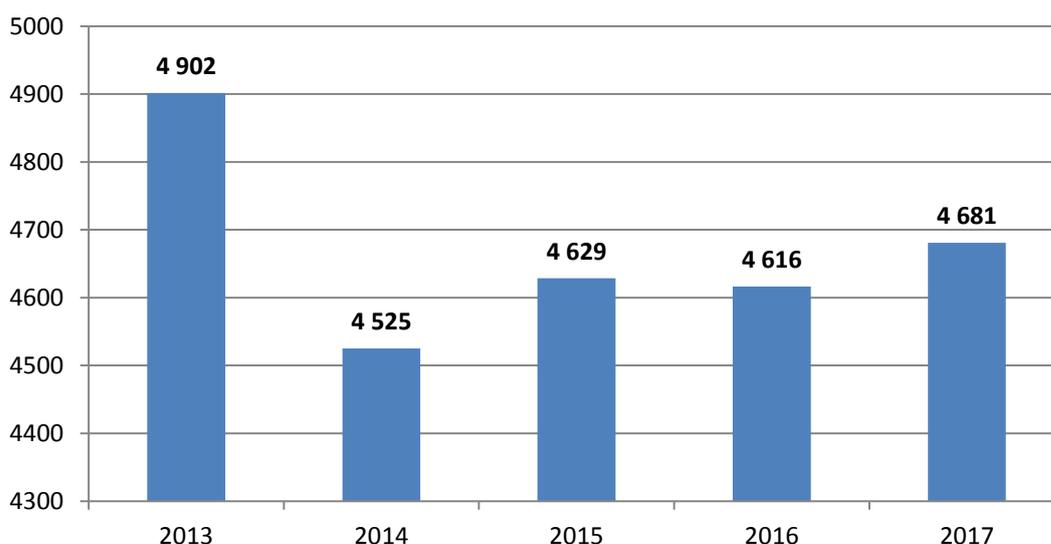
#### Nombre total de clients raccordés au réseau

*Points de livraison (PDL)*



#### Volume global acheminé

#### Volume global acheminé (GWh)

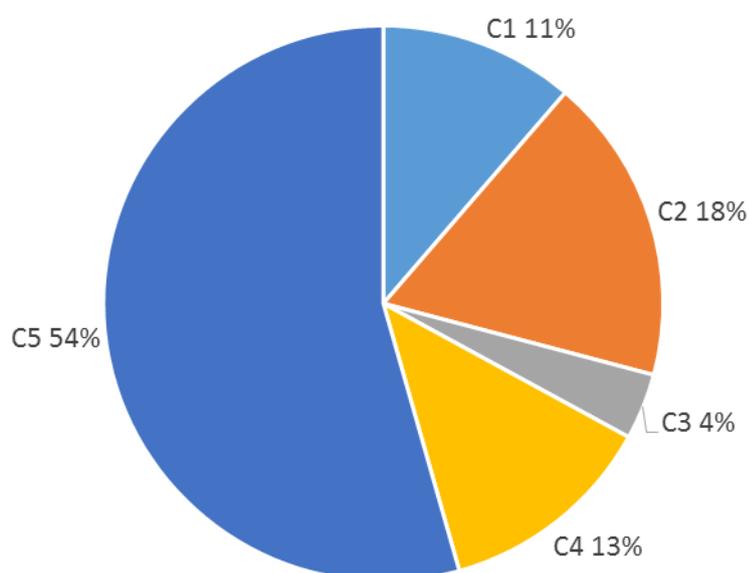


## Répartition par catégorie de clients

Catégorie	Tension	Niveau de puissance*	Clients	
			Contrats	Prestations couvertes
C1	HTA	> 250 kW	CARD	Acheminement
C2		< 250 kW	Contrat unique	Acheminement + Fourniture
C3		> 36 kVA		
C4	BT	> 36 kVA		
C5		≤ 36 kVA		

Répartition par catégorie de clients Maille concession	Au 31/12/2013	Au 31/12/2014	Au 31/12/2015	Au 31/12/2016	Au 31/12/2017
Inférieur ou égal à 36 kVA C5	415 684	419 351	422 809	426 491	431 350
Entre 36 et 250 kVA C3 à C4	5 114	5 181	5 207	5 258	5 337
> à 250 kVA C1 à C2	1 399	1 393	1 383	1 364	1 364

## Répartition du volume acheminé 2017 par typologie de client

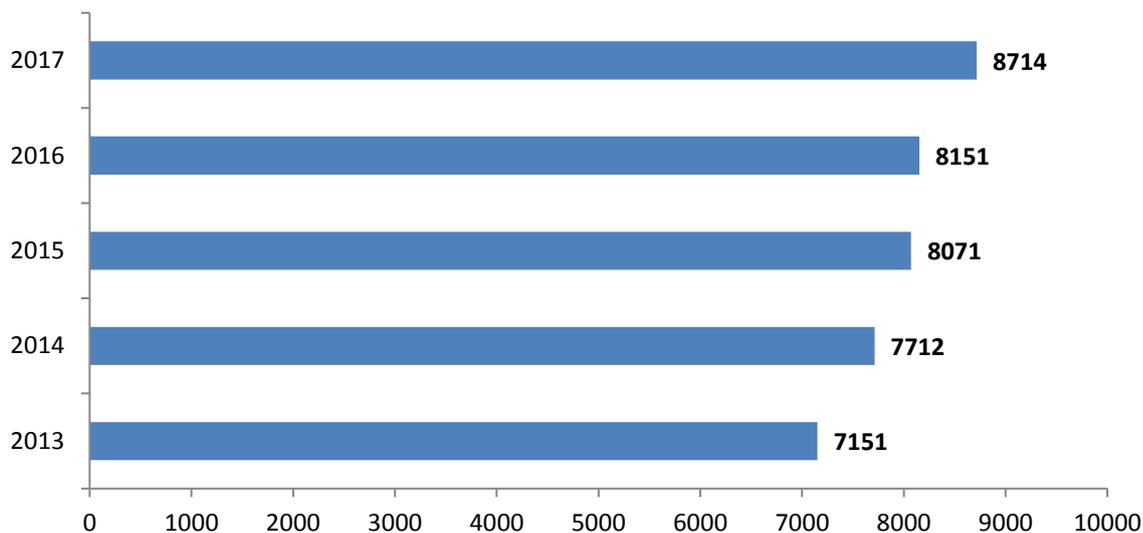


Les clients C5 (<36 kVA) représentent 54% des volumes acheminés sur la concession.

## 1.2 Les producteurs

### Nombre et évolution des clients producteurs

#### Nombre de clients producteurs



Le nombre de producteurs raccordés a augmenté de 22% en 5 ans en particulier sur des installations photovoltaïques de faible puissance. La puissance totale des producteurs a augmenté de 39% sur la même période, tirée par : +41% en éolien / +44% en photovoltaïque / + 30% en bioénergies.

### Répartition des clients producteurs par typologie au 31/12/2017

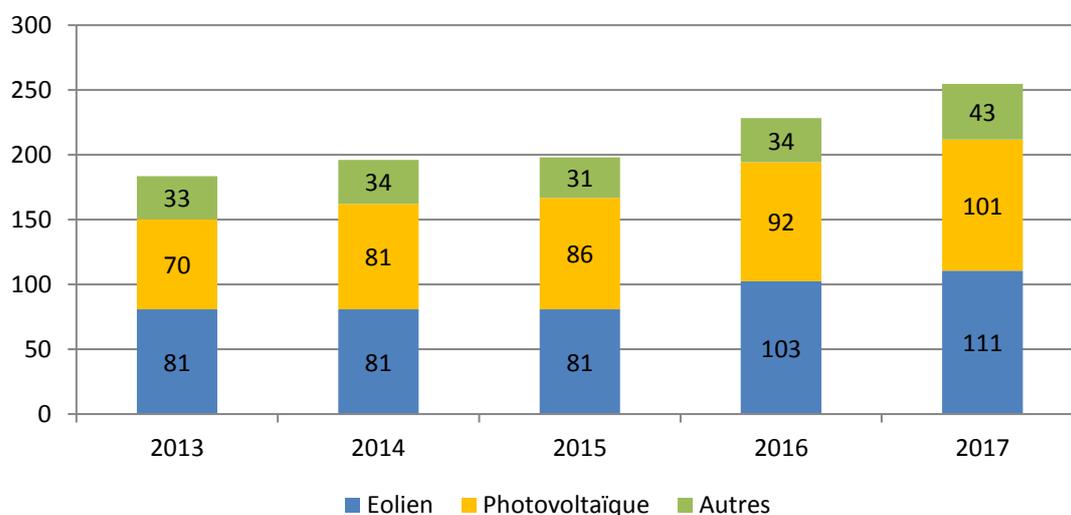
<b>BT</b>	<b>8674</b>
Biogaz	5
Eolien	5
Hydraulique	5
Photovoltaïque	8659
<b>HTA</b>	<b>40</b>
Biogaz	8
Biomasse	1
Cogénération	7
Déchets ménagers et assimilés	1
Eolien	11
Hydraulique	1
Photovoltaïque	11
<b>Total</b>	<b>8714</b>

## Evolution de la typologie des clients producteurs

Typologie des clients producteurs Maille concession	Au 31/12/2013	Au 31/12/2014	Au 31/12/2015	Au 31/12/2016	Au 31/12/2017
Eolien	16	16	16	15	16
Hydraulique	5	6	6	5	6
Photovoltaïque	7 117	7 676	8 034	8 114	8 670
Autres	13	14	15	17	22

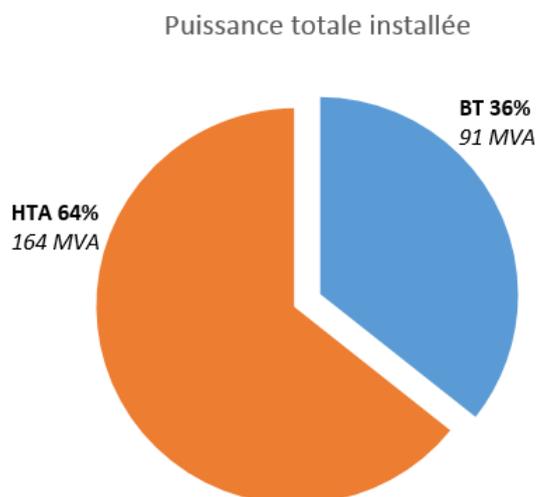
## Puissance totale installée des producteurs

### Puissance totale des producteurs\*

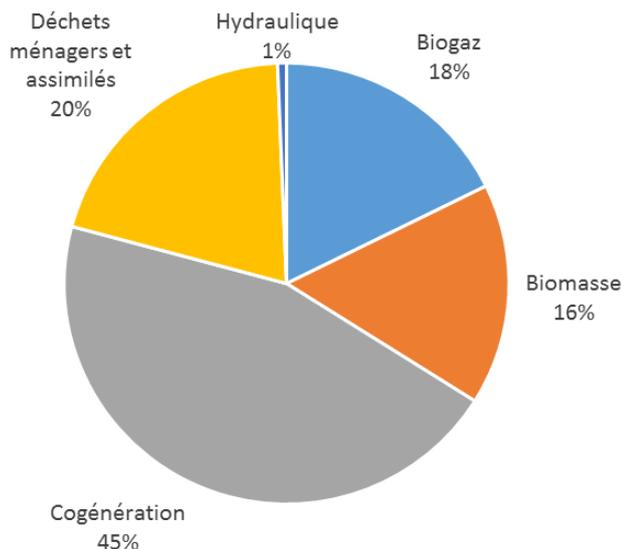


\*La puissance est exprimée en MVA pour les producteurs raccordés en basse tension et en MW pour ceux raccordés en HTA.

## Puissance installée par niveau de tension

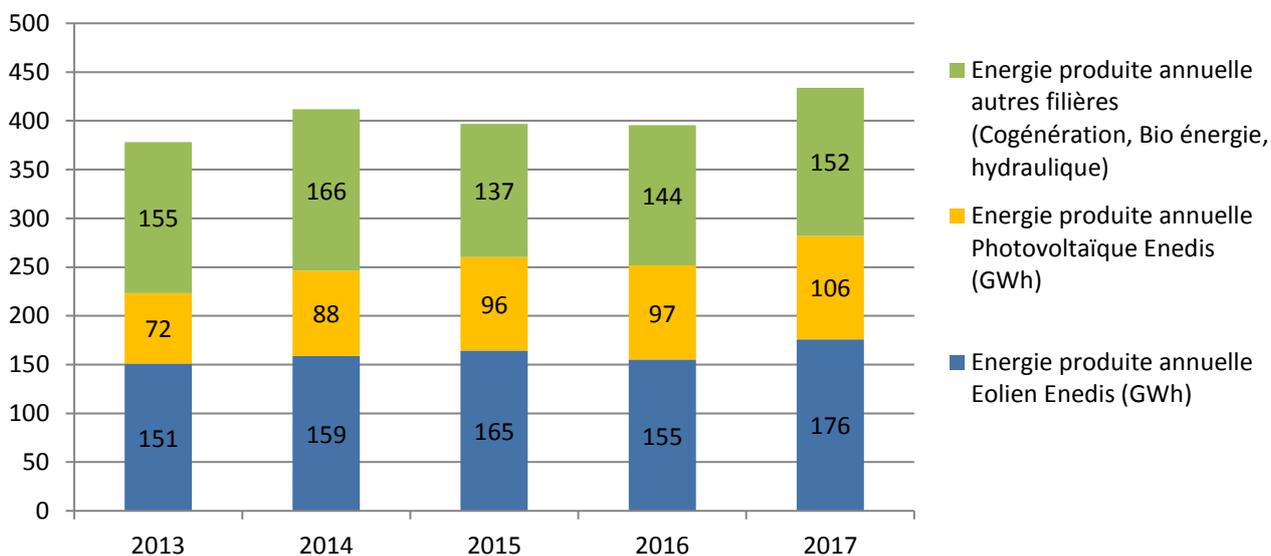


**Répartition des puissances installées « Autres » 2017 par type de production :**



**Energie injectée sur le réseau de distribution (GWh)**

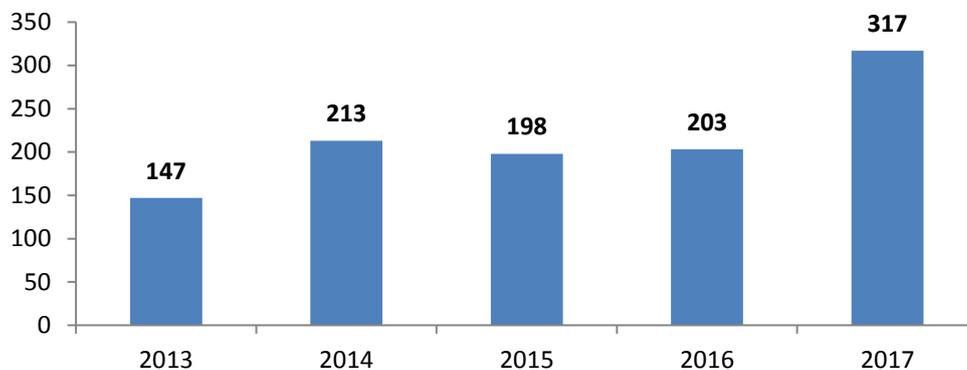
**Energie injectée sur le réseau de distribution (GWh)**



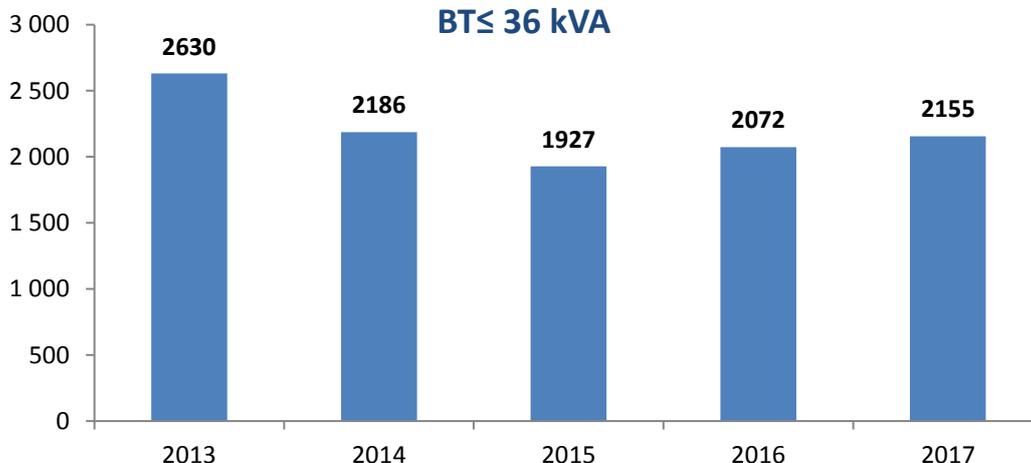
### 1.3 Les raccordements

Les bilans présentés ci-dessous concernent l'ensemble des raccordements réalisés sur la concession et ce quel que soit le maître d'ouvrage (Enedis ou SIEMML).

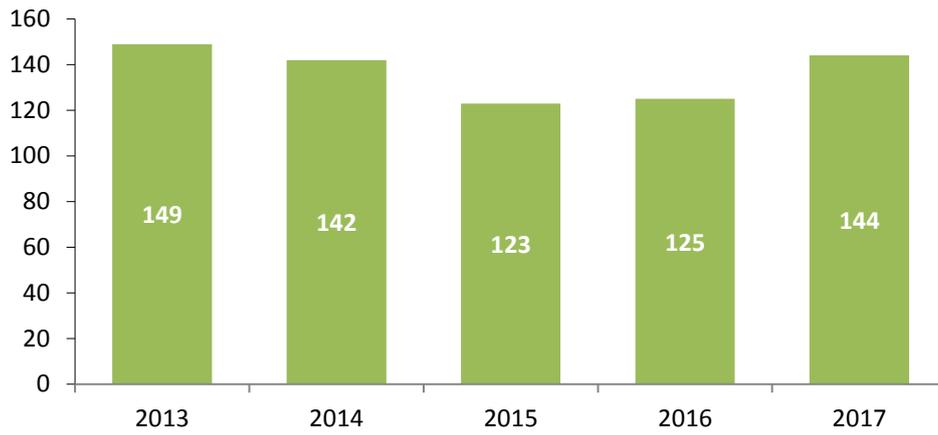
**Raccordements en soutirage avec extension de réseau  
BT ≤ 36 kVA**



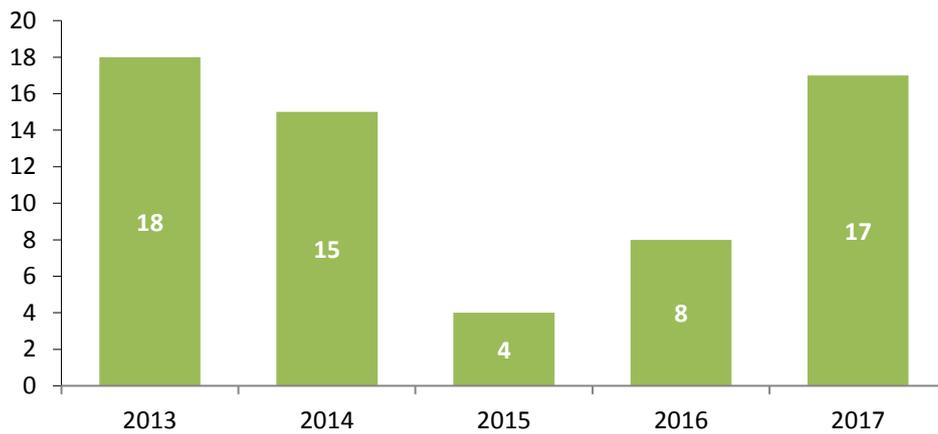
**Raccordements en soutirage sans extension de réseau  
BT ≤ 36 kVA**



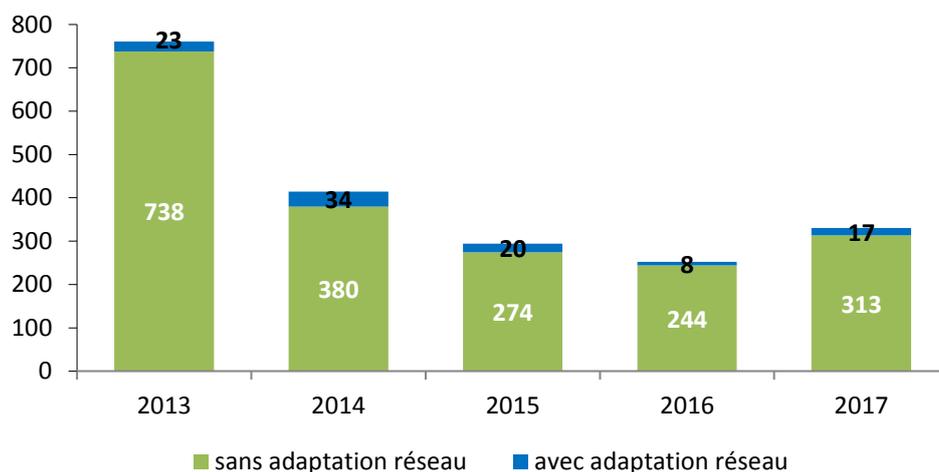
### Raccordements en soutirage BT > 36 kVA



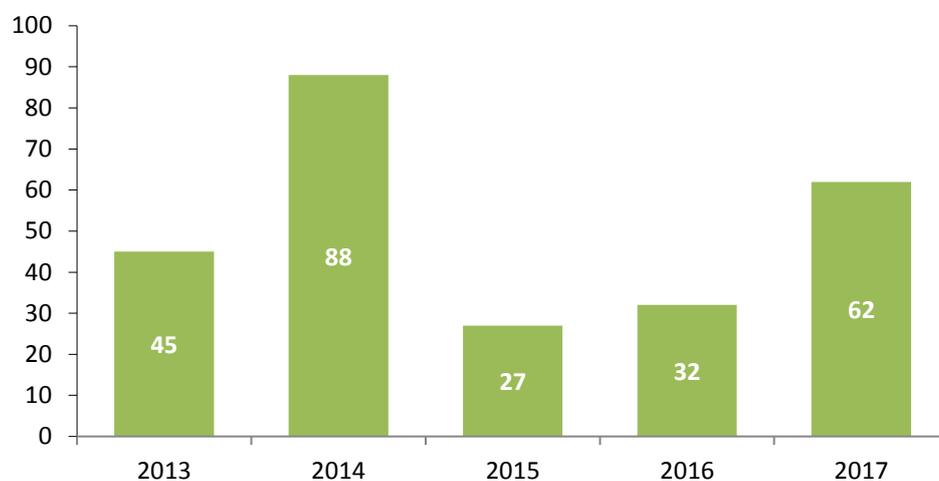
### Raccordements en soutirage HTA



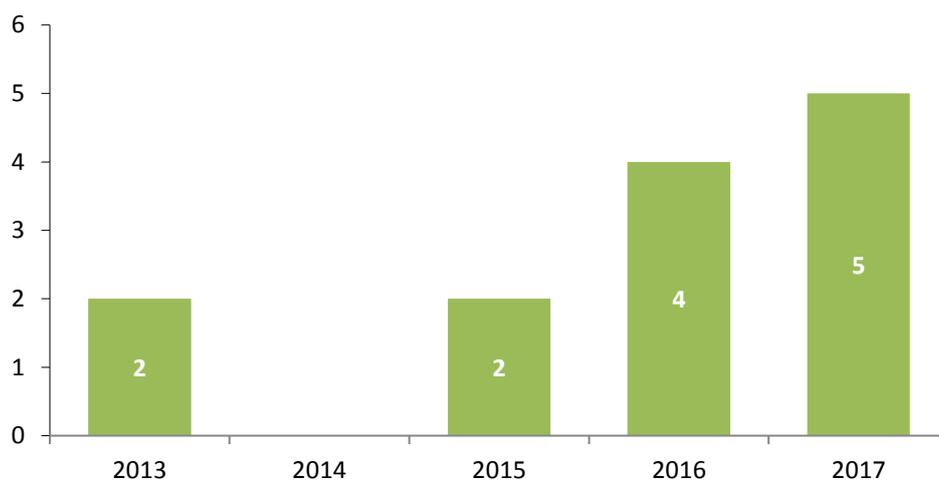
### Raccordements de productions ≤ 36 kVA



### Mises en service de productions BT > 36 kVA



### Mises en service de productions HTA



A fin 2017, 7 sites de producteurs sont raccordés en départ direct sur les postes sources.

## 1.4 Satisfaction des clients

### 1.4.1. Taux de satisfaction client

L'année 2016 a vu naître de nouvelles enquêtes de satisfactions, délaissant ainsi les enquêtes historiques dites à « froid » pour des enquêtes à « chaud » envoyées par sms et mails dès le lendemain de la prestation.

Trois nouveaux baromètres annuels ont été mis en place, auprès des clients ayant eu une interaction avec Enedis : Particuliers et Professionnels (C5) / Entreprises (C2-C4) / Décideurs économiques (grands comptes et entreprises à forte influence).

Enfin, des enquêtes qualitatives plus approfondies ont complété le dispositif pour des populations spécifiques comme les promoteurs-aménageurs-lotisseurs, les bailleurs sociaux et les mandataires de clients finaux producteurs ou consommateurs.

Dans le cadre de l'amélioration continue des services d'Enedis, les clients qui s'expriment « pas du tout satisfaits » (PDTS) sont appelés par le manager de l'entité à l'origine de l'insatisfaction afin de mieux comprendre les dysfonctionnements, répondre au mieux à l'insatisfaction exprimée et pouvoir ainsi réinstaller avec le client des conditions de confiance.

#### Satisfaction des clients particuliers

Taux de satisfaction des clients particuliers	2013	2014	2015	2016	2017
Maille	Concession	Concession	Concession	Concession	Concession
Taux	89,6%	92,9%	93,1%	89,1%	85,9%

#### Satisfaction des clients professionnels

Taux de satisfaction des clients professionnels ( $\leq 36$ kVA)	2013	2014	2015	2016	2017
Maille	Concession	Concession	Concession	Concession	Concession
Taux	93,3%	91,2%	95,8%	93,7%	95,2%

#### Satisfaction des clients entreprises

Taux de satisfaction des clients entreprises ( $> 36$ kVA)	2013	2014	2015	2016	2017
Maille	Concession	Concession	Concession	Concession	Concession
Taux	--	--	--	82,5%	92,3%

## 1.4.2. Les réclamations

### Politique de traitement des réclamations

Enedis s'est dotée d'une cellule écoute client au niveau des Directions Régionales qui traite les réclamations en première instance.

Au plan national, le département écoute client national d'Enedis traite les réclamations appelant une réponse nationale dans le cadre des instances d'appel de second niveau, des saisines et recommandations du Médiateur National de l'Énergie et des médiateurs des fournisseurs. Il assure la cohérence des réponses aux réclamations dans le respect des règles du marché et de la réglementation en vigueur.

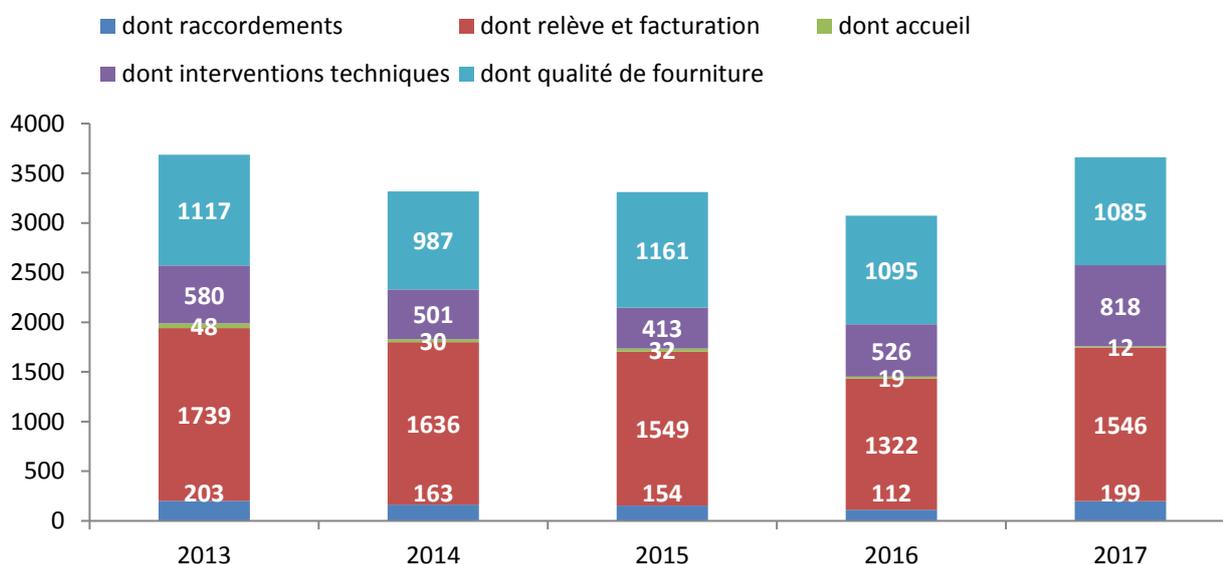
### Nombre de réclamations :

Nombre de réclamations Maille Concession	2013	2014	2015	2016	2017
<b>Nb de réclamations*</b>	3 687	3 317	3 309	3 074	3 660*

\*de 2013 à 2016 : Nombre de réclamations **des clients particuliers**. En 2017 : Nombre de réclamations **pour tous les types de clients**

### Nombre et évolution des réclamations par items

#### Nombre et évolution des réclamations\* par items



\*de 2013 à 2016 : Nombre de réclamations **des clients particuliers**. En 2017 : Nombre de réclamations **pour tous les types de clients**.

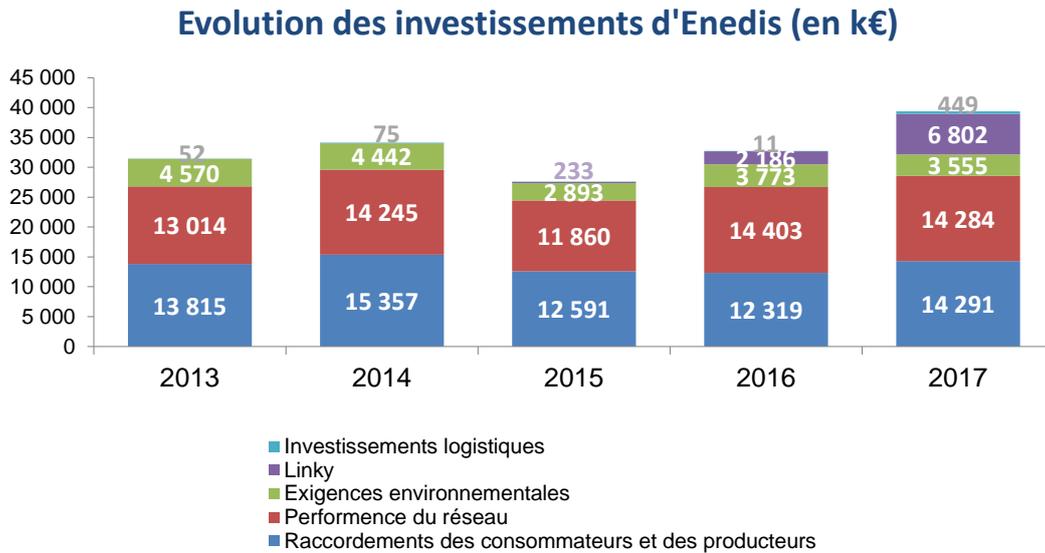
*NB : Les réclamations liées au déploiement du compteur linky reportées dans la catégorie « interventions techniques » contribuent à l'évolution observée cette dernière année sur cet item.*

## 2 Les éléments financiers et patrimoniaux de la concession

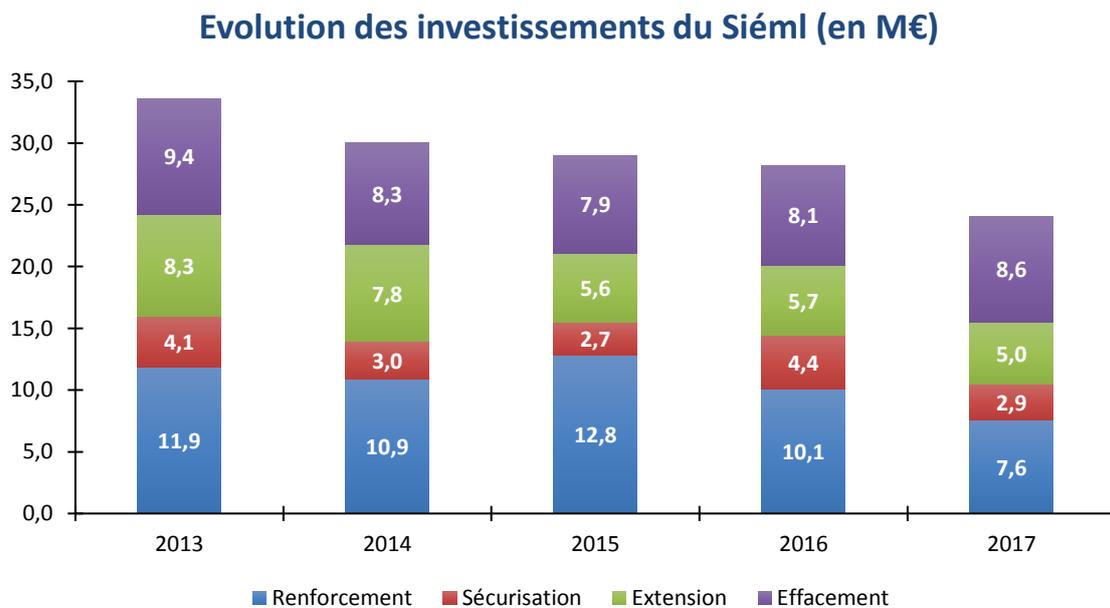
### 2.1 Les investissements

Investissements (en k€) maille concession	2013	2014	2015	2016	2017
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	13 815	15 357	12 591	12 319	14 291
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	17 583	18 687	14 753	18 175	17 840
2.1 Performance du réseau	13 014	14 245	11 860	14 403	14 284
Dont renforcement	3 755	4 240	2 709	3 138	4 048
Dont climatique	556	1 045	1 366	2 193	1 547
Dont modernisation	7 108	7 269	6 094	7 781	7 162
Dont moyens d'exploitation	1 595	1 690	1 691	1 290	1 527
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	4 570	4 442	2 893	3 773	3 555
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	700	747	511	500	554
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 743	1 344	920	1 568	1 328
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	2 126	2 351	1 463	1 704	1 674
3. Linky	0	0	233	2 186	6 802
4. Investissements de logistique (dont immobilier)	52	75	2	11	449
<b>TOTAL</b>	<b>31 451</b>	<b>34 119</b>	<b>27 579</b>	<b>32 691</b>	<b>39 382</b>

## Evolution des investissements d'Enedis



## Evolution des investissements du Siéml



## 2.2 Données patrimoniales

*Données au 31/12/2017*

Valeur des ouvrages concédés (en k€) maille concession	Valeur brute comptable	Amortissements	Valeur nette comptable	Valeur de remplacement	Provisions de renouvellement
<b>Canalisations HTA</b>	371 759	157 311	214 448	483 370	35 008
Dont aérien	138 395	82 897	55 498	204 894	23 489
Dont souterrain	233 364	74 414	158 950	278 476	11 519
<b>Canalisations BT</b>	423 585	143 348	280 236	527 261	16 755
Dont aérien	120 889	53 555	67 334	170 927	6 693
Dont souterrain	302 695	89 793	212 902	356 334	10 062
<b>Postes HTA/BT</b>	100 732	57 205	43 527	134 975	9 117
<b>Transformateurs HTA/BT</b>	49 650	22 208	27 442	64 858	7 374
<b>Compteurs Linky</b>	6 458	219	6 239	6 458	0
<b>Autres biens localisés</b>	13 690	5 650	8 040	14 427	42
<b>Branchements/colonnes montantes</b>	217 000	76 846	140 154	261 069	8 786
<b>Comptages</b>	34 931	23 925	11 006	34 931	0
<b>Autres biens non localisés</b>	3 301	1 581	1 720	3 348	21
<b>TOTAL</b>	<b>1221 104</b>	<b>488 293</b>	<b>732 811</b>	<b>1530 696</b>	<b>77 103</b>

Les valeurs présentées correspondent aux ouvrages concédés en exploitation, qu'ils aient été construits sous maîtrise d'ouvrage du concédant ou du concessionnaire.

Le concessionnaire poursuit ses travaux d'amélioration de la localisation des ouvrages. Ces travaux ont notamment permis la mise en place d'un suivi localisé des compteurs Linky. Ils ont également conduit à une gestion individualisée des transformateurs HTA-BT qui sont ainsi gérés de façon localisée.

Certains autres ouvrages (notamment ouvrages de branchement et comptage hors Linky) ne font pas l'objet d'un suivi individualisé dans le système d'information patrimonial. Les valeurs immobilisées sont donc affectées par concession en fonction de clés.

**La valeur brute** correspond à la valeur d'origine des ouvrages, évaluée à leur coût de production.

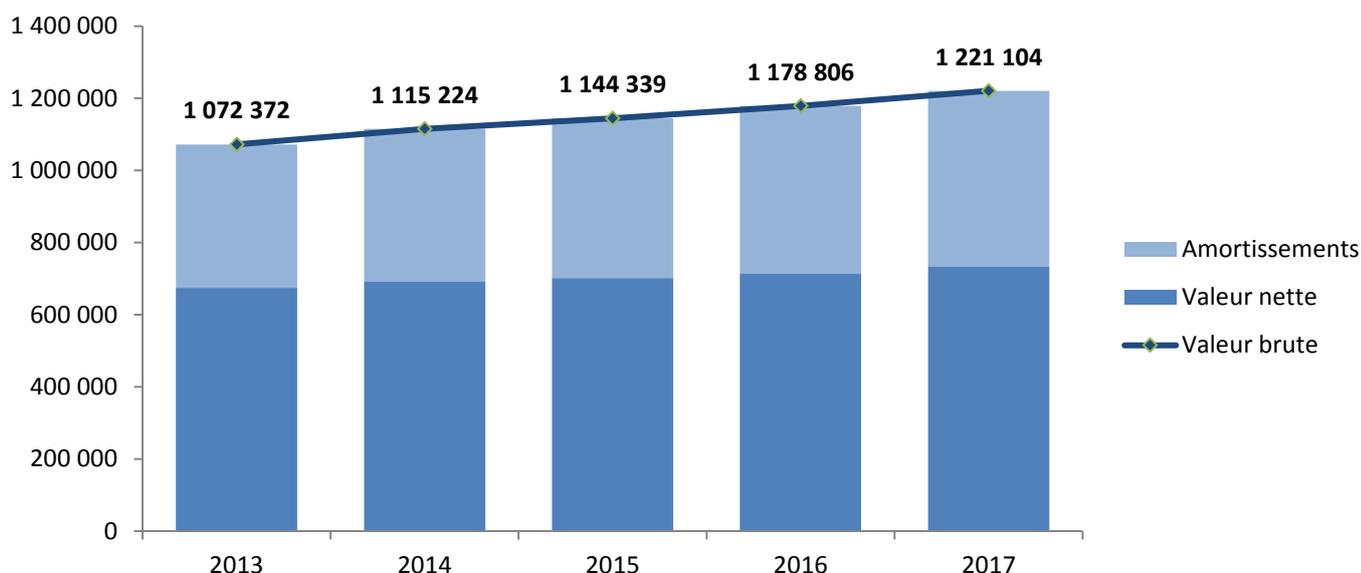
**La valeur nette comptable** correspond à la valeur brute diminuée des amortissements industriels pratiqués selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des ouvrages.

**La valeur de remplacement** représente l'estimation, à fin 2017, du coût de remplacement d'un ouvrage à fonctionnalités et capacités identiques. Elle fait l'objet, au 31 décembre de l'exercice, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés.

**La provision pour renouvellement** est assise sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement à fonctionnalités et capacité identiques. Elle est constituée sur la durée de vie des biens, pour les seuls ouvrages renouvelables avant le terme de la concession et pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement, conformément à l'article 36 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières.

### Valeur des ouvrages concédés

**Evolution de la valeur des ouvrages concédés (en k€)**



*Valeur brute comptable = valeur d'origine des ouvrages évaluée à leur coût de production*

*Valeur nette comptable = valeur brute diminuée des amortissements industriels pratiqués selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des ouvrages.*

## 2.3 Passifs de concession

Ils sont de nature différente selon que l'on considère les droits sur les ouvrages existants ou les droits sur les ouvrages futurs.

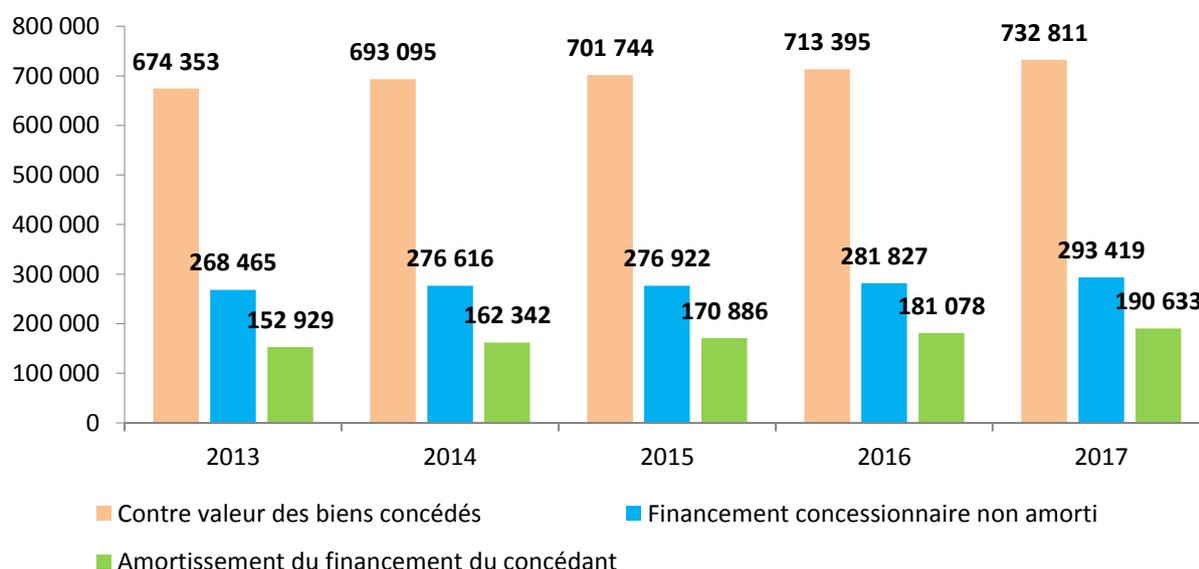
Les **droits sur les ouvrages existants** comprennent :

- ↘ la contre-valeur des biens qui correspond à la valeur nette comptable des ouvrages concédés et matérialise l'obligation de retour des ouvrages au concédant,
- ↘ la valeur nette comptable des financements Enedis (ou financement du concessionnaire non amorti) : cette valeur correspond à la part non amortie des apports nets d'Enedis diminués des montants de provision pour renouvellement et d'amortissement du concédant qui sont affectés en droits du concédant lors des renouvellements et de ce fait considérés comme des financements du concédant.

Les **droits sur les ouvrages à renouveler** correspondent à l'amortissement du financement du concédant sur des biens pour lesquels Enedis est maître d'ouvrage du renouvellement.

Le financement du concédant est défini comme les apports externes nets des concédants et des tiers. Ce montant est ensuite complété des montants de provision pour renouvellement et d'amortissement du financement du concédant affectés en financement du concédant lors des renouvellements. Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc, au remplacement effectif du bien, en droit du concédant sur les biens existants.

### Passifs de concession (en k€)

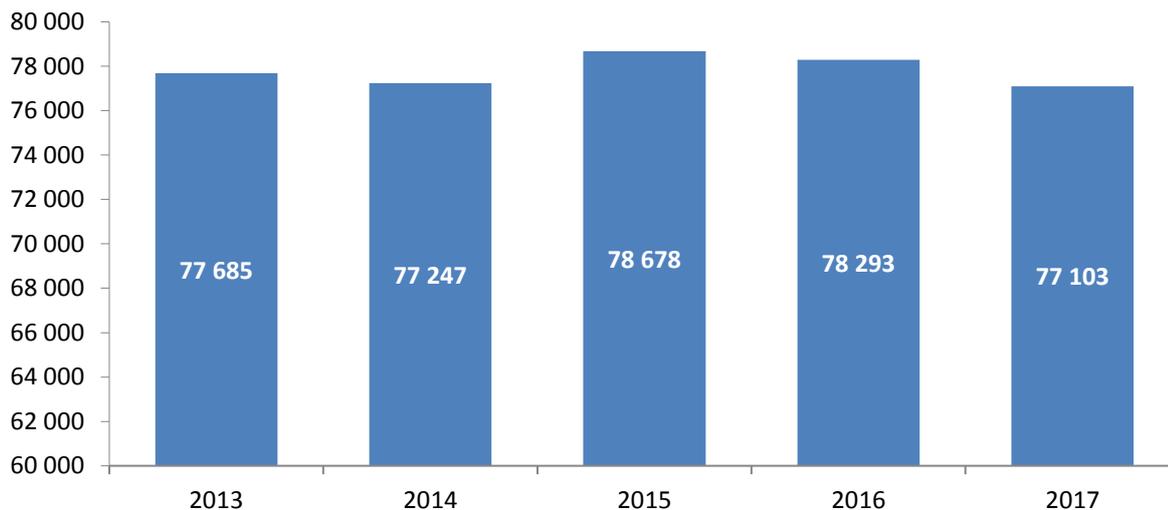


## La provision pour renouvellement

Elle est assise sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement à fonctionnalités et capacités identiques. Elle est constituée sur la durée de vie des ouvrages, pour les ouvrages renouvelables avant le terme de la concession.

Lors des renouvellements d'ouvrages, ces provisions pour renouvellement sont affectées au financement des nouveaux ouvrages construits.

### Evolution des Provisions pour Renouvellement (en k€)



## 2.4 Flux financiers

### Redevances de concession

La redevance est la contrepartie des dépenses supportées par l'autorité concédante au bénéfice du service public de distribution de l'électricité.

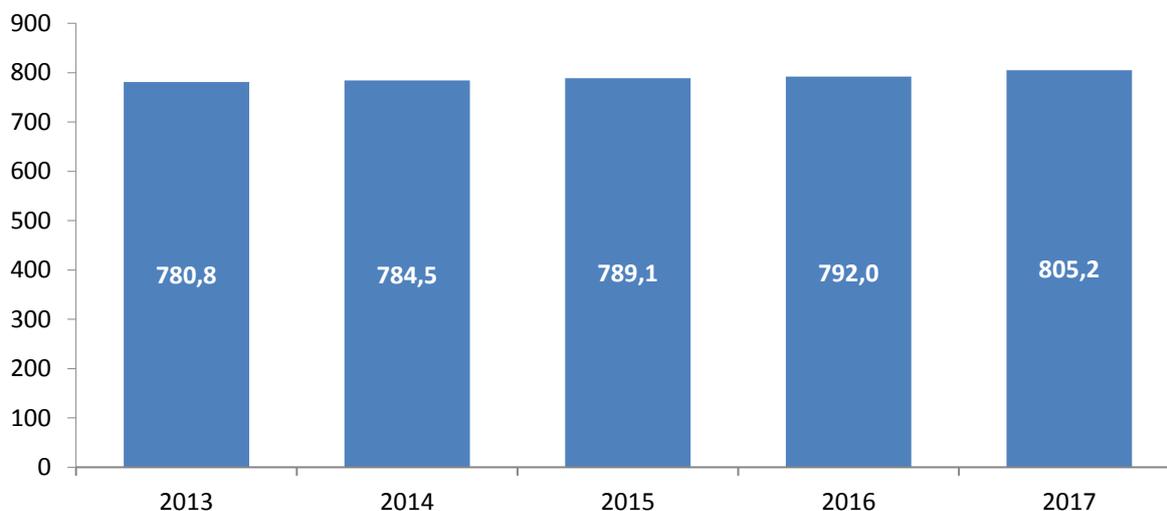
La redevance dans le contrat de concession :

- ❖ Part R1, redevance dite « de fonctionnement », contrepartie des frais entraînés par l'exercice du pouvoir concédant (secrétariat, contrôle, coordination de travaux ....)
- ❖ Part R2, redevance dite « d'investissement », contrepartie des dépenses effectuées par l'autorité concédante sur les réseaux électriques

### Redevance de fonctionnement R1

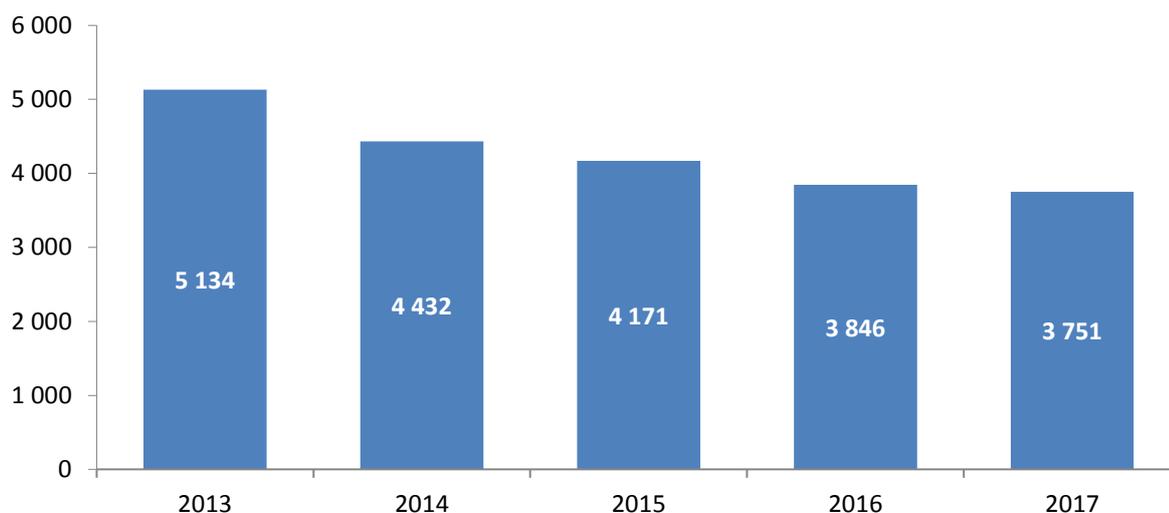
Le calcul de la redevance R1 dépend de la longueur de réseau HTA et BT, de la population (concession et départementale) et de la durée du contrat. Le montant est également réévalué chaque année en fonction d'un index de prix.

**Evolution de la part "R1" de la redevance de fonctionnement  
(en k€)**



## Redevance d'investissements R2

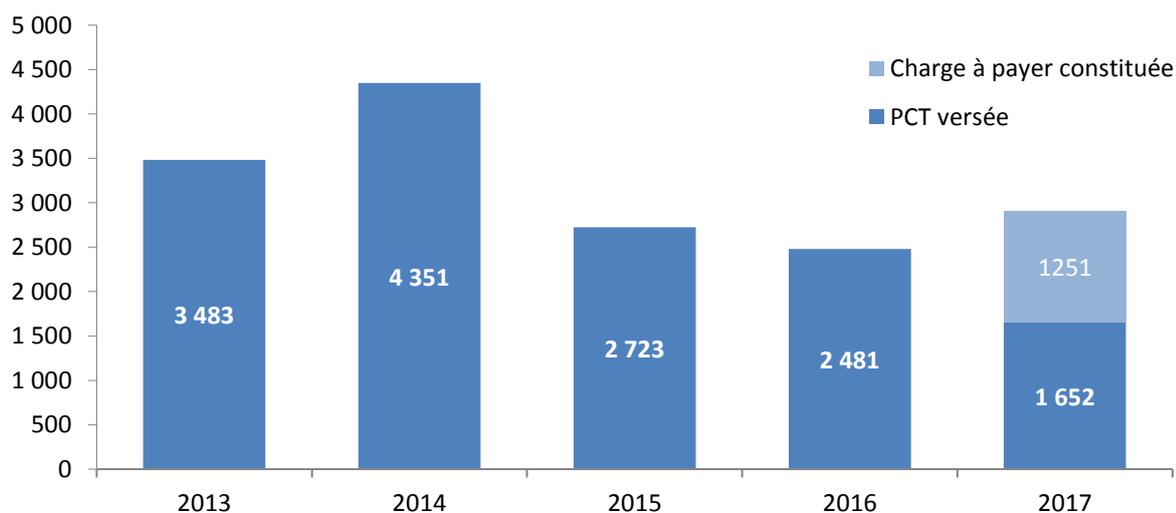
### Evolution de la part "R2" de la redevance d'investissements (en k€)



## Part Couverte par le Tarif

Afin que les autorités concédantes puissent bénéficier de la participation du tarif au financement des raccordements, prévue par la loi du 10 février 2000 modifiée, lorsqu'elles assurent la maîtrise d'ouvrage de tout ou partie des travaux de raccordement, la FNCCR et Enedis ont signé le 26 juin 2009 un protocole dit « PCT ». Cet accord prévoit un mécanisme de versement par Enedis au bénéfice des autorités concédantes de la part couverte par le tarif (PCT) des coûts des raccordements réalisés par les autorités concédantes.

### Evolution de la PCT (en k€)

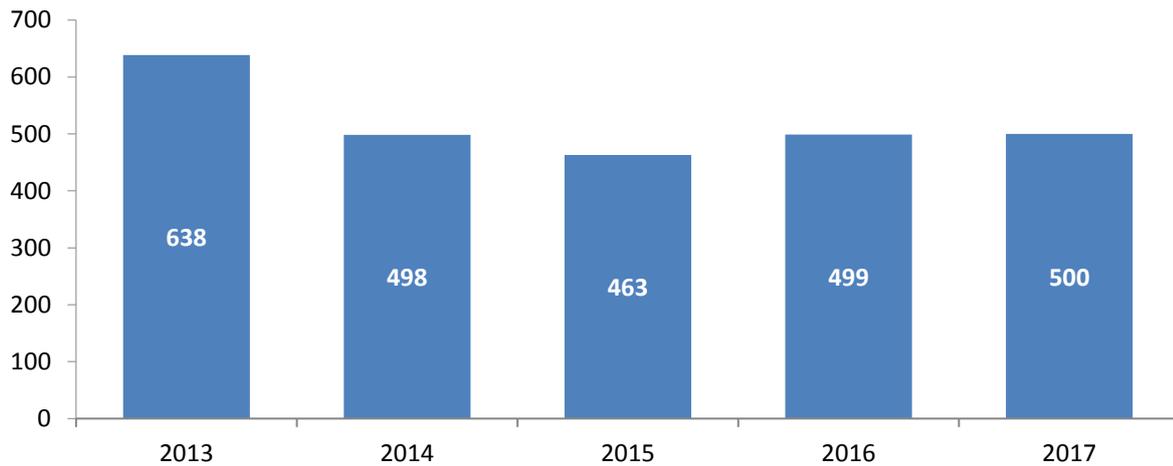


## **Article 8**

Conformément aux dispositions de l'article 8 du cahier des charges, le concessionnaire participe au financement des travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages existants sur le territoire de la concession. Cette participation fait l'objet d'une convention annuelle signée entre le SIEMML et Enedis.

Cette participation est stable sur les dernières années.

### **Contribution à l'intégration des ouvrages dans l'environnement "Article 8" (en k€)**



## Éléments financiers d'exploitation

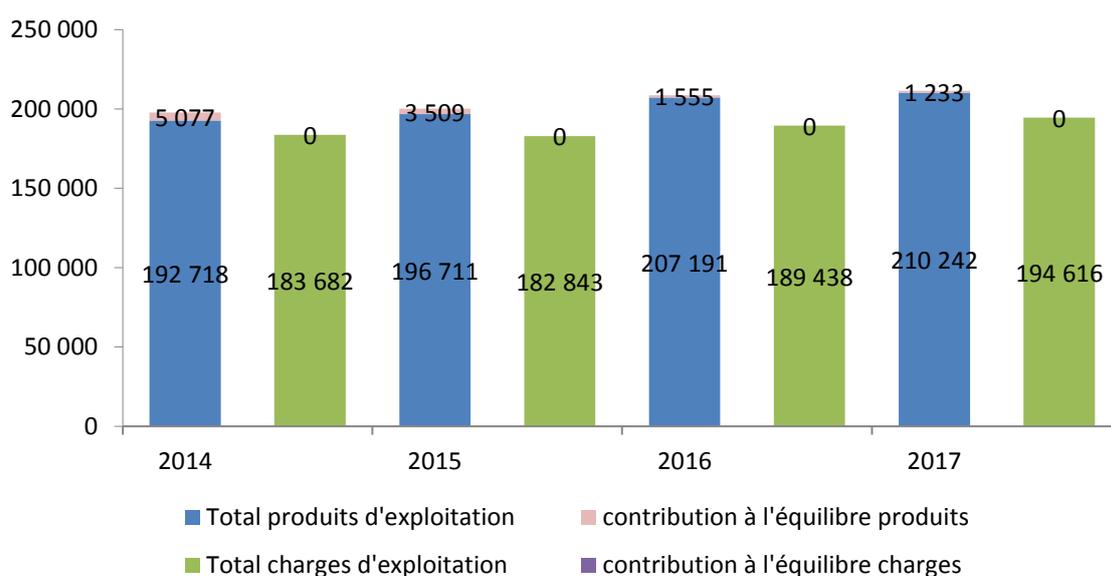
Le **tarif d'acheminement**, qui détermine l'essentiel des recettes de distribution d'électricité, est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Identique sur l'ensemble du territoire français (principe de péréquation), il permet de couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité et ainsi d'assurer l'équilibre économique global d'Enedis.

Si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, au-delà de cet équilibre, figure dans le tableau ci-après le montant de la charge qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen. Inversement, si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, en-deçà de l'équilibre global, le montant du produit qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen est mentionné dans le tableau ci-dessous.

La **contribution à l'équilibre** n'est pas une notion à caractère comptable, ni un flux financier mais elle illustre le lien essentiel entre les concessions qu'est l'unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire : la **péréquation tarifaire**.

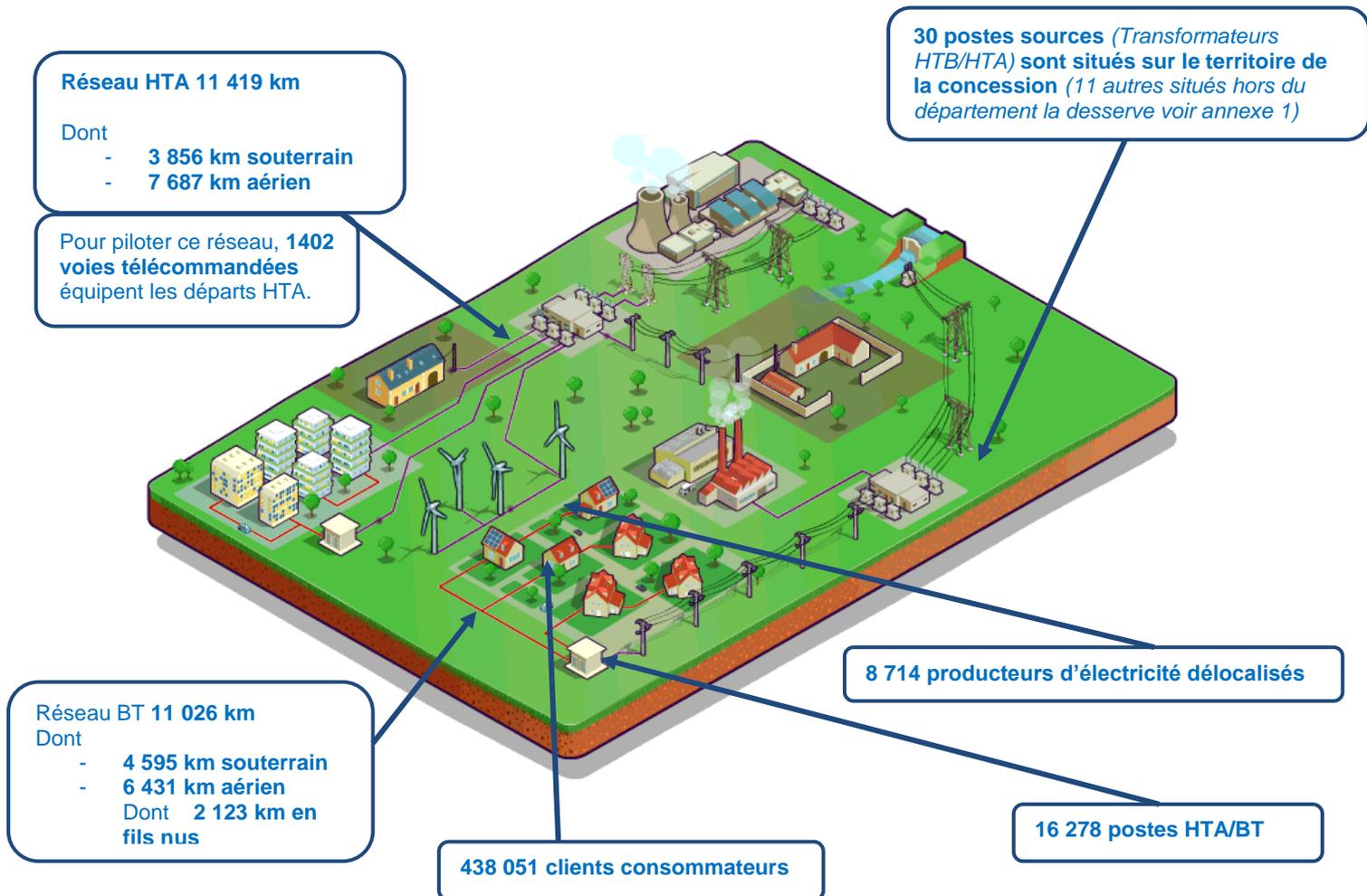
Éléments financiers d'exploitation maille concession	Total produits (k€)	Dont recettes d'acheminement (k€)	Total charges d'exploitation (k€)	Résultat d'exploitation (Produits - Charges) (k€)	Contribution à l'équilibre (k€)	Résultat avec contribution à l'équilibre (Produits - Charges) (k€)
2014	192 718	159 037	183 682	9 036	5 077	14 112
2015	196 711	162 807	182 843	13 868	3 509	17 377
2016	207 191	167 307	189 438	17 753	1 555	19 308
2017	210 242	170 741	194 616	15 626	1 233	16 860

### Evolution des produits et charges d'exploitation (en k€)



### 3 La description du réseau de distribution de la concession

(Données à fin 2017)



### 3.1 Les Postes sources (biens hors concession)

#### Carte des postes sources alimentant le Maine et Loire :



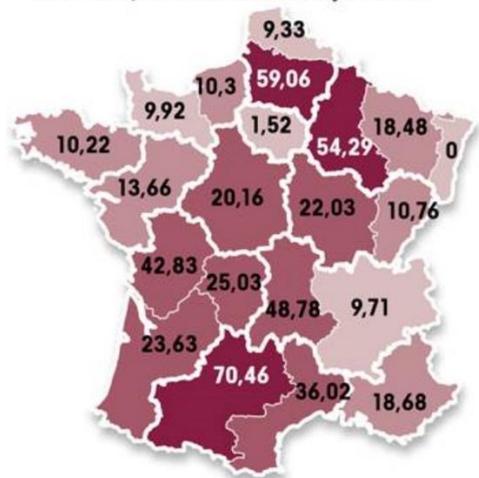
41 postes sources alimentent le département du Maine-et-Loire dont 30 sont situés sur le territoire.

Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) sont basés sur les objectifs fixés par les SRCAE. Elaborés par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité concernés, ils comportent essentiellement :

- les travaux de développement nécessaires à l'atteinte des objectifs des SRCAE, en distinguant la création de nouveaux ouvrages et le renforcement des ouvrages existants;
- la capacité d'accueil globale du S3REnR, ainsi que la capacité réservée par poste;
- le coût prévisionnel des ouvrages à créer ;
- le calendrier prévisionnel des études à réaliser et des procédures à suivre pour la réalisation des travaux.

Les quotes parts régionales (mutualisation des coûts de raccordements) actualisées au 30 juin 2018 et capacités d'accueil restant à affecter en octobre 2018 sont représentées ci-après.

Quotes-parts régionales (RPT et postes sources, en k€/MW) actualisées au 30 juin 2018

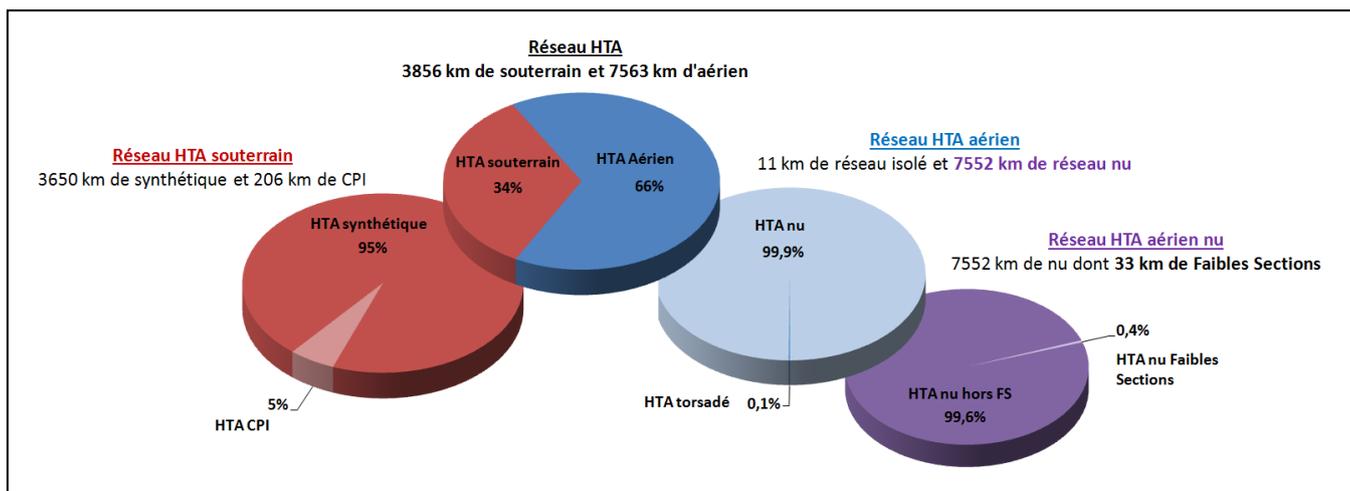


Poste Source	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter (MW)	Poste Source	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter (MW)
ANCENIS	0.8	LE LUDE	19.0
ANGERS	1.0	MAZE	1.0
AUBIGNE	0.0	MERON	13.8
AVRILLE	1.0	MONTREUIL-SUR-LOIR	1.0
BAUGE	4.0	PLESSIS-MACE	7.7
BENETIERE	1.0	POUANCE	35.5
BLANCHARDIERE	1.2	LE PRAUD	0.8
BREIL	0.4	RECOUVRANCE	6.0
BEAUCOUZE	1.0	LA ROSERAIE	7.0
BOURGUEIL	1.0	SABLE	1.0
CHATEAU-GONTIER	6.0	SAUMUR	1.0
CHEMILLE	24.2	SEGRE	9.8
CHOLET	2.0	LA SOURDRIE	9.6
CRAON	12.8	SAINT-SYLVAIN-D'ANJOU	1.0
CHATEAUBRIANT	19.8	ST-BARTHELEMY	1.0
DOUE-LA-FONTAINE	13.0	ST-GEORGES	2.7
LA FLECHE	1.0	ST-PIERRE-MONTLIMART	1.0
FREIGNE	16.0	THORIGNE	7.5
GENET	1.0	TRELAZE	1.0
JUIGNE-SUR-LOIRE	1.0	VALLET	0.8
LONGUE	8.0		

Capacité d'accueil restant à affecter par poste source (S3REnR) / Source : Caparéseau en Oct 2018

## 3.2 Le Réseau HTA

### 3.2.1 Etat des lieux du réseau HTA



Le réseau HTA du Maine-et-Loire est constitué à fin 2017 de 395 départs HTA, composés comme suit :

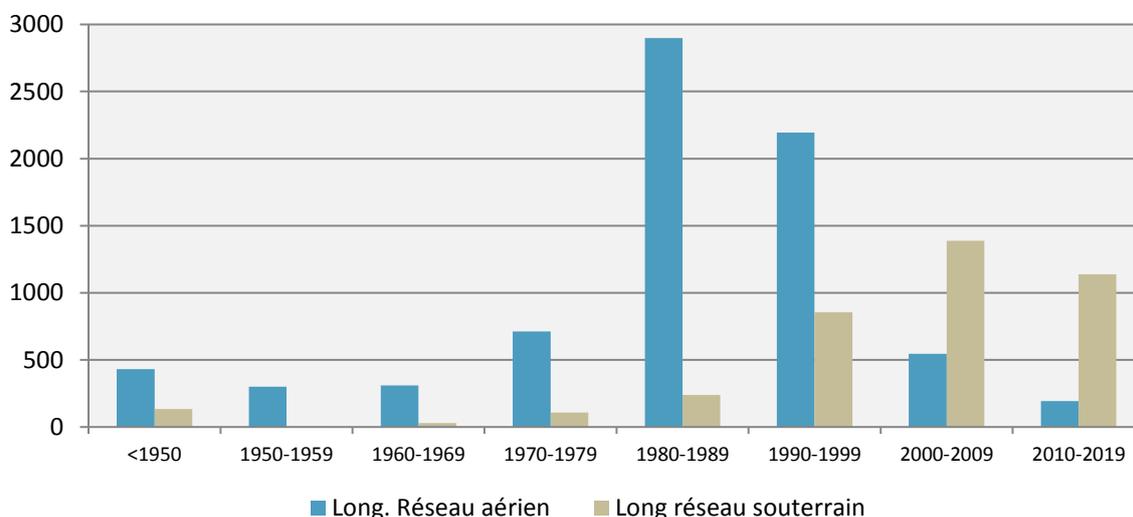
Longueurs des réseaux (km)	Longueur Aérien	Dont faibles sections	Dont réseau isolé (= Torsadé)	Longueur souterrain	Dont CPI	% souterrain
<b>HTA</b>	<b>7 563</b>	<b>33</b>	<b>11</b>	<b>3 856</b>	<b>206</b>	<b>33,8 %</b>

A fin 2017 :

- Un tiers du réseau HTA du Maine-et-Loire est en souterrain (49% au niveau national) ce qui, selon Enedis, est en cohérence avec la caractérisation géographique du département
- Les lignes faibles sections HTA représentent 0,4% du réseau aérien HTA (1,4% au niveau national).
- Les anciennes technologies de câbles souterrains (Câbles à isolant Papier Imprégné) représentent 5,3% des réseaux souterrains HTA, soit 206 km (7,1% au niveau national).

### Age du réseau HTA en exploitation

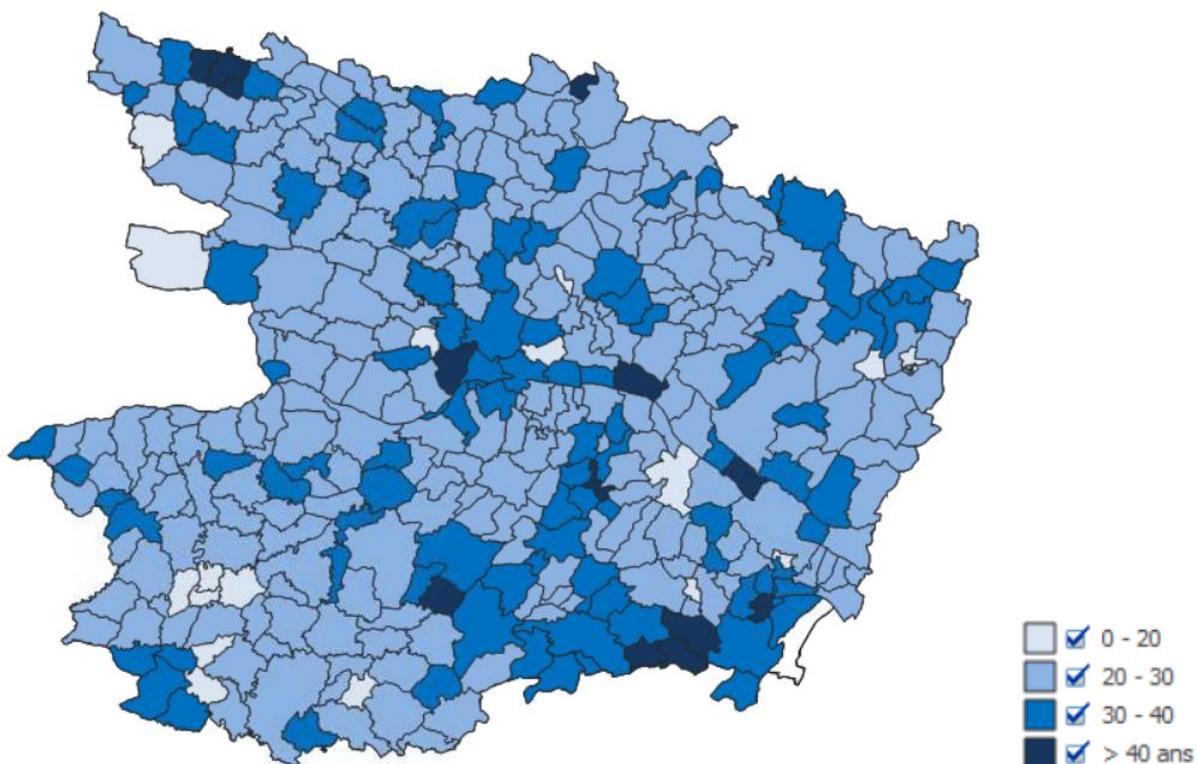
(linéaire par décennie de pose)



### Evolution de l'âge moyen des réseaux

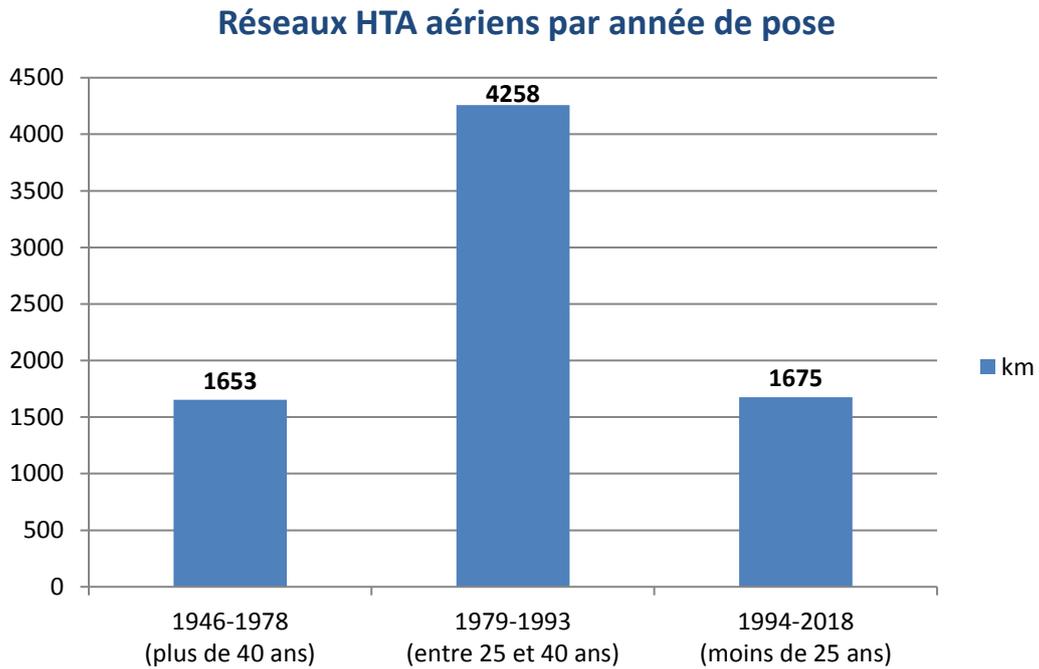
	2013	2014	2015	2016	2017
<10ans	1 897	1 801	1 798	1 761	1 746
≥ 10 ans et < 20 ans	2 338	2 174	2 066	1 967	1 903
≥ 20 ans et < 30 ans	3 691	3 754	3 602	3 413	3 289
≥ 30 ans et < 40 ans	1 633	1 826	2 137	2 485	2 675
≥ 40 ans	1 538	1 617	1 640	1 698	1 806

### Age moyen des réseaux HTA par commune

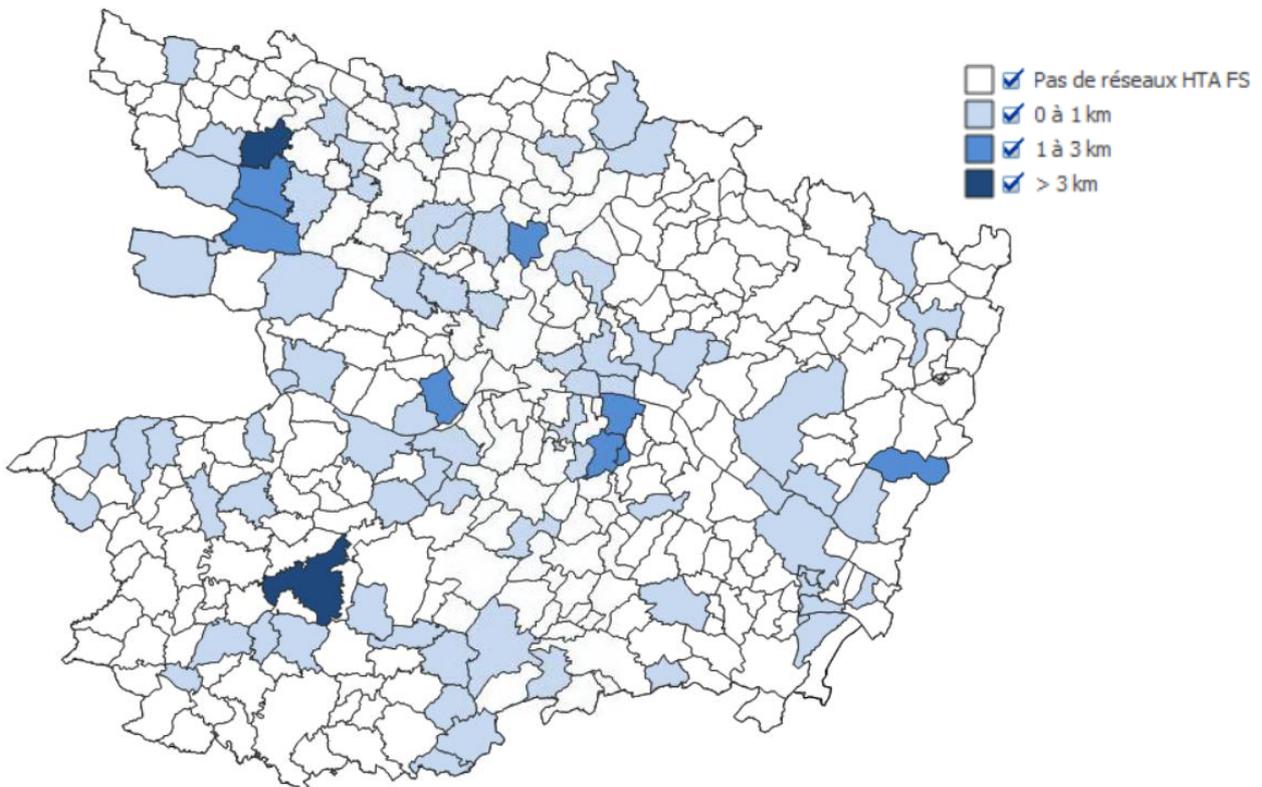


### 3.2.2. Le réseau HTA aérien

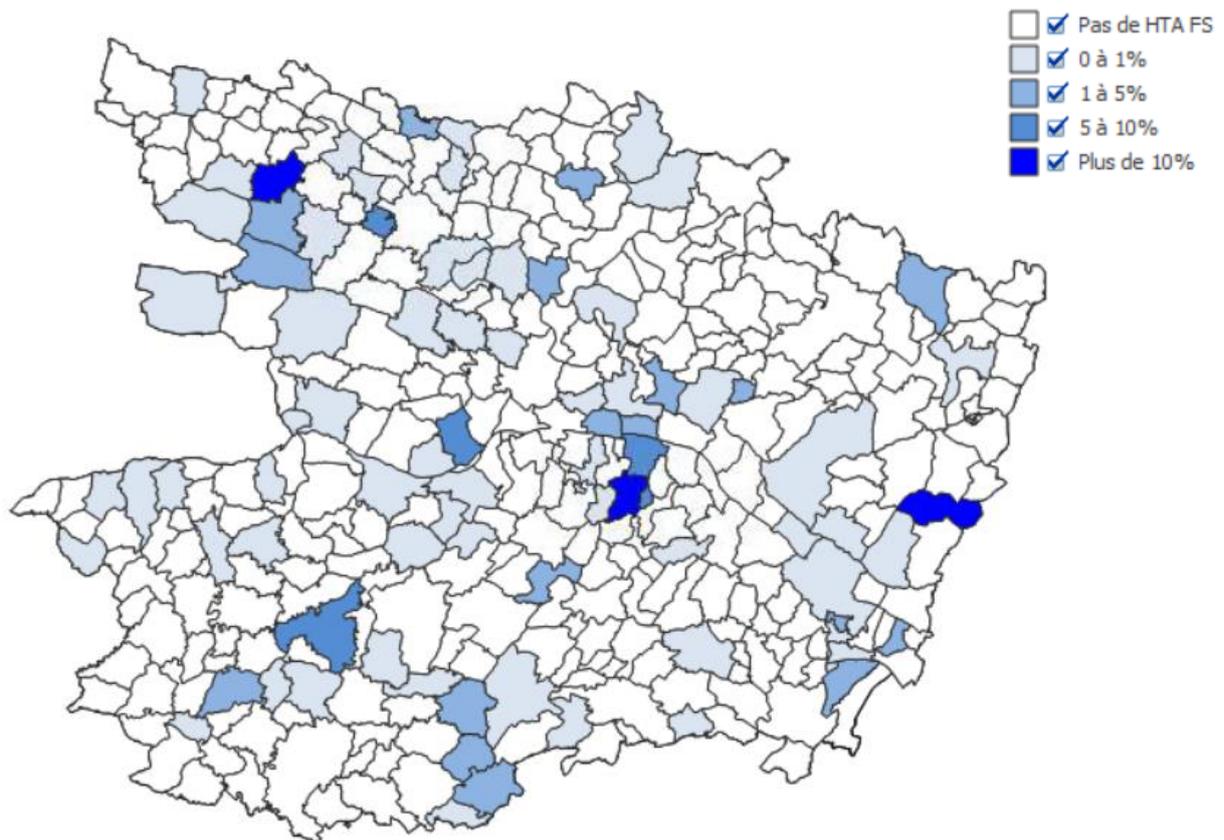
#### Age des réseaux aériens HTA



#### Représentation cartographique des réseaux HTA FSA (Faible Section Aérienne)



### Taux de réseaux HTA FSA par commune ou communes déléguées (sur réseau HTA total)

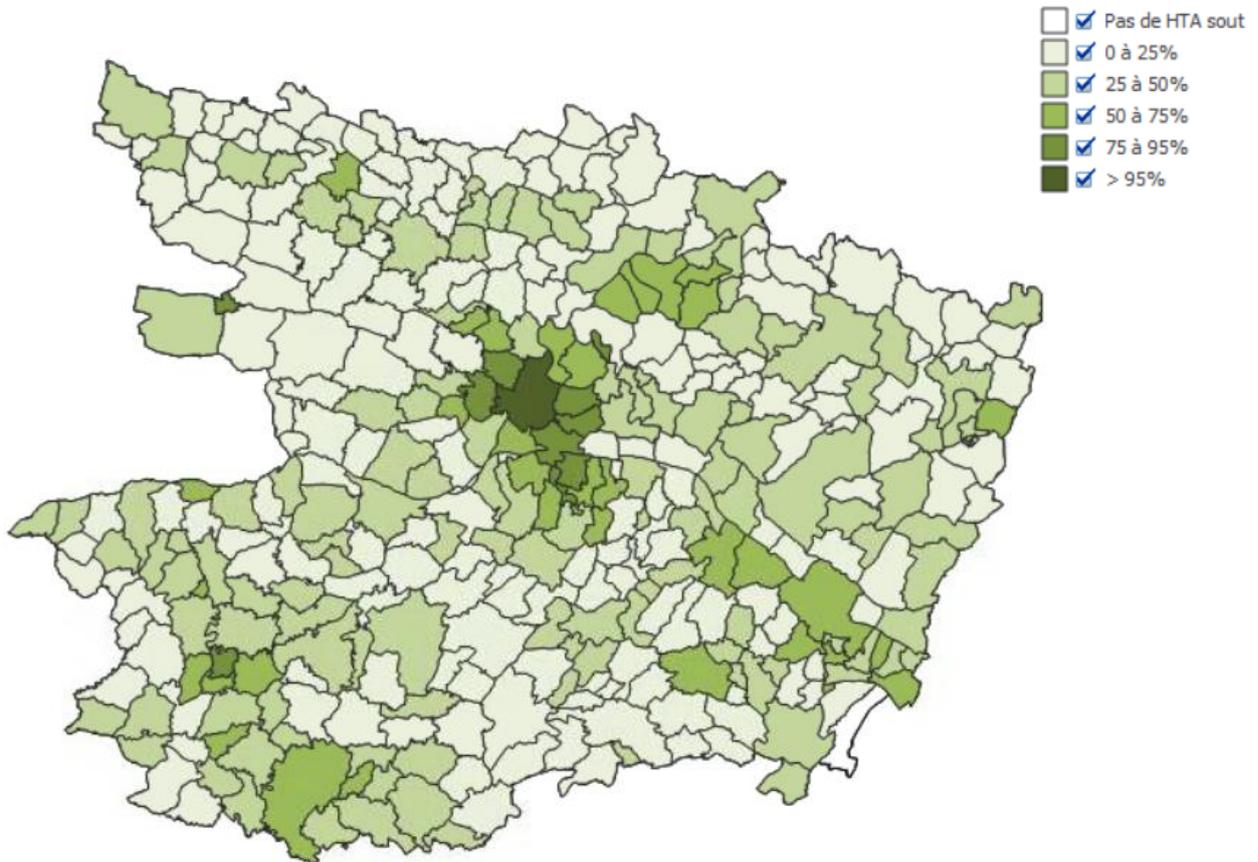


### Evolution du stock de FSA HTA :

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueurs réseaux HTA aériens faibles sections (km)	39	37	34	34	34	33

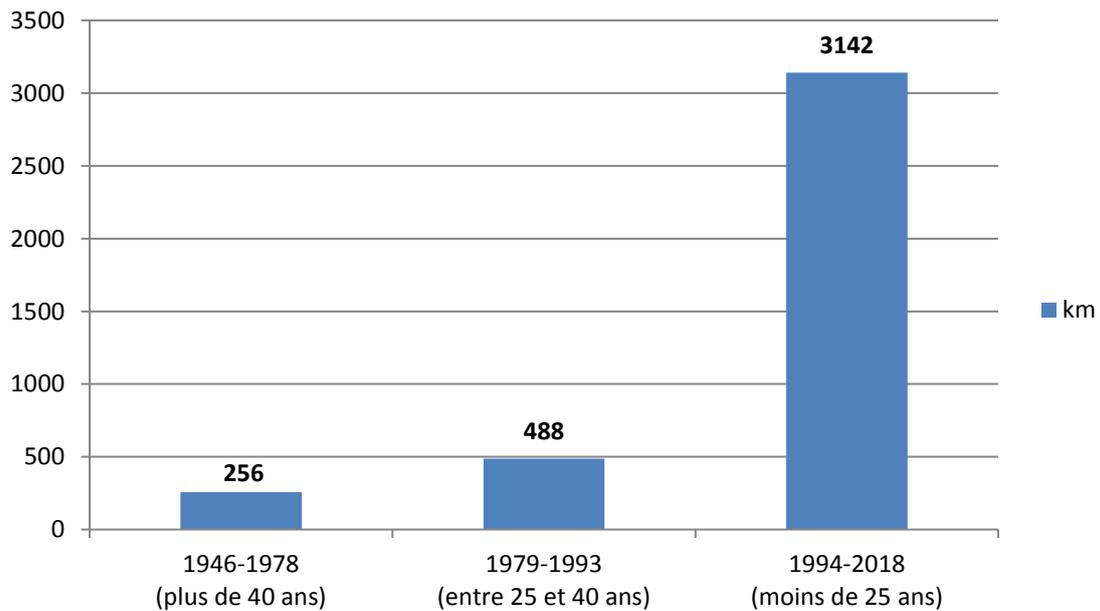
### 3.2.3. Le réseau HTA souterrain

#### Taux d'enfouissement des réseaux HTA par commune ou commune déléguées



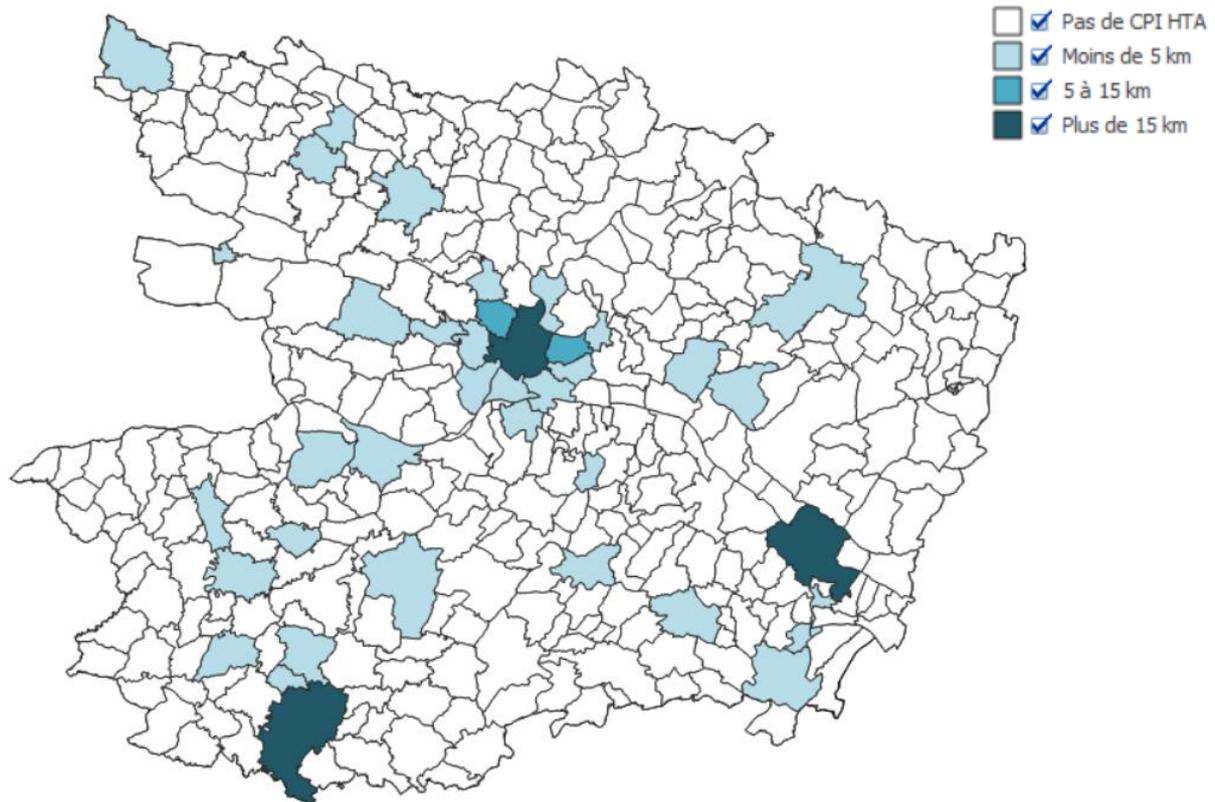
#### Age des réseaux souterrains HTA

#### Réseaux HTA souterrains par année de pose

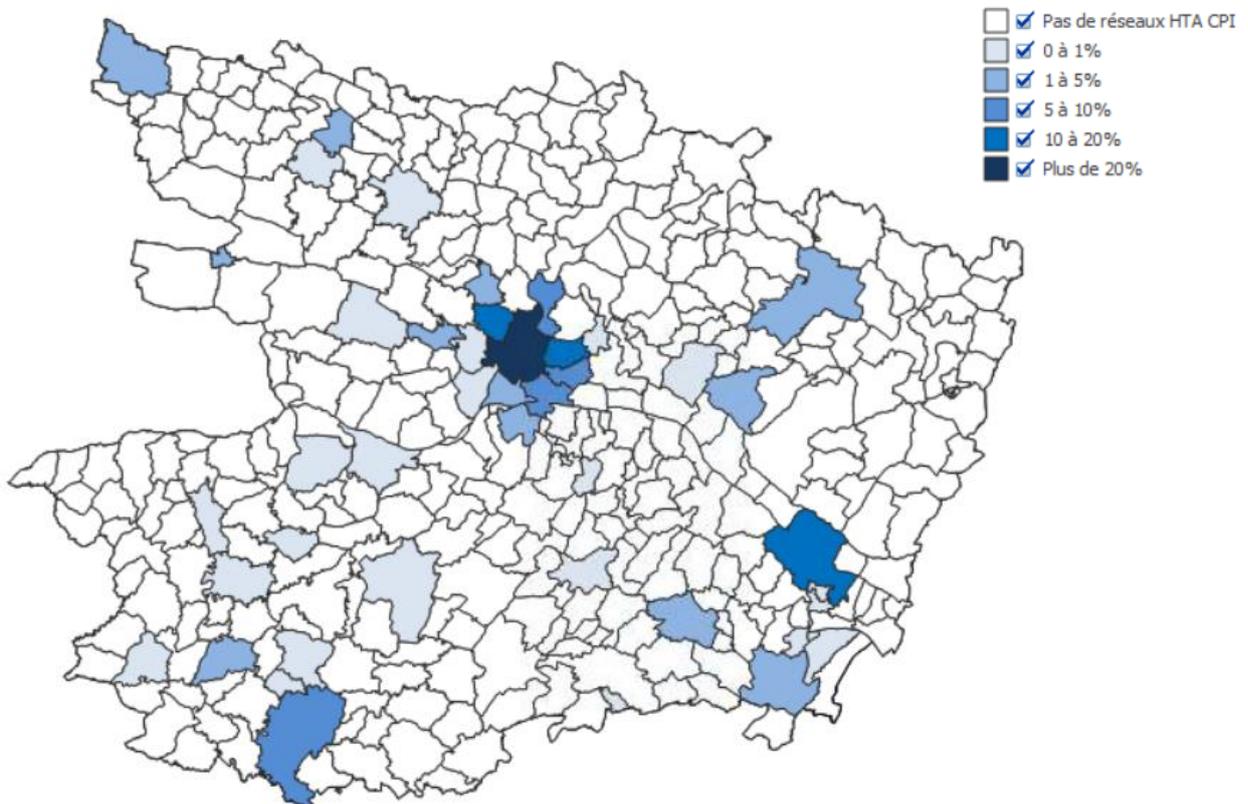


## Représentation cartographique des réseaux CPI HTA

voir annexe 1 pour la liste des 39 communes ou communes déléguées concernées par la présence de câble CPI HTA)



## Taux de réseaux HTA CPI par commune ou communes déléguées (sur réseau HTA total) :



Les réseaux HTA CPI se retrouvent principalement sur les communes suivantes :

<b>INSEE</b>	<b>Libellé commune</b>	<b>Longueur de réseau HTA CPI (km)</b>
49007	ANGERS	91
49099	CHOLET	34
49328	SAUMUR	30
49267	SAINT-BARTHELEMY-D'ANJOU	11
49015	AVRILLE	8

**Evolution du stock de CPI HTA :**

	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>
<b>Longueurs réseaux HTA CPI (km)</b>	242	234	228	224	215	206

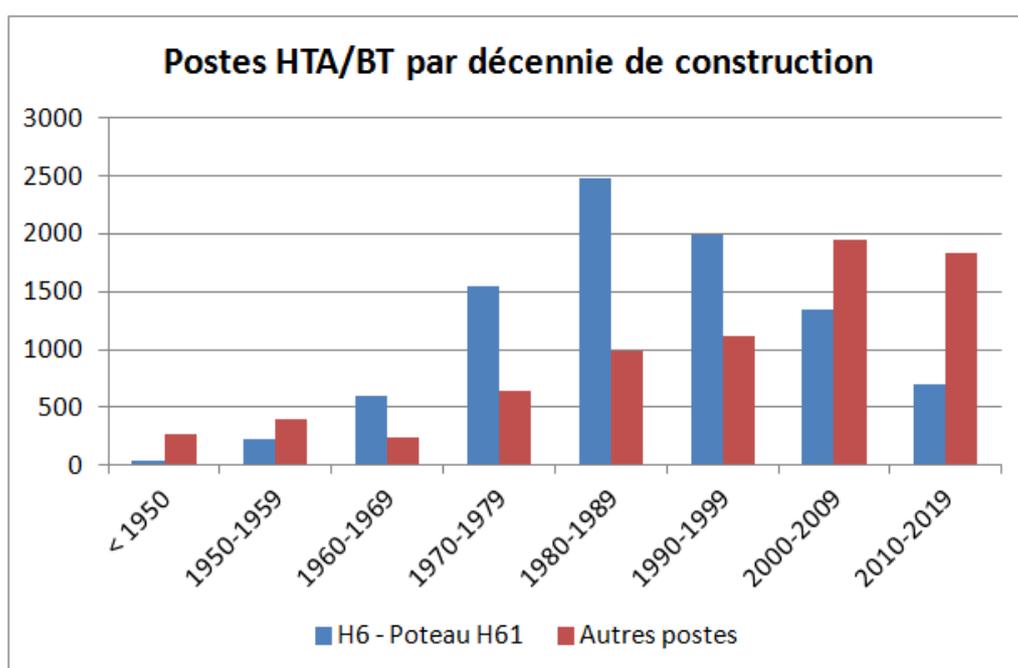
### 3.3 Les postes HTA/BT

Total Postes	Rural sol	Poste sur poteau	Cabine Haute	Urbain	Immeuble	Enterré	Divers
<b>16 278</b>	2232	8965	416	4121	529	13	2

55% des postes DP sont des postes de transformation HTA/BT sur poteau.

Un poste alimente en moyenne 26 clients.

Les postes dont le transformateur est pollué (< 500 ppm) au PCB représentent moins de 4% du volume global et leur plan de résorption respectera les dispositions réglementaires en vigueur à horizon 2025.



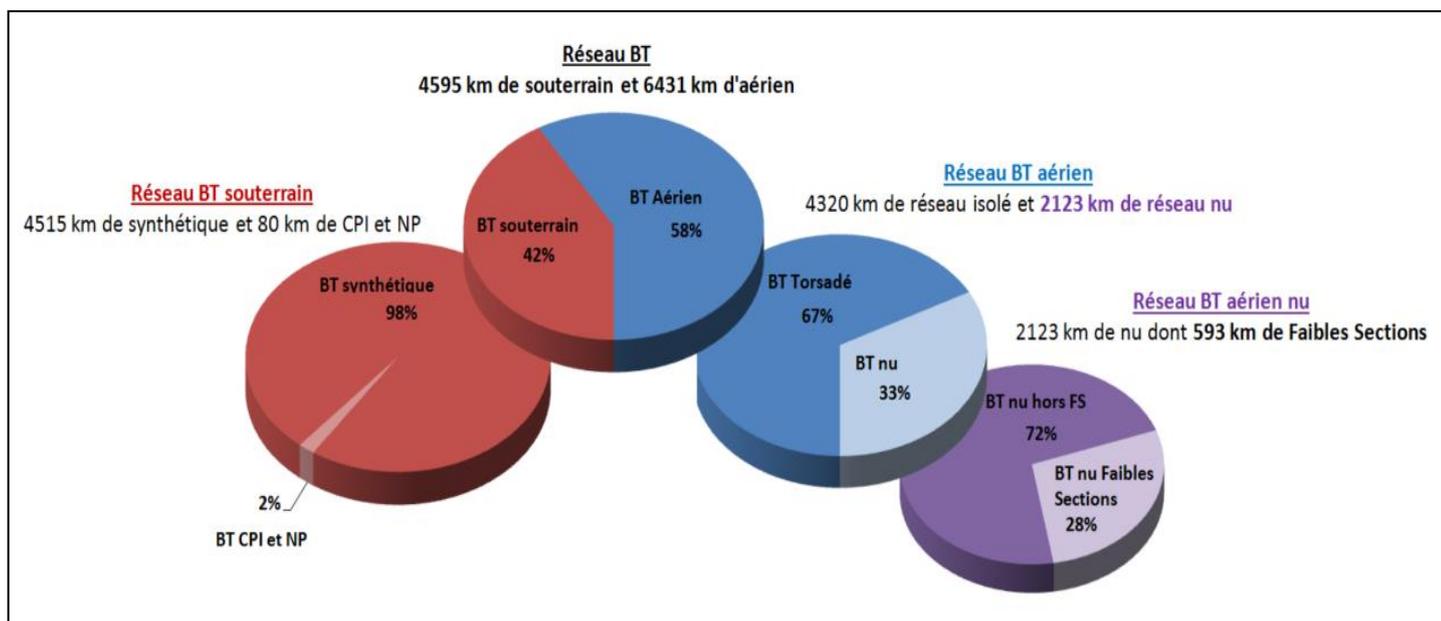
*NB : Dans le graphique ci-dessus, l'année de construction du poste sur poteau (H61) correspond à l'année de mutation du transformateur le cas échéant (pas d'enveloppe bâtie du poste sur ce type de matériel) ce qui explique les volumes présents sur les dernières décennies.*

#### Evolution du nombre de postes Cabines Hautes sur le territoire :

2013	2014	2015	2016	2017
<b>467</b>	456	443	431	416

## 3.4 Le Réseau BT

### 3.4.1. Etat des lieux du réseau BT



Longueurs des réseaux (km)	Longueur Aérien	Aérien nu	Aérien nu faibles sections	Aérien isolé (= Torsadé)	Longueur souterrain	Souterrain CPI et NP	% souterrain
<b>BT</b>	<b>6 431</b>	<b>2123</b>	<b>593</b>	<b>4 320</b>	<b>4 595</b>	<b>80</b>	<b>41,7%</b>

Le réseau du Maine-et-Loire compte **2 123 km de réseau aérien BT nu**.

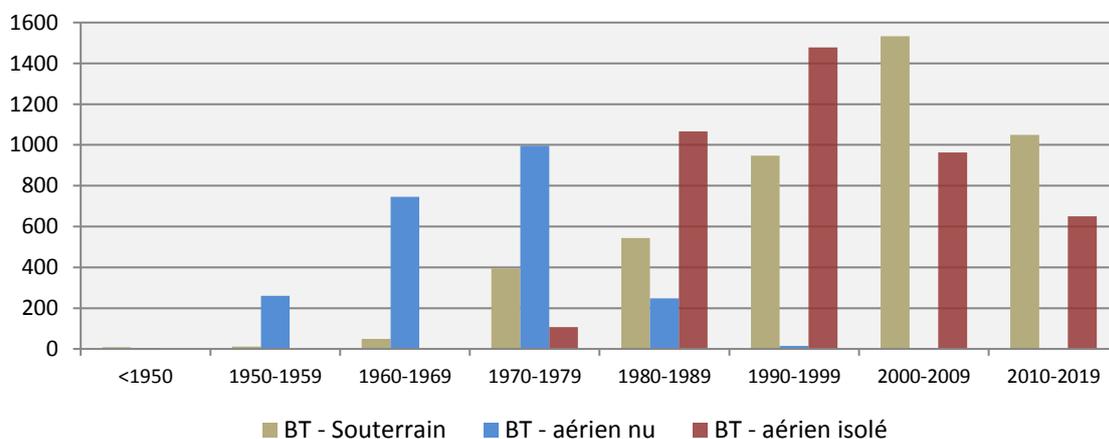
Ce réseau aérien BT nu représente :

- **19,2 % du réseau BT** du département (contre **9,2% au niveau national**)
- **33 % du réseau aérien BT** du département (contre **16,7 % au niveau national**)

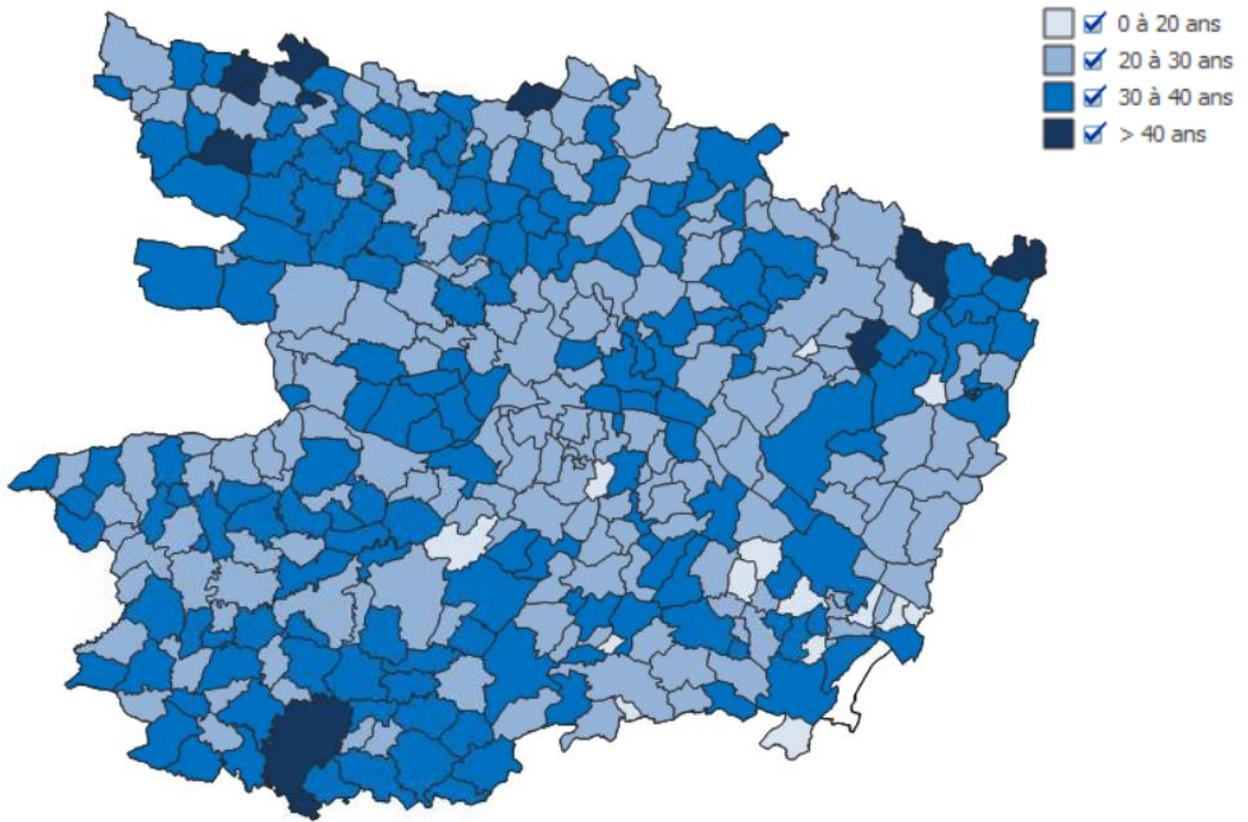
**9,2 %** du réseau BT aérien est composé de **faibles sections aériennes** (contre **5% au niveau national**).

Le linéaire de câbles papier (CPI) ou à Neutre périphérique (NP) est estimé à **une longueur de 79,6 km**.

### Age du réseau BT en exploitation (linéaire par décennie de pose)



**Age moyen des réseaux BT par commune**



### 3.4.2. Le réseau BT aérien

Les réseaux BT nus se répartissent comme suit :

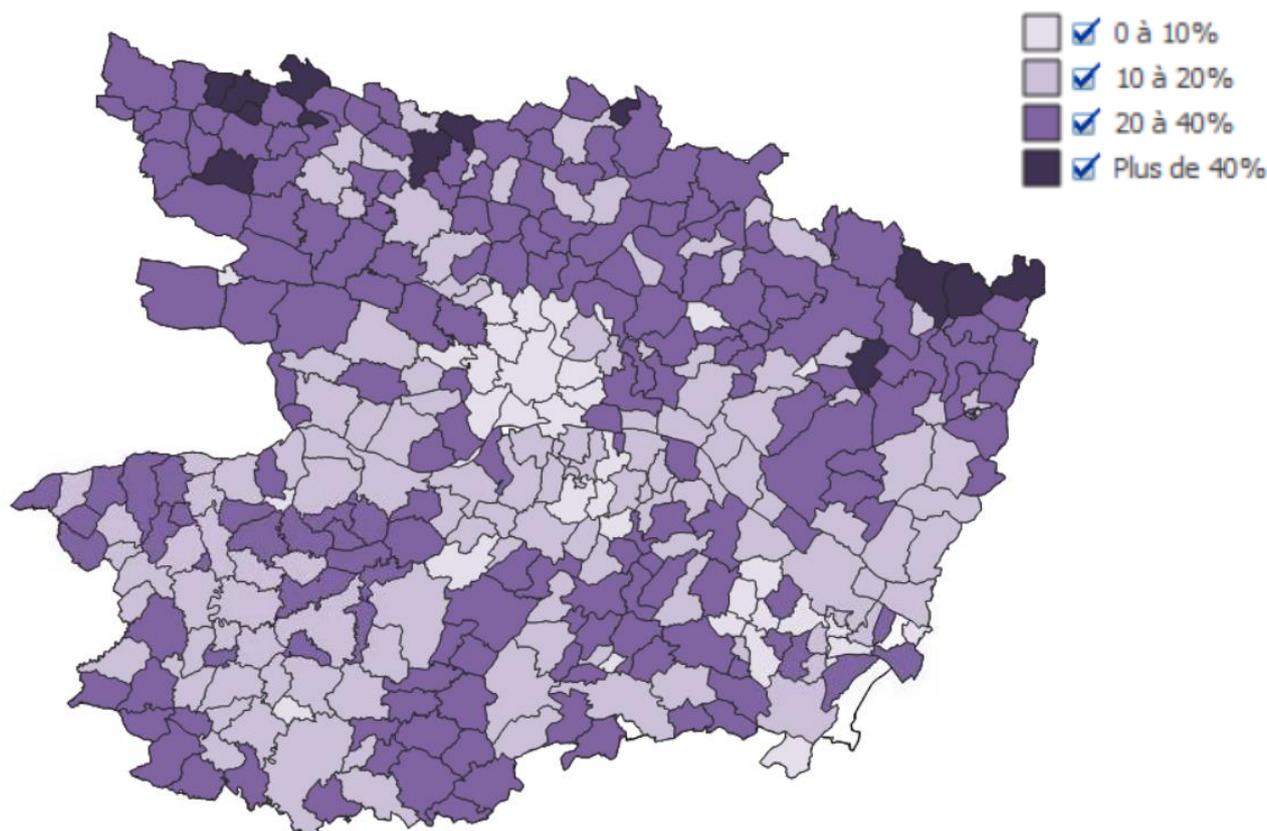
	BT Aérien Nu (km)	% / réseau BT	BT nu faible section (km)	% / réseau BT
Communes ou commune déléguées "urbaines"	588	14,0 %	137	3,2 %
Communes ou commune déléguées "rurales"	1535	22,5 %	457	6,7%

#### Historique stocks BT aérien nu et faible section

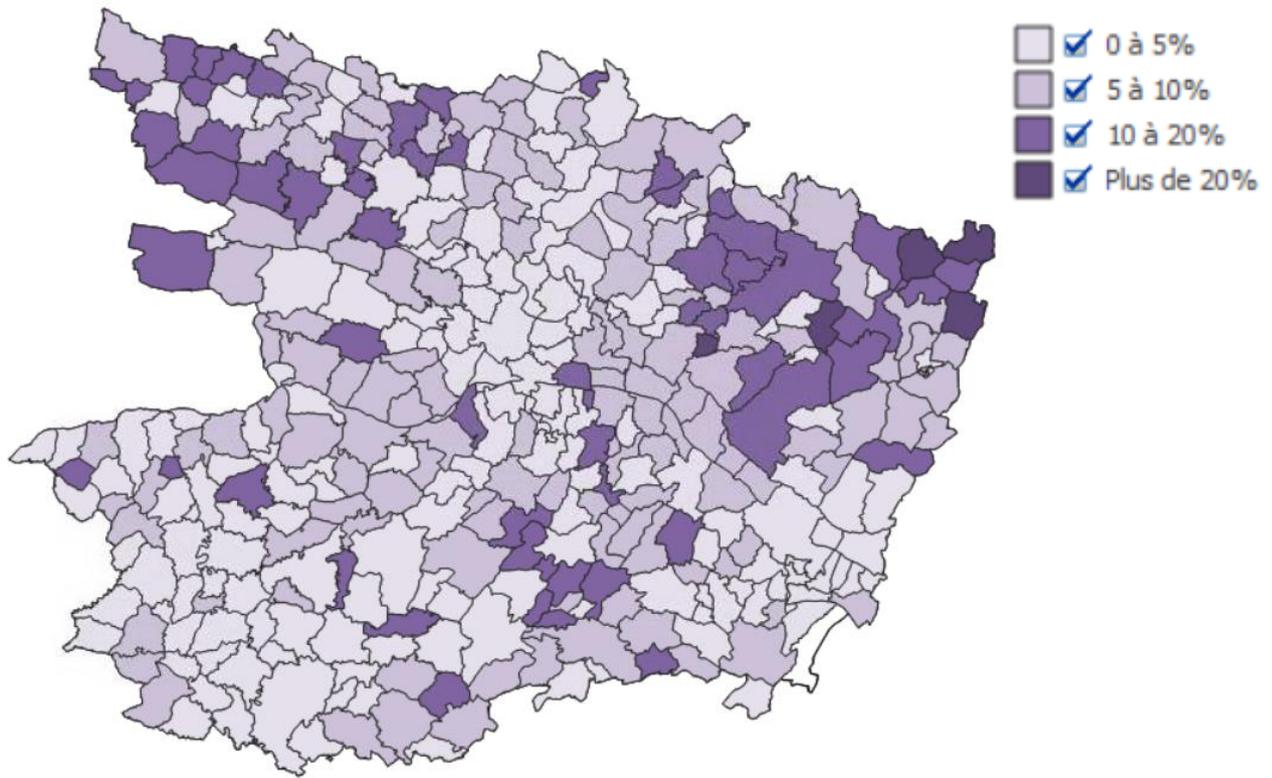
	Réseau BT Aérien Nu (km)					Réseau BT nu faible section (km)				
	2013	2014	2015	2016	2017	2013	2014	2015	2016	2017
Communes "urbaines"	681	664	645	619	588	167	160	156	147	137
Communes "rurales"	1935	1818	1710	1621	1535	613	568	522	488	457
Total	2616	2482	2355	2240	2123	780	729	678	634	593

**Nota :** le rythme élevé de dépose de 2012 à 2015 s'explique notamment par un nombre important de vols de cuivre durant cette période.

#### Taux de réseaux BT nu par commune ou communes déléguées par rapport au linéaire BT total

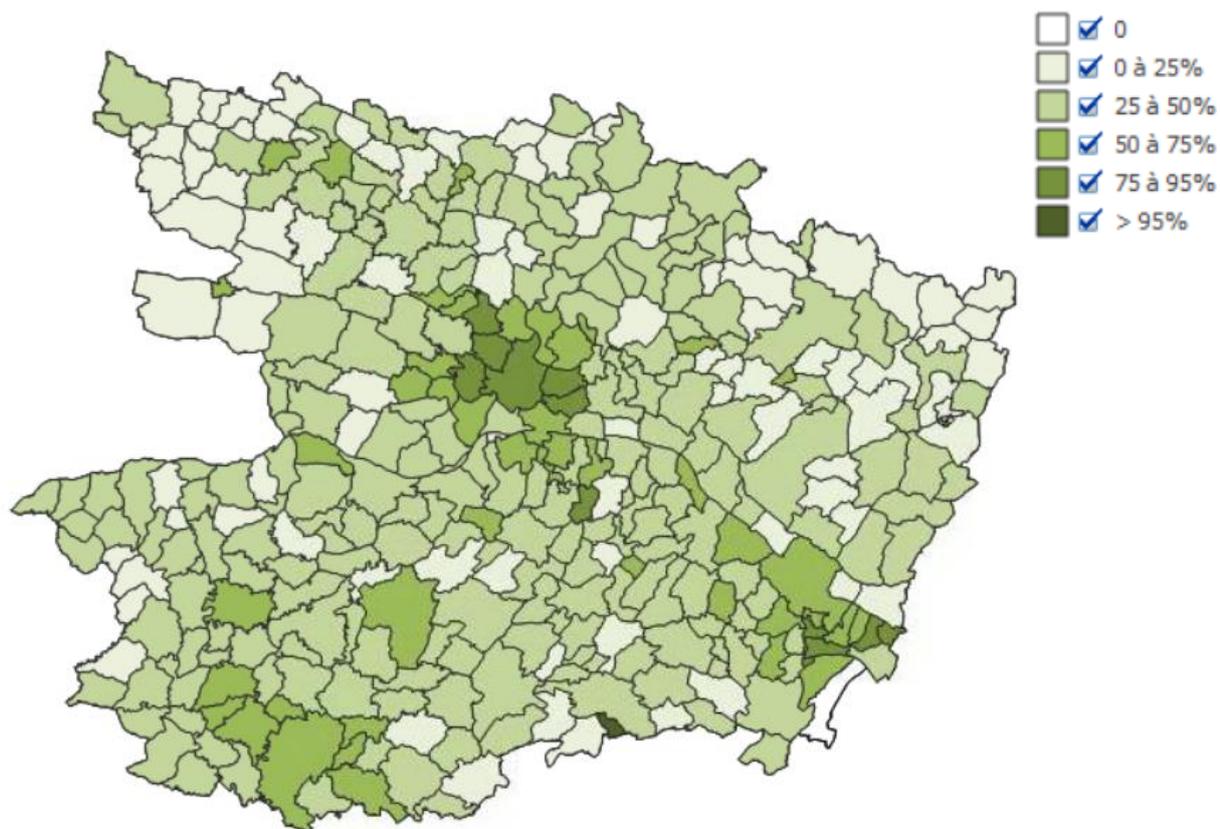


**Taux de réseaux BT faible section par commune ou communes déléguées par rapport au linéaire BT total**

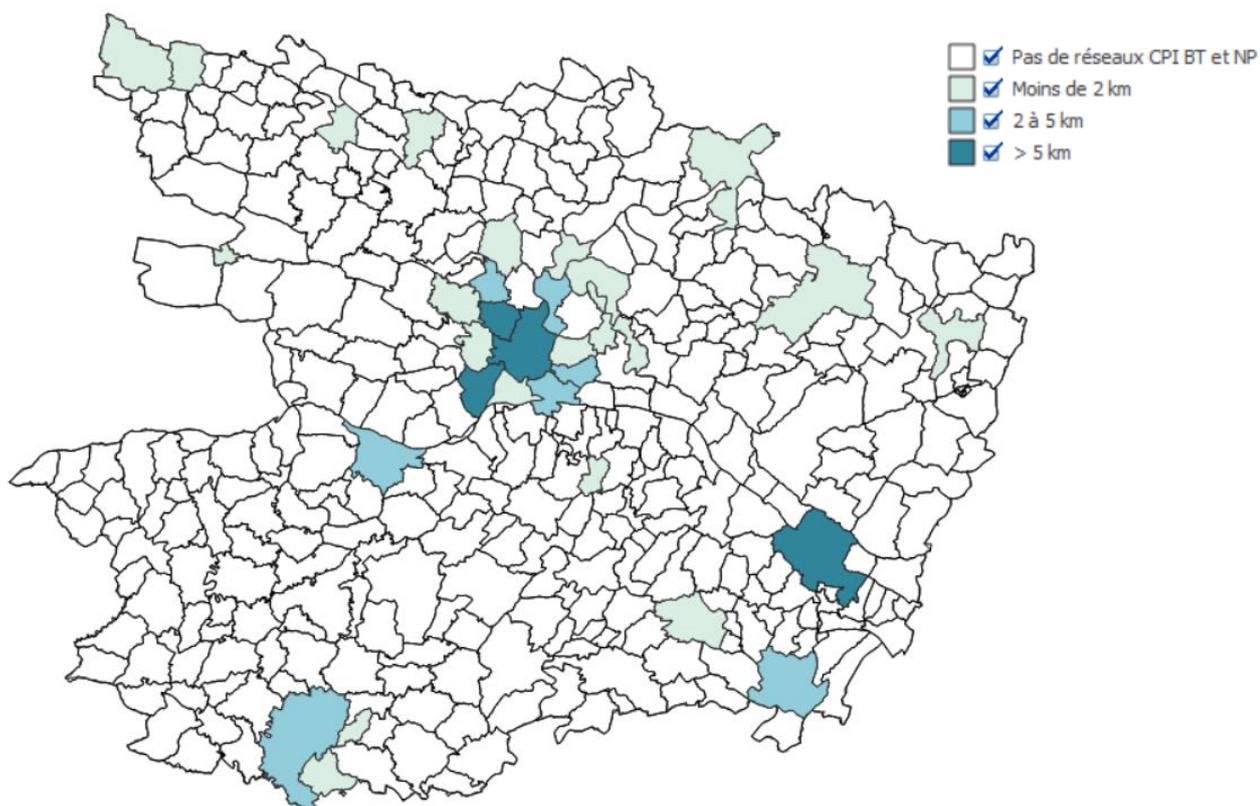


### 3.4.3. Le réseau BT souterrain

#### Taux d'enfouissement des réseaux BT par commune ou communes déléguées



#### Estimation des longueurs de réseaux BT souterrains CPI et NP (Neutre Périphérique)



Les longueurs de réseaux BT souterrains de type CPI et NP **sont estimées** à partir des dates de constructions des ouvrages mentionnées dans le SIG. Elles sont donc à considérer avec précaution.

A la maille du Maine-et-Loire, l'estimation donne à fin 2017 **une longueur de 79,6 km**.

Estimation réseaux BT souterrains CPI et NP	2013	2014	2015	2016	2017
Maine-et-Loire (km)	78.2	78.0	78.0	79.8	79.6

A noter qu'une correction d'anomalie cartographique est à l'origine d'une augmentation de 2 km du stock estimé en 2016.

### 3.5 Les branchements individuels et collectifs

ENEDIS a engagé un inventaire des branchements dans le cadre de la mise en œuvre de l'article 153 de la LTE-CV (désormais codifié à l'article L. 2224-31-I du CGCT).

Enedis transmettra au SIEMML les données relatives aux branchements individuels et collectifs établies dans le cadre de l'inventaire prévu par le décret du 21 avril 2016 et conformément aux dispositions précisées dans l'arrêté associé, en vue d'une actualisation de l'état des lieux et du diagnostic technique.

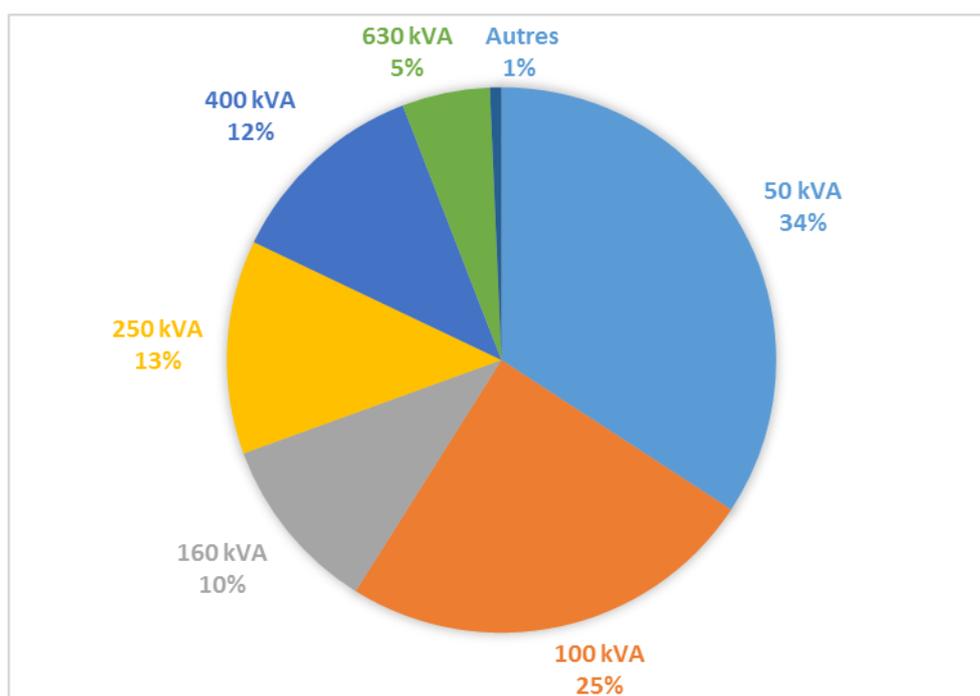
### 3.6 Les compteurs

Le déploiement des compteurs Linky est engagé sur le territoire. A fin 2017, près de 80 000 compteurs ont d'ores et déjà été remplacés.

Enedis transmettra au SIEMML les données relatives aux compteurs établies dans le cadre de l'inventaire prévu par le décret du 21 avril 2016 et conformément aux dispositions précisées dans l'arrêté associé, en vue d'une actualisation de l'état des lieux et du diagnostic technique.

### 3.7 Les transformateurs

A fin 2017, 16 340 transformateurs sont en service sur le territoire de la concession, répartis comme suit :



## 4 Le réseau exposé aux aléas climatiques

### 4.1 Le réseau HTA soumis au risque bois

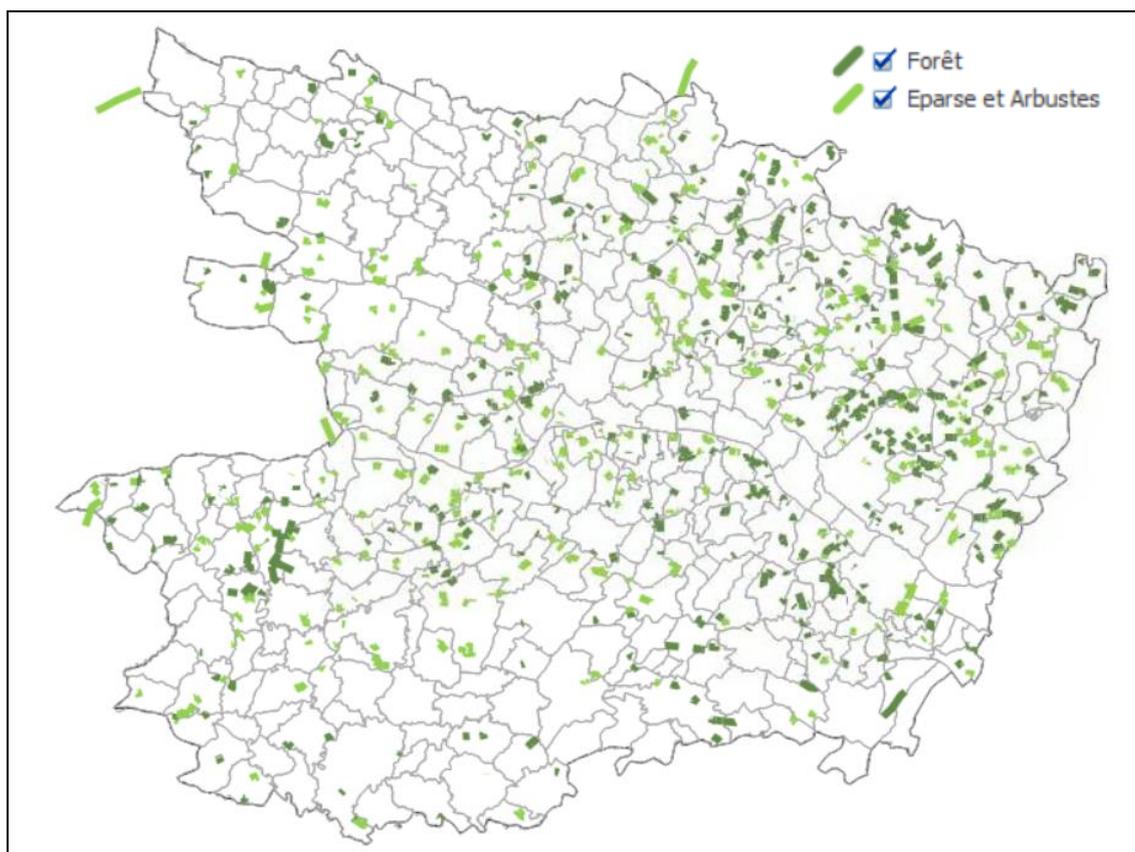
Le réseau HTA aérien du Maine et Loire compte 265 km de lignes à risque bois, soit 2,3% du réseau HTA total (pour 5,7% au niveau national) et 3,5% du réseau HTA aérien (pour 11,1% au niveau national).

Cet inventaire « théorique » des lignes à risque bois est obtenu par le recoupement géographique de la cartographie du réseau HTA aérien avec la base de données européenne Corine Land Cover. Une analyse terrain est nécessaire pour confirmer ou non la présence et le risque avéré végétation autour de ces lignes HTA.

Cet inventaire recouvre par ailleurs des situations très diverses, de la forêt dense à de la végétation plus épars (haies, bosquets,...) :

	Longueur à risque bois à fin 2017 (km)
Arbustes, Eparses	131
Forêts	134
Total	265

#### Localisation des lignes HTA aériennes à risque bois

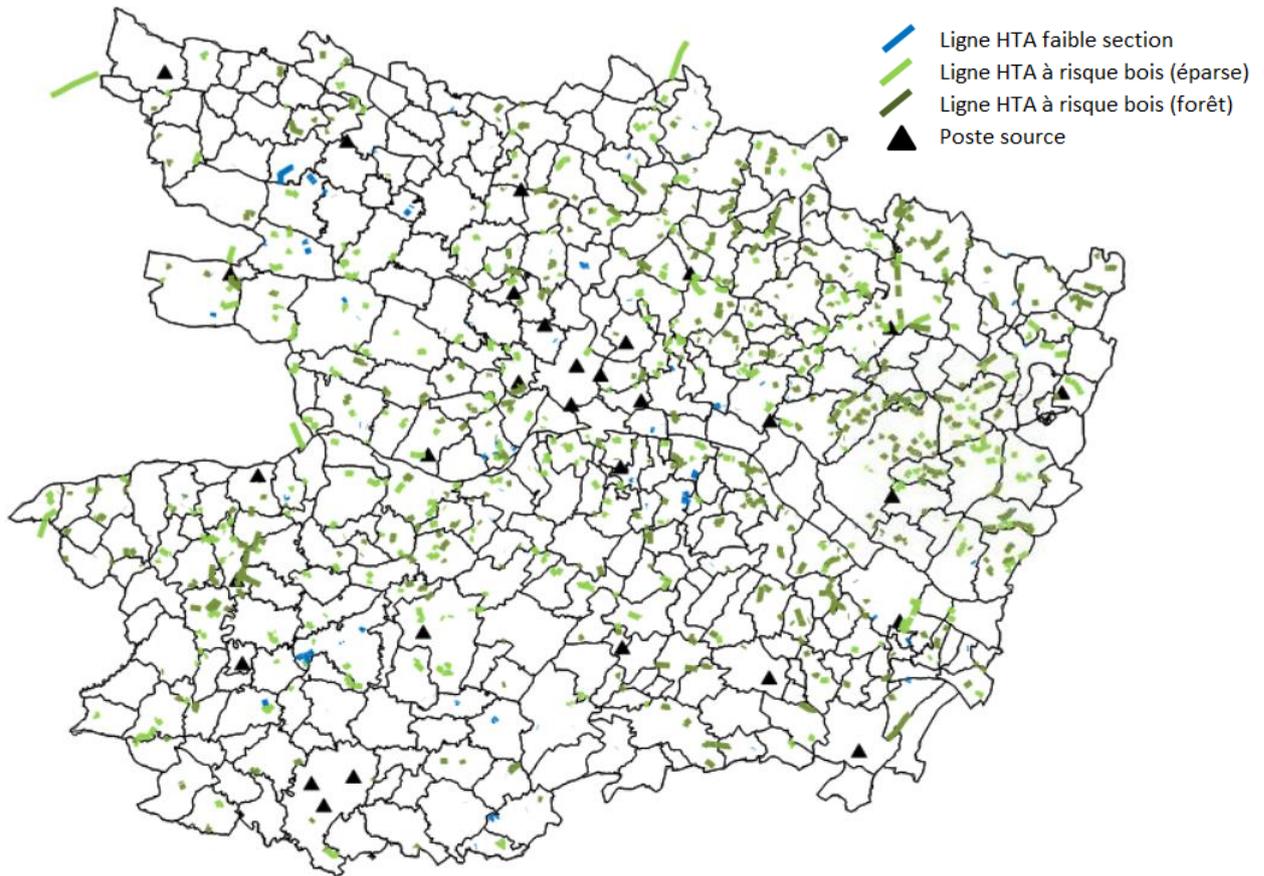


Le réseau exposé au risque bois peut, après vérification du risque sur le terrain, faire l'objet de sécurisation via diverses méthodes : élagage, abattage, contournement, enfouissement, ...

## 4.2 Le réseau HTA exposé au risque vent & faible section

Le réseau aérien HTA composé de lignes en faible section est considéré « à risque », exposé quelle que soit sa localisation aux aléas climatiques du fait de sa fragilité.

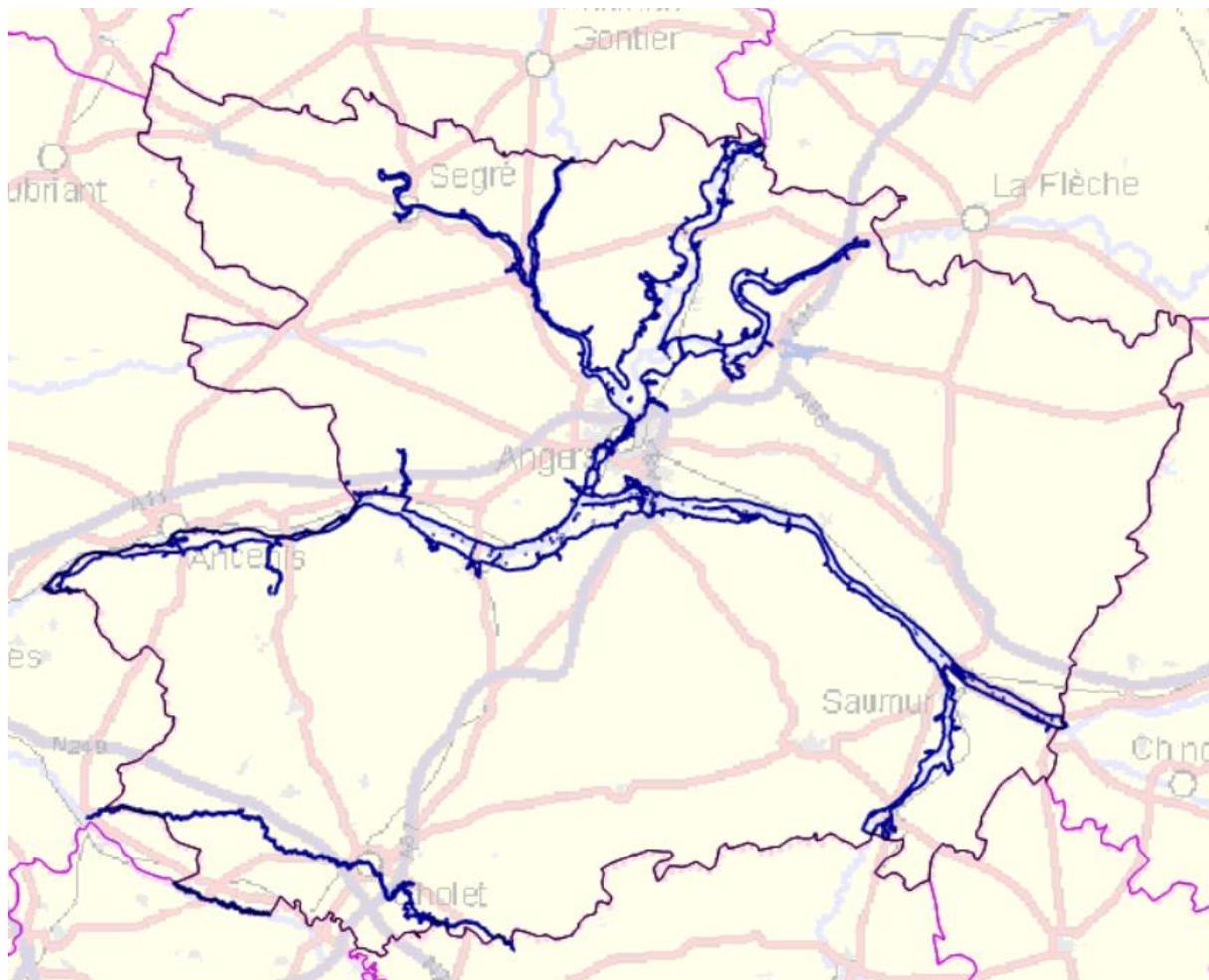
Ce réseau est décrit dans le paragraphe 3.2 du présent document.



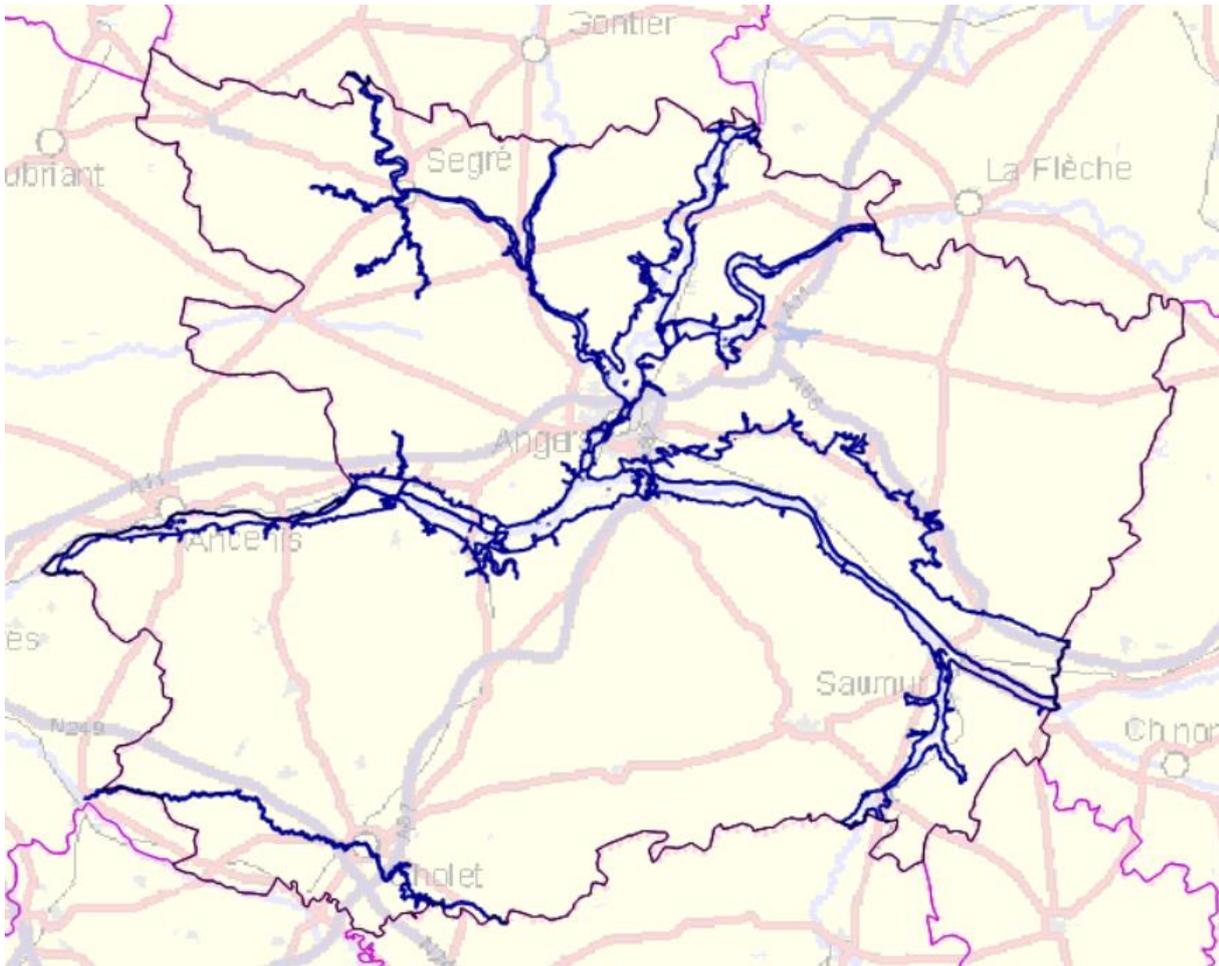
### 4.3 Le réseau en zone inondable

Ci-dessous les cartographies associées au PPRI Maine-et-Loire, à partir desquelles pourra être effectué un diagnostic de vulnérabilité des ouvrages électriques.

#### **PPRI Maine-et-Loire – zones inondables, crue trentennale**



**PPRI Maine-et-Loire – zones inondables, crue centennale**



# DIAGNOSTIC TECHNIQUE ET PERFORMANCE DU RESEAU

---

## 1 La performance du réseau et la qualité de fourniture

### 1.1 Les seuils du décret Qualité

Le décret Qualité 2007 -1826 modifié et l'arrêté du 24 décembre 2007 modifié, fixent les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution.

#### La Continuité de Fourniture

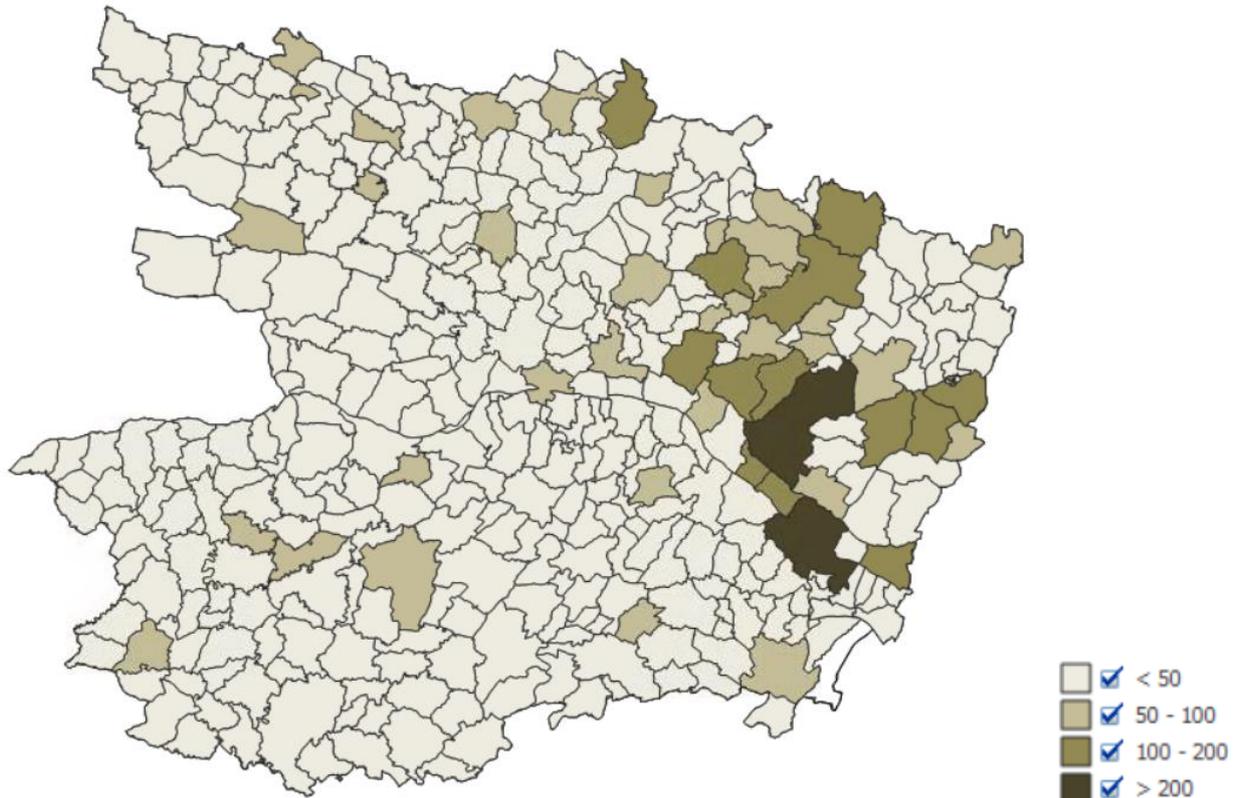
La continuité de fourniture est caractérisée par :

- Le nombre d'interruptions longues (>3 min) => seuil 6 CL
- Le nombre de coupures brèves (1s à 3 min) => seuil 35 CB
- La durée cumulée maximale de ces coupures => seuil 13 heures

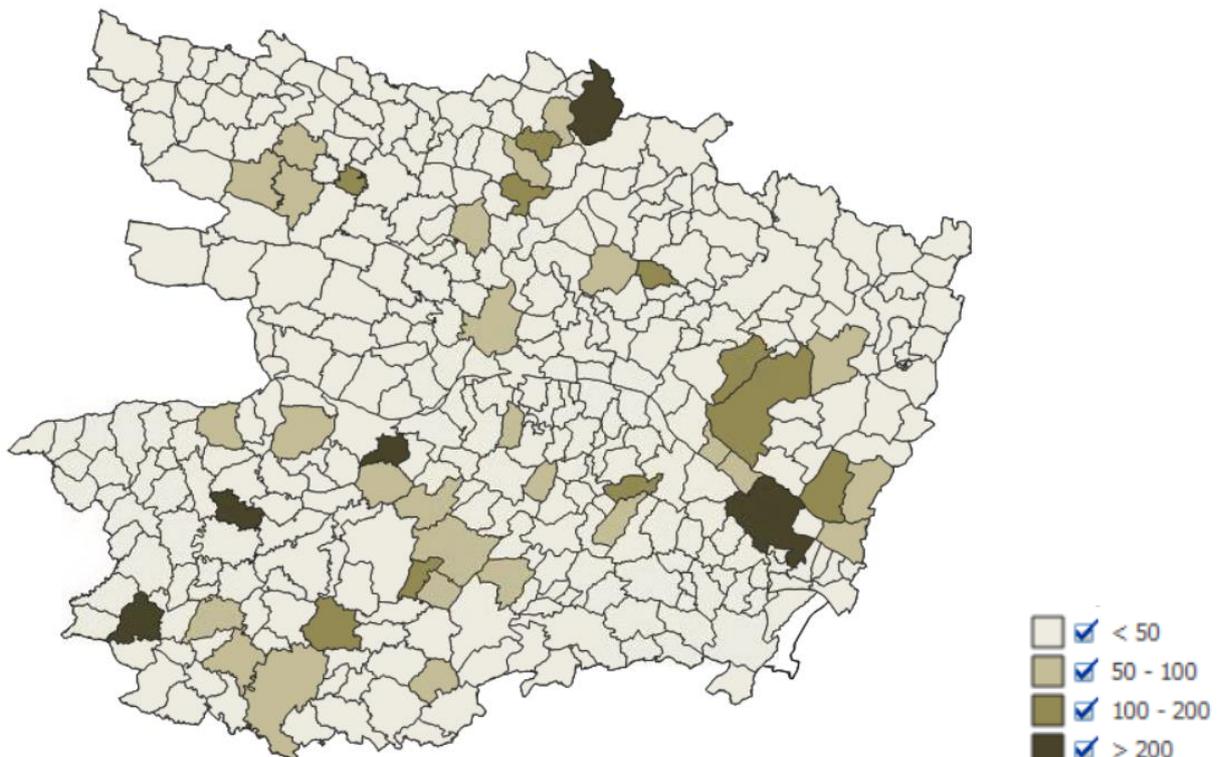
Le niveau global de continuité est non respecté si le % de clients dépassant les seuils ci-dessus à la maille du département est supérieur à 5 %.

% clients en dépassement	2013	2014	2015	2016	2017
% clients ayant subi plus de 6 CL	0,03%	0,77%	0,26%	0,25 %	0,45%
% clients ayant subi plus de 35 CB	0,1 %	0%	0%	0%	0%
% clients ayant subi un temps de coupure > 13 heures	0,5%	0,7 %	0,85 %	4,9 %	1,2%
% clients en dépassement Continuité de Fourniture (tout seuil)	0,6%	1,4%	1,0%	4,9%	1,5%

**Nombre de clients en dépassement d'au moins un des 3 seuils Continuité de Fourniture, moyenne 2013-2017**



**Décret Qualité – Nombre de clients en dépassement d'au moins un des 3 seuils Continuité de Fourniture 2017**



## La Tenue de tension

Un client est considéré comme mal alimenté au sens de la tenue de tension lorsque son point de connexion au réseau connaît au moins une fois dans l'année une tension BT à l'extérieur de la plage de variation fixée par le décret du 24 décembre 2007 précité, à savoir 230V+/- 10 %.

Au sens du décret qualité, le taux de « CMA » à ne pas dépasser est fixé à 3% du nombre de clients du département.

% clients en dépassement :	2013	2014	2015	2016	2017
% CMA (tenue de tension)	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%
Nombre de CMA	1867	1204	655	735	564

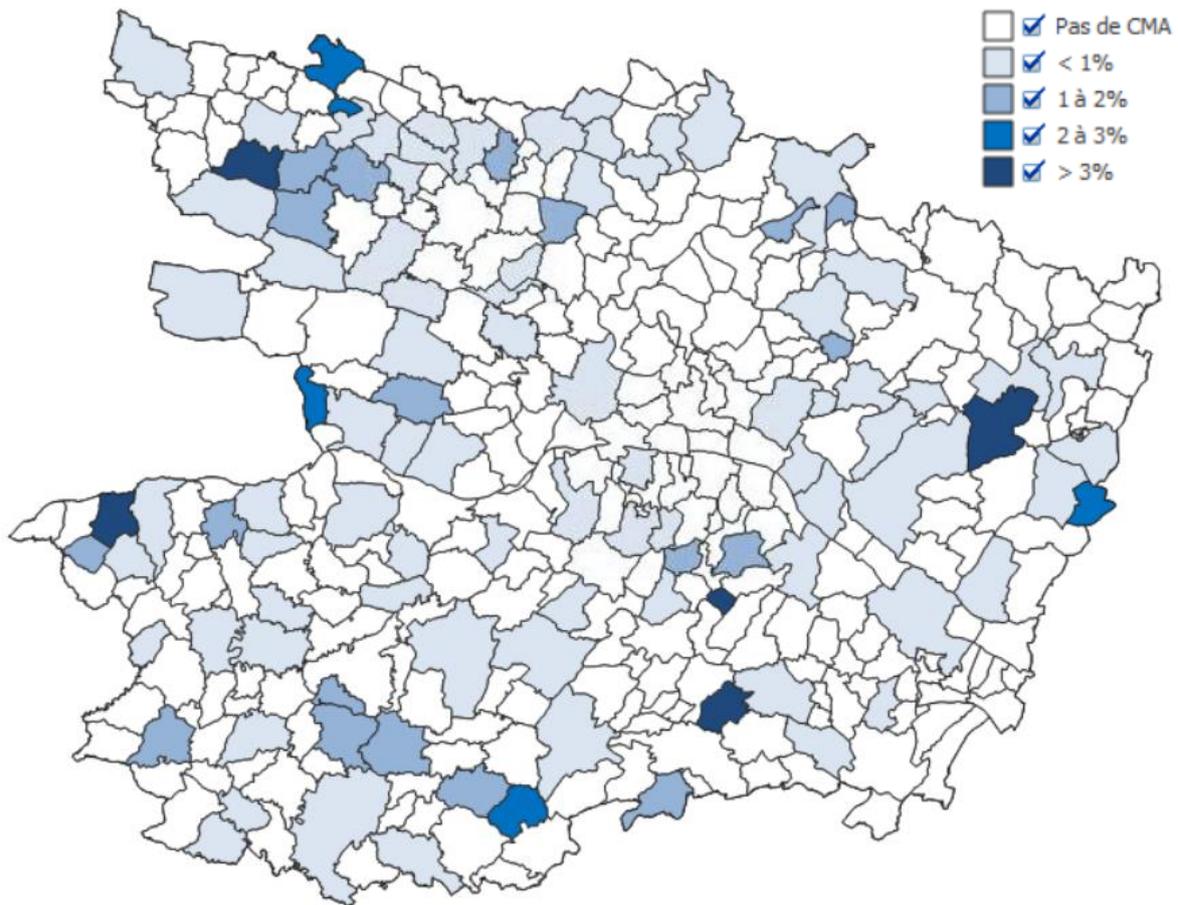
Sur la période 2013 – 2017, malgré des années 2016 et 2017 particulièrement perturbées climatiquement **tous les critères relatifs à la continuité de fourniture sont restés en dessous des seuils du décret.** Sur la même période, les résultats relatifs à la tenue de tension sont très largement inférieurs au seuil.

*Nota : En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, Enedis utilise un modèle statistique décrit au 1er paragraphe « évaluation statistique » de l'arrêté du 16 septembre 2014. Compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, le modèle donne une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver), du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues.*

*À la suite des réflexions menées au niveau national dans le cadre d'un groupe de travail associant des représentants de la FNCCR et des autorités concédantes, Enedis a fait évoluer sa méthode statistique en 2018 de façon à prendre en compte dans la modélisation, d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau basse tension, et d'autre part, les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique.*

*Cette évolution a conduit à une augmentation significative du nombre de CMA en 2018.*

## Représentation du taux de CMA par commune (2017)



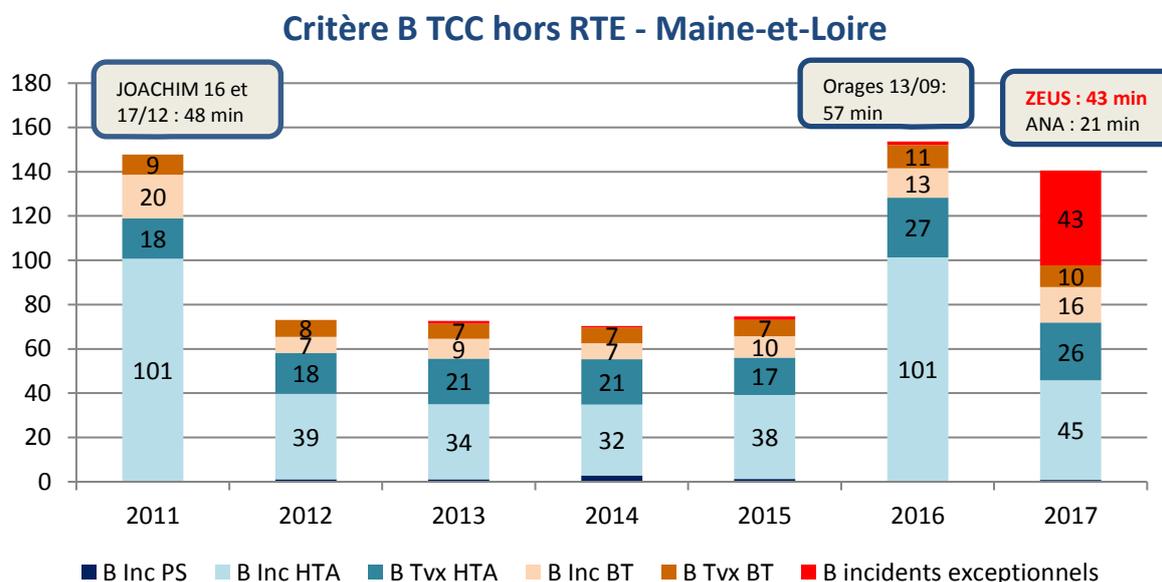
### Les facteurs d'influence

	2016	2017
<b>% de CMA</b> <i>Résultats CMA donnés par l'outil GDO SIG</i>	0,17%	0,13%
<b>Chute de tension HTA</b> <i>% de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension HTA&gt;5%</i>	0,64%	0,12%
<b>Prises de transformateurs HTA/BT</b> <i>% de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5% dans le modèle de calcul</i>	0,59%	0,56%
<b>Résidences secondaires (RS)</b> <i>(Nombre RS INSEE/Nombre total Résidences INSEE) x (Nombre RS INSEE-Nombre RS SIG)/1000</i>	0,09	0,07
<b>Réclamations</b> <i>Nombre de réclamations avérées en tenue en tension non identifiées par l'outil GDO SIG (dans le département, pour 1000 clients)</i>	0,181	0,071
<b>Indice Local</b>	<b>3,95</b>	<b>3,23</b>

L'indice local intégrant l'ensemble de ces facteurs d'influence reste notablement en deçà de la valeur seuil définie.

## 1.2 L'évolution du critère B et la vision qualité de la fourniture

Le critère B mesure la durée (minutes) pendant laquelle un client alimenté en basse tension est privé d'électricité en moyenne, par année civile. Il résulte des interruptions de fourniture suite aux incidents Poste source, HTA et BT mais aussi aux interruptions pour travaux.

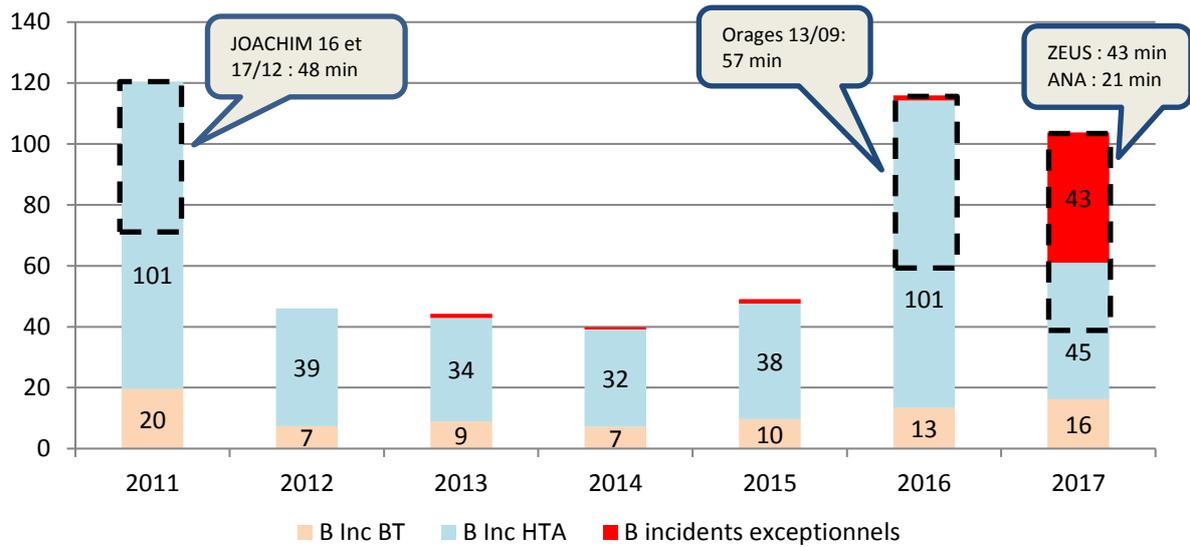


### Evolution du critère B HIX SIEML & FRANCE

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
SIEML	B HIX hors RTE (min)	148	73	71	70	73	152	98
	B incidents HIX HTA et BT (min)	120	46	43	39	48	114	61
France	B HIX hors RTE (min)	70.3	73.6	81.8	64.1	61.1	64.2	65.1
	B incidents HIX HTA et BT (min)	49.6	56.7	62.9	46.6	42.6	44.5	48.8

Sur la période 2014-2017, l'écart entre le critère B HIX hors RTE moyenné sur 4 ans du Maine-et-Loire et celui de la France est de 35 minutes.

## Zoom sur le Critère B incident HTA et BT TCC

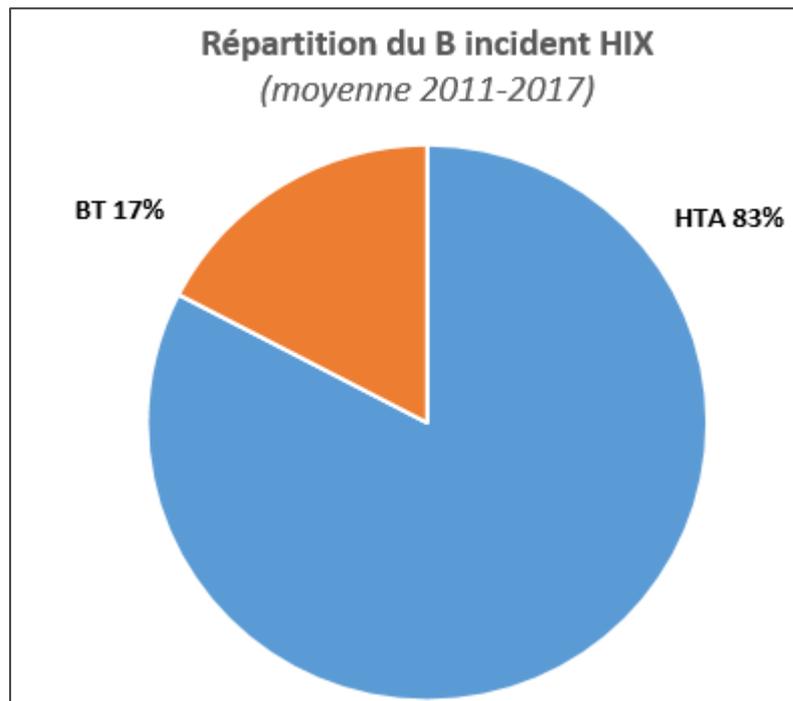


### Evènements météorologiques :

2011 : Tempête Joachim (16/12)

2016 : Tempête Suzanna (8/02), Tempête Ulrika (13/02), Episode orageux (13/09)

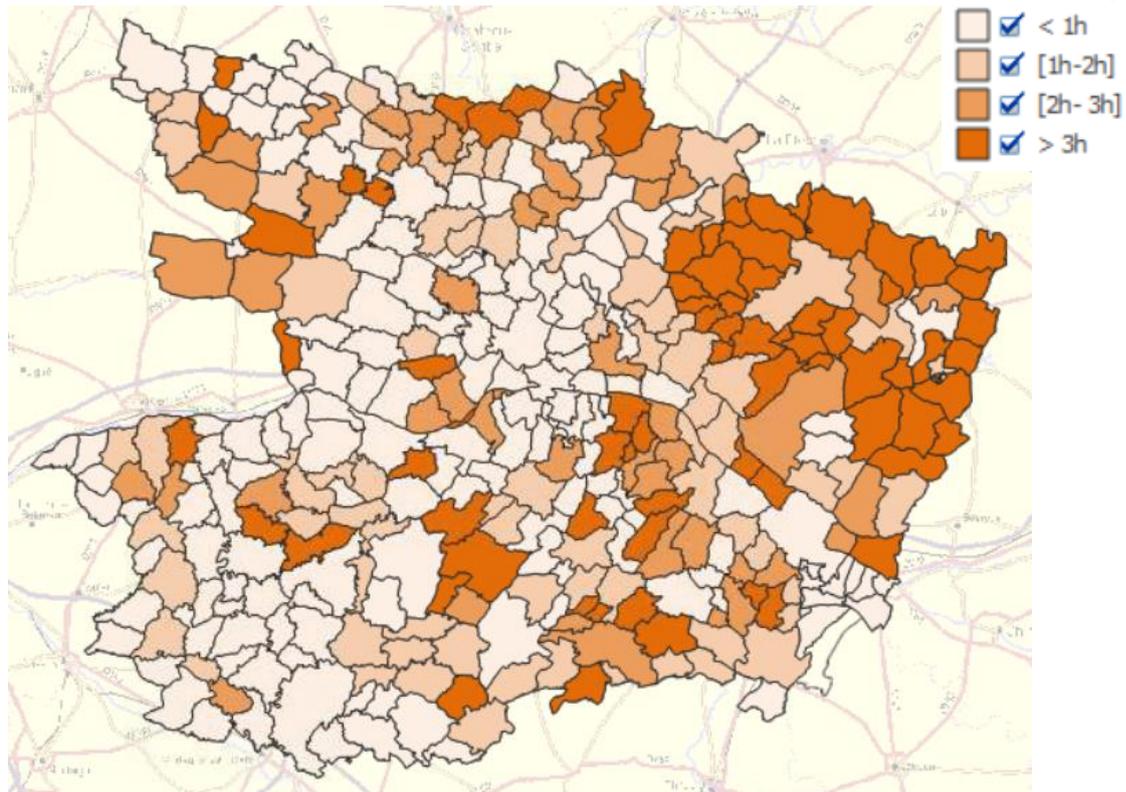
2017 : Tempêtes « KLM » Kurt Leiv Marcel (3 au 5/02), Tempête Zeus (6/03), Tempête Ana (11/12)



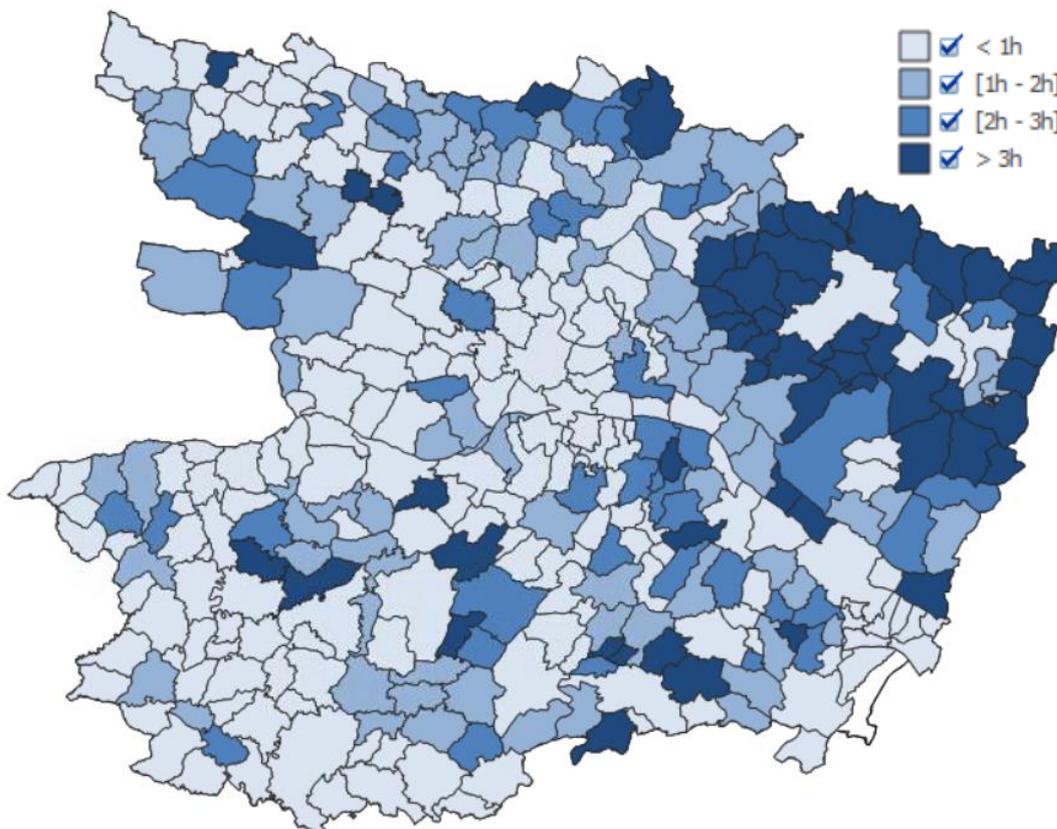
Malgré des évènements climatiques récurrents notamment en 2016 et 2017, qui ont impacté le critère B, **le taux de disponibilité du réseau reste supérieur à 99,96%**.

**Les incidents HTA représentent plus de 80%** du temps de coupure moyen sur incident.

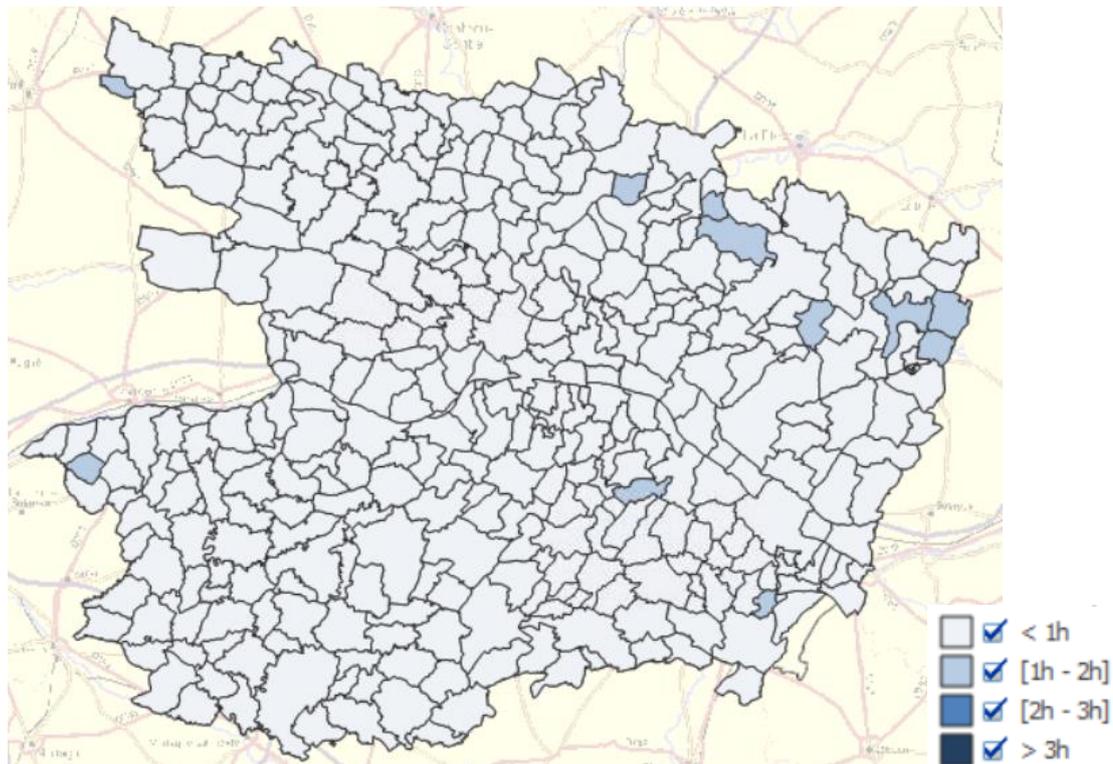
**B incidents HTA y compris Exceptionnels (moyenne 2013-2017)**



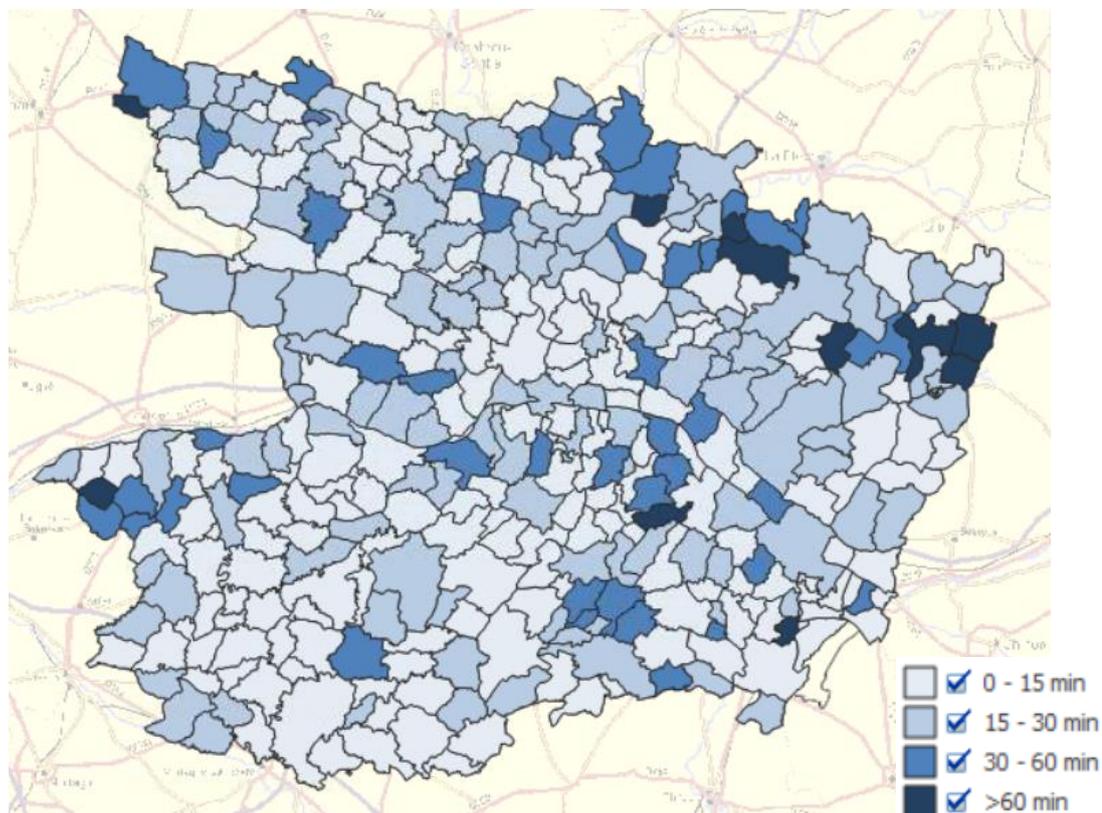
**Critère B incident HTA HIX 2013-2017**



## B incidents BT y compris exceptionnels 2013-2017



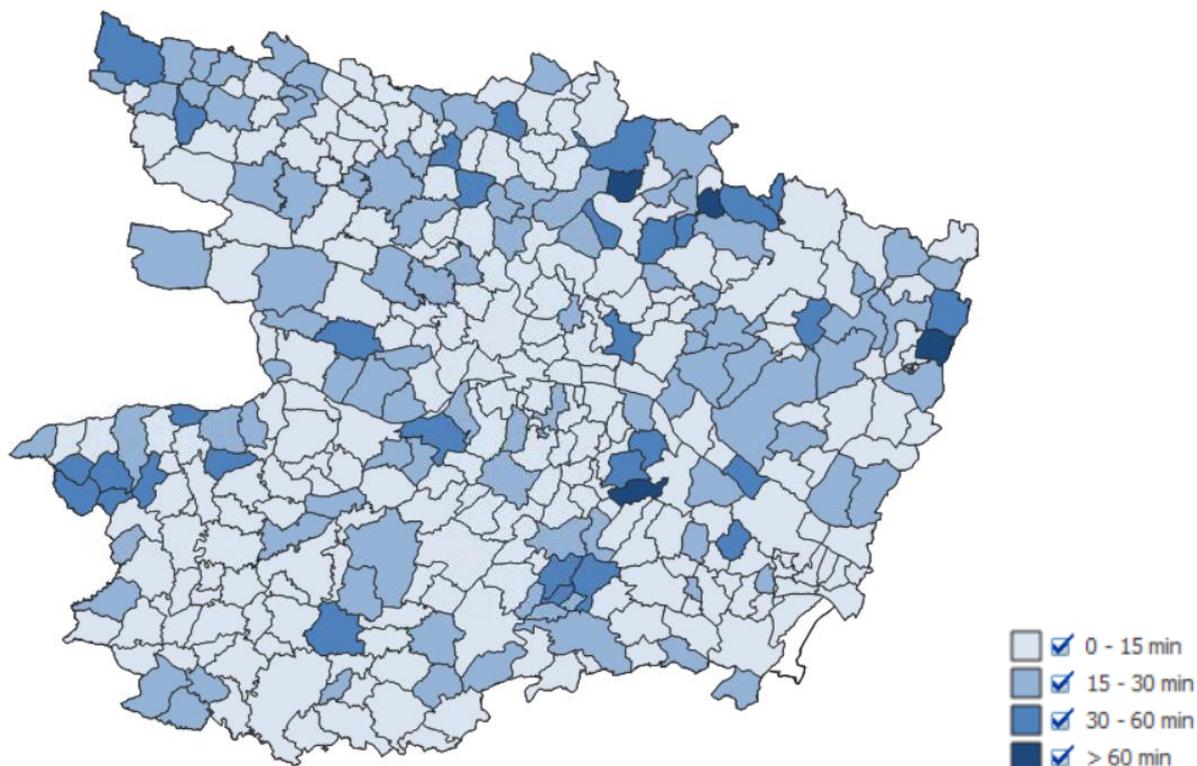
En prenant les mêmes seuils que pour le B incident HTA, on constate qu'il y a très peu de communes ayant un B incident BT moyen > 1h, ce qui illustre nettement la **priorité à donner aux investissements HTA qui impactent plus de clients**. Il est nécessaire de baisser les seuils pour faire apparaître les différences sur le critère B Incident BT entre communes ou communes déléguées (voir cartographie ci-dessous) :



## B incidents BT Hix 2013-2017



Pour les raisons évoquées précédemment, il est ici encore nécessaire de baisser les seuils pour faire apparaître les différences sur le critère B Incident BT entre communes ou communes déléguées (voir cartographie ci-dessous) :



### Contribution des travaux AODE au critère B :

	2013	2014	2015	2016	2017
Contribution calculée	5 min 54s	5 min 6s	5 min 12s	6 min 6s	5 min 36s

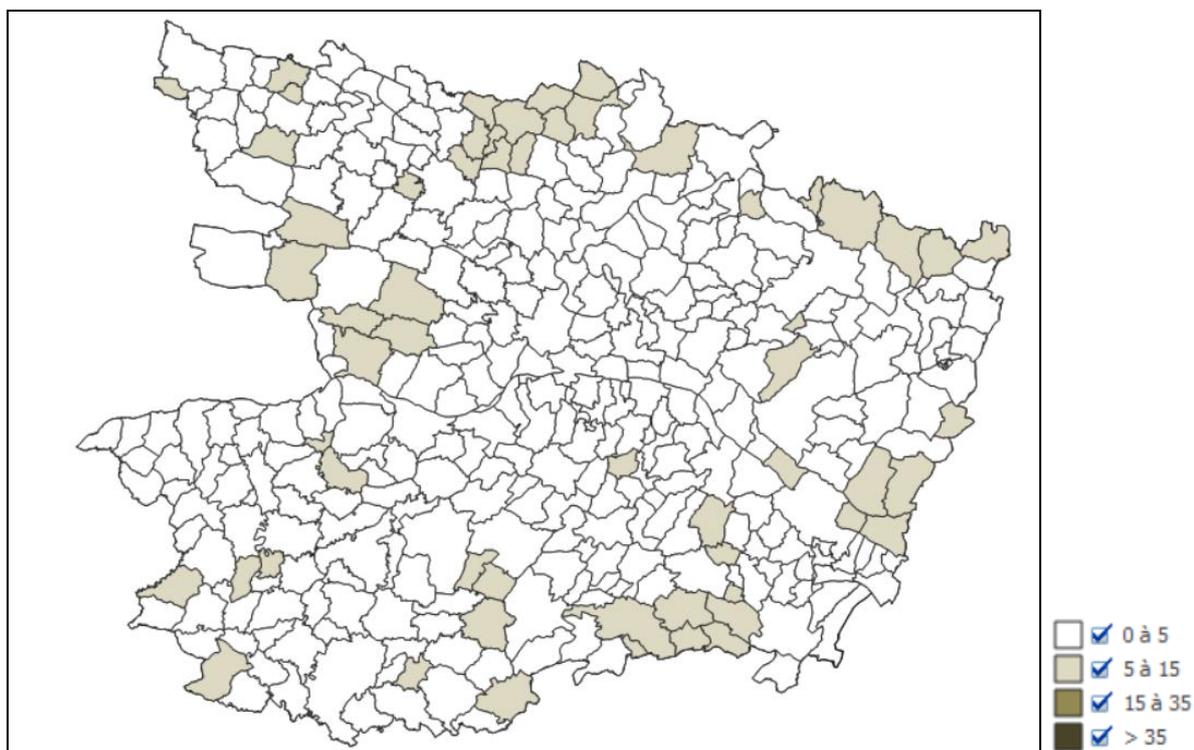
### Critère M : temps moyen de coupure par client HTA

Critère M HIX hors RTE (min)	2013	2014	2015	2016	2017
Maine-et-Loire	67.4	37.3	39.9	78.2	48.0

Critère M HIX hors RTE (min)	2017	2018	2019	2020
Objectif national TURPE 5	45.7	45.4	45.1	44.8

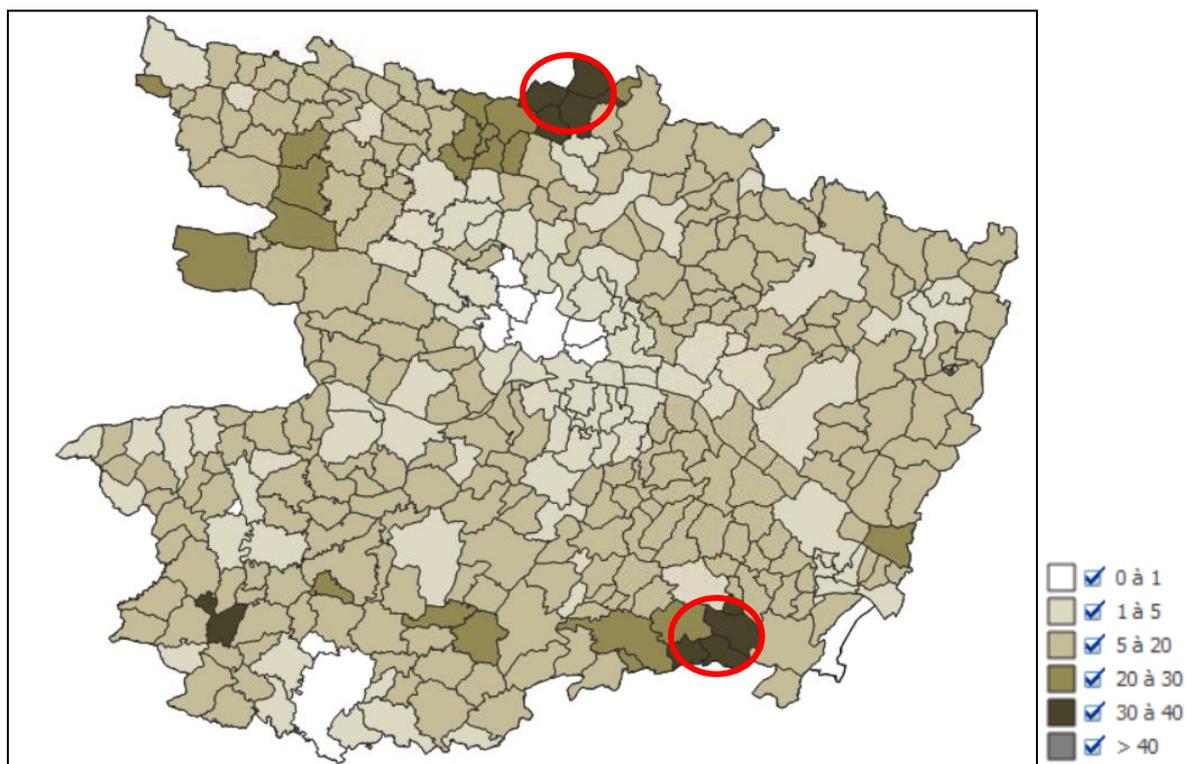
### Coupures Brèves – Moyenne annuelle 2013-2017

Sur les 5 dernières années, **aucune commune ne dépasse 15 coupures brèves en moyenne annuelle.**  
**Le critère qualité (< 35 CB) est très largement respecté** sur l'ensemble du département et l'ensemble des communes ou communes déléguées.



## Coupures Très Brèves - Moyenne annuelle 2013-2017

L'état des lieux des Coupures Très Brèves (aucun niveau de qualité réglementaire exigé) n'appelle pas de priorisation d'investissement particulier sur le territoire mais permet d'orienter les actions d'entretiens et de maintenance (Elagage, ...).



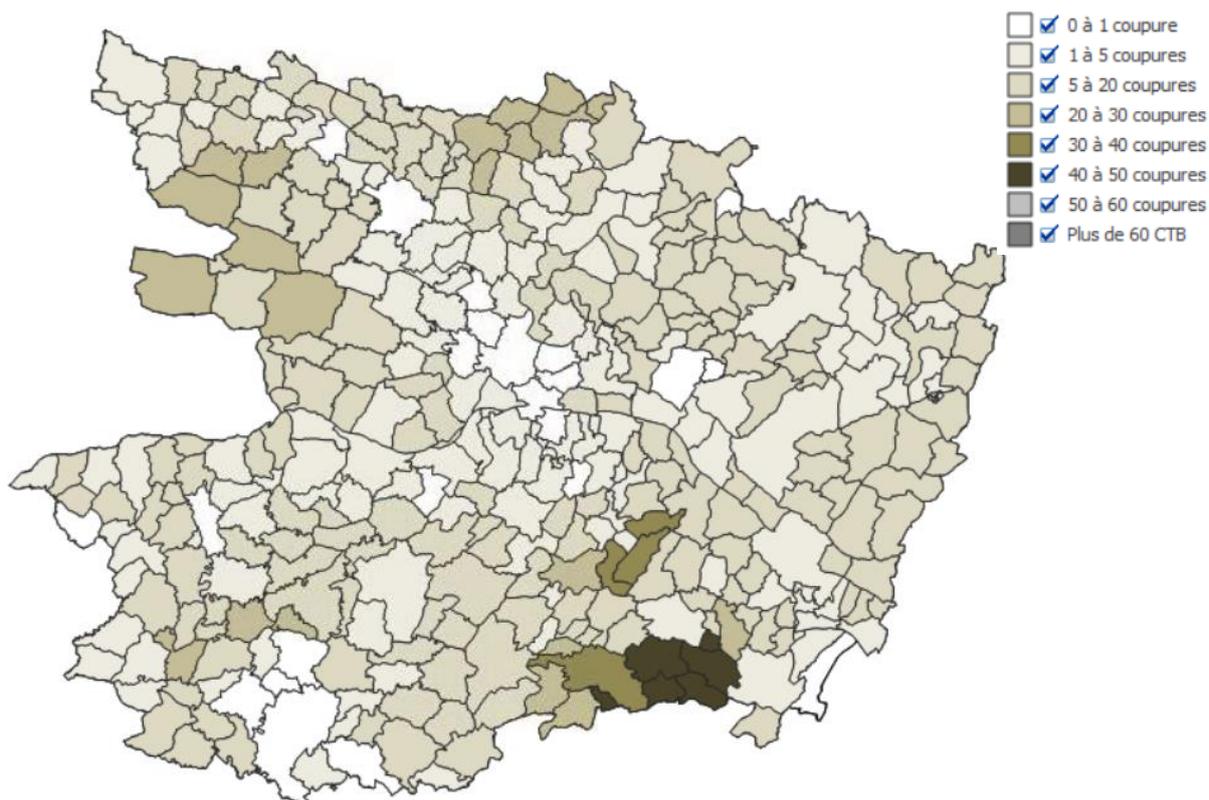
Les zones entourées en rouge feront l'objet d'une analyse complémentaire par Enedis durant la première année du PPI.

Communes ou communes déléguées concernées :

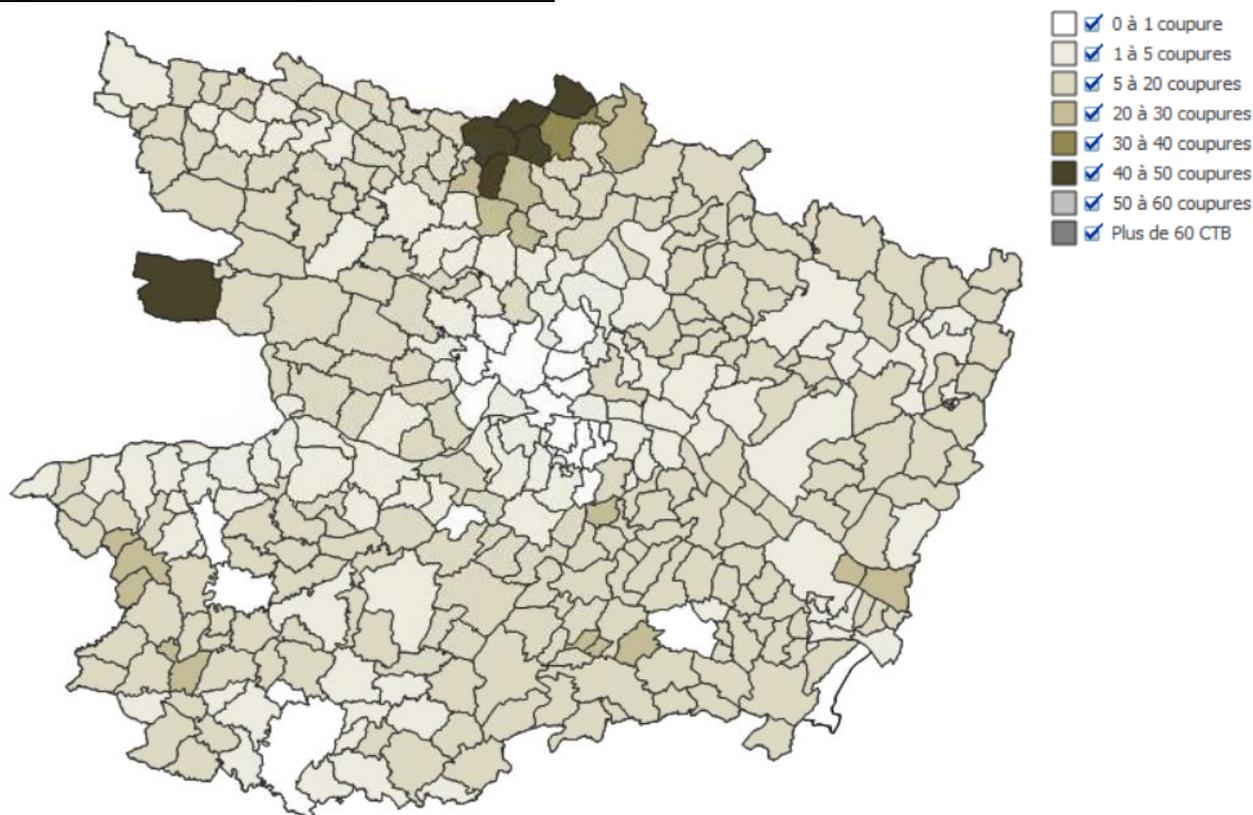
- 49096: CHERRE
- 49105: CONTIGNE
- 49205: MIRE
- 49335: SOEURDRES
- 49302: SAINT-MACAIRE-DU-BOIS
- 49253: LE PUY-NOTRE-DAME
- 49364: VAUDELNAY
- 49053: BROSSAY

Ci-après sont détaillés par année ces volumes de coupures par commune :

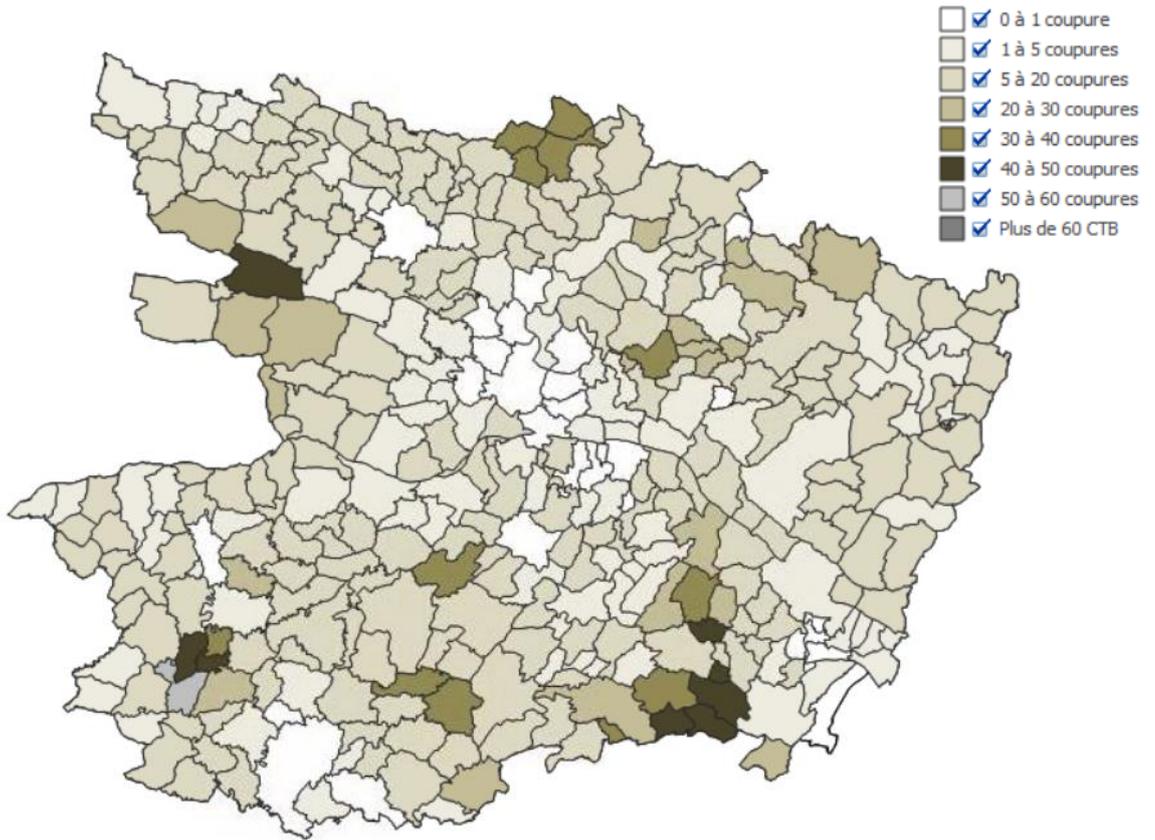
### Coupures Très Brèves HTA par commune - 2015



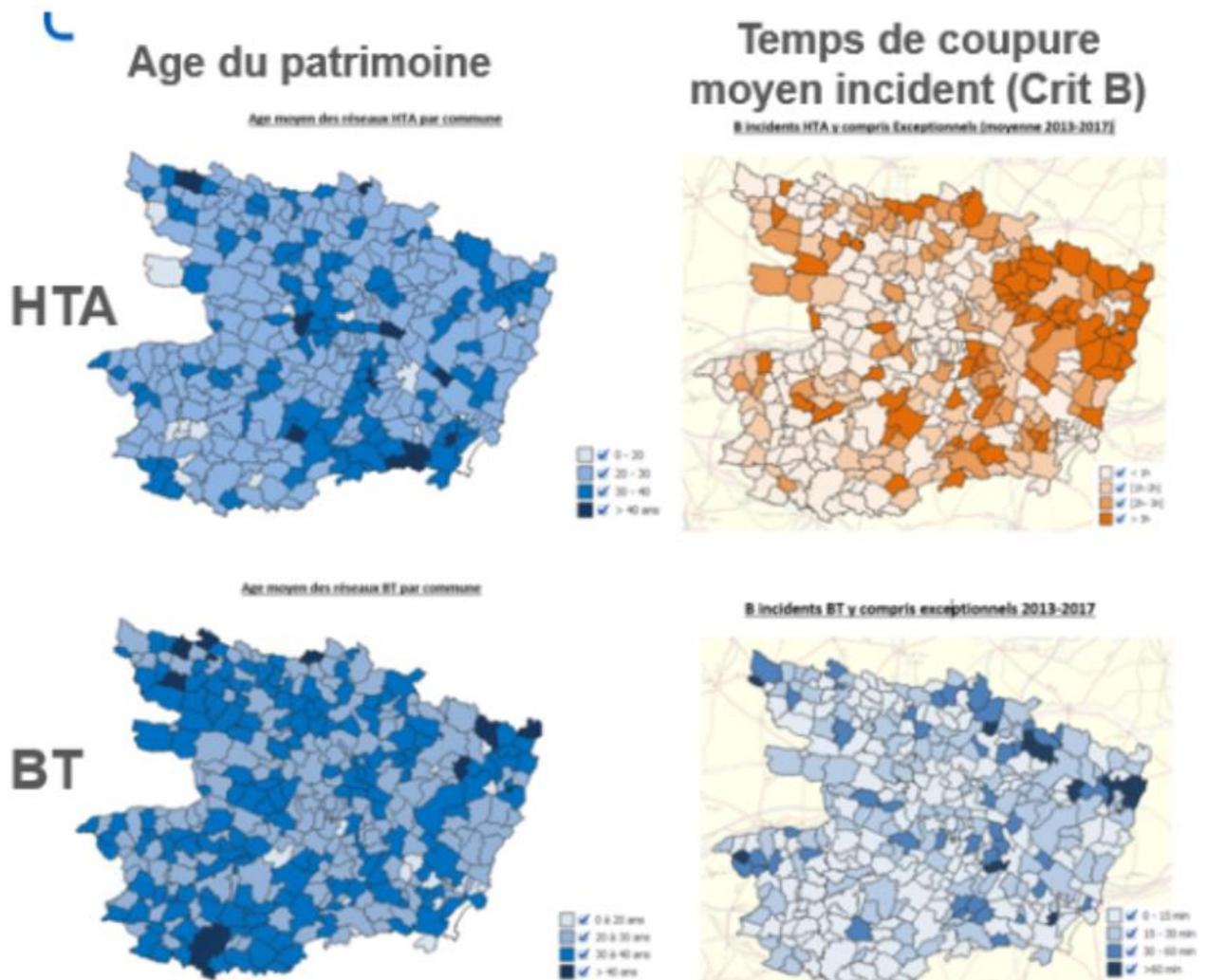
### Coupures Très Brèves HTA par commune - 2016



## Coupages Très Brèves HTA par commune - 2017



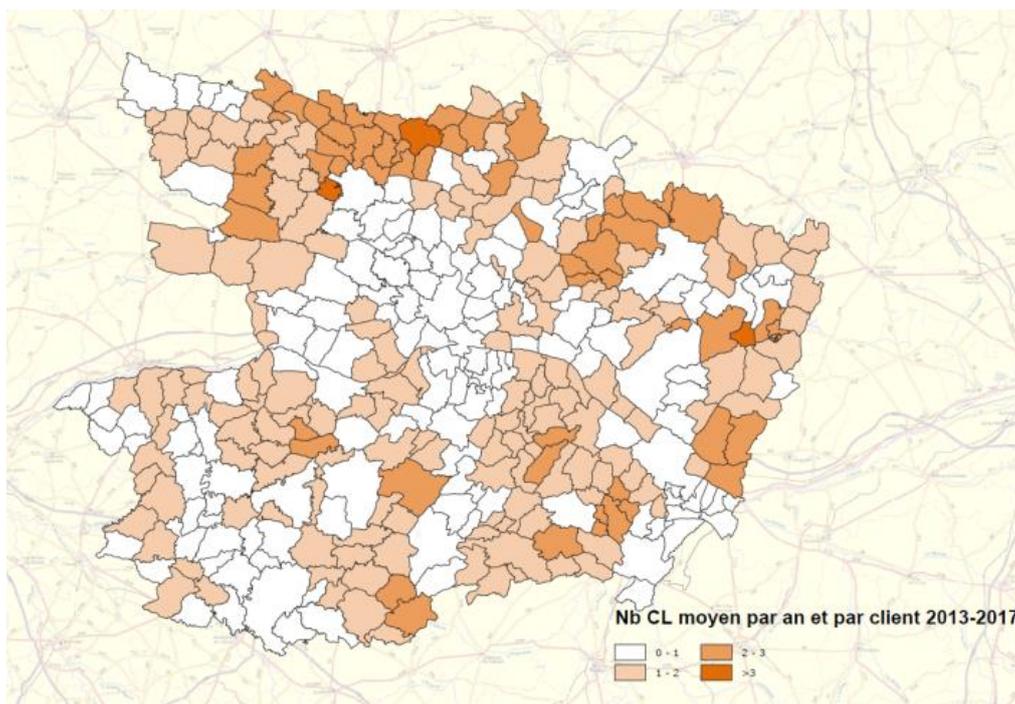
## Comparatif âge du patrimoine et qualité de fourniture associée



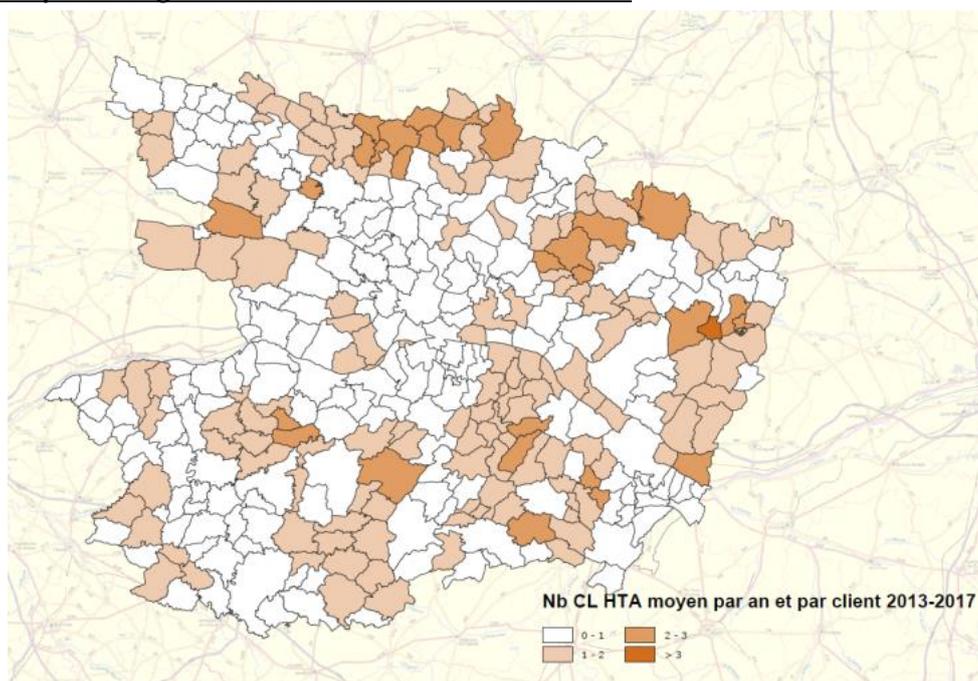
Il ressort de l'analyse comparative de ces cartographies qu'il n'y a **pas de corrélation directe entre temps de coupure et âge des réseaux.**

## 1.3 Le nombre de coupures par client

### Nombre de coupures longues incidents - 2013-2017 - PS / HTA / BT



### Nombre de coupures longues incidents - 2013-2017 - Focus HTA



Le nombre d'incidents moyen par client est principalement dû aux incidents HTA.

L'écart entre le nombre de coupures longues totales et HTA s'explique par les CL Poste source (situation particulière et singulière du poste source de Segré lors des travaux de modernisation avec un problème sur un matériel)

Le nombre de coupures longues lié à la BT ne dépasse jamais 0,28 CL en moyenne par an et par client sur une commune.

## 1.4 Les départs en contrainte de tension

**Un départ HTA est considéré en contrainte de tension** lorsque la chute de tension calculée dans des conditions de puissance et de température maximales, dépasse 5 %.

Les départs dont la chute de tension se situe entre 5% et 5,5% ne sont traités que si cette chute de tension est confirmée plusieurs années de suite.

**Parmi les 395 départs HTA constitutifs du réseau du territoire, 6 sont en contrainte de tension en janvier 2018, soit 1,5% des départs (contre 19 départs en 2012, soit une diminution de 70%).**

Ces 6 départs présentent tous une chute de tension < 5,5% (chute de tension maximale : 5,33%), autant de situation qui nécessite une observation sur plusieurs années.

Nom du départ HTA	Chute de tension max (%)
TREMEN	-5,23
LE MAY	-5,33
ALENCO	-5,16
VOIDE	-5,09
ROCHFR	-5,3
JANIER	-5,14

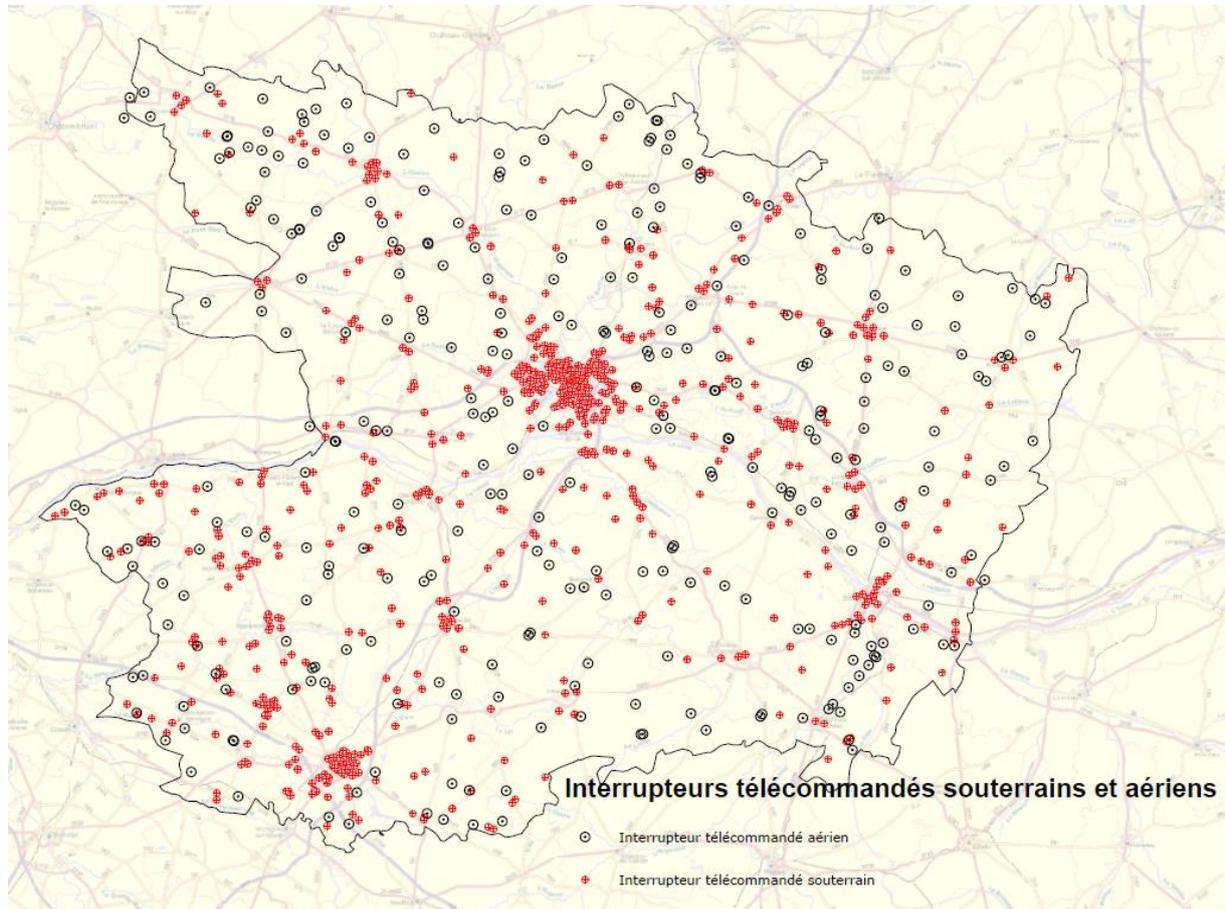
Le modèle de calcul de l'outil GDO-SIG ne prend pas en compte dans l'évaluation statistique les chutes de tension sur les réseaux HTA excédant 5%, c'est pourquoi le taux de postes HTA/BT au droit desquels la chute de tension HTA est supérieure à 5% fait partie des facteurs d'influence mesurés chaque année. Ce faible volume de départs en contrainte de tension est ainsi cohérent avec la mesure des facteurs d'influence reportée dans le paragraphe 1.1. (0.12% en 2017), et sa position au regard des autres départements du territoire national (rang non pondéré résultant : 1,7).

**Un départ BT est considéré en contrainte de tension** lorsque la chute de tension globale calculée dans des conditions de puissance et de température maximales dépasse 10 % (départs BT alimentant les CMA au sens de la tenue de tension).

Parmi les 32652 départs BT que comporte le territoire, les 564 CMA concernés sont répartis sur 142 départs BT, **soit 0,4% des départs.**

## 1.5 Les Organes de Manœuvre Télécommandés

	Appareil de coupure aérien	Poste/ armoire télécommandé	Total
<b>Nombre d'OMT</b>	346	685	1031
<b>Nombre de Directions</b>	346	1056	1402

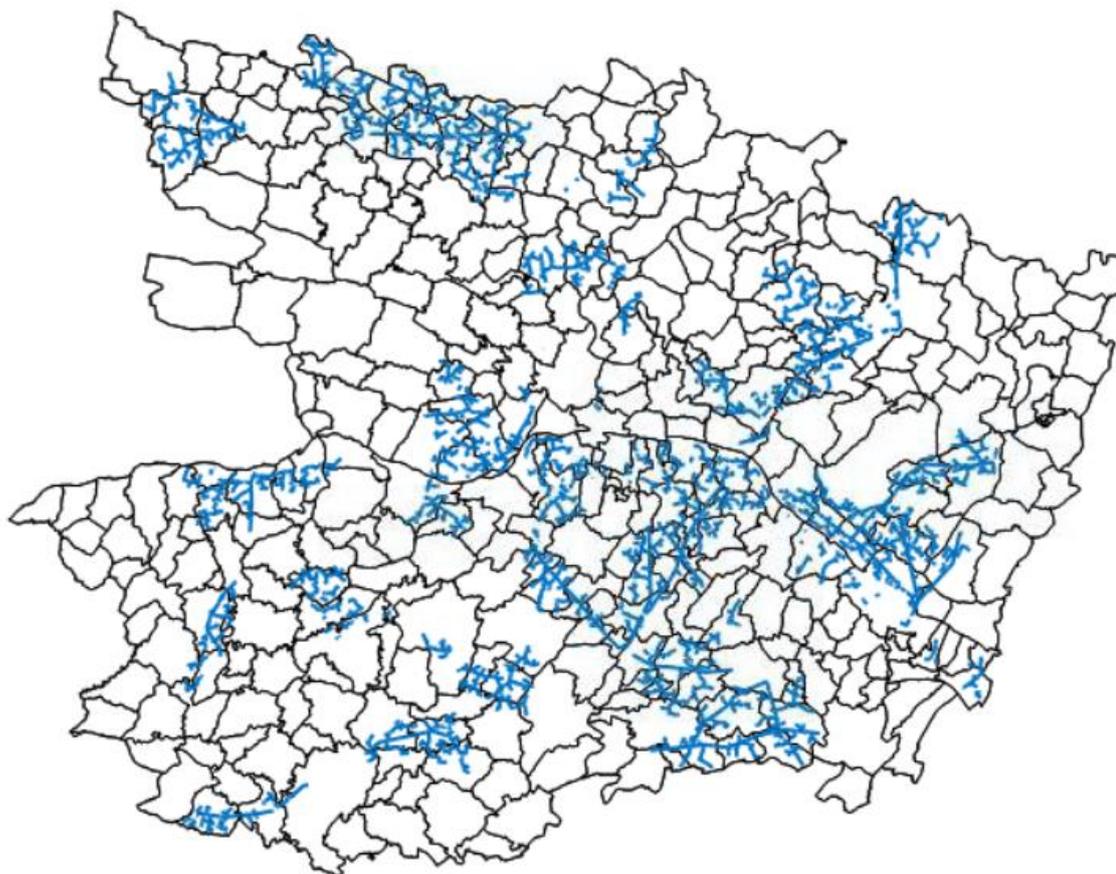


Les télécommandés sur le réseau servent prioritairement à séparer les départs HTA en poches (poche = réseau entre 2 OMT) qui, en cas d'incident, pourront être réalimentées à distance depuis l'Agence de Conduite lorsque le défaut se trouve en dehors de la poche.

Chaque poche est évaluée en fonction de la défaillance potentielle des lignes aériennes qui la composent, du nombre de clients qu'elle alimente et de la puissance des clients alimentés.

Le nombre de poches (pérennes) à équiper sur le territoire est estimé à environ 70 poches.

**Réseaux HTA concernés par les poches OMT à traiter :**



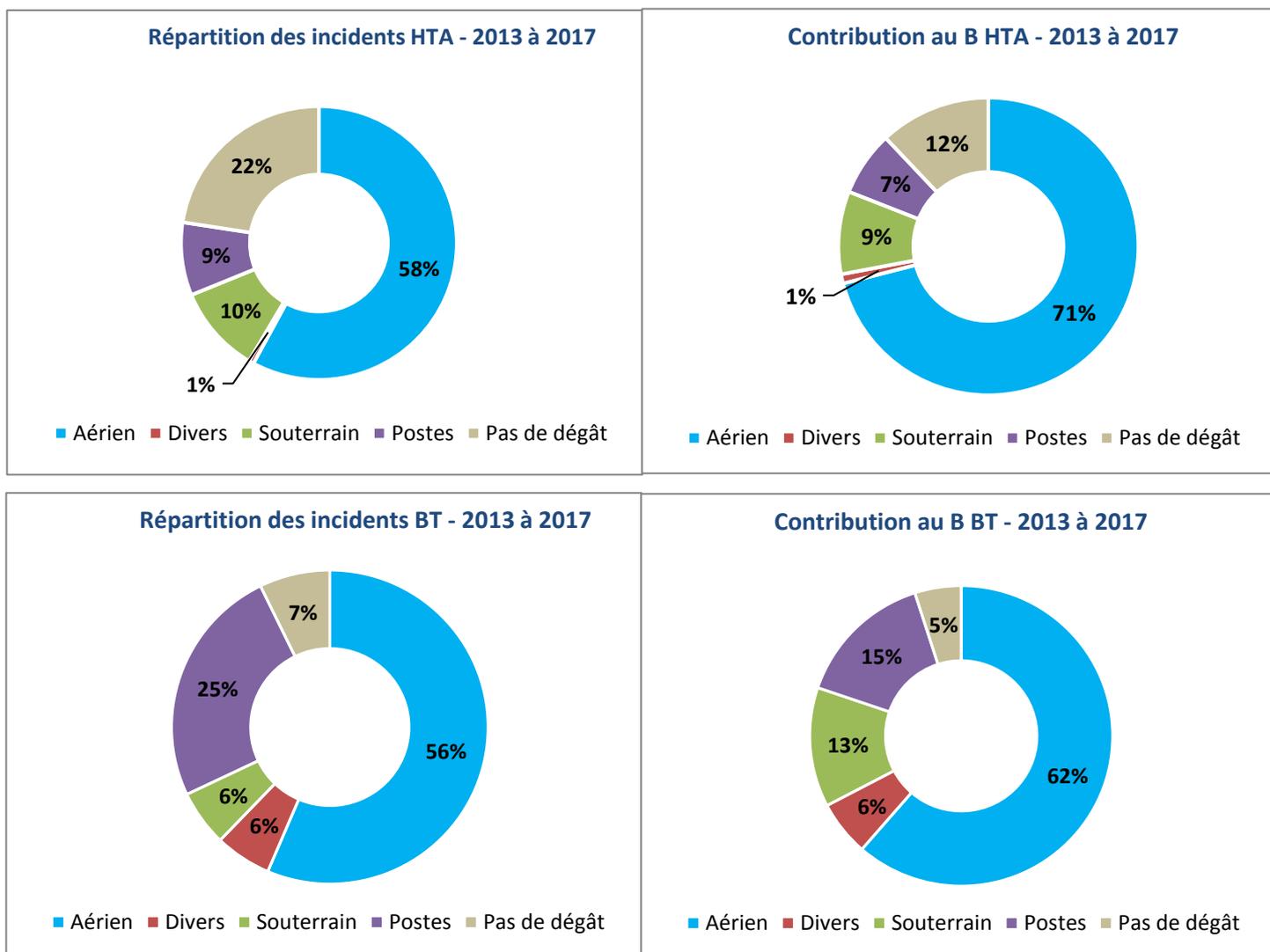
**Nota :** il n'a pas ou peu de corrélation avec le critère B passé dont le niveau peut provenir de temps de dépannage élevés (notamment en 2017 suite aux différentes tempêtes). Les poches considérées « à traiter » le sont au regard d'un risque de défaillance future et en fonction du « poids » de la poche (nombre de clients et puissance). Il est à noter également qu'une poche peut être traitée par le renouvellement de câbles incidentogènes qui la composent (le critère de risque de la poche diminue). Seules les poches dont les réseaux sont pérennes seront donc potentiellement équipées en Organes de Manœuvre Télécommandés.

## 2 Analyse des incidents techniques du réseau

Nota : Dans les analyses suivantes, les incidents pris en compte sont les incidents PS et/ou HTA et/ou BT. Par ailleurs, les incidents peuvent être pris dans leur totalité (TCC) ou en partie, en écartant ceux qui ne sont pas liés à la fiabilité des réseaux (incidents hors tiers, malveillance, sans dégâts, fausse manœuvre, Régime Spécial d'Exploitation)

### 2.1 Répartition des incidents et impact sur le critère B

Les graphes ci-dessous représentent la **décomposition des incidents HTA et BT hors tiers et malveillance**, de sorte à focaliser l'analyse sur les problématiques de fiabilité.

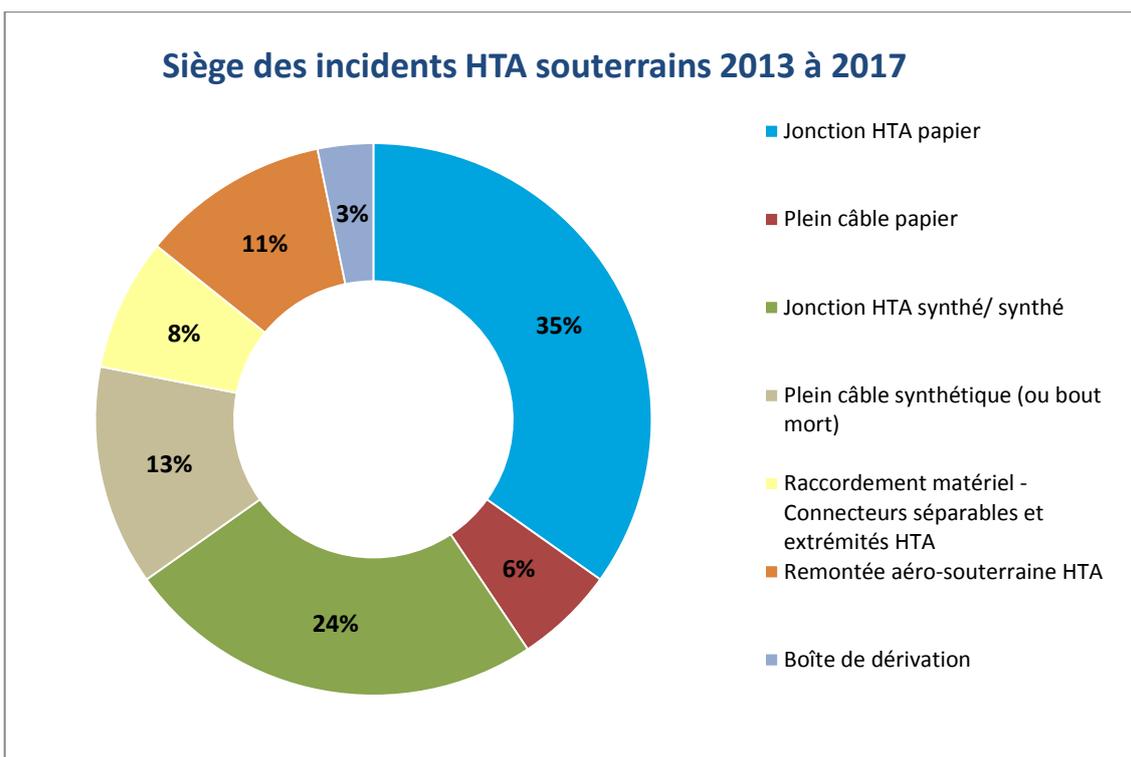
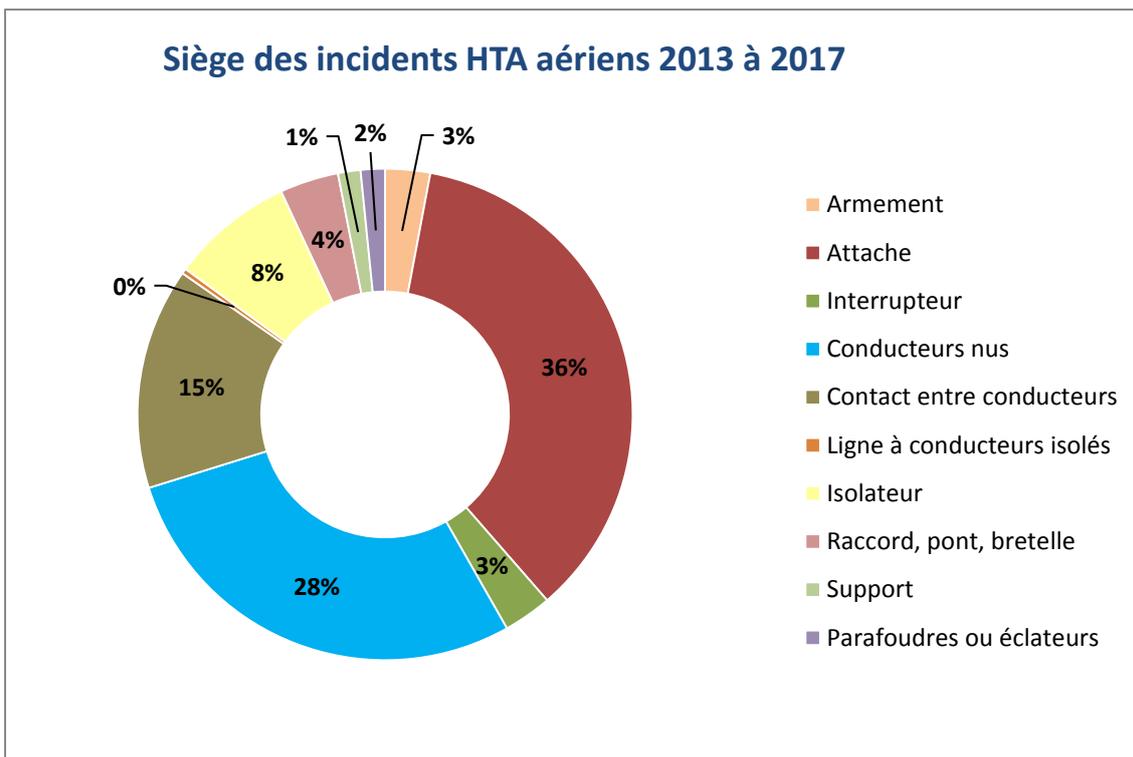


#### Plus de la moitié des incidents HTA et BT ont lieu sur l'aérien.

Les incidents aériens HTA et BT contribuent respectivement pour 71% au critère B HTA\*, et pour 62 % au critère B BT\*.

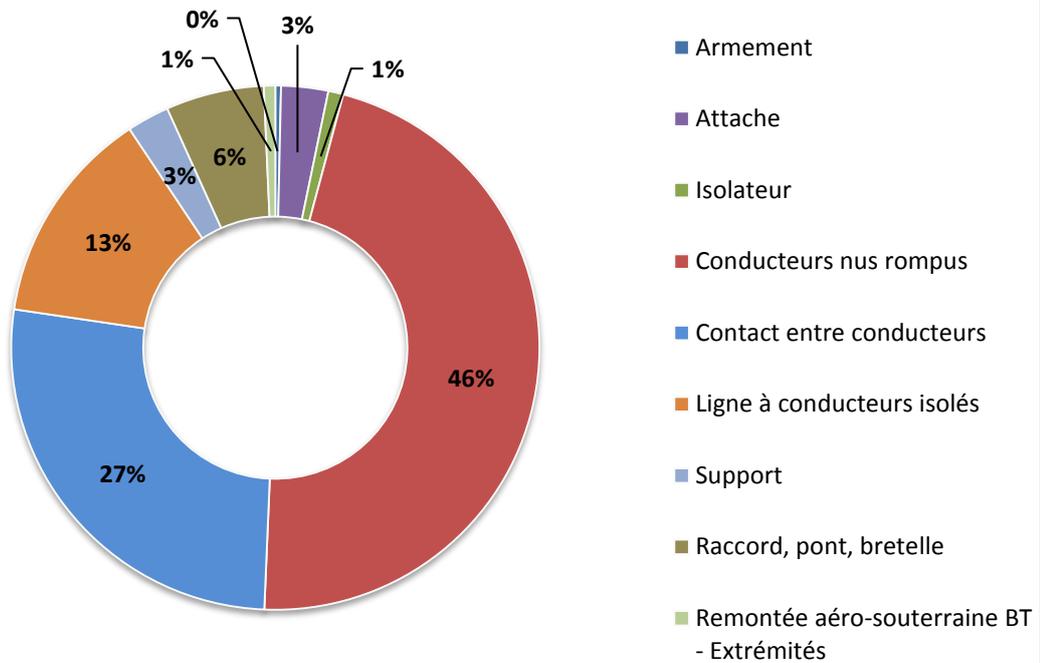
\*hors tiers et malveillance

## 2.2 Analyse détaillée des incidents aériens et souterrains :

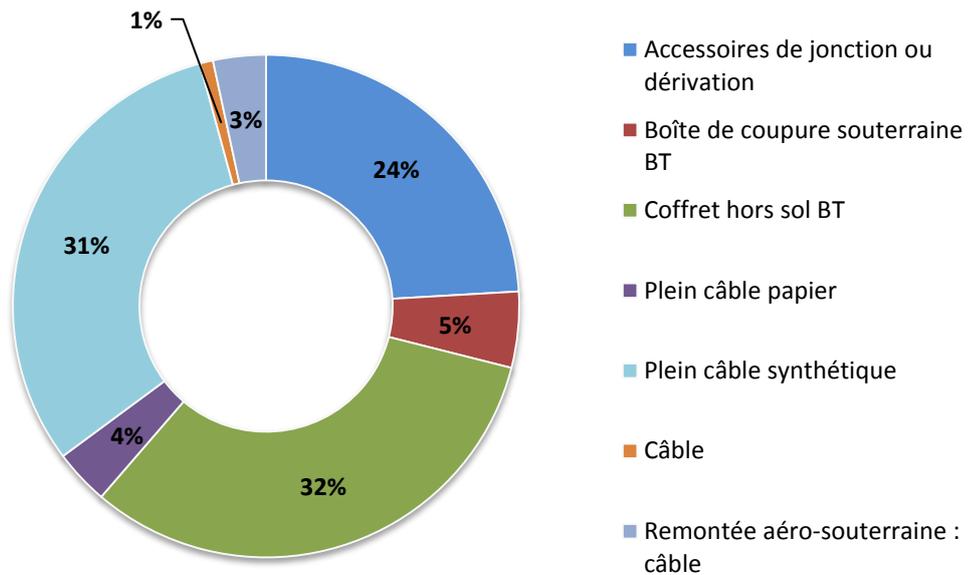


Sur l'aérien HTA, 50 % des incidents concernent les accessoires (armement, pont, bretelle...).  
 Sur le souterrain HTA, environ 60% des incidents sont dus aux jonctions.

### Siège des incidents BT Aériens - 2013 à 2017



### Siège des incidents BT souterrains 2013-2017



Sur l'aérien BT, 86 % des incidents concernent les conducteurs (dont 73% sur les conducteurs nus). Sur le souterrain BT, les incidents sont globalement répartis entre boites, coffrets et câbles.

## 2.3 Analyse croisée siège/cause des incidents

L'analyse ci-dessous repose sur la décomposition des incidents par famille de sièges et de causes, détaillées en annexe 3.

### Répartition des incidents HTA (avec dégâts) sur la période 2013-2017 :

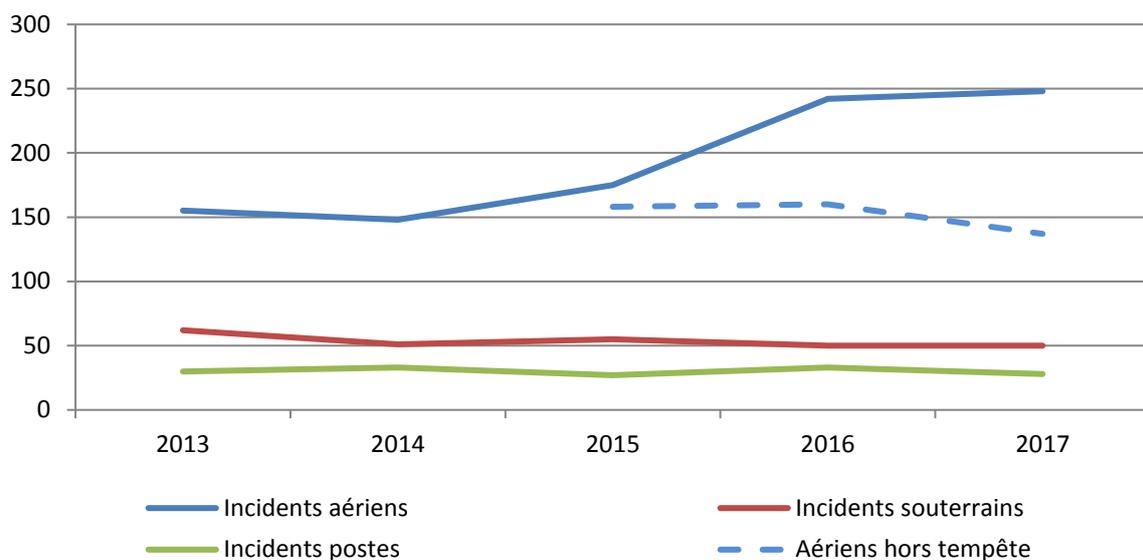
		Causes				Total
		Causes climatiques	Causes externes	Causes internes	Autres causes	
Sièges	Canalisation souterraine	4	78	133		215
	Ligne aérienne	457	187	305	6	955
	Poste HTA/BT	30	20	101		151
	Remontée aéro-souterraine	5	9	12		26
	Sièges Divers	116	143	110	29	398
<b>Total</b>		<b>612</b>	<b>437</b>	<b>661</b>	<b>35</b>	<b>1745</b>

### Répartition des incidents BT (avec dégâts) sur la période 2013-2017 :

		Causes				Total
		Causes internes	Causes externes	Causes climatiques	Autres causes	
Sièges	Poste HTA/BT	997	207	52		1256
	Sièges divers	304	322	52	1	679
	Canalisation souterraine	304	282	8		594
	Ligne aérienne	587	1589	966		3142
	Remontée aéro-souterraine	22	18	2		42
<b>Total</b>		<b>2214</b>	<b>2418</b>	<b>1080</b>	<b>1</b>	<b>5713</b>

## 2.4 Analyse de l'évolution des incidents HTA

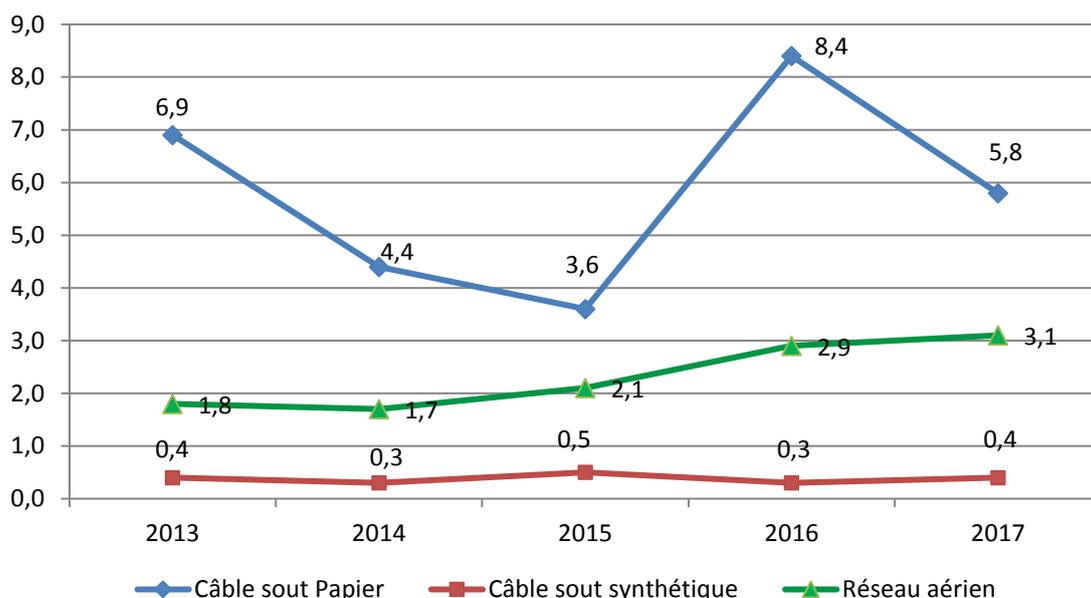
### Evolution du nombre d'incidents HTA \*



\*Incidents HTA y compris tiers et malveillance (mais hors sans dégât et sans siège)

L'évolution du nombre d'incidents traduit une forte sensibilité aux évènements climatiques, comme le montrent l'année 2016 et l'année 2017, qui ont connu plusieurs tempêtes et épisodes orageux.

### Taux d'incidents HTA aux 100 km sur souterrain et aérien



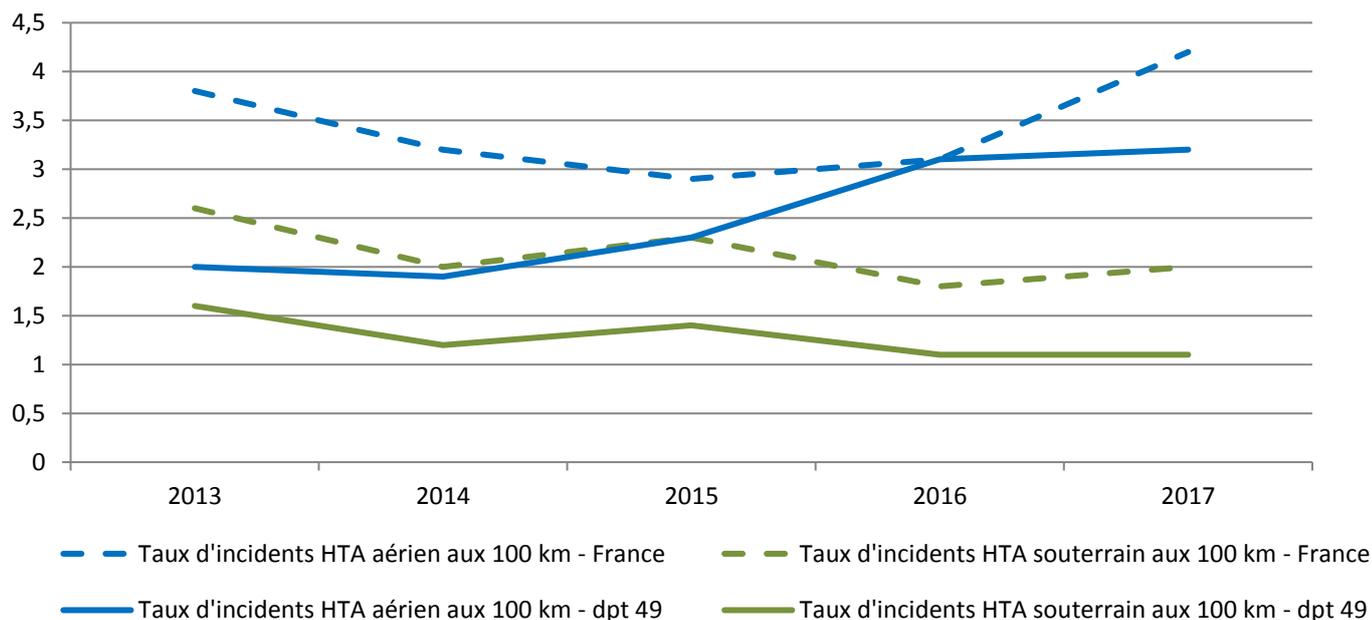
Note : Taux estimés à partir des incidents HTA aériens et souterrains hors tiers, malveillance et sans dégâts (sont exclus également les incidents postes HTA/BT)

Le tableau ci-dessous détaille l'évolution du nombre d'incidents hors causes Tiers et Malveillance :

		2013	2014	2015	2016	2017
HTA souterrain	Longueur (km)	3368	3485	3603	3722	3856
	Nb d'incidents	28	21	24	27	27
	Taux d'incidents/100 km	0.8	0.6	0.7	0.7	0.7
HTA souterrain câbles papier	Longueur (km)	234	228	224	215	206
	Nb d'incidents	16	10	8	18	12
	Taux d'incidents/100 km	6.9	4.4	3.6	8.4	5.8
HTA souterrain synthétique	Longueur (km)	3134	3257	3379	3508	3650
	Nb d'incidents	12	11	16	9	15
	Taux d'incidents/100 km	0.4	0.3	0.5	0.3	0.4

Note : les incidents ayant pour siège une boîte de transition entre un réseau synthétique et un réseau câble papier ont été comptabilisés dans les sièges Câbles papier.

### Taux d'incidents HTA - France et Maine-et-Loire



Le taux d'incident HTA tant en Aérien (30% inférieur) qu'en souterrain (taux 2 fois moindre) est très inférieur aux taux moyens Français illustrant **la bonne fiabilité générale du réseau HTA du département** avec une sensibilité aux années présentant des incidents climatiques de grande ampleur (Orages en 2016 et ZEUS en 2017)

Le taux d'incident des câble CPI HTA est supérieur aux câbles synthétiques mais sans impact sur le temps de coupure moyen et les taux d'incident du réseau souterrain.

Ils font l'objet d'un programme de renouvellement priorisés des tronçons les plus incidentogènes.

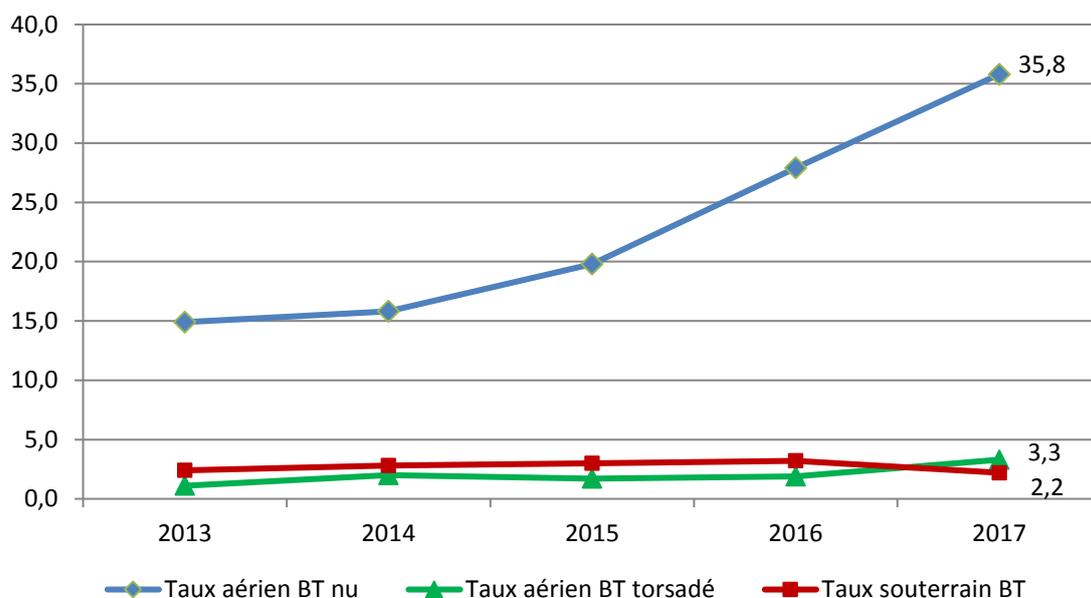
La légère augmentation en 2016 et 2017 du taux d'incident aérien est principalement lié aux évènements climatiques importants (tempête)

## 2.5 Analyse de l'évolution des incidents BT

Le tableau ci-dessous détaille l'évolution du nombre d'incidents BT :

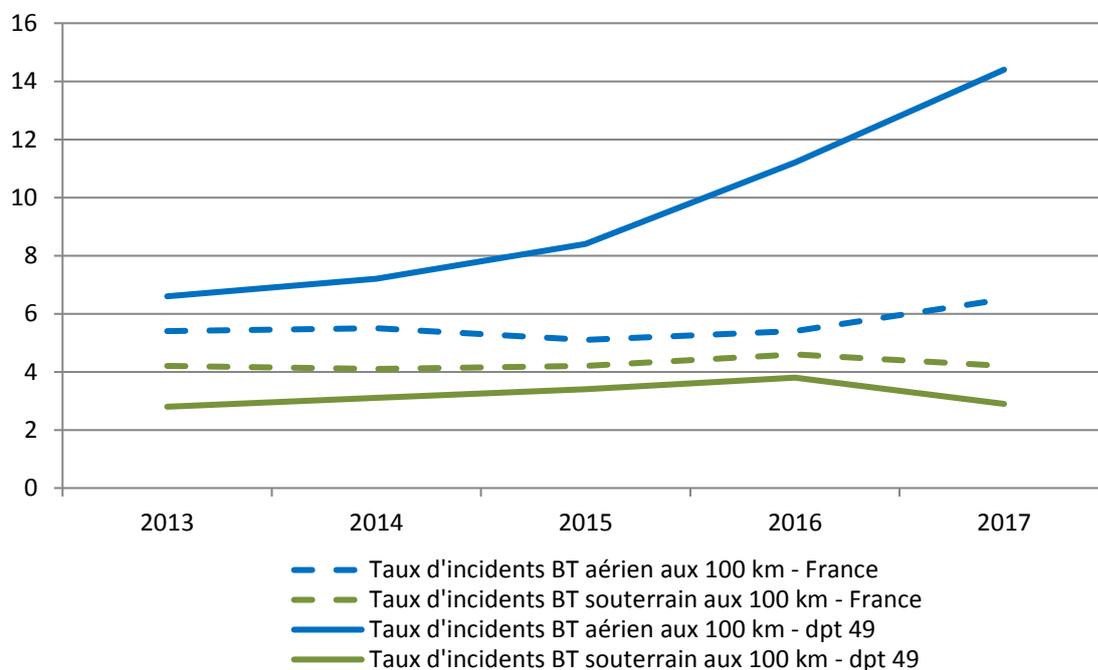
		2013	2014	2015	2016	2017
Souterrain	Nombre d'incidents BT souterrain TCC, hors sans dégât et câble brt	98	119	132	142	103
	Taux d'incident BT souterrain TCC / 100 km	2.4	2.8	3.0	3.2	2.2
	dont:					
	Nb Incidents Plein câble papier TCC	4	2	7	3	5
	Taux d'incident BT souterrain câble papier TCC / 100 km	5.1	2.6	9.0	3.8	6.3
	Nb Incidents Plein câble synthétique TCC	33	46	41	38	26
	Taux d'incident BT souterrain synthétique TCC / 100 km	0.82	1.11	0.96	0.87	0.58
Aérien	Nb incidents BT Aérien TCC, hors sans dégât et câble brt	452	481	553	744	934
	Taux d'incident BT aérien TCC / 100 km	6.7	7.2	8.4	11.4	14.5
	dont:					
	Nb incidents BT nu TCC, hors sans dégât, branchements et supports	391	391	466	625	761
	Taux d'incident BT aérien nu TCC / 100 km	14.9	15.8	19.8	27.9	35.8
	Nb incidents BT torsadé TCC, hors sans dégât, branchements et supports	45	82	72	79	144
	Taux d'incident BT aérien torsadé TCC / 100 km	1.1	2.0	1.7	1.9	3.3

## Evolution des taux d'incidents aux 100 km sur la BT



Note : taux estimés à partir des incidents BT aériens et souterrains hors sans dégâts et sans siège (sont exclus également les incidents postes HTA/BT) / Taux estimés sur un échantillon de 1027 incidents aériens de 2013 à 2017 hors tiers, malveillance, sans dégâts.

## Taux d'incidents BT - France et Maine-et-Loire



**Le taux d'incidents du réseau BT aérien nu est très supérieur (x 10) au taux d'incident du réseau torsadé ou souterrain BT. Ceci est à rapprocher de la description du patrimoine du département effectuée précédemment : réseaux BT aériens nus en proportion importante (19% du réseau BT et 33% du réseau aérien) bien supérieur aux moyennes nationales (respectivement 9% et 17%).**

**Cependant, l'impact sur le critère B reste faible (17%) et bien inférieur à celui du réseau HTA (83%)**

Sur 2017 et 2016, on observe une augmentation du taux d'incidents sur l'aérien BT nu, liés aux événements climatiques majeurs de ces périodes.

La comparaison avec les taux nationaux illustre :

- **Un réseau souterrain plus fiable en Maine-et-Loire qu'au national (-25%)**
- **Un réseau aérien dont le taux d'incident local est plus fort** en particulier sur 2016 et 2017 (années très mouvementées climatiquement (Orages et ZEUS). On retrouve ici la forte proportion du réseau Nu (patrimoine double de la moyenne nationale)

**Le taux d'incidents sur l'aérien Torsadé est très faible**, de même ordre que celui sur le souterrain BT, toutes technologies confondues ; il est par ailleurs très inférieur à celui de l'aérien BT nu.

## 3 Synthèse du diagnostic technique

### 3.1 Les forces du réseau

- › **Un respect durable des seuils du décret qualité**, aussi bien en tenue de tension qu'en continuité de fourniture même durant les années fortement impactées climatiquement.
- › **Une capacité du réseau à accompagner la dynamique territoriale** : structure et investissements ayant permis une forte diminution et un nombre faible de contraintes HTA et BT.
- › **Une bonne capacité également à accompagner la transition énergétique**, avec notamment l'accueil de nouveaux producteurs (existence du S3REnR).
- › **Une fiabilité des réseaux HTA** (aériens et souterrains) **et réseaux BT souterrains** : les taux d'incidents sont très inférieurs aux moyennes nationales.
- › Une **incidentologie qui n'est pas directement liée à l'âge des réseaux** tant en HTA qu'en BT.
- › Un stock de réseaux sensibles en HTA (faibles sections et CPI) inférieur à la moyenne nationale et qui impacte peu le temps de coupure client.

### 3.2 Les points sensibles

- › **Un réseau HTA majoritairement aérien** (66% contre 51 % pour le national) qui est en cohérence avec la caractérisation géographique du département, mais qui reste **vulnérable aux aléas climatiques majeurs**.
- › **Les incidents HTA** représentent plus de 83 % du temps de coupure moyen sur incident. Près de 60% de ces incidents surviennent sur le réseau HTA aériens et **plus de la moitié de ceux-ci concernent les accessoires aériens** (armements, attaches, isolateurs, raccords, ponts, ...).
- › **Il subsiste malgré tout 206 km de câbles HTA souterrains CPI** (5,3% du patrimoine HTA souterrain contre 7,1 % au national), faisant l'objet de **renouvellements priorités** en fonction de leur incidentologie réelle/diagnostiquée et des opportunités de voirie en coordination avec les communes concernées.
- › **Un niveau d'équipement en OMT** qui permet une vraie réactivité au quotidien face aux incidents HTA, mais **qui reste à conforter dans la durée**.
- › Un patrimoine de **réseaux BT aériens nus en proportion importante** (19 % du réseau BT et 33 % du réseau aérien) très supérieur aux moyennes nationales (respectivement 9 % et 17 %) et sensible aux aléas climatiques (réseau 10 fois plus incidentogène que les réseaux BT torsadés et souterrain). L'impact sur le critère B reste toutefois bien plus faible que celui du réseau HTA : en moyenne 17 % du critère B Incident contre 83 % en HTA.
- › **Une proportion de faibles sections BT** (par rapport au réseau BT aérien) **près de deux fois supérieure à la moyenne nationale** (9,2 % contre 5 % au national), et ce malgré un important effort ayant abouti à une diminution de près de la moitié du stock.

## 1 Localisation du réseau HTA CPI à fin 2017 par commune

Libellé commune	Câbles CPI HTA à fin 2017 (km)
ANGERS	90,75
CHOLET	33,89
SAUMUR	29,82
SAINT-BARTHELEMY- D'ANJOU	10,55
AVRILLE	8,50
LES PONTS-DE-CE	3,94
BAUGE-EN-ANJOU	3,75
TRELAZE	3,63
DOUE-LA-FONTAINE	2,92
SAINT-MACAIRE-EN-MAUGES	2,59
SEGRE	2,18
ECOULANT	1,83
MONTREUIL-JUIGNE	1,63
BEAUFORT-EN-VALLEE	1,30
MONTREUIL-BELLAY	1,30
POUANCE	1,07
SAINT-LAMBERT-LA- POTHERIE	0,88
CHEMILLE-MELAY	0,76
SAINTE-GEMMES-SUR-LOIRE	0,65
MURS-ERIGNE	0,55
CANDE	0,47
LE MAY-SUR-EVRE	0,34
SAINT-PIERRE-MONTLIMART	0,30
CHALONNES-SUR-LOIRE	0,28
BRISSAC-QUINCE	0,22
MAZE	0,22
BECON-LES-GRANITS	0,19
SAINT-LEGER-SOUS-CHOLET	0,18
LE PLESSIS-GRAMMOIRE	0,17
BOUCHEMAINE	0,16
BEAUPREAU	0,15
SAINTE-GEMMES-D'ANDIGNE	0,11
LE PIN-EN-MAUGES	0,09
SAINT-JUST-SUR-DIVE	0,06
BEAUCOUZE	0,05
LA POMMERAYE	0,05
CHACE	0,04
MARTIGNE-BRIAND	0,04
LE LION-D'ANGERS	0,04

## 2 Lexique - Glossaire

Termes	Définition
CB CL CTB	Coupure Brève ( $\geq 1$ seconde et $\leq 3$ minutes) Coupure Longue ( $> 3$ minutes) Coupure Très Brève ( $< 1$ seconde)
CMA : Clients BT Mal Alimentés au titre de la tenue de tension	Un client raccordé sur le réseau BT est considéré comme mal alimenté lorsque sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, se situe une fois dans l'année en dehors de l'intervalle [-10% ; +10%] de sa tension nominale.
CPI	Câble Papier Imprégné. Ancienne technologie de câbles souterrains posée jusque dans les années 80.
Critère B	Durée moyenne de coupure de l'année N ( $DMC \frac{BT}{N}$ ) également appelée critère B, est définie comme le ratio de la durée de coupures longues des installations de consommation raccordées en BT par le nombre total d'installations de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année N. $DMC \frac{BT}{N}$ est déterminée hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages). Dès lors on parle de critère B HIX, dans le cas contraire on parle de critère B TCC (Toutes causes confondues).  $DMC \frac{BT}{N} = \frac{\sum \text{Année N Durées descoupures longues des installations de consommation raccordées en BT}}{\text{Nombre total d'installation de consommation raccordées en BT au 31 décembre de l'année}}$
Faibles Sections HTA	Un réseau HTA aérien est dit de faible section si la section des conducteurs est : - $\leq 14$ mm <sup>2</sup> pour les conducteurs de nature cuivre, - $\leq 22$ mm <sup>2</sup> pour les conducteurs autres que cuivre.
Incident	Interruption (coupure) non liée aux travaux
Maille	Echelon sur lequel sont présentées des données, selon un axe d'analyse : <ul style="list-style-type: none"><li>• territoire : DR, ex-centre, concession, commune,</li><li>• ouvrage : départ HTA-BT.</li></ul>
OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé. Les OMT du réseau HTA servent prioritairement à découper les départs HTA en poches qui pourront être réalimentées à distance lorsque le défaut permanent HTA se trouve en dehors de la poche.
PDV	Prolongation de la Durée de Vie. La démarche de Prolongation de Durée de Vie des ouvrages HTA aériens pérennes consiste à remettre à niveau des portions de réseau HTA aérien afin de prolonger leur de vie d'au moins 15 ans. Elle est réalisée lorsqu'elle est techniquement pertinente et présente un coût actualisé inférieur à celui de la solution de remplacement par un ouvrage neuf.
Point de livraison	Un PDL (point de livraison) correspond à un branchement. C'est la référence client qui va permettre d'identifier son installation.
Poste HTA/BT « H61 »	poste de transformation HTA/BT sur poteau. Puissance de 50 à 160 kVA.

Termes	Définition
Poste HTA/BT « Rural sol »	poste HTA/BT compact alimenté en souterrain, puissance de 50 à 250 kVA.
Poste HTA/BT « Urbain »	poste préfabriqué ou en génie civil traditionnel raccordé sur le réseau souterrain, puissance de 400 à 1000 kVA.
Poste HTA/BT « Cabine Haute »	ancien type de poste HTA/BT maçonné, alimenté par une ligne HTA aérienne. Puissance de 400 à 1000 kVA.
Poste HTA/BT « Immeuble » :	poste en immeuble, puissance de 400 à 1000 kVA.
Réclamations	<p>Une réclamation est l'expression d'un client, écrite, d'une insatisfaction dont il attribue directement ou indirectement la responsabilité à Enedis et pour laquelle une réponse ou une solution est explicitement ou implicitement souhaitée.</p> <p>Les principaux types de réclamations sont : « Raccordements », « Relève et facturation », « Accueil », « Interventions techniques », « Qualité de la fourniture ».</p>
Réseau BT	Réseau de distribution dont la tension est de 400 ou 230 Volts
Réseau aérien BT	Canalisations électriques posées au-dessus du sol
Réseau BT aérien nu	Conducteurs BT nus en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium de sections : AL 11 à 51 mm <sup>2</sup> , AM 22 à 75 mm <sup>2</sup> , CU 3 à 90mm <sup>2</sup> .
Réseau BT aérien nu de faible section	Conducteurs nus BT en cuivre, en aluminium ou en alliage d'aluminium, d'une section inférieure ou égale à 14 mm <sup>2</sup> (CU) ou 22 mm <sup>2</sup> (autres métaux).
Réseau BT souterrain	Canalisations électriques BT enterrées.
Réseau BT torsadé	Regroupement de quatre conducteurs (les trois phases + le neutre), recouverts d'une isolation PRC noire, en une seule « torsade » (ou faisceau).
Réseau HTA	Réseau de distribution dont la tension est de 20 000 ou 15 000 Volts
Réseau HTA aérien nu	Canalisation HTA non isolée
Réseau HTA souterrain	Canalisation HTA enterrée

### 3 Détail des sièges et causes d'incidents

Catégorie de causes	Libellé Cause
Causes internes	Fausse manoeuvre
	Cellule FPR (nouveau)
	Défaut de conception
	Défaut de montage/tirage
	Défaillance protection
	Usure naturelle
	Incident transfo HTA/BT suite à prélèvement PCB
	Dépassement de capacités électriques
	Conducteurs déréglés
Causes externes	Corps étranger
	Véhicule
	Malveillance
	Vol de métaux
	Chasse
	Travaux de tiers - Elagage ou abattage
	Autres travaux de tiers (arrachages, ...)
	Installation de clients HTA
	Incendie d'origine externe
	Mouvement de terrain
	Oiseaux
	Autres animaux
	Elagage insuffisant
	Abattage insuffisant
	Cause inconnue avec circonstances atmosphériques normales
Causes climatiques	Chute de branche par vent
	Chute d'arbre par vent
	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
	Effort anormal par tempête de neige ou de givre
	Coup de foudre
	Pollution, corrosion
	Condensation, inondation
	Cause inconnue : par grand vent
	Cause inconnue : par orage
	Cause inconnue : par neige ou givre
Autres causes	Panne de groupe électrogène (panne de carburant)
	Panne de groupe électrogène (défaillance du groupe)
	Départ en RSE (avec cause non identifiée)
	Grève
	Autres causes

Catégorie de sièges	Libellé siège
Réseau Transport	Réseau Transport
Sièges divers	Pas de siège
	Pas de dégât : éliminé avec manoeuvres d'OMT
	Pas de dégât : éliminé avec manoeuvres manuelles
	Autre point d'alimentation, poste HTA/HTA et autotransformateur
	incidents HTA avec siège sur réseau BT
	incidents BT avec siège sur branchement BT
	Siège en attente d'identification ou non identifié
Poste source	Poste Source : transformateur de puissance
	Poste Source : autre installation HTA ou BT
Ligne aérienne HTA ou BT	Support bois
	Support béton
	Support métallique
	Interrupteur manuel : IACM, ISP
	Autre interrupteur : IAT, IACT
	Armement
	Isolateur
	Attache
	Raccord, pont, bretelle
	Parafoudres ou éclateurs
	Contact entre conducteurs
	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections
	Conducteurs nus rompus, faible section
	Ligne à conducteurs isolés
Poste HTA/BT	Armoire de coupure
	Transformateur HTA/BT
	Poste HTA/BT : partie HTA
	Poste HTA/BT : partie BT
Remontée aéro-souterraine HTA ou BT	Remontée aéro-souterraine : câble
	Remontée aéro-souterraine HTA - Extrémités (EUEP, ...)
	Remontée aéro-souterraine BT - Extrémités
Canalisation souterraine HTA ou BT	Plein câble papier
	Plein câble synthétique
	Accessoire de dérivation HTA ou BT
	Bout perdu raccordé sur tout type de câble
	Siège en attente d'identification ou non identifié
Canalisation souterraine HTA	Jonction HTA câble papier/câble papier
	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique
	Jonction de transition HTA Rétractable à Froid (synthétique/papier) – JTRF - Hors 3M
	Jonction de Transition Rubanée HTA (synthétique/papier) – JTR
	Jonction de Transition Thermo rétractable HTA (synthétique/papier) – JT TH
	Jonction de transition HTA Rétractable à Froid (synthétique/papier) – JTRF - 3M
	Raccordement matériel - Extrémité HTA type EUI (C ou N)
	Raccordement matériel - Connecteurs séparables HTA
Canalisation souterraine BT	Raccordement matériel - Extrémité BT
	Accessoire de jonction BT
	Boîte de coupure souterraine BT
	Coffret hors sol BT
	Autres accessoires BT
	Accessoire de branchement BT

## Accusé de réception préfecture

**Objet de l'acte :** Approbation de la convention PPI 2020-2023 - contrat de concession électrique

---

**Date de transmission de l'acte :** 11/10/2019

**Date de réception de l'accusé de réception :** 11/10/2019

---

**Numéro de l'acte :** DELCOY47 ( [voir l'acte associé](#) )

**Identifiant unique de l'acte :** 049-254901309-20190917-DELCOY47-DE

---

**Date de décision :** 17/09/2019

**Acte transmis par :** Katell BOIVIN

---

**Nature de l'acte :** Délibération

**Matière de l'acte :** 1. Commande Publique  
1.4. Autres types de contrats  
1.4.2. Autres contrats

**Syndicat intercommunal  
d'énergies de Maine-et-Loire**

Délibération du Comité syndical  
Séance du 17 septembre 2019

Cosy / n°48 / 2019

**Approbation de la convention relative à la transition énergétique annexée au contrat de concession pour la distribution publique d'électricité**

L'an deux mille dix-neuf, le 17 septembre à 9 h 30, le comité du Syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire, régulièrement convoqué le 11 septembre 2019, s'est réuni en séance ordinaire, au siège du syndicat, 9 route de la Confluence, ZAC de Beuzon à Écouflant (49000), sous la présidence de M. Jean-Luc DAVY, président.

M. Pierre VERNOT a été nommé secrétaire de séance.

Sur les 54 membres en exercice, étaient présents 29 membres, à savoir :

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
BADEAU Cyril	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BOISNEAU Jean-Paul	LA SEGUINIÈRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
BOLO Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
BONNIN Jean-Michel	MONTREUIL BELLAY	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BOUCHER Yves	BRAIN SUR ALLONNES	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
BROSSELIÈRE Pierre	LOIRE AUBANCE	LOIRE AUBANCE (LOIRE LAYON AUBANCE)		×
CAILLEAU Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
CHALET Daniel	CC REGION DU LION D'ANGERS	LE LION D'ANGERS (VALLEES DU HAUT ANJOU)		×
CHESNEAU André	LES HAUTS D'ANJOU	HAUT ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)	×	
CHIMIER Denis	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
CHUPIN Camille	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DAILLEUX-ROMAGON Dominique	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		×
DAVY Jean-Luc	MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY	LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE)	×	
DENIS Adrien	NOYANT VILLAGES	CANTON DE NOYANT (BAUGEOIS VALLEES)	×	
DENIS Michel	BREZE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	×	
DESOEUVRE Robert	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPERRAY Guy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	×	
DUPONT Hubert	LE MAY SUR EVRE	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GALON Joseph	SEGRE EN ANJOU BLEU	CANTON DE SEGRE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)		×
GELINEAU Jackie	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)	×	
GOUBEAULT Jean-Pierre	TERRANJOU	COTEAUX DU LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		×

MEMBRES	DÉSIGNÉ(E) PAR	CIRCONSCRIPTION	PRÉSENT(E)	EXCUSÉ(E)
GUEGAN Yann	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
HEIBLE Gabriel	CC LOIR ET SARTHE	LOIR ET SARTHE (ANJOU LOIR ET SARTHE)		X
HONORÉ Marie-Christine	CANDE	CANTON DE CANDE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	X	
HUCHON Pierre, suppléant G. MATHIEU	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
JEANNETEAU Annick	CHOLET	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
LEFORT Alain	CC REGION DE DOUE EN ANJOU	DOUE LA FONTAINE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
LEPETIT Dominique	SAINT GERMAIN DES PRÉS	LOIRE LAYON (LOIRE LAYON AUBANCE)		X
MANCEAU Paul	SEVREMOINE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
MARCHAND Gérard	BAUGE EN ANJOU	CANTON DE BAUGE (BAUGEOIS VALLEES)		X
MARTIN Jean-Pierre	CORZE	LOIR (ANJOU LOIR ET SARTHE)	X	
MARY Jean Michel	BEAUPREAU EN MAUGES	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
MENANTEAU Joseph	CHEMILLE EN ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
MIGNOT Eric	CC LOIRE LONGUE	LOIRE LONGUE (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
MOISAN Gérard	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
MOREAU Jean-Pierre	OREE D'ANJOU	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)		X
PAVAGEAU Frédéric	AGGLOMERATION DU CHOLETAIS	CHOLETAIS (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
PIERROIS Benoît	LYS-HAUT-LAYON	VIHIERSOIS HAUT LAYON (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
PIOU Serge	MONTREVAULT SUR EVRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
POITOU Rémy	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
POT Christophe	CC BEAUFORT EN ANJOU	BEAUFORT EN ANJOU (BAUGEOIS VALLEES)		X
POUDRAY Eric	SOMLOIRE	BOCAGE (AGGLOMERATION DU CHOLETAIS)		X
RENAUD Jacques	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X
ROISNE Didier	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
ROUX Jean-Louis	OMBREE D'ANJOU	REGION POUANCEE COMBREE (ANJOU BLEU COMMUNAUTE)	X	
ROULLIER Henri	MAUGES SUR LOIRE	MAUGES COMMUNAUTE (CA MAUGES COMMUNAUTE)	X	
SAVOIRE Michel	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
SIRE Michel	GENNES VAL DE LOIRE	GENNOIS (SAUMUR VAL DE LOIRE)		X
SOTTY Jean	SAINT SIGISMOND	OUEST ANJOU (VALLEES DU HAUT ANJOU)		X
TASTARD Thierry	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
TOURON Eric	DISTRE	SAUMUR LOIRE DVLPT (SAUMUR VAL DE LOIRE)	X	
VERCHERE Jean-Marc	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
VERNOT Pierre	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE	X	
VEYER Philippe	ANGERS LOIRE METROPOLE	ANGERS LOIRE METROPOLE		X

À donné pouvoir de voter en son nom :

Daniel CHALET, désigné par la C.C. REGION DU LION D'ANGERS à Jean-Luc DAVY, désigné par MORANNES SUR SARTHE DAUMERAY, circonscription LES PORTES DE L'ANJOU (ANJOU LOIR ET SARTHE).

Le quorum étant atteint, l'assemblée peut délibérer valablement.

Le rapporteur expose :

Le 6 février 2018, les élus du comité syndical ont formalisé leur volonté de conclure entre le Siéml, Enedis et EDF un nouveau contrat de concession de distribution publique d'électricité conforme au modèle annexé à l'accord quadripartite adopté le 21 décembre 2017 par la FNCCR, Enedis, EDF et France Urbaine.

Les discussions entre le Siéml, Enedis et EDF ont débuté en septembre 2018 avec pour objectif de signer le nouveau contrat de concession avant la fin de la mandature.

À l'issue de cette négociation, un projet de nouveau traité de concession de distribution publique d'électricité a été soumis à l'approbation des membres du comité syndical au travers de trois délibérations successives :

- adoption du contrat de concession en tant que tel constitué de la convention chapeau, du cahier des charges national et des annexes, dont le schéma directeur des investissements, pour une durée de 30 ans,
- adoption d'une convention de programmation pluriannuelle des investissements pour la période 2020 - 2023,
- adoption d'une convention relative à la transition énergétique ;

La présente délibération concerne le troisième point, à savoir la convention relative à la transition énergétique.

Considérant que l'une des ambitions portées par le schéma directeur des investissements pour la concession électrique de Maine-et-Loire est de « favoriser la transition énergétique des territoires en tenant compte des enjeux liés à la maîtrise de l'énergie, au développement des énergies renouvelables et des nouveaux usages » ;

Considérant qu'afin de répondre aux enjeux énergétiques des territoires, le Siéml et Enedis ont souhaité s'engager sur une collaboration inédite à l'échelle du département au travers d'une convention spécifique ;

Considérant que la convention relative à la transition énergétique, mise à jour tous les 4 ans lors de l'élaboration de chaque programme pluriannuel d'investissement, devra permettre aux parties d'engager un partenariat durable et régulier à l'échelle de la concession autour de 3 axes de travail prioritaires :

- la maîtrise de la consommation et de la pointe électrique : réalisation d'études de consommation pour identifier les zones où pourraient être engagées des actions de maîtrise de la demande en électricité, évaluation de l'efficacité des programmes d'efficacité énergétique engagés...,
- l'intégration des énergétiques renouvelables : identification des freins éventuels au développement des EnR et optimisation des raccordements en menant des études spécifiques sur certains sujets clés (facturation des raccordements, lisibilité des coûts pour les porteurs de projet...),
- le développement vertueux et cohérent des nouveaux usages : réflexions notamment sur l'autoconsommation individuelle et collective, sur les flexibilités, et sur la mobilité électrique ;

Considérant que deux instances de gouvernance sont instaurées pour assurer la pérennité du partenariat : un comité de pilotage qui définit les axes stratégiques et des groupes de travail thématiques qui déclinent ces axes stratégiques en fiches actions opérationnelles ;

Considérant que les parties s'engagent à produire et à partager un certain nombre de données relatives à la consommation et/ou à la production d'électricité sur les territoires afin de disposer d'un état des lieux partagé des consommations et des productions à l'échelle de la concession de Maine-et-Loire ;

Considérant la volonté des parties à échanger sur les données prospectives afin d'anticiper et d'accompagner au mieux l'ensemble des mutations du réseau de distribution publique d'électricité ;

Vu les statuts du Syndicat intercommunal d'énergie de Maine-et-Loire reconnaissant le Siéml en sa qualité autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité ;

Vu les dispositions des articles L. 2224-31 et suivants du Code général des collectivités territoriales précisant qu'il revient à l'autorité concédante de la distribution publique d'électricité de négocier et de conclure les contrats de concession, et d'exercer le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concession ;

Vu les dispositions des articles L.111-52, L.121-4, L.121-5 du Code de l'énergie précisant que les missions de service public relatives au développement et à l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sont assurées respectivement par Enedis, pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution, et par EDF, pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente aux clients raccordés au réseau public de distribution ;

Vu les dispositions de l'article L. 322-1 du Code l'énergie précisant que la concession de la gestion d'un réseau public de distribution d'électricité est accordée par l'autorité organisatrice ;

Vu les dispositions de de l'article L. 334-3 du Code l'énergie précisant que lors de la conclusion de nouveaux contrats, les contrats sont signés conjointement par l'autorité organisatrice de la fourniture et de la distribution publique d'électricité et, chacun pour ce qui le concerne, par le gestionnaire du réseau de distribution, en l'espèce Enedis, et le gestionnaire chargé de la fourniture d'électricité aux clients bénéficiant des tarifs réglementés, à savoir EDF ;

Vu le traité de concession pour le service public de la distribution d'électricité sur le territoire desservi par la concession conclue entre le Siéml et Electricité de France, le 28 novembre 1992, pour une durée de 22 ans ;

Vu l'avenant du 9 avril 2009, prolongeant la durée du traité de concession sus-cité à 30 ans ;

Vu l'accord-cadre conclu le 21 décembre 2017 par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR), France Urbaine, Enedis et EDF ;

Vu la délibération n°79/2018 en date du 6 février 2018 actant le renouvellement du contrat avant la fin du mandat pour une entrée en vigueur au plus tôt le 1<sup>er</sup> janvier 2020 et au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2021, conformément au protocole d'accord national ;

Vu l'avenant au contrat de concession en date 3 juillet 2018 formalisant l'engagement des parties à renouveler par anticipation le contrat de concession au 31 décembre 2019 ;

Vu le contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique et ses annexes adopté par délibération n°46/2019 en date du 17 septembre 2019 et aux termes duquel le Siéml concède aux concessionnaires Enedis et EDF les missions de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente sur l'ensemble de son territoire ;

Vu la convention relative au programme pluriannuel d'investissement pour la première période 2020-2023 adoptée par délibération n°47/2019 en date du 17 septembre 2019 ;

Considérant le projet de convention relative à la transition énergétique tel qu'annexé à la présente délibération ;

**Le comité syndical, à l'unanimité des membres présents et représentés,**

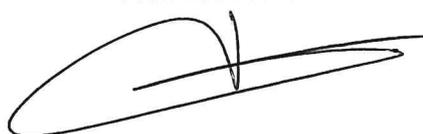
- **approuve** la convention relative à la transition énergétique annexée au contrat de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique ;
- **autorise** le Président du Siéml à signer la convention susnommée et à prendre toute décision nécessaire à son application.

Fait et délibéré les jour, mois et an susdits.

Le Président du Syndicat

Jean-Luc DAVY

Nombre de délégués en exercice :	54
Nombre de présents :	29
Nombre de votants :	30
Abstention :	0
Avis défavorable :	0
Avis favorables :	30



## CONVENTION RELATIVE A LA TRANSITION ENERGETIQUE

Entre les soussignés :

**Le SIÉML** dont le siège est situé à Ecoflant, 9 route de la Confluence ZAC de Beuzon - BP 60145 49001 Angers Cedex 01, Autorité concédante, organisatrice de la distribution publique d'électricité au sens du IV de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales, sur le territoire d'implantation du réseau de communications électroniques objet de la présente convention, représenté par son Président M Jean-Luc Davy,

Ci-après désignée « Siéml »,

**D'une part,**

Et

**Enedis**, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital de 270 037 000 euros, dont le siège social est situé à La Défense Cedex (92079), Tour Enedis, 34, place des Corolles, immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, en qualité de concessionnaire du service public de la distribution d'électricité, représentée par Monsieur Nicolas Touché, Directeur Territorial Enedis Anjou

ci-après désigné « Enedis »

**D'autre part**

**Ci-après collectivement désignées « les Parties » ou individuellement une « Partie »**

**Il a été convenu ce qui suit**

## PRÉAMBULE

La transition énergétique est l'enjeu majeur des prochaines décennies. Il convient pour cela de réussir le virage de la transition énergétique qui aura des incidences sur les modes de vie des habitants tant au niveau des déplacements, que du développement du numérique, de l'optimisation de la consommation et de la production d'énergie locale ou de la sobriété des consommations énergétiques de la collectivité ou des citoyens qui la composent. Pour y arriver, les chemins sont multiples, divers, et doivent être adaptables car la société évolue. Nous devons pouvoir saisir les opportunités qui se présenteront pour être au cœur de l'évolution, que celle-ci soit numérique, sociétale, urbanistique.

Dans le cadre de la commission consultative paritaire et au travers de l'exercice de ces compétences et missions complémentaires, le SIÉML, en partenariat avec les 9 EPCI du département, participe à la coordination des politiques de transition énergétique à l'échelle départementale. A ce titre, les collectivités, et le Siéml en particulier, jouent un rôle prééminent en matière de coordination des différents vecteurs énergétiques (chaleur, gaz, électricité).

Depuis plusieurs années, le Siéml s'engage pleinement dans la transition énergétique et la lutte contre le changement climatique en mettant en œuvre des actions opérationnelles au service des territoires : développement d'infrastructure de recharge des véhicules électriques, rénovation du parc d'éclairage public, conseil en énergie partagés, accompagnement des PCAET, développement des énergies renouvelables,...

Enedis est le gestionnaire du Réseau Public de Distribution d'Electricité et est, par ailleurs concessionnaire de ce réseau en vertu du contrat de concession signé avec le SIÉML sur le département du Maine et Loire (hors la commune d'Epieds).

A ce titre, Enedis est au cœur des enjeux de la transition énergétique, puisque 95 % des énergies renouvelables sont connectées au réseau public de distribution d'électricité, qui doit par ailleurs s'adapter aux nouveaux usages de consommation, tels que la recharge des véhicules électriques ou encore l'autoconsommation. Dans le même temps, Enedis garantit une solidarité territoriale en lien avec une optimisation nationale du réseau de distribution et est au cœur des enjeux d'innovation, qu'il s'agisse entre autres du déploiement des compteurs Linky ou de la quinzaine de démonstrateurs Smart-Grids qu'elle pilote.

Dans le cadre de la négociation du contrat de concession, Enedis et l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Energie souhaitent collaborer d'une façon nouvelle, dynamique, souple et innovante articulée autour de grandes thématiques qui pourront, être ou non, déclinées en tout ou partie.

Ces domaines d'interventions sont multiples et certains constituent des points de rencontre privilégiés avec Enedis et les acteurs locaux.

En effet, l'objectif n'est pas de figer entre les parties un accompagnement ciblé, à un moment donné, mais bien d'accompagner sur la durée les visées et actions des parties, en partageant sur les évolutions en cours et à venir.

La collaboration se structure, à date, en 3 axes prioritaires :

- La maîtrise de la consommation et de la pointe électrique
- L'intégration des énergies renouvelables
- Le développement vertueux et cohérent des nouveaux usages

Ceci exposé, il a été convenu ce qui suit :

### **ARTICLE 1 : Objet de la Convention**

La présente convention (ci-après « Convention ») a pour objet de définir et d'organiser le partenariat entre Enedis, dans le cadre et les limites de ses missions de GRD, et l'AODE, conformément aux 3 axes prioritaires exposés en préambule. Il s'agit également d'ouvrir les échanges sur ces champs d'action et de favoriser l'émergence de nouvelles collaborations en lien avec les acteurs concernés.

### **ARTICLE 2 : Gouvernance / pilotage du partenariat / organisation sur les différents axes de collaboration**

Pour assurer le bon avancement des projets des parties et la pérennité du partenariat, la gouvernance suivante est retenue :

- un comité de pilotage, qui
  - Détermine si nécessaire, annuellement, l'ajustement des axes stratégiques / les champs d'actions / les thématiques de collaboration proposés dans la présente convention
  - Valide le plan d'actions annuel
  - Assure, annuellement, leur suivi sur la durée de la présente convention
  - S'assure de la cohérence des actions engagées avec les priorités définies par les parties et l'ensemble des démarches en cours ou à venir (PCAET, PLU, SCOT,...)
  - Garantie le bon avancement des actions définies et du respect du planning.
  
- des groupes de travail thématiques, qui auront en charge de :
  - Décliner les axes stratégiques en fiches actions opérationnelles
  - Rédiger le bilan de l'année écoulée avec l'évaluation de chaque collaboration et le présenter à l'occasion de la réunion annuelle du comité de pilotage.

À tout moment, les parties pourront après décision du comité de pilotage, par voie d'avenant à la convention, faire évoluer leurs engagements et compléter les axes de travail.

Le comité de pilotage est composé de :

Pour le Siéml :

Président et Vice-présidents concernés  
Directeurs et agents concernés

Pour Enedis :

Direction territoriale et experts concernés

À la suite de la signature de la présente convention, un plan d'actions commun annuel est partagé et validé en comité de pilotage dans un délai de 3 mois à compter de la signature de la présente convention.

Il est proposé, sur la durée de la convention, un comité de pilotage à périodicité à minima annuelle.

Chaque thématique sera déclinée en fiche action spécifique (cf. modèle en annexe). Un espace collaboratif sera mis en place pour partager les éléments et faciliter la mise à jour.

### **ARTICLE 3 : Etat des lieux du territoire – vision prospective du territoire**

Il est convenu que les 2 parties se rapprocheront pour établir un tableau de bord partagé afin de donner un état des lieux des consommations et productions du territoire ; ces données seront produites pour permettre une vision à mailles géographiques « département » et « EPCI » ; selon les données, certaines informations pourront être établies à maille « communes ».

Ces données donneront des informations sur la consommation (par segment de client), dans la mesure du possible sur l'usage (par exemple pour la part thermosensible liée au chauffage sur le segment Résidentiel). Les informations sur la production seront celles du nombre d'installations, des puissances installées, des volumes produits, et ce, par filière.

Enedis analysera par ailleurs la possibilité de construire d'autres jeux de données, spécifiquement pour alimenter ce tableau de bord.

Les 2 parties échangeront également sur des données dites prospectives, à partir, pour Enedis, des données dites « Scénario 2035 ».

En effet, afin d'anticiper et accompagner au mieux l'ensemble des mutations du réseau de distribution face au développement des énergies renouvelables, des nouveaux usages tels que les véhicules électriques et des efforts croissants d'efficacité énergétique qui modifieront les modes de vie et nécessiteront une adaptation du réseau de distribution, Enedis élabore des scénarii prospectifs, à échéance 2035, basé sur des déterminants nationaux ou locaux, tels que : démographie, développement des énergies renouvelables, développement des nouveaux usages de l'électricité, efficacité énergétique. Les décisions politiques locales et nationales dimensionnent directement le réseau de distribution. Enedis pourra présenter ces scénarii, à la maille du département du Maine-et-Loire, et échangera avec le Siéml sur les hypothèses retenues / à retenir.

Le Siéml partagera avec Enedis sa vision prospective.

#### **ARTICLE 4 : définition des axes de travail prioritaires**

L'AODE et Enedis s'engagent sur la construction et le développement de collaborations sur les trois axes prioritaires.

Dans le cadre des projets nationaux d'expérimentation, Enedis pourra être amenée à solliciter le Siéml, afin que le territoire du Maine-et-Loire soit retenu parmi les terrains testés. Réciproquement, le Siéml informera et proposera des sujets d'expérimentation.

Enfin, une collaboration entre les Parties pourra être nécessaire dans le cadre d'expérimentations locales, par exemple lors des appels à projets nationaux ou européens. Les Parties pourront alors s'engager ensemble sur ces projets (cf exemples TIGA, territoire d'innovation de grande ambition).

#### **4.1 – Maîtrise de la consommation et de la pointe électrique**

Le Siéml et Enedis portent une attention particulière à la maîtrise de la consommation et de la pointe électrique. Enedis dispose d'informations et de services pour diagnostiquer, cibler, inciter et évaluer les actions d'économie d'électricité.

Les parties souhaitent travailler de manière coordonnée afin de :

- réaliser des études de consommation pour identifier des zones où pourraient être engagées des actions de maîtrise de la demande en électricité,
- cibler les programmes d'actions des territoires sur des zones identifiées,
- évaluer l'efficacité des programmes d'efficacité énergétique engagés (suivi de performance, tableau de bord),
- inciter à des comportements plus vertueux pour « mieux consommer ».

#### **4.2 – Intégration des énergies renouvelables**

Dans le cadre de son plan stratégique énergies renouvelables, adoptés en février 2018, le SIÉML souhaite notamment améliorer la connaissance du territoire pour les acteurs locaux et faciliter les conditions d'intégration des énergies renouvelables aux réseaux d'énergies.

Du fait de l'impact sur la rentabilité économique des projets, l'optimisation du coût de raccordement des installations de production d'énergies renouvelables est un des leviers pour favoriser le passage à l'acte des porteurs de projets.

Le Siéml et Enedis collaboreront pour identifier les freins éventuels et optimiser le raccordement des énergies renouvelables en menant des études spécifiques et en créant les conditions d'échanges, (groupe de travail,...) sur les points suivants :

- modalités d'étude et de facturation du raccordement des EnR,
- lisibilité des coûts pour les porteurs de projets,
- communication sur les bonnes pratiques auprès des acteurs de la filière
- information sur les nouveaux outils mis à disposition par Enedis afin d'avoir une connaissance des coûts de raccordement pour les installations de production (TERA : Tester mon raccordement en ligne, AIP : analyse d'impact d'un projet - AIPAIPURE : analyse d'impact d'un projet d'urbanisation sur le réseau public de distribution d'électricité,...)

Des réunions d'échanges sur les expérimentations en cours pourront se tenir, afin que les Parties aient une information sur les évolutions à venir pour l'insertion des énergies renouvelables.

#### **4.3 – Développement vertueux et cohérent des nouveaux usages**

De nouveaux besoins, de nouveaux usages, de nouvelles pratiques liées à l'électricité viennent et viendront impacter l'usage du réseau public de distribution tels que :

- L'autoconsommation, individuelle ou collective,
- Les flexibilités,
- La mobilité électrique,

Enedis et le Siéml se proposent de s'informer mutuellement des évolutions techniques et d'usages d'une part et des opportunités de projets territoriaux d'autre part, afin d'envisager des actions communes pour faciliter l'appropriation et la mise en œuvre effective de ces nouveaux usages / nouvelles dispositions par les acteurs locaux public et privés.

#### **ARTICLE 5 : Conditions techniques et financières**

La présente convention a vocation à définir les axes prioritaires déterminés par les parties.

Des conventions particulières peuvent être nécessaires et elles préciseront les conditions juridiques, techniques et financières de mise en œuvre opérationnelle des différents axes de travail et seront attachées aux fiches actions spécifiques.

#### **ARTICLE 6 : Communication**

Les Parties s'engagent à assurer par leurs moyens de communication interne, la promotion de la Convention auprès de leurs équipes et usagers. Les Parties conviennent de l'opportunité de présenter conjointement leur politique de coopération au cours d'opérations de relations publiques.

Pour cela, Enedis et l'AODE s'autorisent à utiliser et à reproduire leur logo (annexés à la présente convention) et à mentionner leur marque sur tous les supports de communication (site internet, brochure, plaquette).

Les documents produits selon ces principes seront soumis à l'accord préalable de chaque partie avant toute publication et utilisation.

#### **ARTICLE 7 : Durée de la convention**

La Convention est conclue pour une durée de 4 ans (quatre) à compter de la date de signature et en phase avec les Plan Pluriannuels d'investissement (PPI).

4 mois avant le terme de la présente convention, le Siéml et Enedis feront le bilan des actions engagées et choisiront les nouveaux sujets prioritaires.

Toute modification de la présente convention, préalablement validée en comité de pilotage, devra faire l'objet d'un avenant.

#### **ARTICLE 8 : Résiliation**

La convention peut être dénoncée à tout moment par l'une des Parties par lettre recommandée avec accusé de réception avec un préavis de trois mois.

Des rencontres régulières pourront à la demande d'une des Parties être organisées pour évaluer le respect de la convention.

#### **ARTICLE 9 : Règlement des litiges**

Les Parties s'efforceront de résoudre à l'amiable leurs différends. Si des difficultés surviennent dans l'interprétation ou l'exécution de la Convention, la Partie la plus diligente invite l'autre à se rencontrer à une date déterminée pour tenter de parvenir à un règlement amiable.

A défaut de règlement amiable dans les 30 jours de la date de rencontre prévue à l'alinéa précédent, le litige pourra être soumis à la juridiction compétente.

Fait à Ecoflant

le

En deux exemplaires originaux dont un exemplaire est remis à chacune des Parties.

**Pour Enedis**

**Pour le SIÉML**

**Le Directeur Régional  
M. Gilles Rollet**

**Le Président  
M. Jean-Luc Davy**

*Faire précéder la signature de la mention « lu et approuvé » et parapher toutes les pages*

## Accusé de réception préfecture

**Objet de l'acte :**

Approbation de la convention relative à la transition énergétique - contrat de concession électrique

---

**Date de transmission de l'acte :** 11/10/2019

**Date de réception de l'accusé de réception :** 11/10/2019

---

**Numéro de l'acte :** DELCOSY48 ( [voir l'acte associé](#) )

**Identifiant unique de l'acte :** 049-254901309-20190917-DELCOSY48-DE

---

**Date de décision :** 17/09/2019

**Acte transmis par :** Katell BOIVIN

---

**Nature de l'acte :** Délibération

**Matière de l'acte :** 1. Commande Publique  
1.4. Autres types de contrats  
1.4.2. Autres contrats



**Syndicat intercommunal d'énergies de Maine-et-Loire**

9 route de la Confluence - ZAC de Beuzon - Écouflant - CS 60145 - 49001 Angers cedex 01

Retrouvez toute l'actualité du Siéml sur [www.sieml.fr](http://www.sieml.fr) et les réseaux sociaux



Flashez et découvrez  
le site du SIÉML