

**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)	×	
BROSSELIER 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

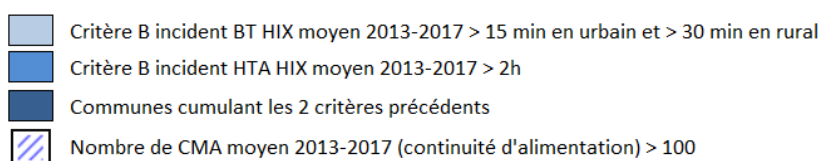
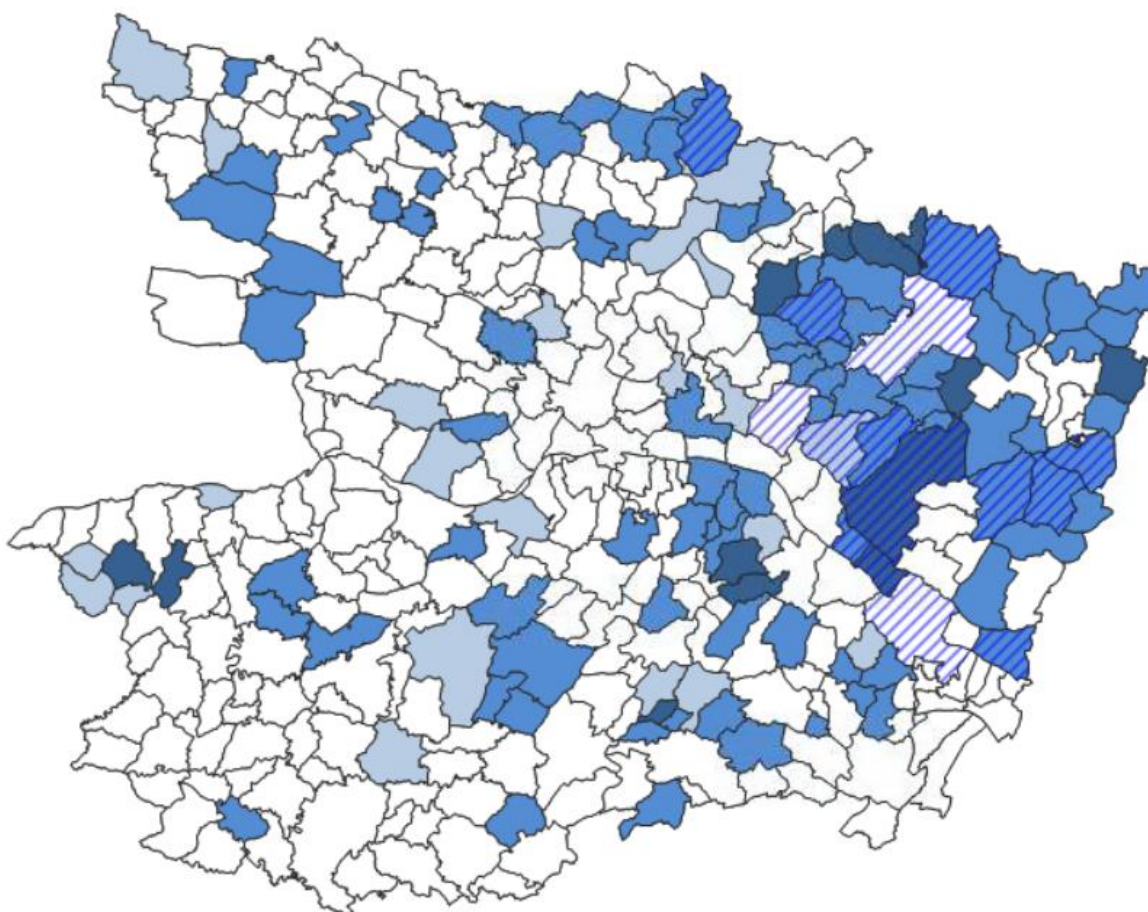
L'analyse des critères B incidents HTA et BT et des résultats du décret Qualité sur la période 2013-2017 réalisée dans le diagnostic technique met en évidence un certain nombre de communes pour lesquelles la qualité de fourniture doit être améliorée. Les travaux menés dans le cadre de ce PPI auront pour 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 :

<b>Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (K€)</b>	<b>Total PPI 2020 à 2023</b>
<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 SIEMML 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,**

**Pour le concessionnaire,**

Le Président du SIEML

Le Directeur Régional Enedis Pays de Loire

Jean-Luc DAVY

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	SAINT-AUGUSTIN-DES-BOIS
49042	BRAIN-SUR-L'AUTHION	49139	FONTAINE-MILON	49270	SAINT-CHRISTOPHE-LA-COUPERIE
49044	BREIL	49142	LA FOSSE-DE-TIGNE	49272	SAINT-CLEMENT-DES-LEVEES
49045	LA BREILLE-LES-PINS	49143	FOUGERE	49279	SAINT-GEORGES-DES-SEPT-VOIES
49049	BRION	49145	LE FUILET	49280	SAINT-GEORGES-DU-BOIS
49051	BRISSARTHE	49147	GEE	49282	SAINT-GEORGES-SUR-LAYON
49052	BROC	49148	GENE	49283	SAINT-GEORGES-SUR-LOIRE
49053	BROSSAY	49150	GENNETEIL	49296	SAINT-LAURENT-DES-AUTELS
49061	CHALLAIN-LA-POThERIE	49153	VALANJOU	49304	SAINT-MARTIN-DE-LA-PLACE
49062	CHALONNES-SOUS-LE-LUDE	49154	GREZILLE	49306	SAINT-MARTIN-DU-FOUILLOUX
49071	CHANZEAUX	49157	LE GUÉDENIAU	49315	SAINT-QUENTIN-LES-BEAUREPAIRE
49073	LA CHAPELLE-HULLIN	49159	HUILLE	49317	SAINT-REMY-LA-VARENNE
49078	CHARCE-SAINT-ELLIER-SUR-AUBANCE	49161	LA JAILLE-YVON	49320	SAINT-SAUVEUR-DE-LANDEMONT
49079	CHARTRENE	49163	JARZE	49324	LA SALLE-ET-CHAPELLE-AUBRY
49082	CHAUFONDS-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

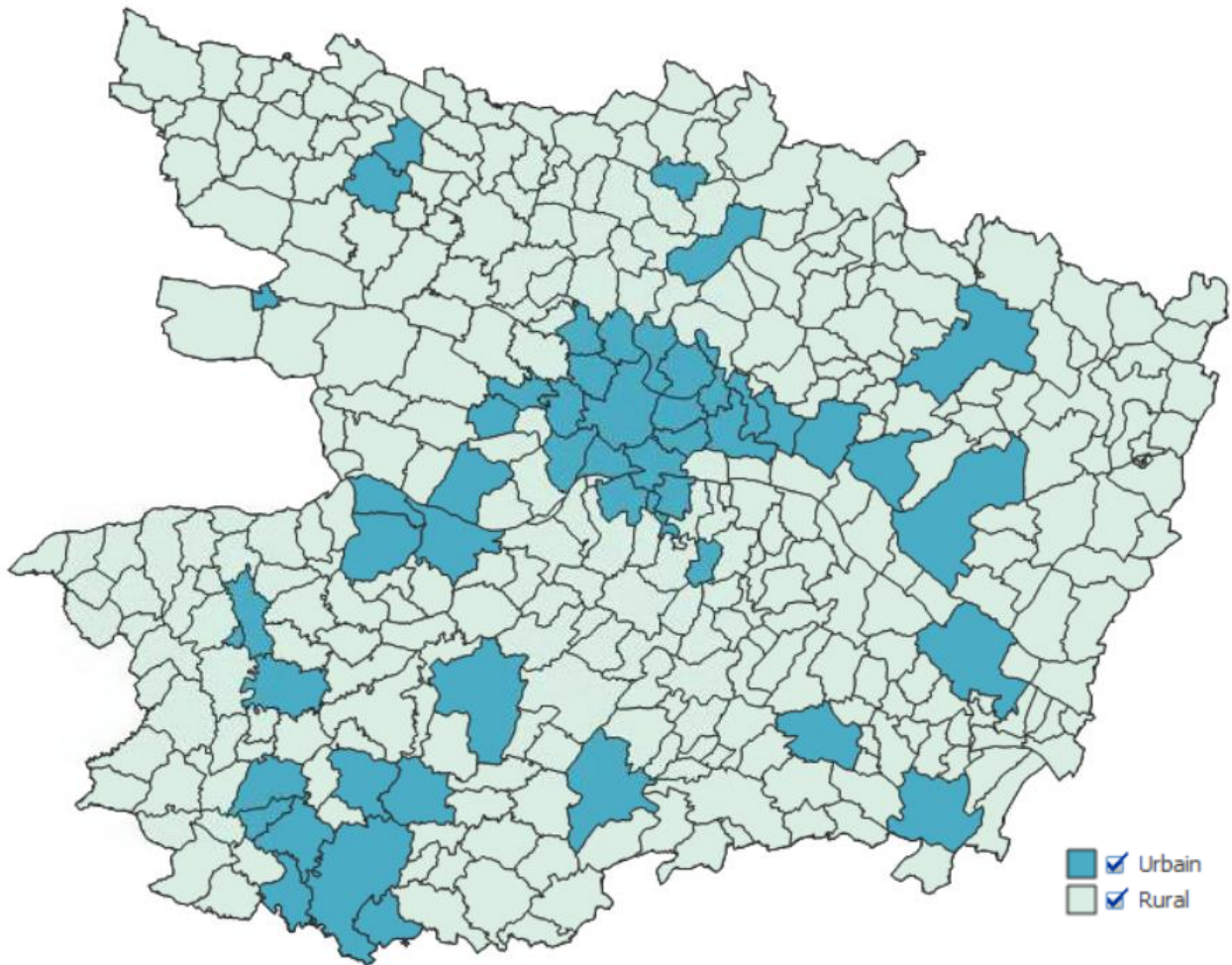
Le contrat de concession, dans le cadre duquel s'exerce la distribution publique d'électricité, a été signé le 28/11/1992 puis complété et modifié jusqu'à ce jour par 8 avenants dont les principaux sont :

- ❖ **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

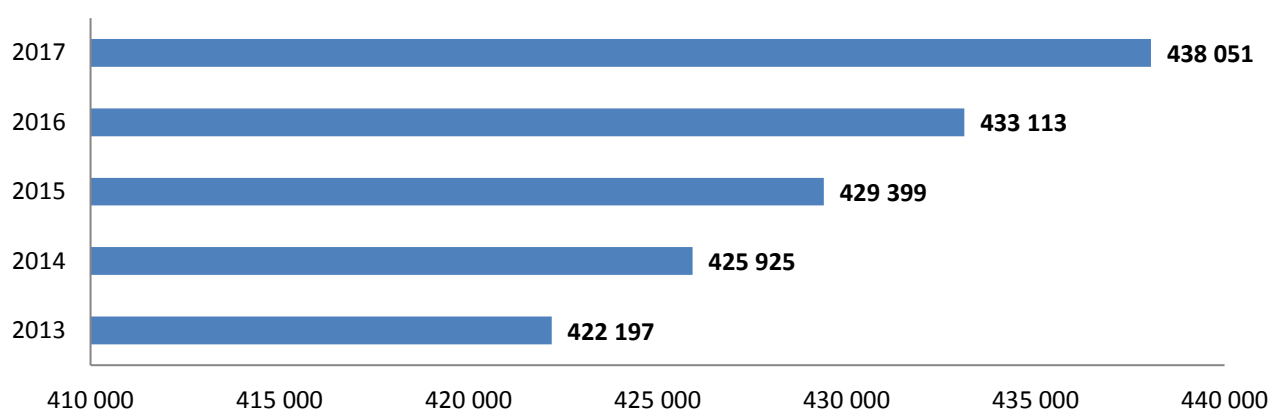
### 1.1 Les clients en soutirage

#### 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.

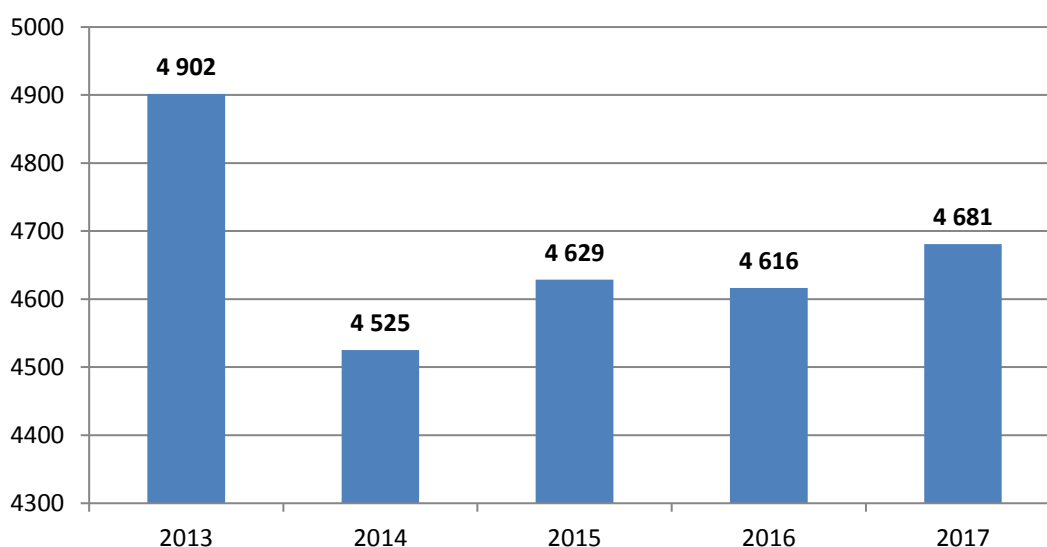
#### Nombre total de clients raccordés au réseau

*Points de livraison (PDL)*



#### Volume global acheminé

#### Volume global acheminé (GWh)

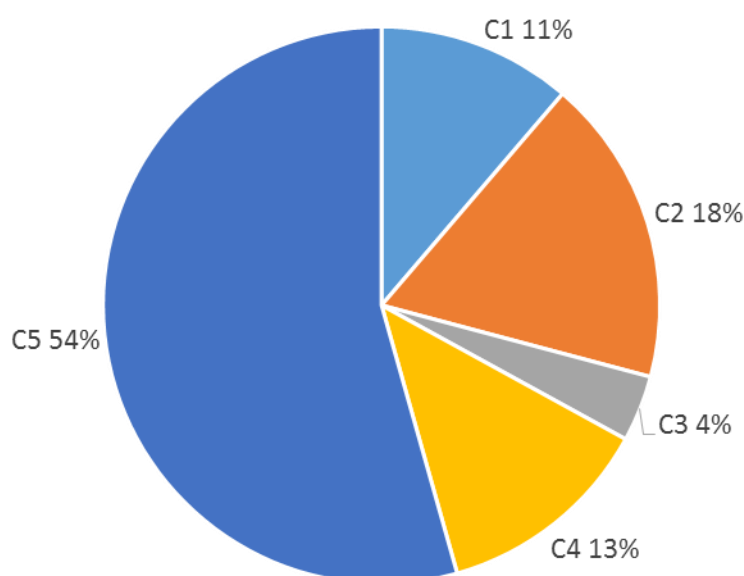


## Répartition par catégorie de clients

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

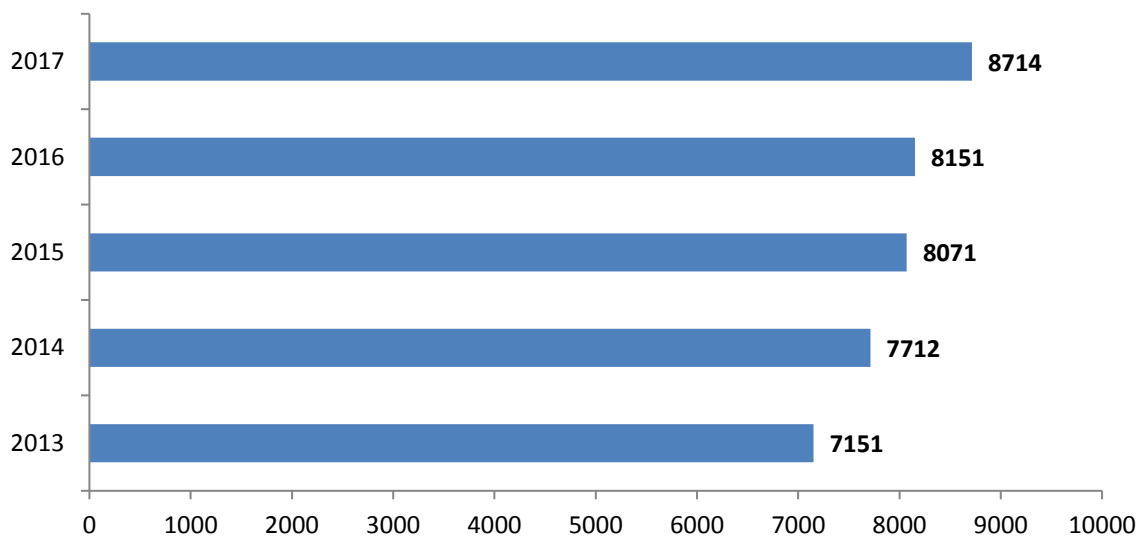


Les clients C5 (<36 kVA) représentent 54% des volumes acheminés sur la concession.

## 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

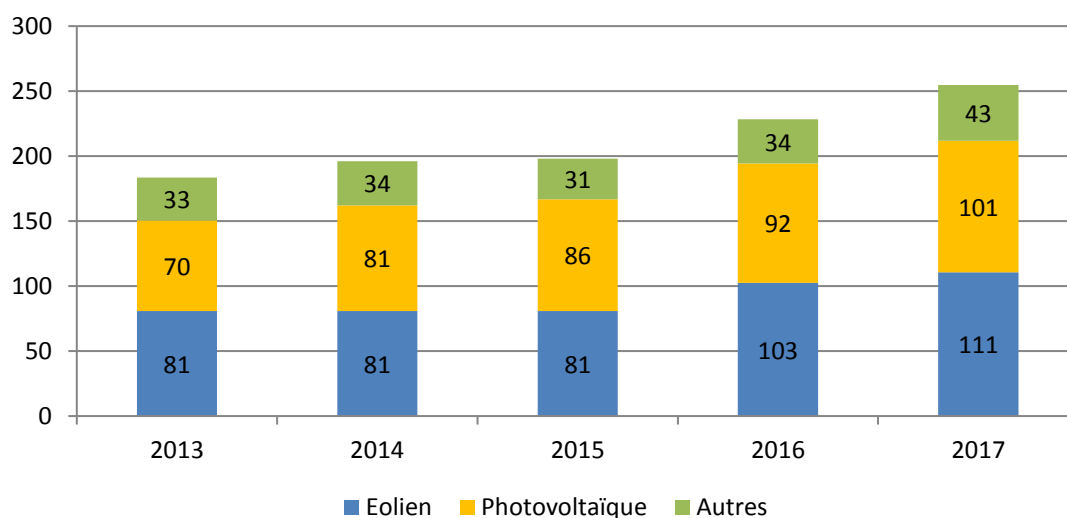
<b>BT</b>	<b>8674</b>
Biogaz	5
Eolien	5
Hydraulique	5
Photovoltaïque	8659
<b>HTA</b>	<b>40</b>
Biogaz	8
Biomasse	1
Cogénération	7
Déchets ménagers et assimilés	1
Eolien	11
Hydraulique	1
Photovoltaïque	11
<b>Total</b>	<b>8714</b>

## 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

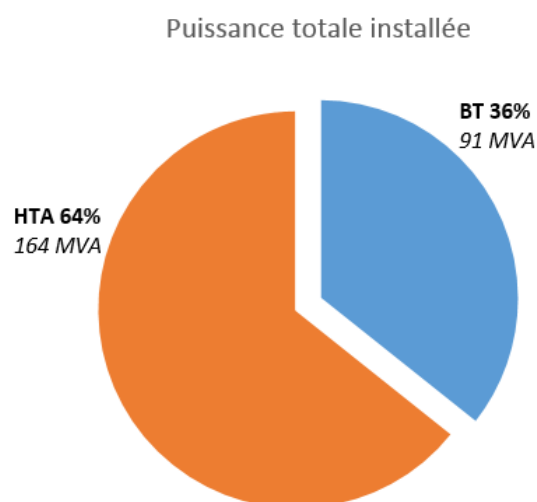
## Puissance totale installée des producteurs

### Puissance totale des producteurs\*



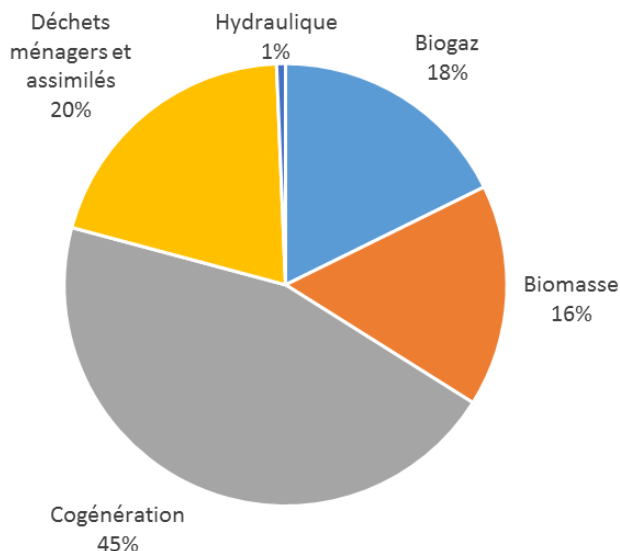
\*La puissance est exprimée en MVA pour les producteurs raccordés en basse tension et en MW pour ceux raccordés en HTA.

## Puissance installée par niveau de tension



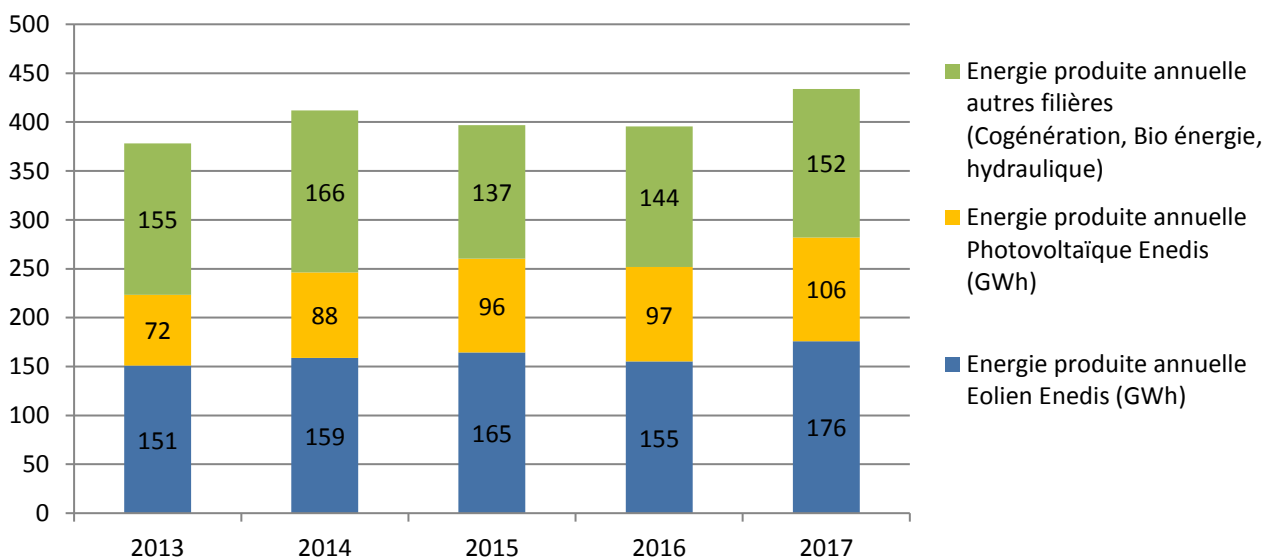


## Répartition des puissances installées « Autres » 2017 par type de production :



## Energie injectée sur le réseau de distribution (GWh)

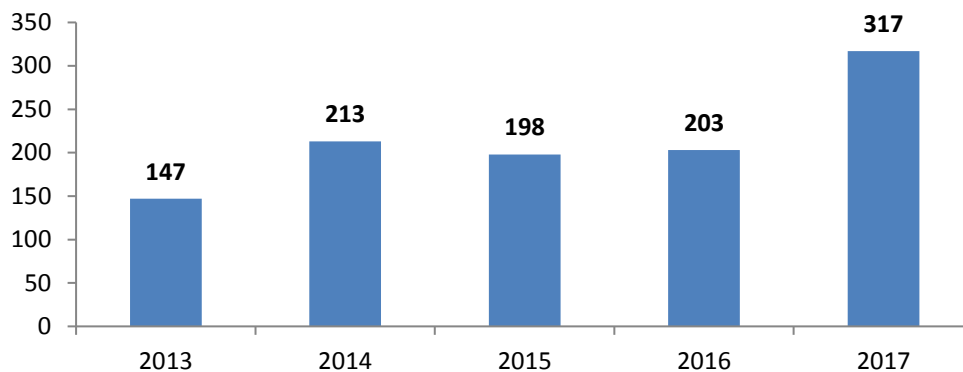
### Energie injectée sur le réseau de distribution (GWh)



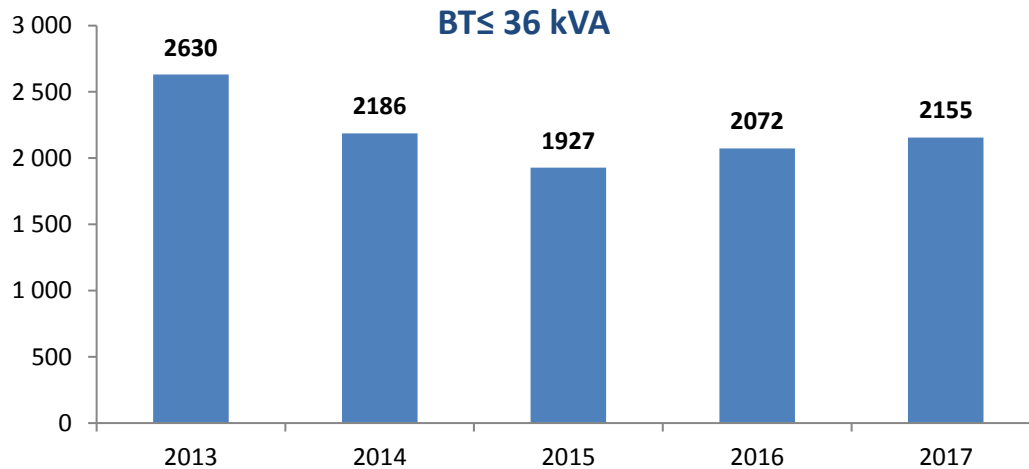
### 1.3 Les raccordements

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).

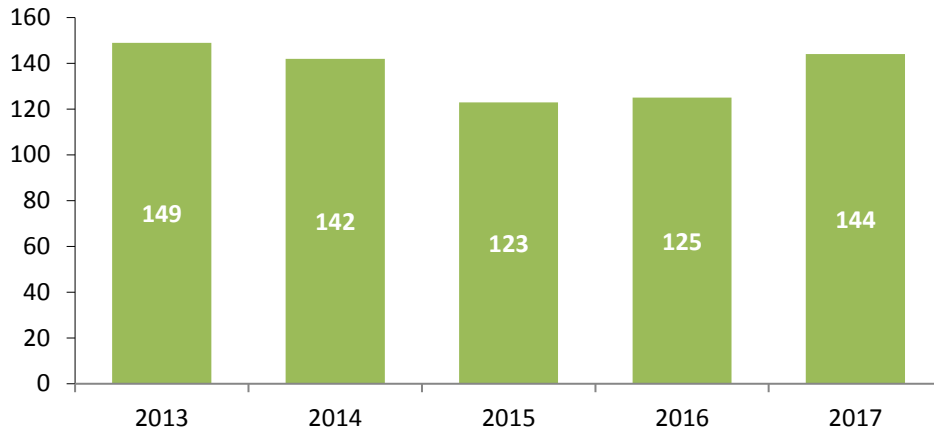
#### Raccordements en soutirage avec extension de réseau BT ≤ 36 kVA



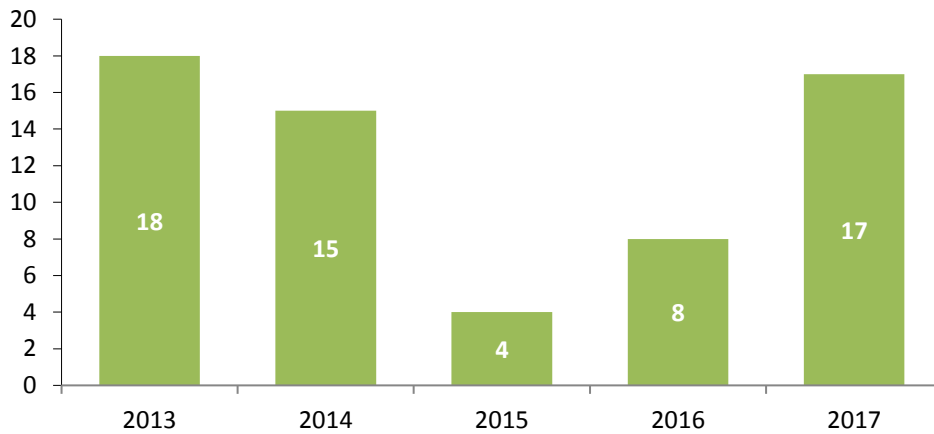
#### Raccordements en soutirage sans extension de réseau BT ≤ 36 kVA



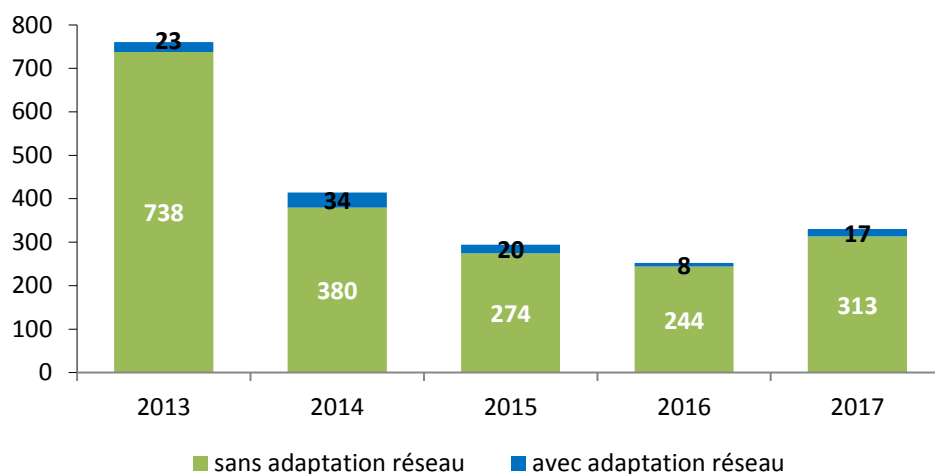
### Raccordements en soutirage BT > 36 kVA



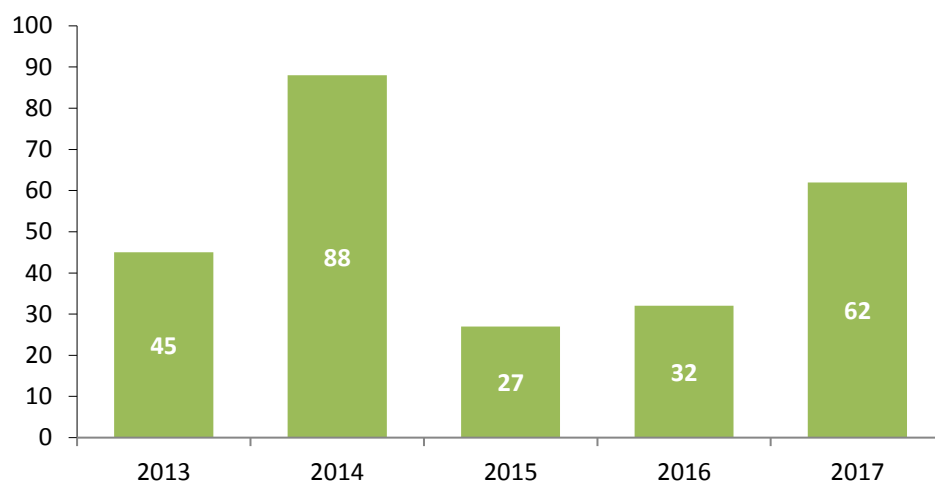
### Raccordements en soutirage HTA



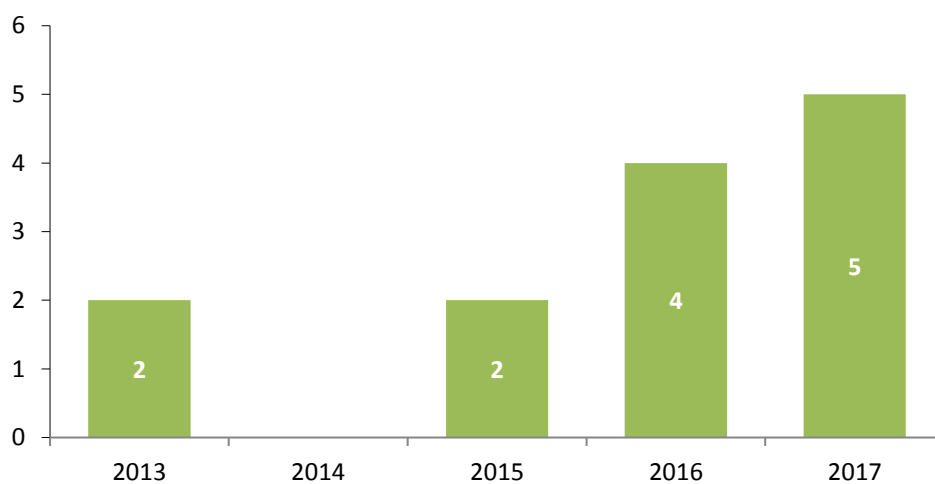
### Raccordements de productions ≤ 36 kVA



### 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.

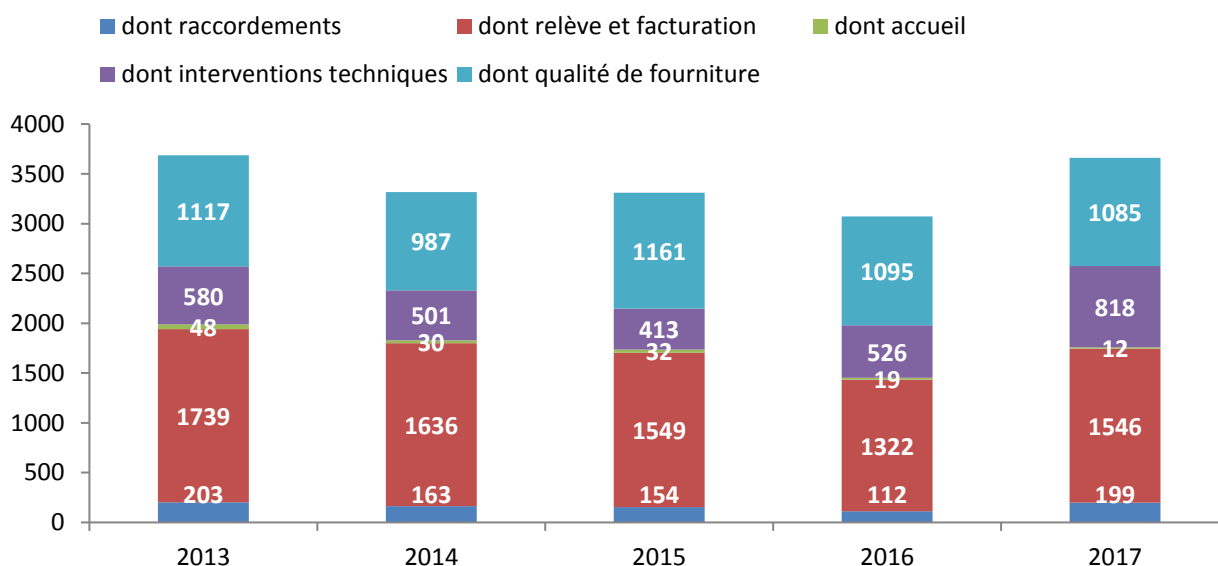
### Nombre de réclamations :

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.*

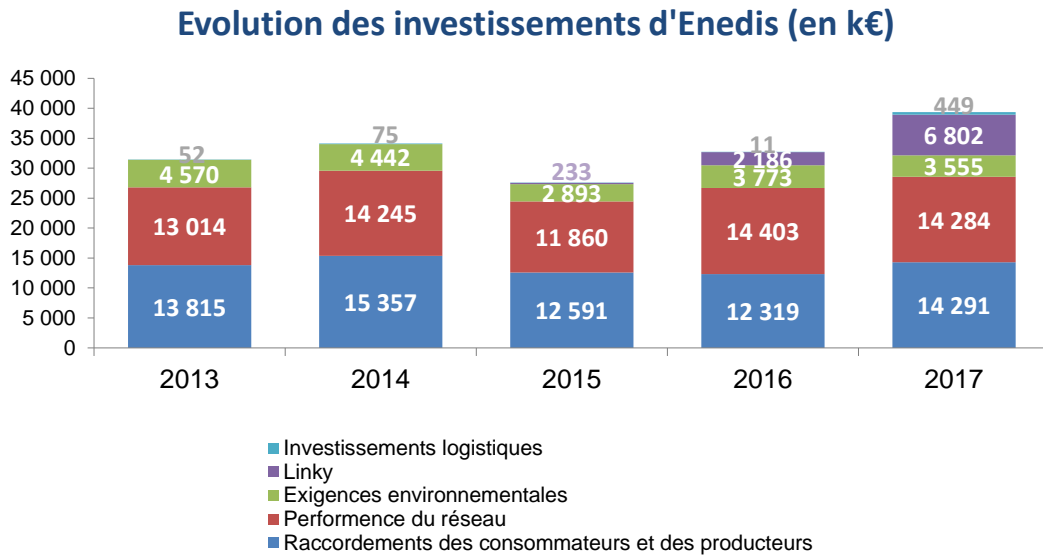
## 2 Les éléments financiers et patrimoniaux de la concession

### 2.1 Les investissements

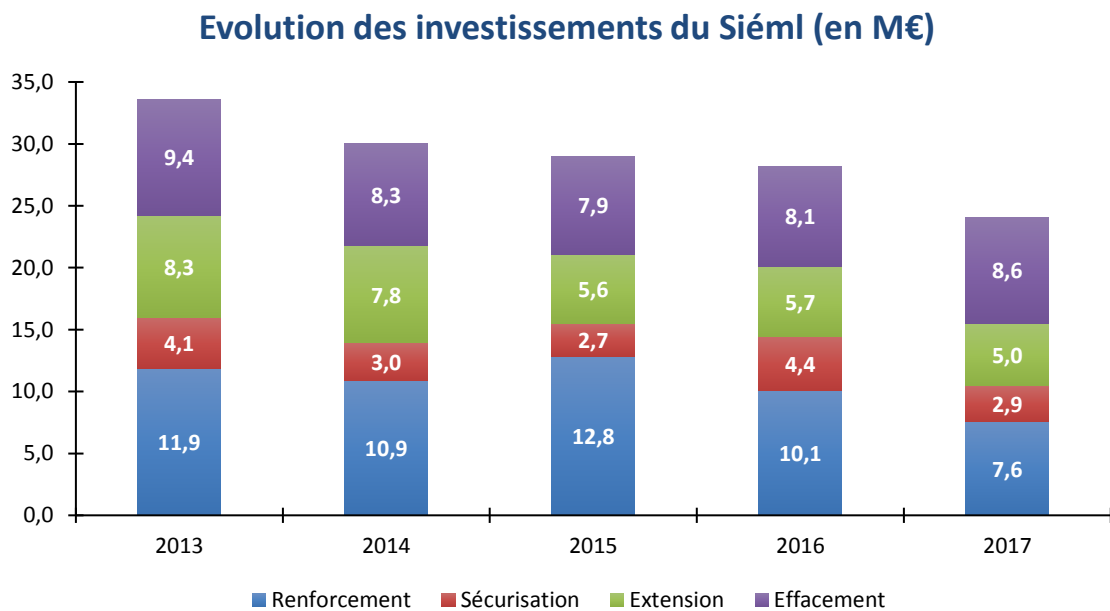
Investissements (en k€) maille concession	2013	2014	2015	2016	2017
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	13 815	15 357	12 591	12 319	14 291
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	17 583	18 687	14 753	18 175	17 840
2.1 Performance du réseau	13 014	14 245	11 860	14 403	14 284
Dont 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.

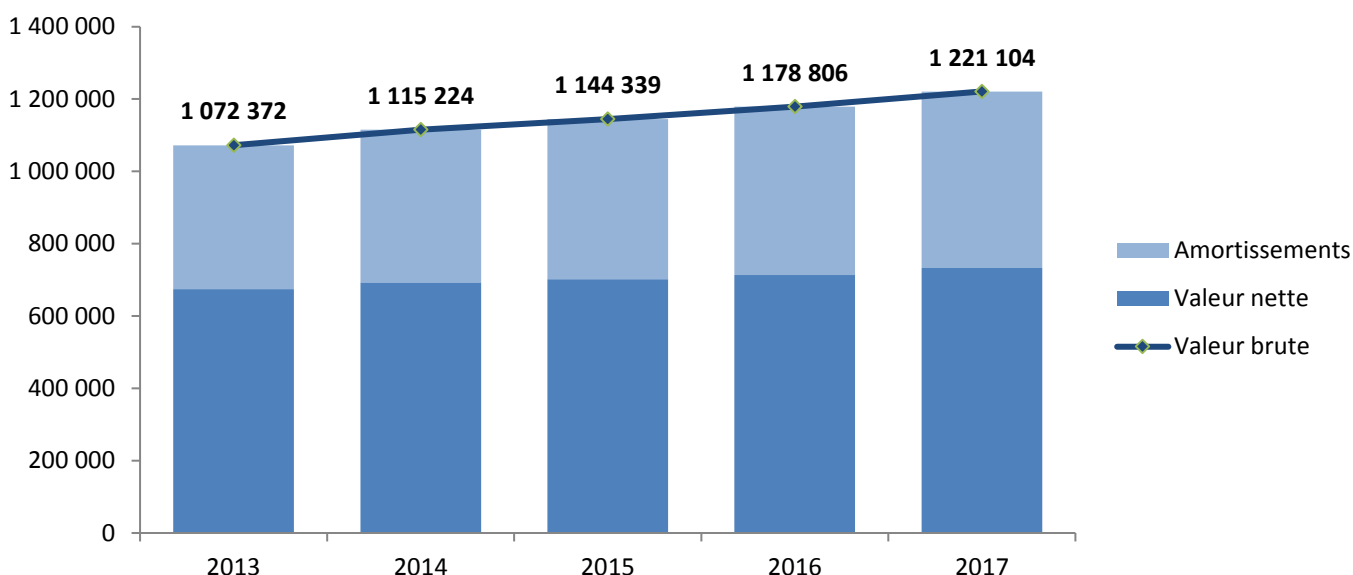
**La valeur nette comptable** correspond à la valeur brute diminuée des amortissements industriels pratiqués selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des ouvrages.

**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.

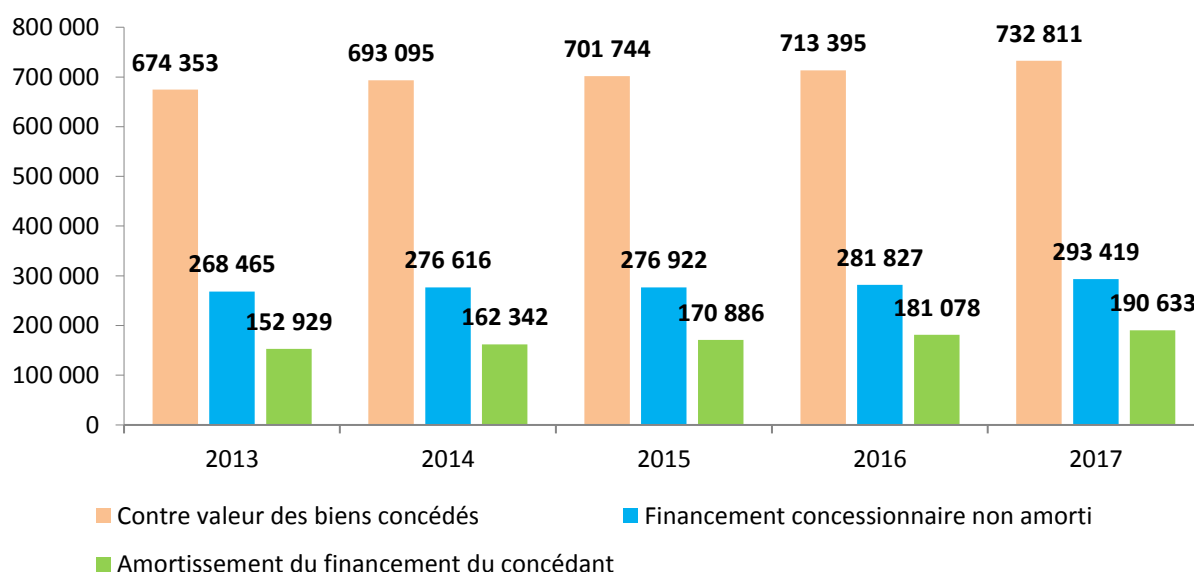
Les **droits sur les ouvrages existants** comprennent :

- ↘ 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€)

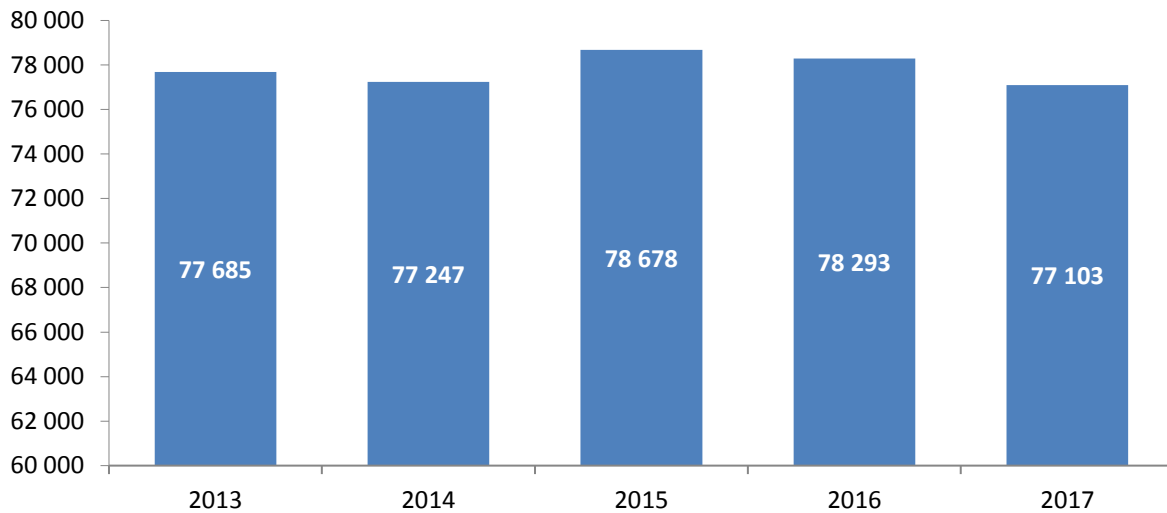


## La provision pour renouvellement

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.

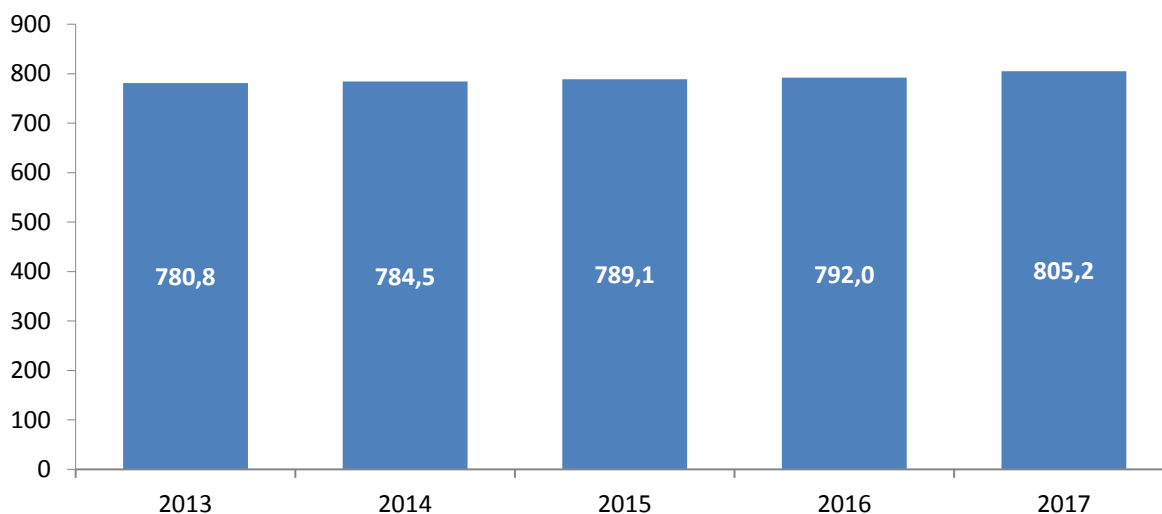
La redevance dans le contrat de concession :

- ❖ 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

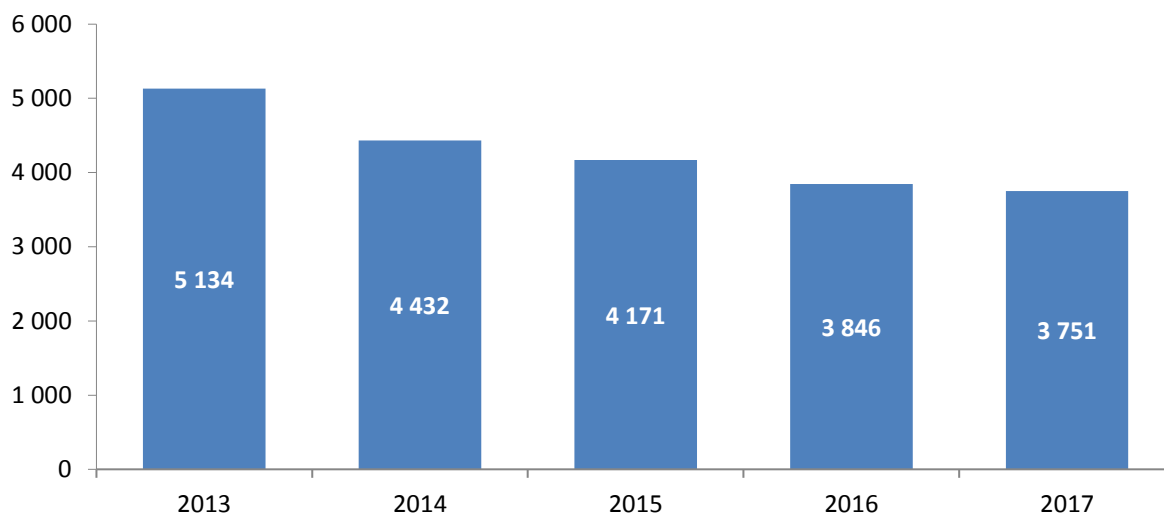
Le calcul de la redevance R1 dépend de la longueur de réseau HTA et BT, de la population (concession et départementale) et de la durée du contrat. Le montant est également réévalué chaque année en fonction d'un index de prix.

**Evolution de la part "R1" de la redevance de fonctionnement  
(en k€)**



## Redevance d'investissements R2

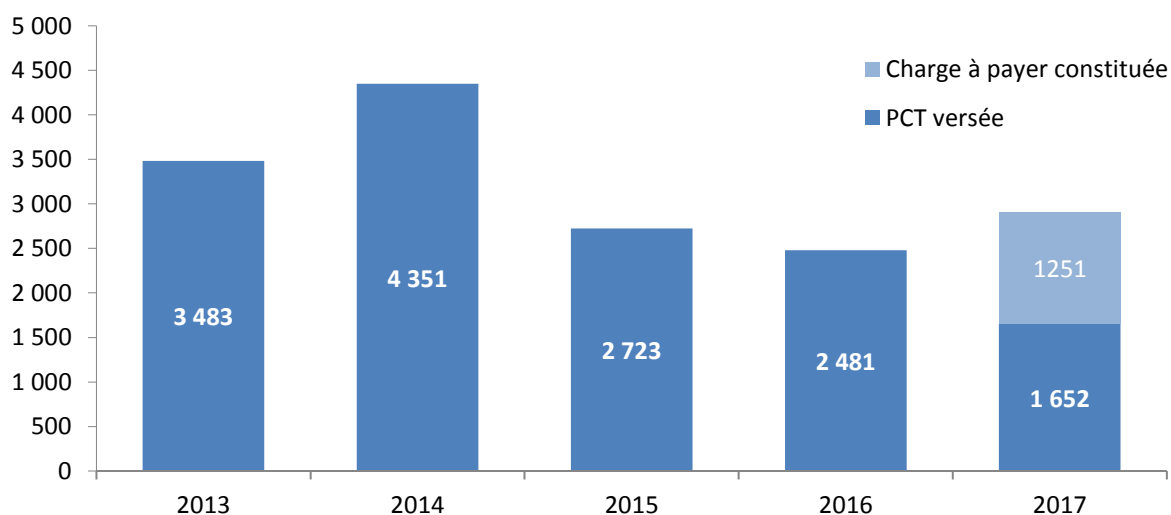
### Evolution de la part "R2" de la redevance d'investissements (en k€)



## 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€)



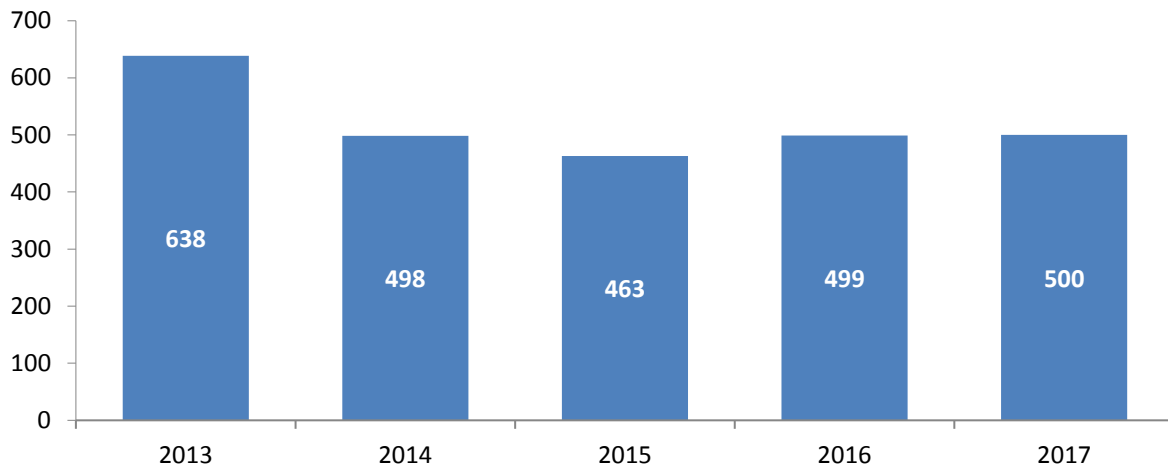


## **Article 8**

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

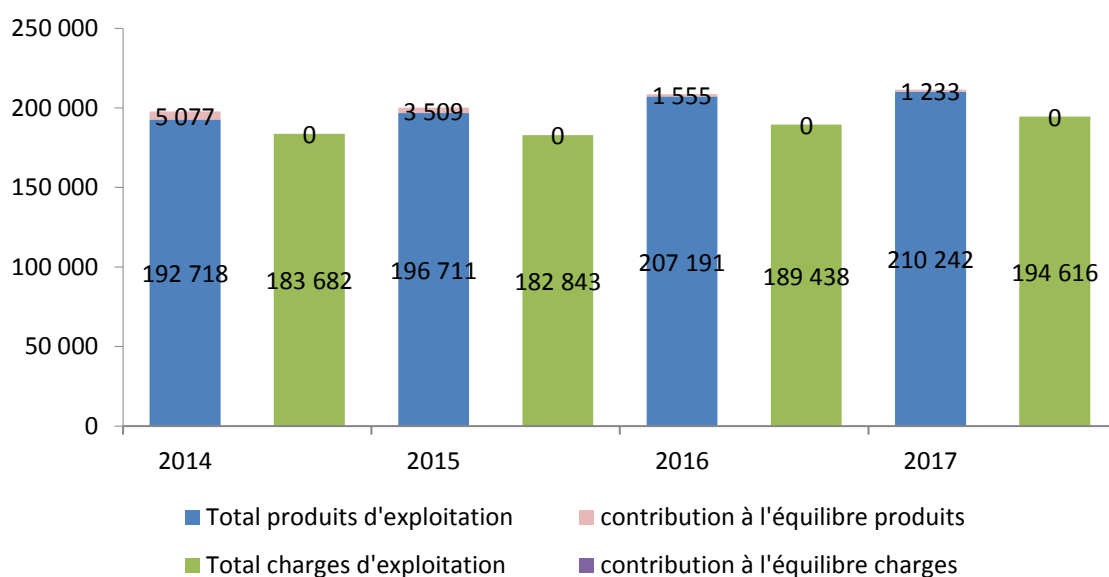
Le **tarif d'acheminement**, qui détermine l'essentiel des recettes de distribution d'électricité, est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Identique sur l'ensemble du territoire français (principe de péréquation), il permet de couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution 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**.

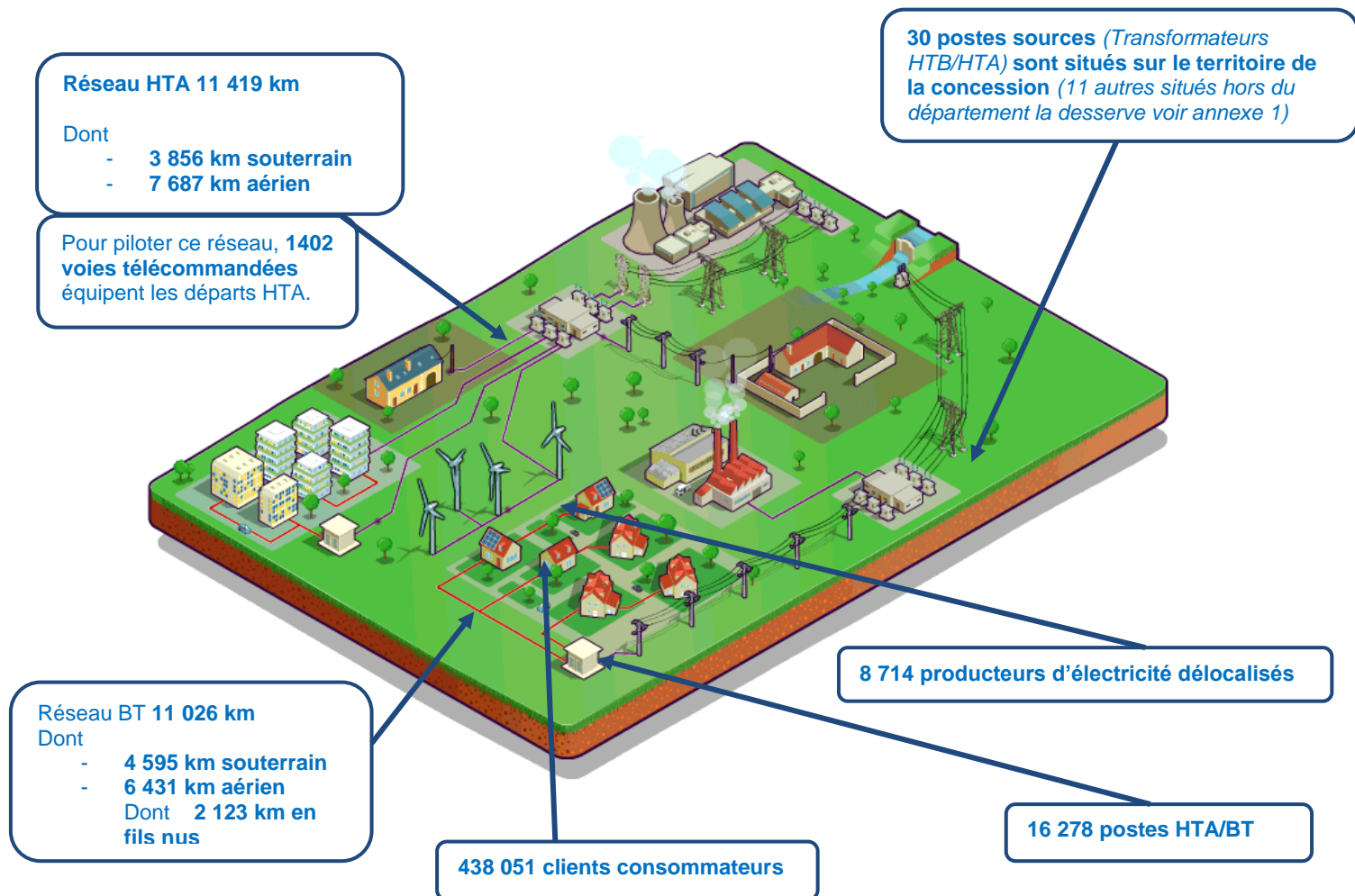
Éléments financiers d'exploitation maille concession	Total produits (k€)	Dont recettes d'acheminement (k€)	Total charges d'exploitation (k€)	Résultat d'exploitation (Produits - Charges) (k€)	Contribution à l'équilibre (k€)	Résultat avec contribution à l'équilibre (Produits - Charges) (k€)
2014	192 718	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 :



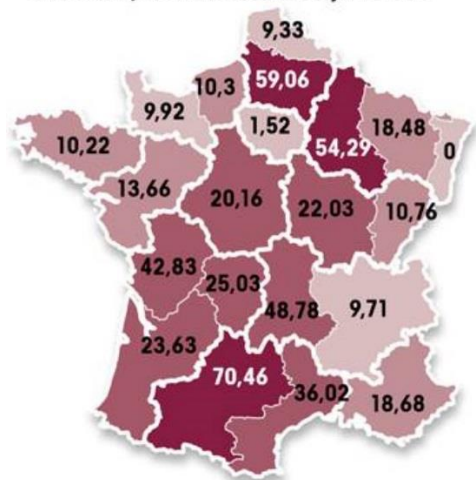
41 postes sources alimentent le département du Maine-et-Loire dont 30 sont situés sur le territoire.

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



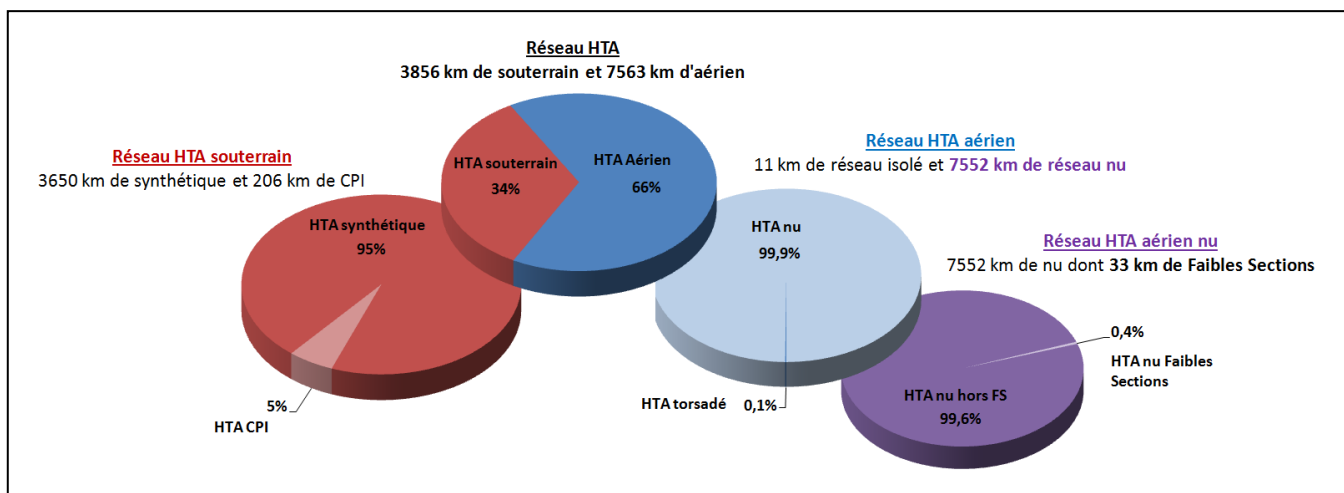
- ≥ 50 k€/MW
- 20 - 50 k€/MW
- 10 - 20 k€/MW
- 0 - 10 k€/MW

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 :

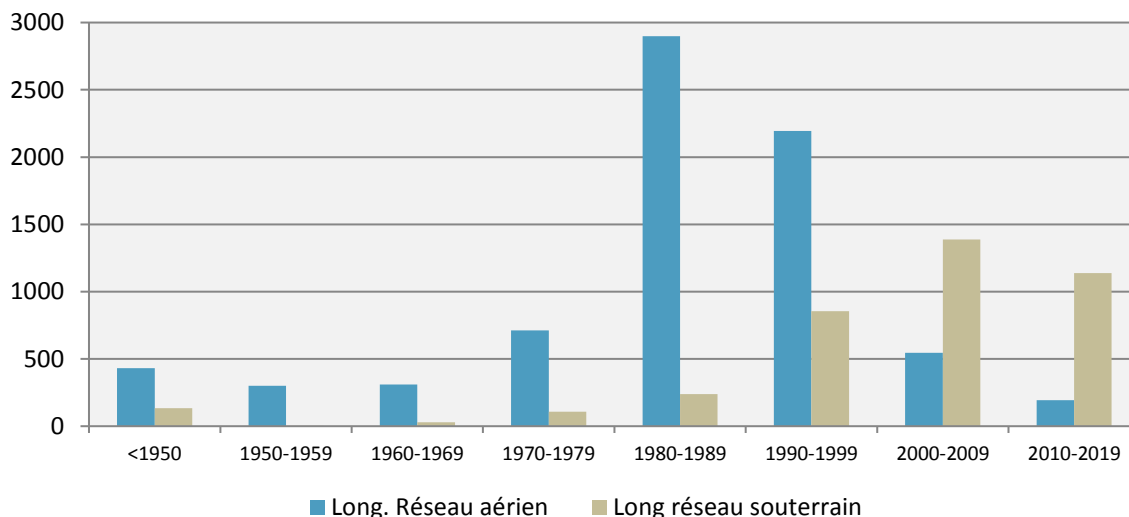
Longueurs des réseaux (km)	Longueur Aérien	Dont faibles sections	Dont réseau isolé (= Torsadé)	Longueur souterrain	Dont CPI	% souterrain
<b>HTA</b>	<b>7 563</b>	<b>33</b>	<b>11</b>	<b>3 856</b>	<b>206</b>	<b>33,8 %</b>

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

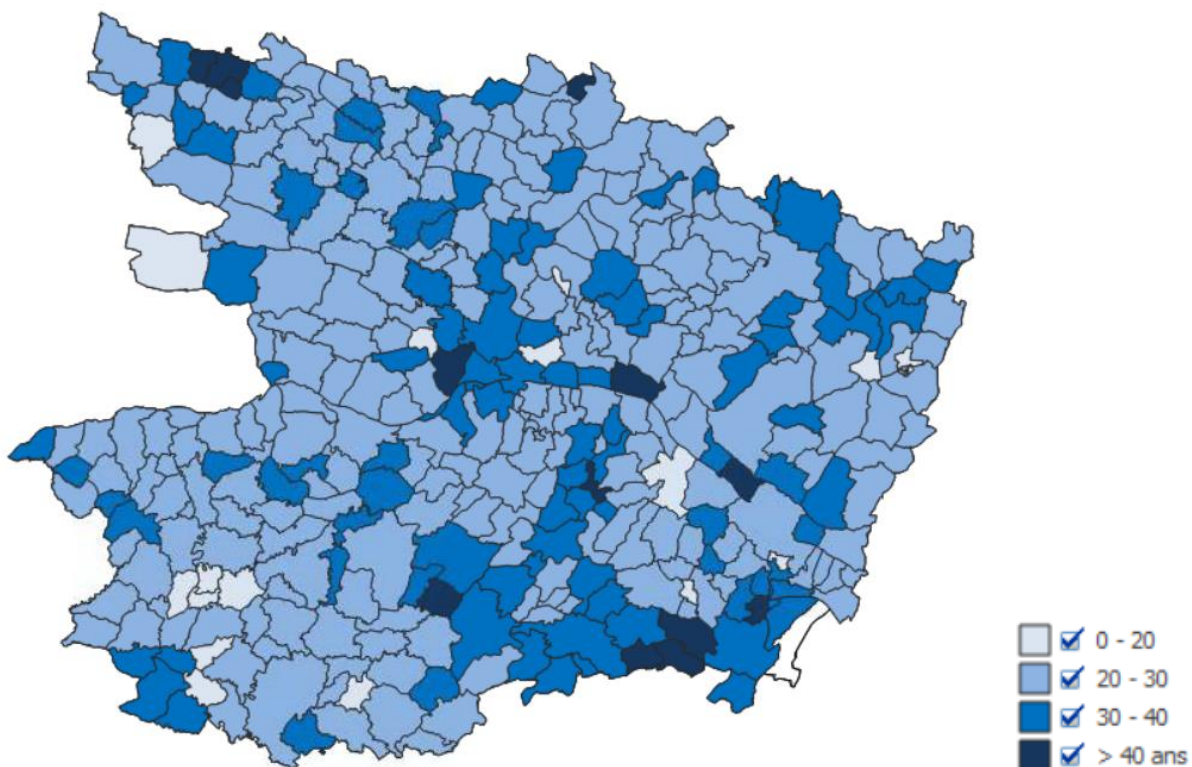
(linéaire par décennie de pose)



### 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

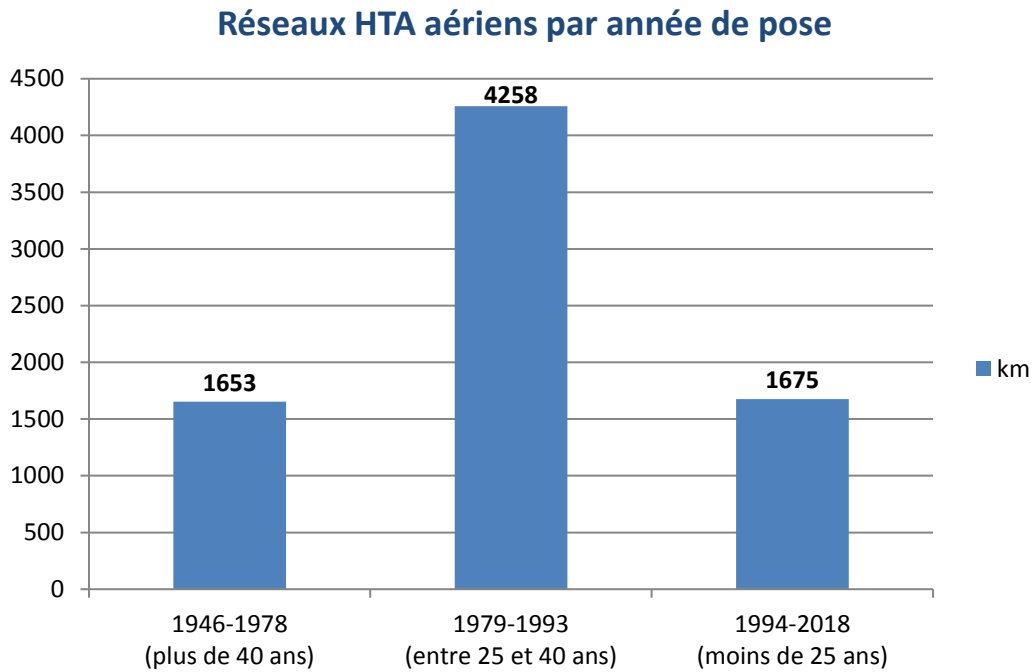
### Age moyen des réseaux HTA par commune



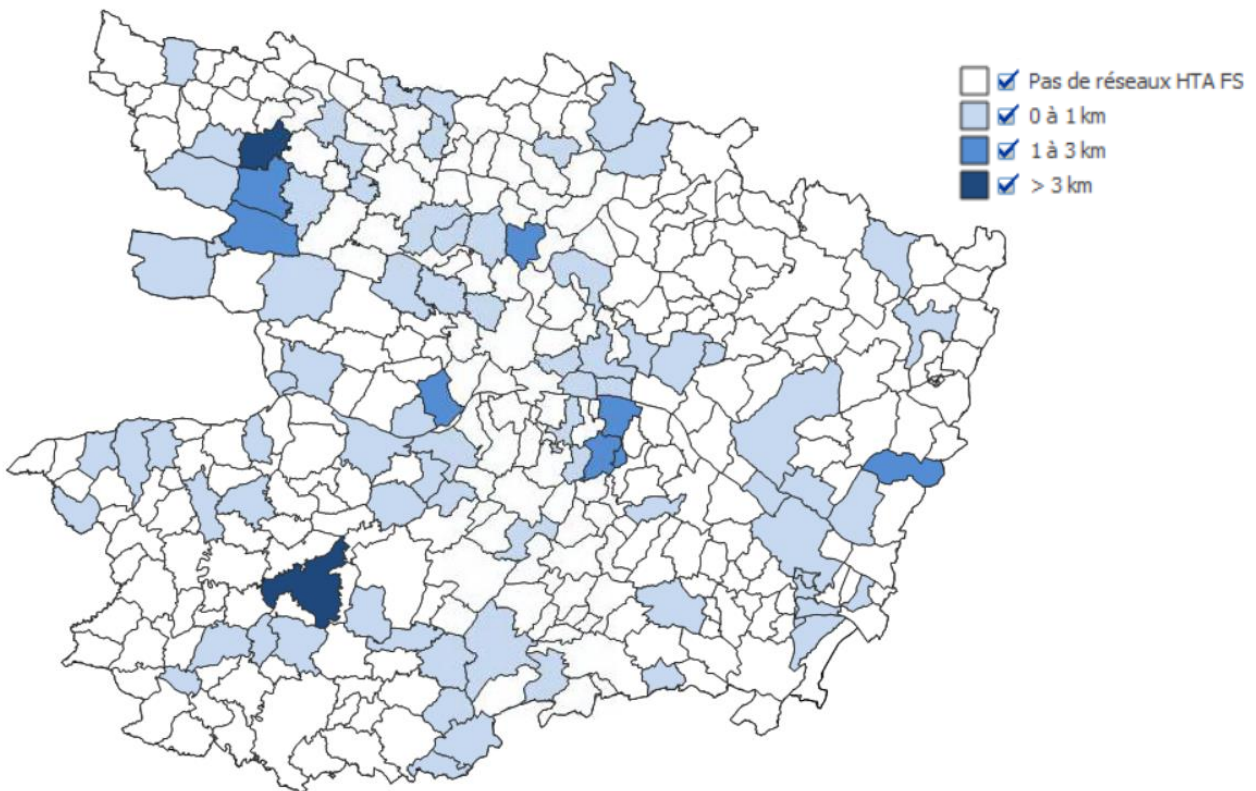


### 3.2.2. Le réseau HTA aérien

#### Age des réseaux aériens HTA

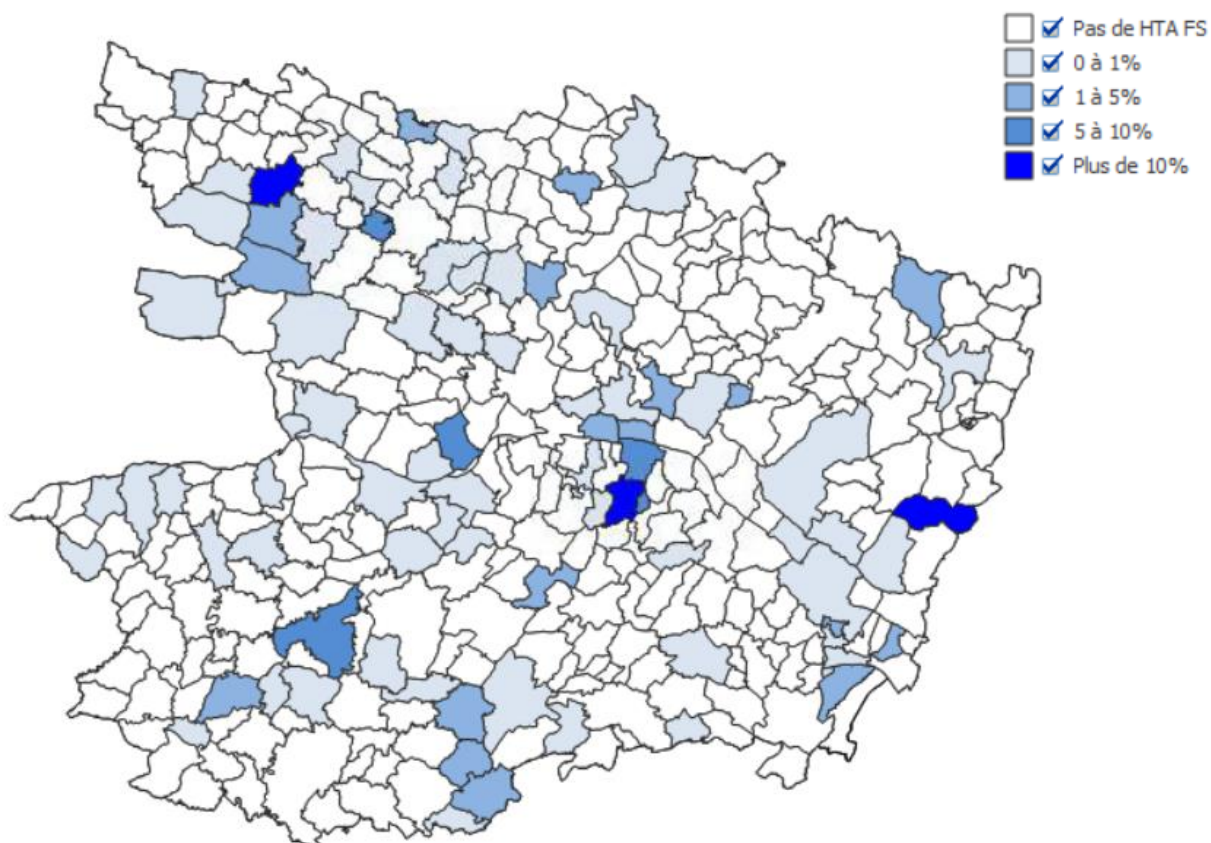


#### Représentation cartographique des réseaux HTA FSA (Faible Section Aérienne)





### Taux de réseaux HTA FSA par commune ou communes déléguées (sur réseau HTA total)

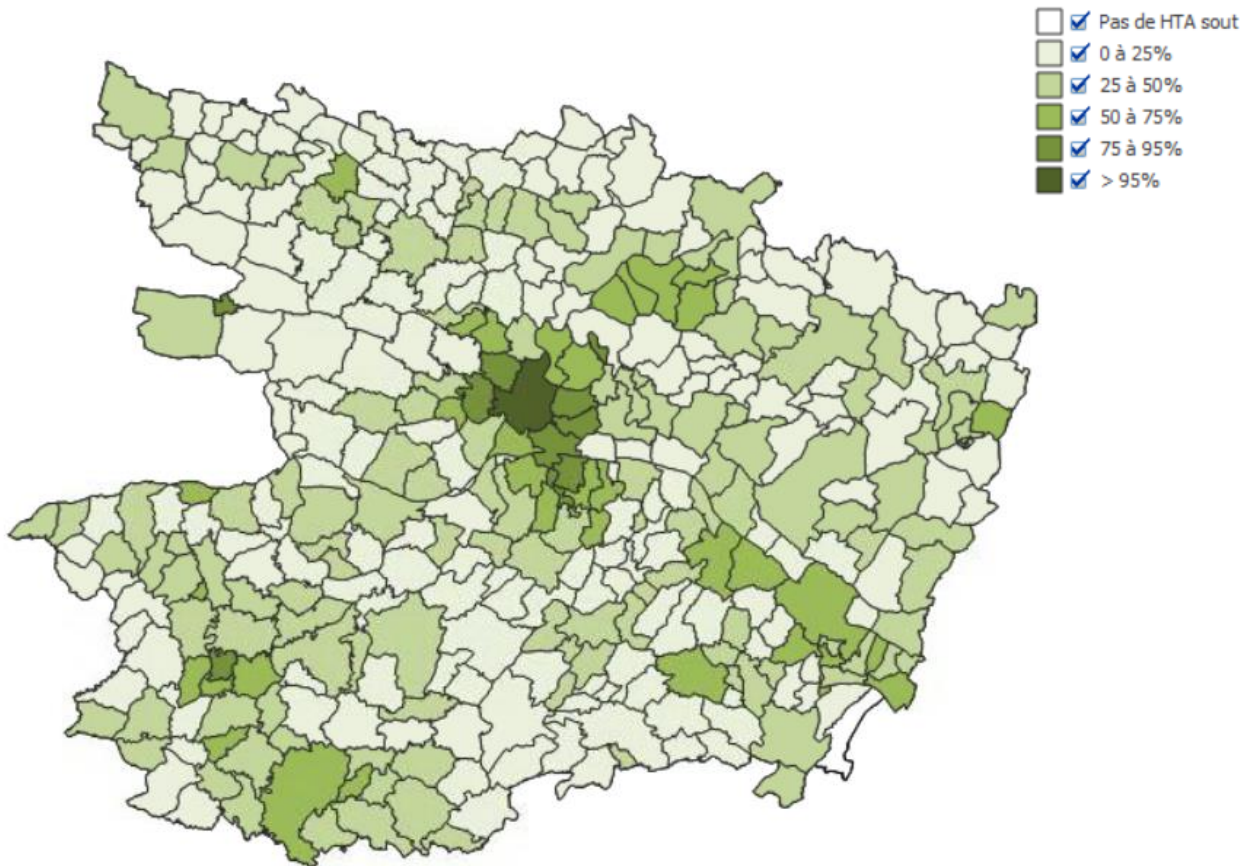


### Evolution du stock de FSA HTA :

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Longueurs réseaux HTA aériens faibles sections (km)	39	37	34	34	34	33

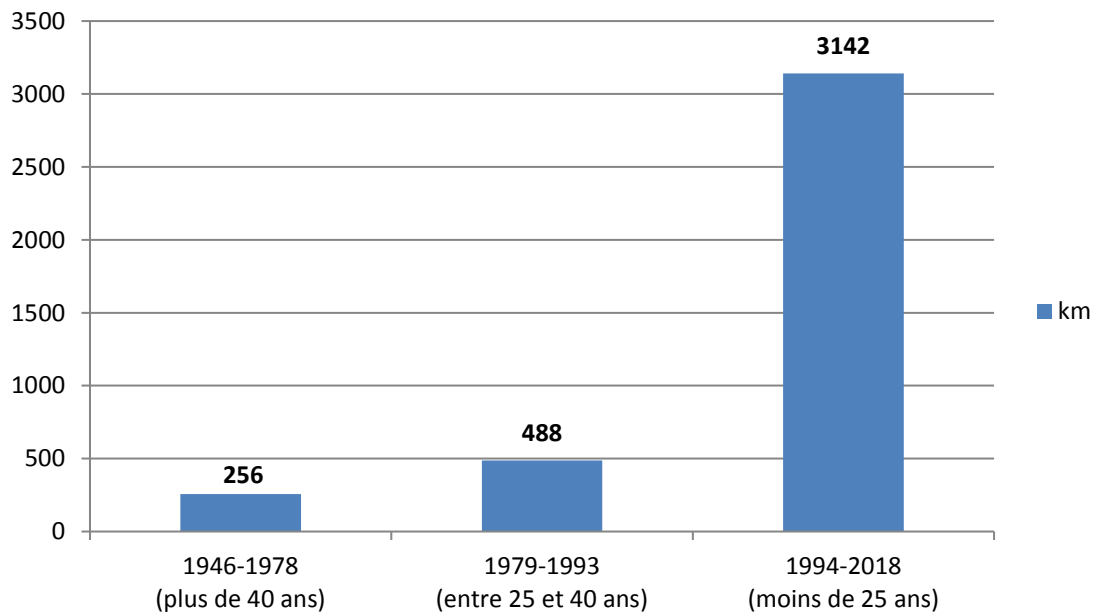
### 3.2.3. Le réseau HTA souterrain

#### Taux d'enfouissement des réseaux HTA par commune ou commune déléguées



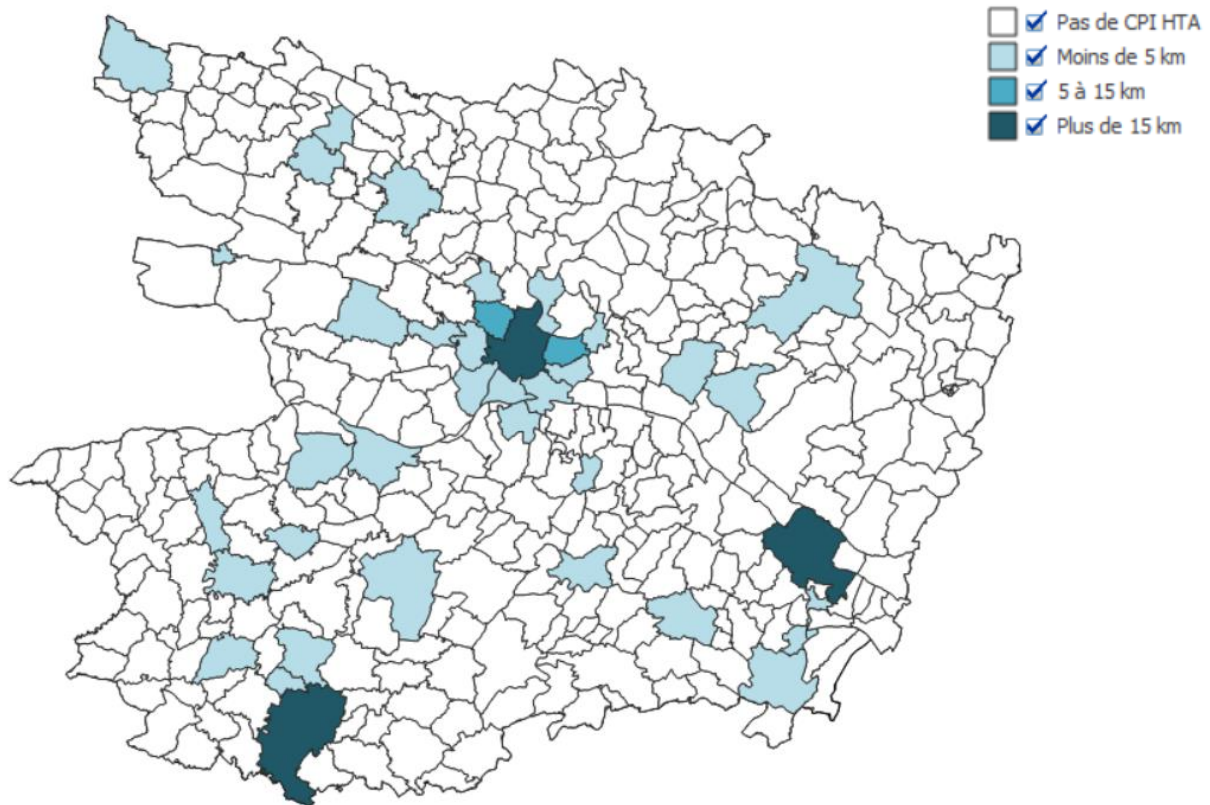
#### Age des réseaux souterrains HTA

#### Réseaux HTA souterrains par année de pose

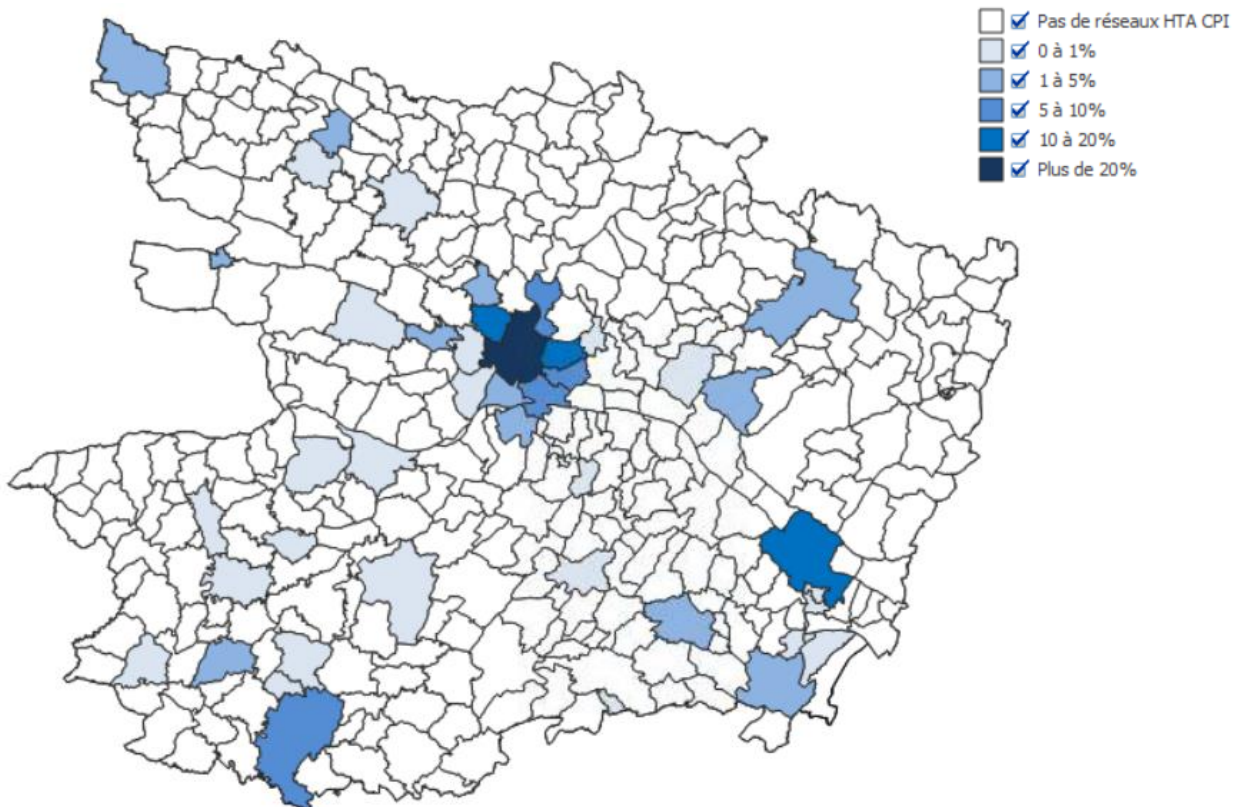


## Représentation cartographique des réseaux CPI HTA

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

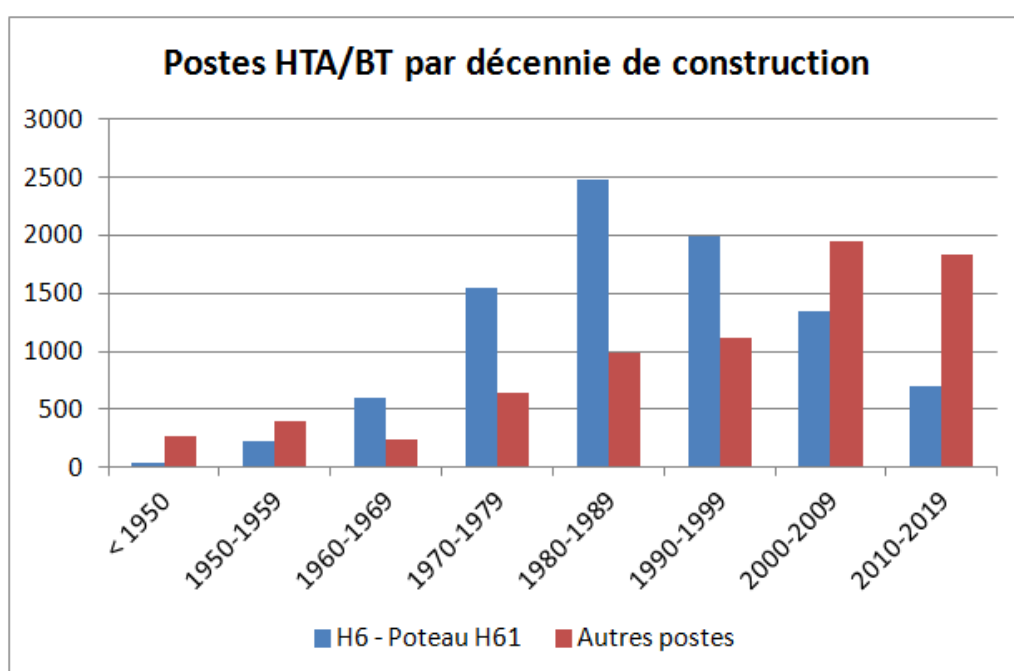
### 3.3 Les postes HTA/BT

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.*

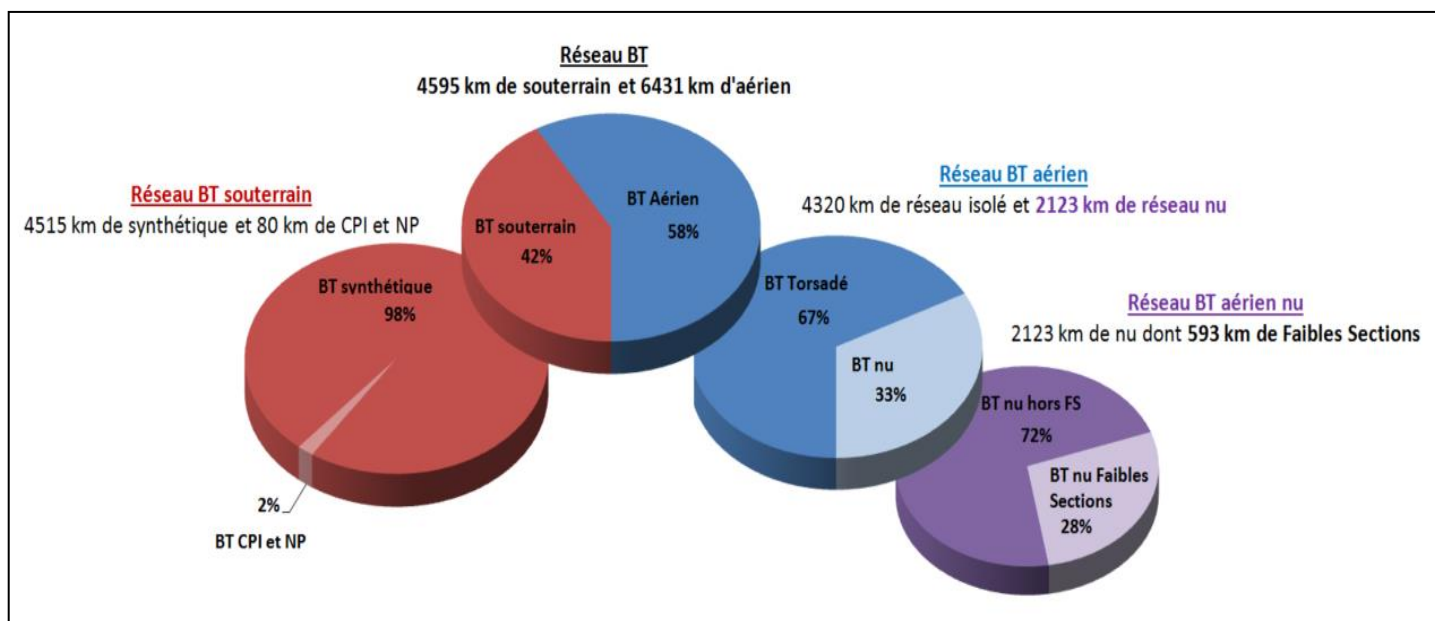
#### Evolution du nombre de postes Cabines Hautes sur le territoire :

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**.

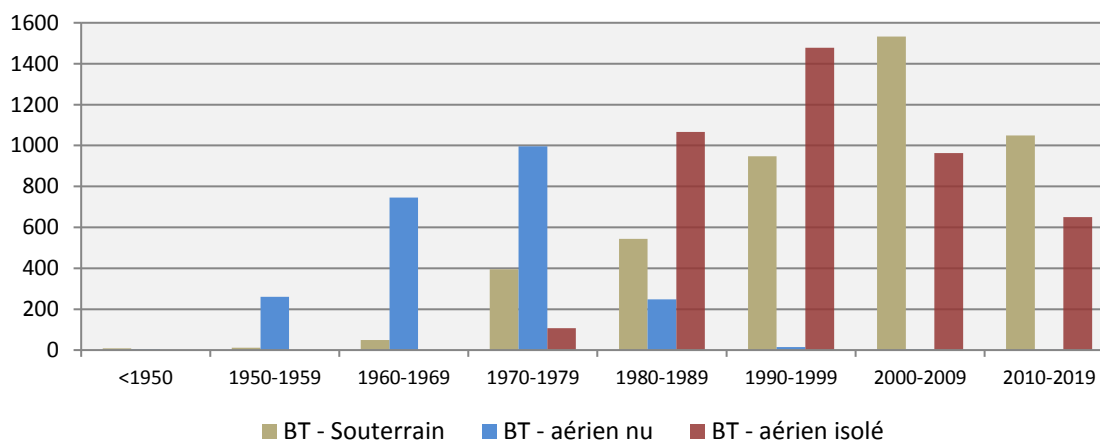
Ce réseau aérien BT nu représente :

- **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**)

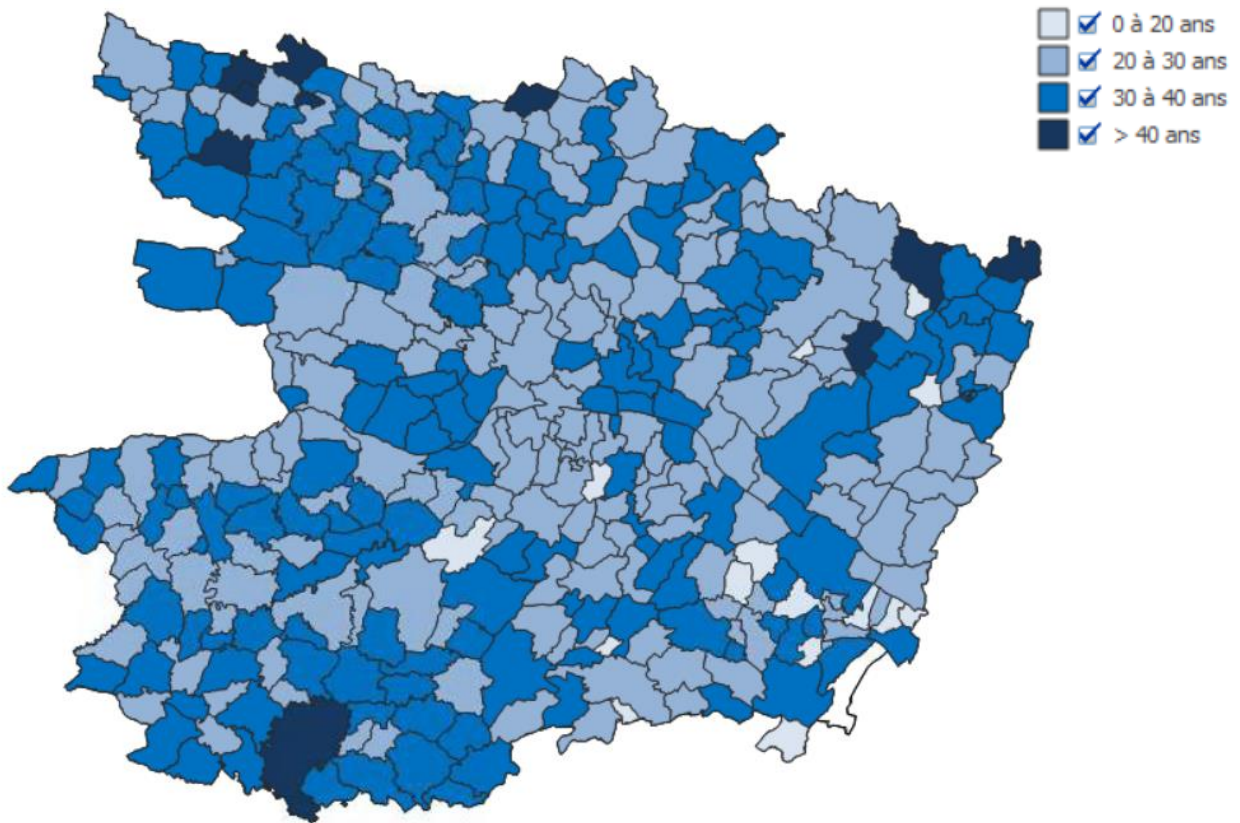
**9,2 %** du réseau BT aérien est composé de **faibles sections aériennes** (contre **5% au niveau national**).

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 :

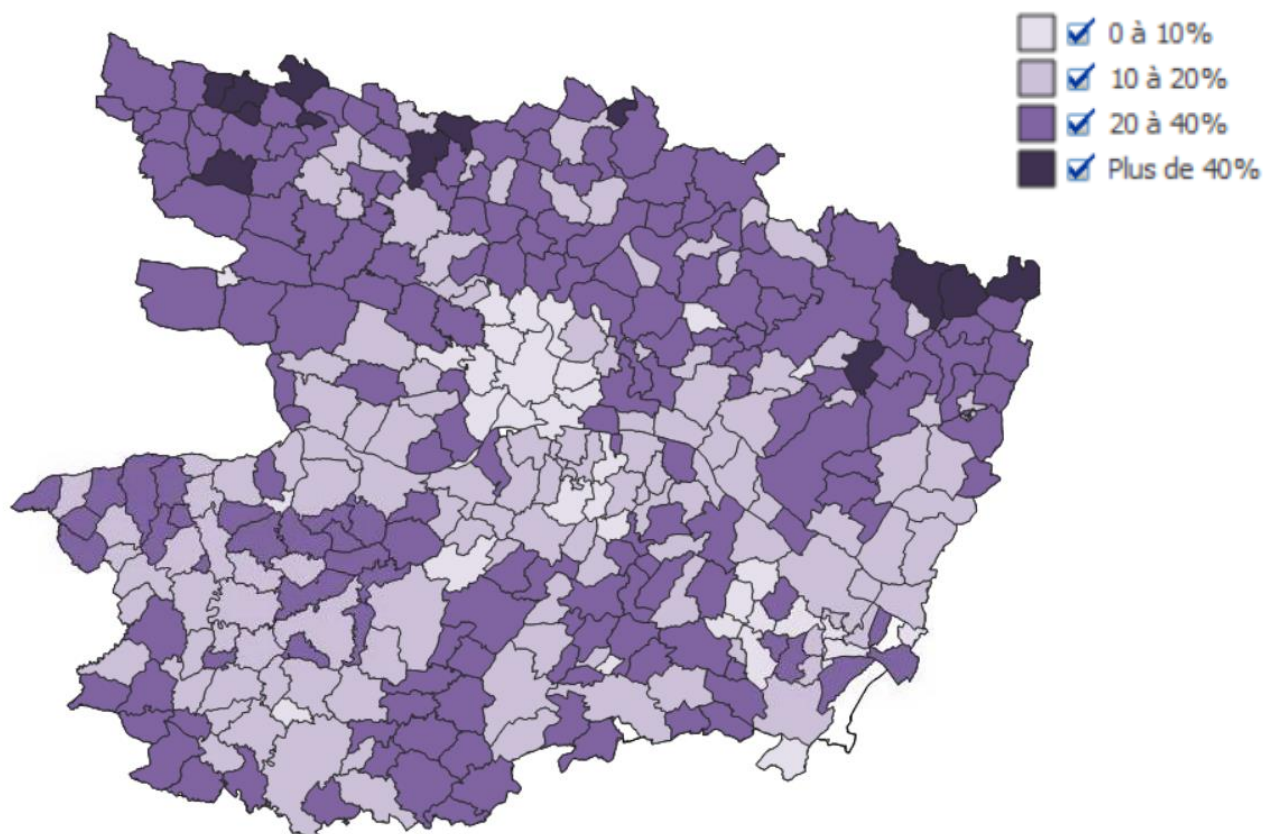
	BT Aérien Nu (km)	% / réseau BT	BT nu faible section (km)	% / réseau BT
Communes ou commune déléguées "urbaines"	588	14,0 %	137	3,2 %
Communes ou commune déléguées "rurales"	1535	22,5 %	457	6,7%

#### 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

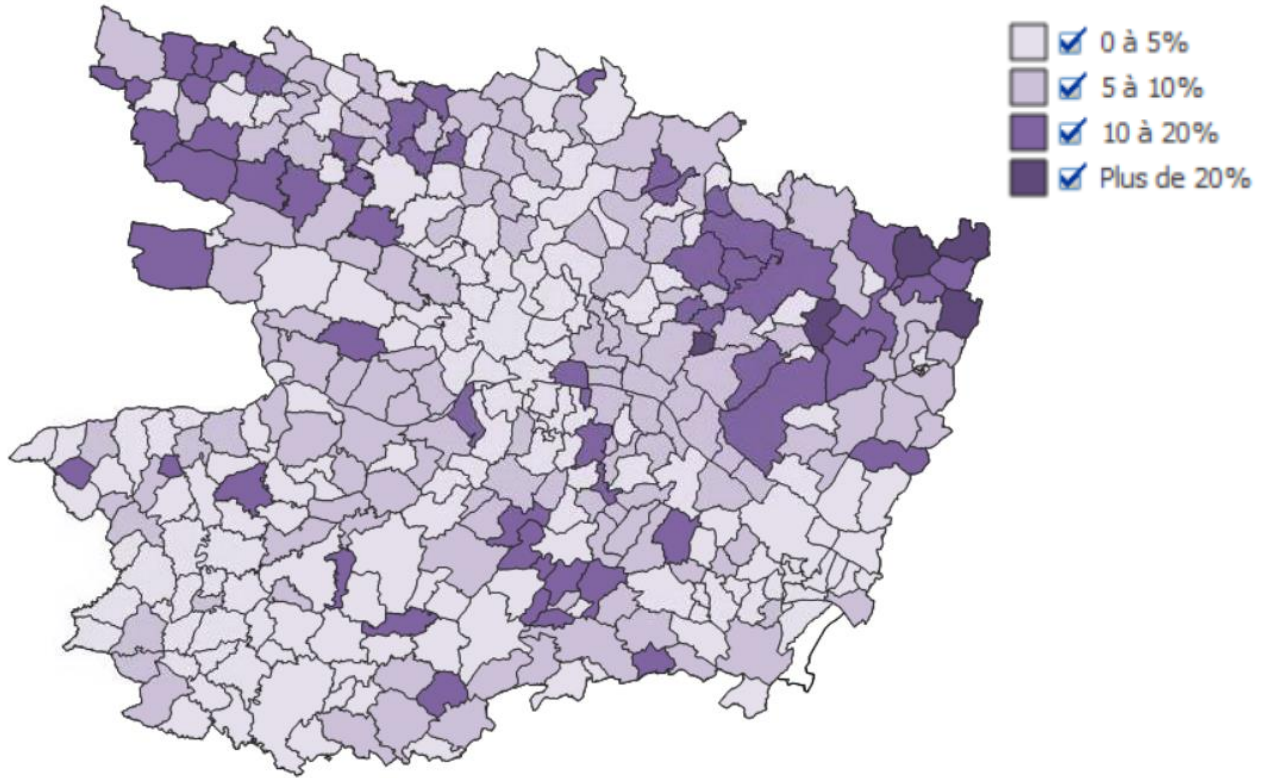
**Nota** : le rythme élevé de dépose de 2012 à 2015 s'explique notamment par un nombre important de vols de cuivre durant cette période.

#### Taux de réseaux BT nu par commune ou communes déléguées par rapport au linéaire BT total



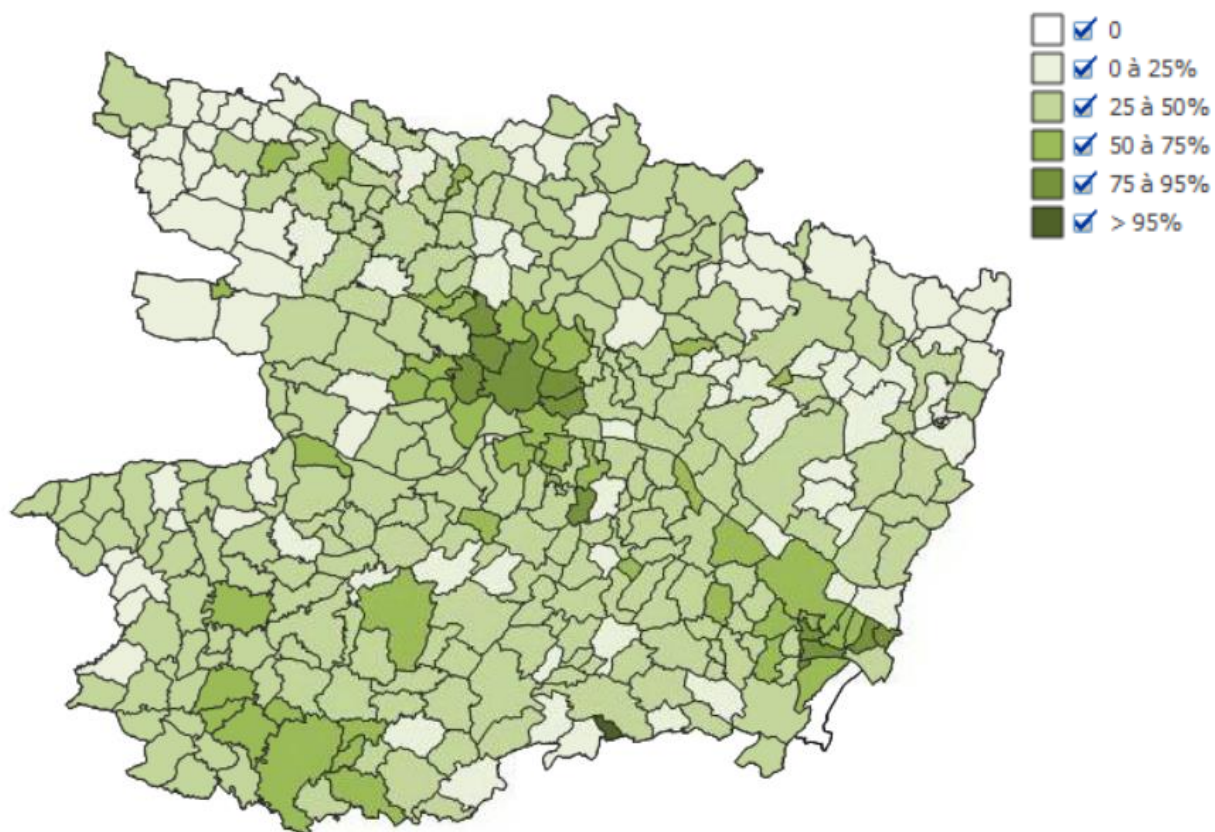


**Taux de réseaux BT faible section par commune ou communes déléguées par rapport au linéaire BT total**

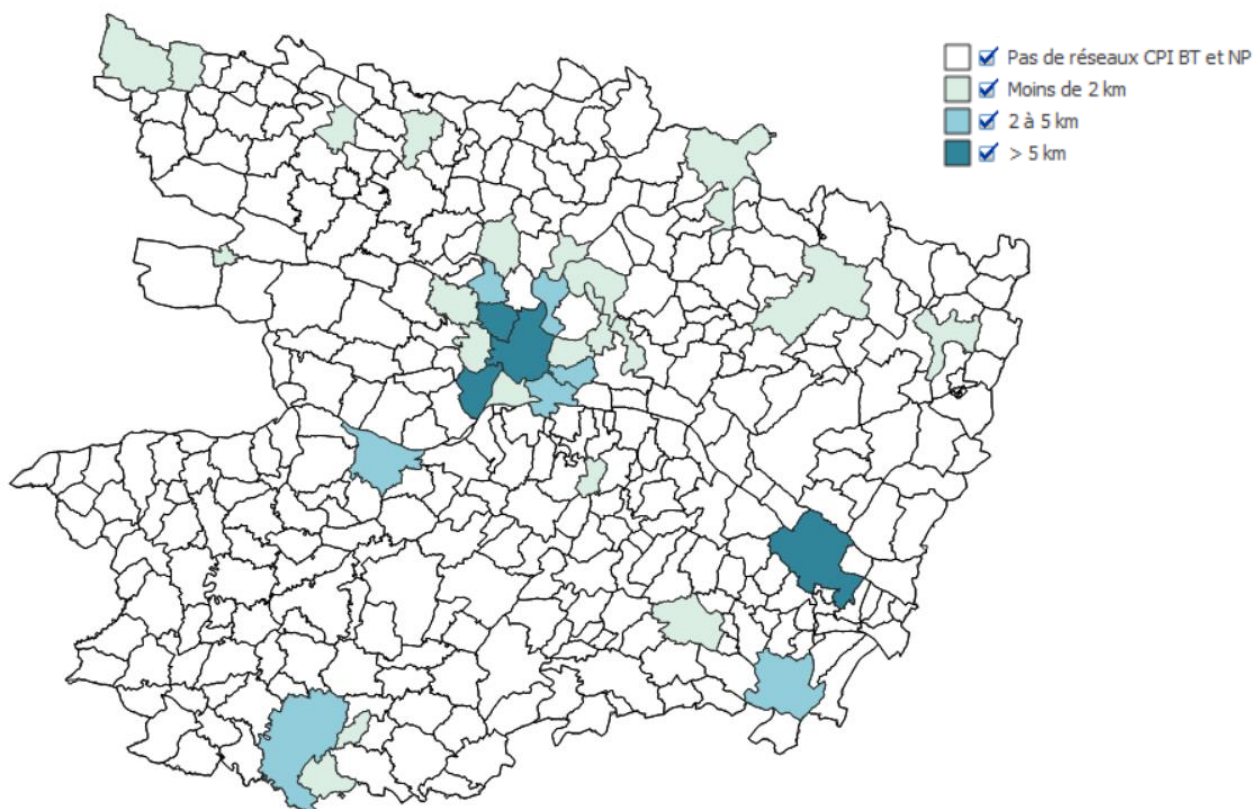


### 3.4.3. Le réseau BT souterrain

#### 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.

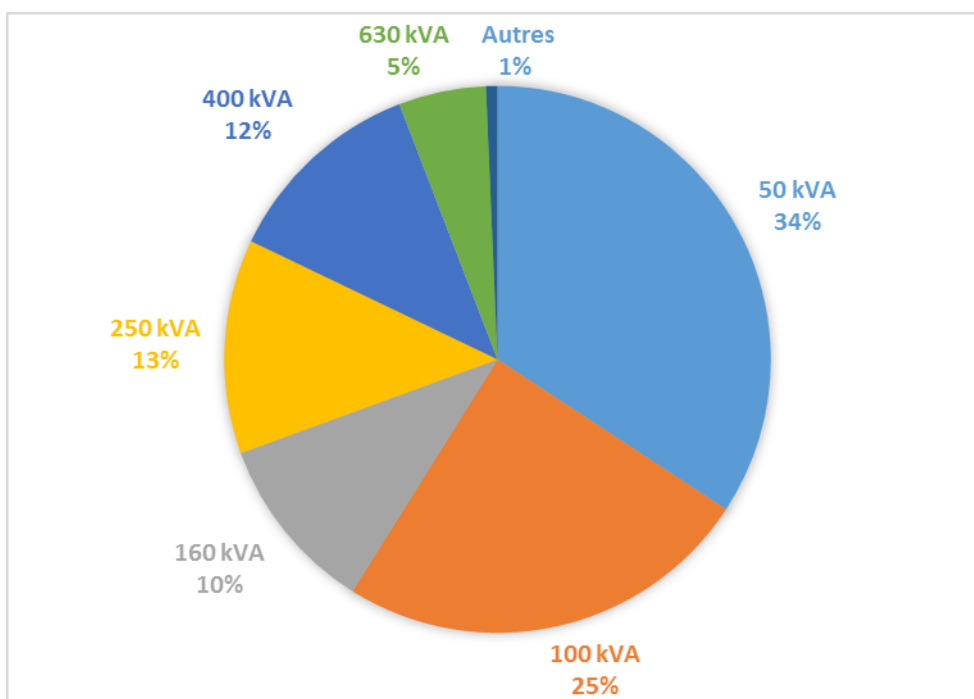
### 3.6 Les compteurs

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

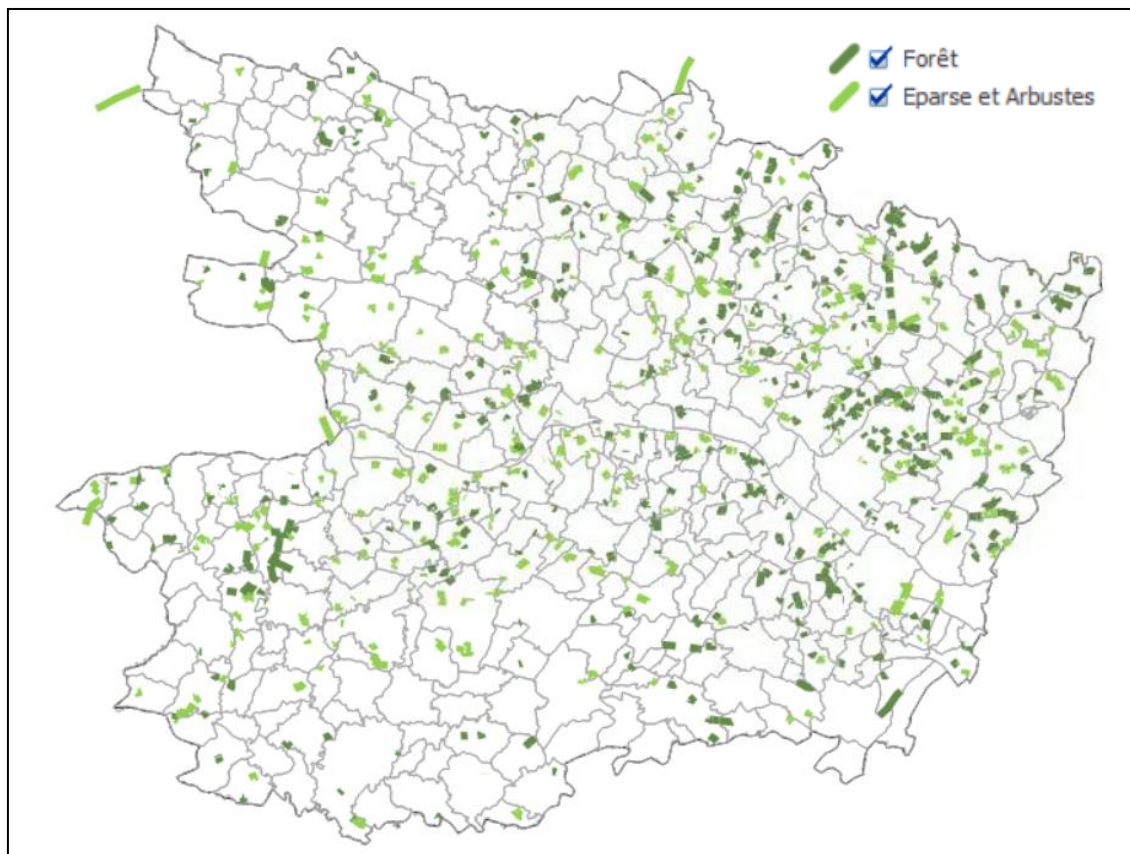
Le réseau HTA aérien du Maine et Loire compte 265 km de lignes à risque bois, soit 2,3% du réseau HTA total (pour 5,7% au niveau national) et 3,5% du réseau HTA aérien (pour 11,1% au niveau national).

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

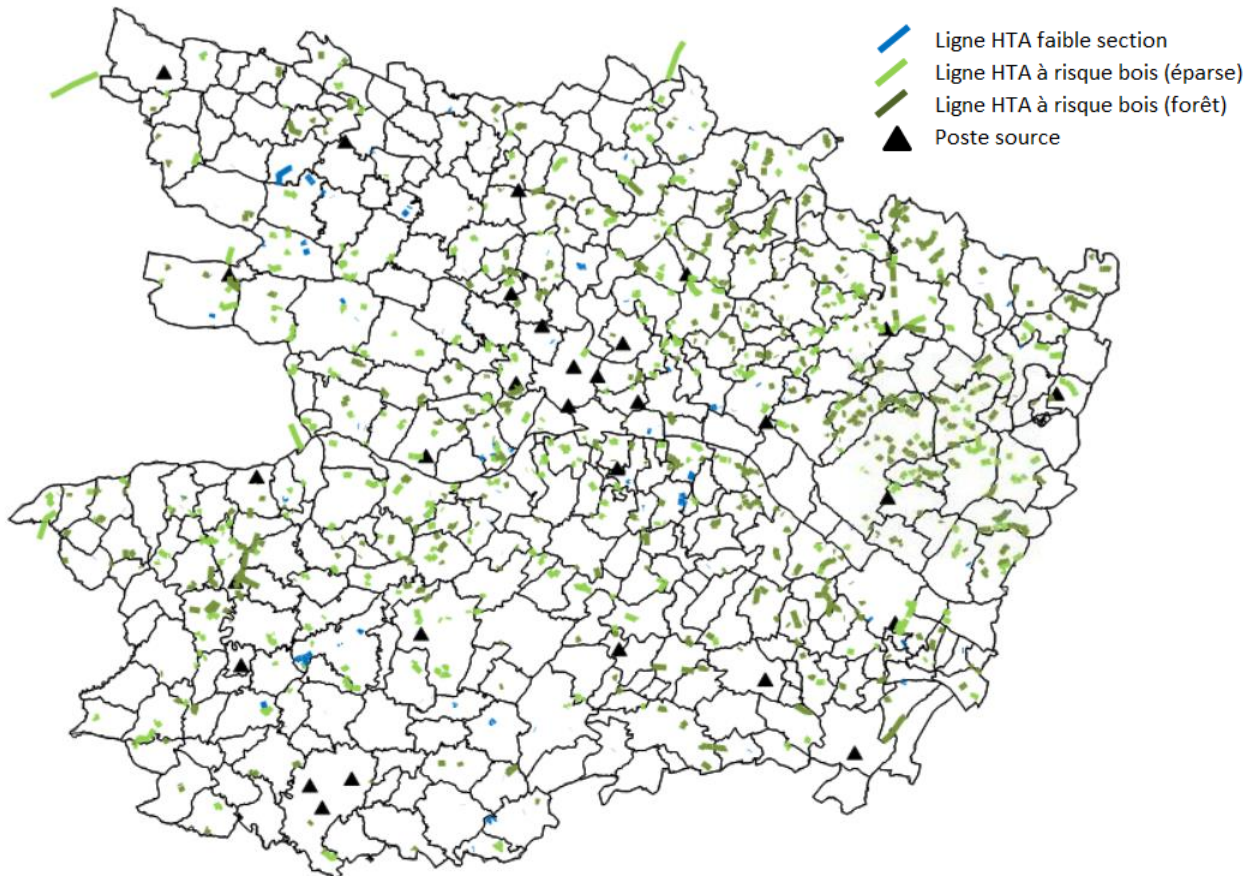


Le réseau exposé au risque bois peut, après vérification du risque sur le terrain, faire l'objet de sécurisation via diverses méthodes : élagage, abattage, contournement, enfouissement, ...

## 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.

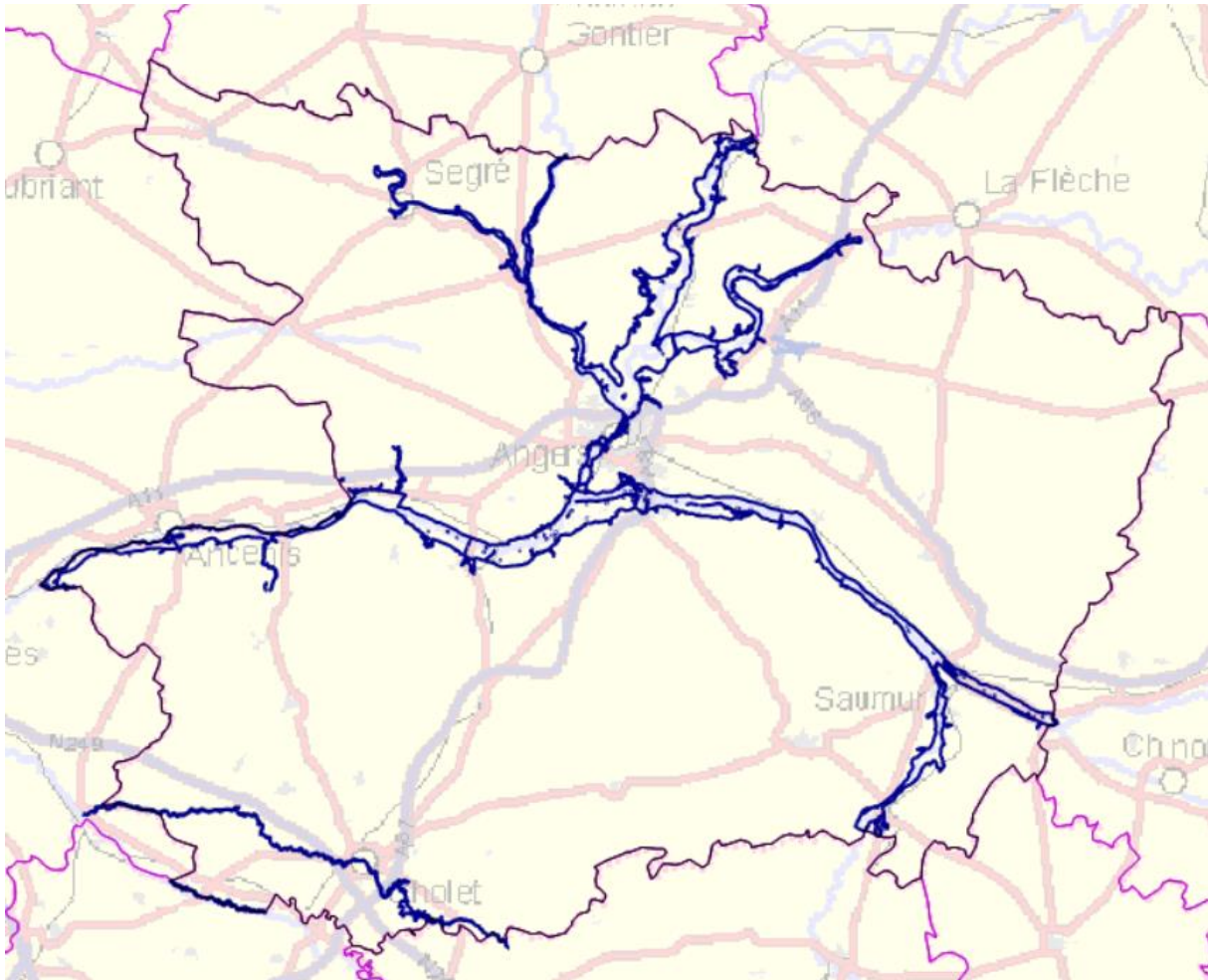
Ce réseau est décrit dans le paragraphe 3.2 du présent document.



### 4.3 Le réseau en zone inondable

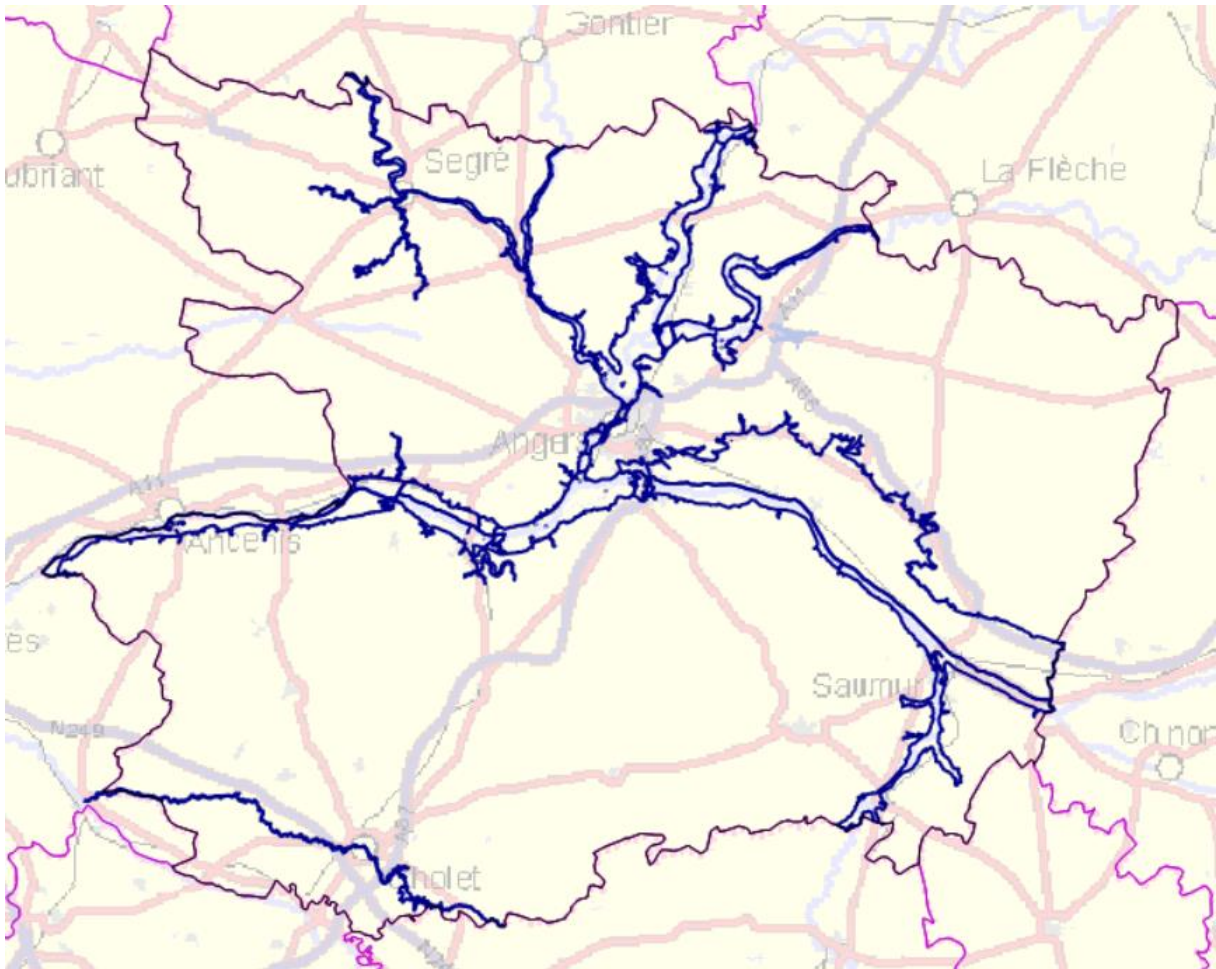
Ci-dessous les cartographies associées au PPRI Maine-et-Loire, à partir desquelles pourra être effectué un diagnostic de vulnérabilité des ouvrages électriques.

#### **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

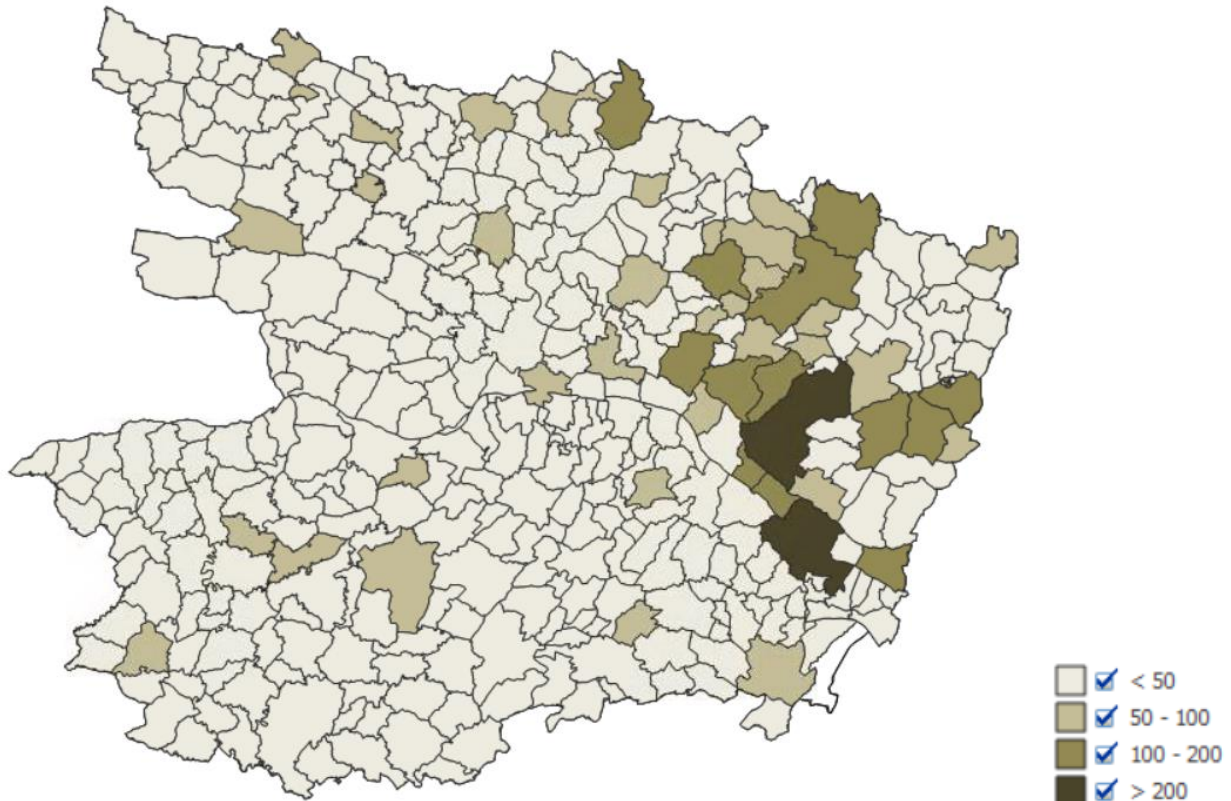
La continuité de fourniture est caractérisée par :

- 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

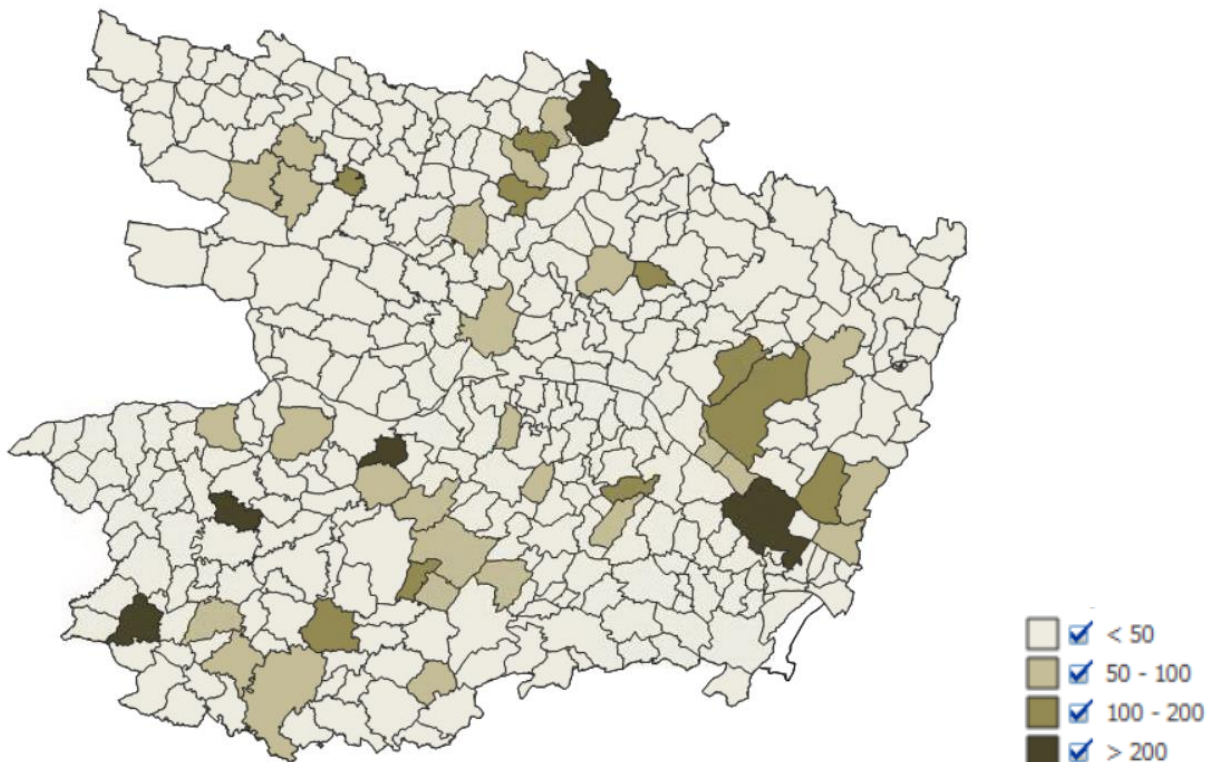
Le niveau global de continuité est non respecté si le % de clients dépassant les seuils ci-dessus à la maille du département est supérieur à 5 %.

% 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

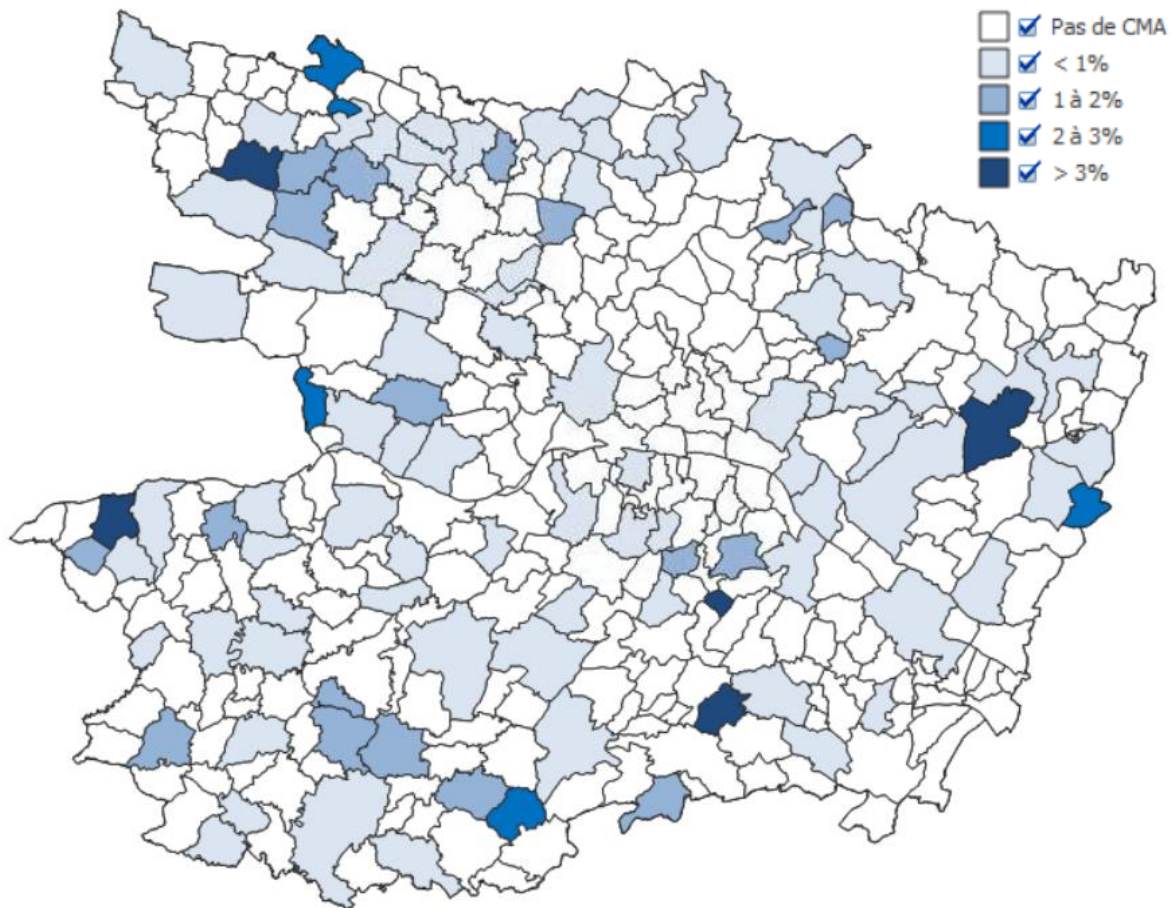
Sur la période 2013 – 2017, malgré des années 2016 et 2017 particulièrement perturbées climatiquement **tous les critères relatifs à la continuité de fourniture sont restés en dessous des seuils du décret.** Sur la même période, les résultats relatifs à la tenue de tension sont très largement inférieurs 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)



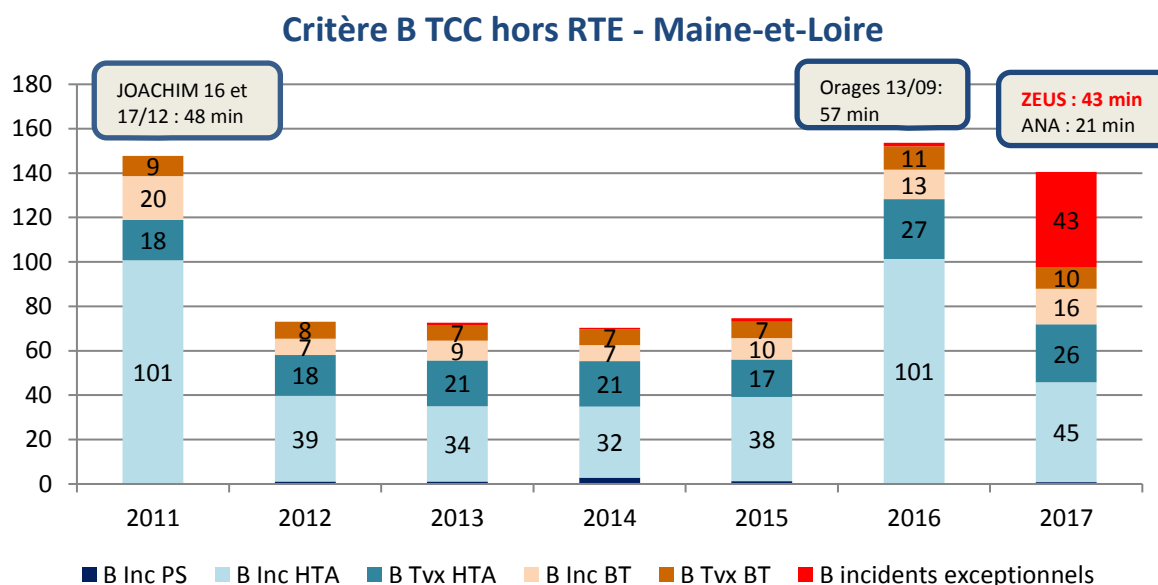
### Les facteurs d'influence

	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.

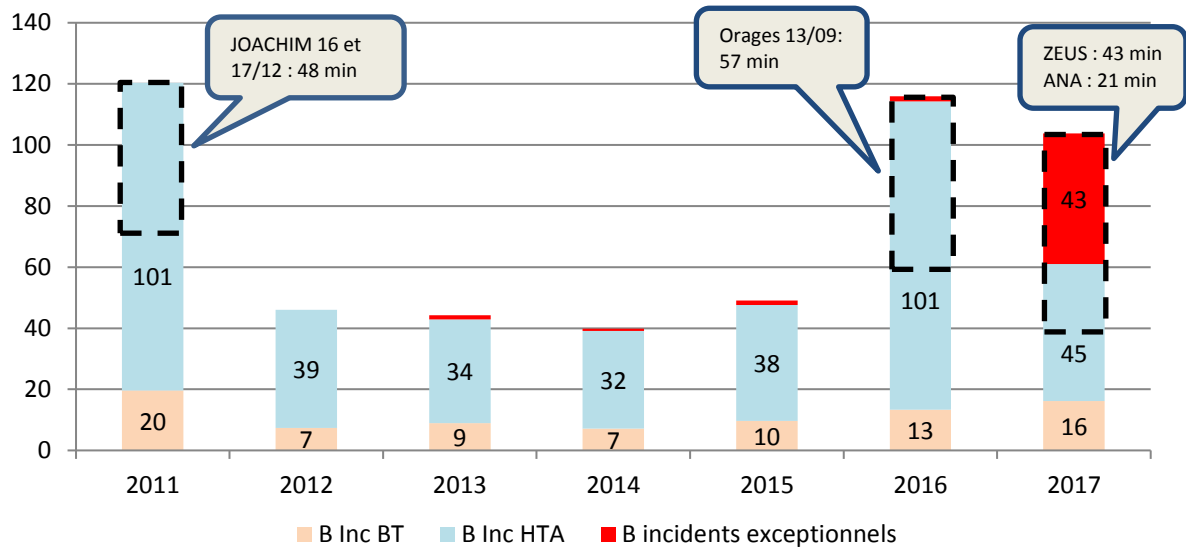


### Evolution du critère B HIX SIEML & FRANCE

		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

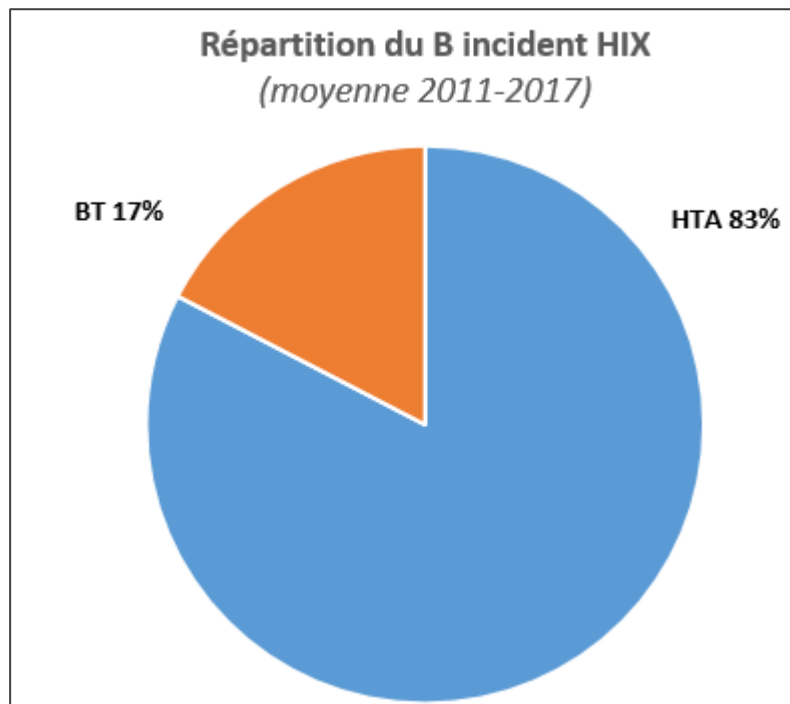


### Evènements météorologiques :

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)

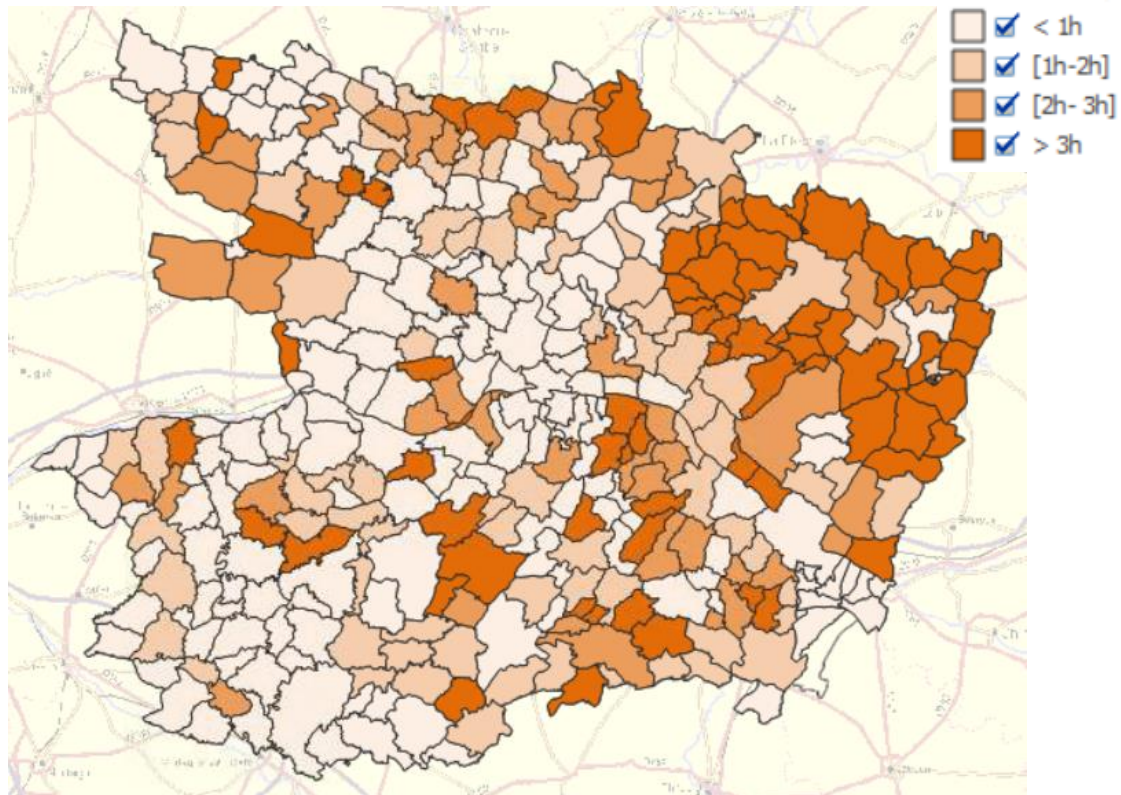


Malgré des évènements climatiques récurrents notamment en 2016 et 2017, qui ont impacté le critère B, **le taux de disponibilité du réseau reste supérieur à 99,96%**.

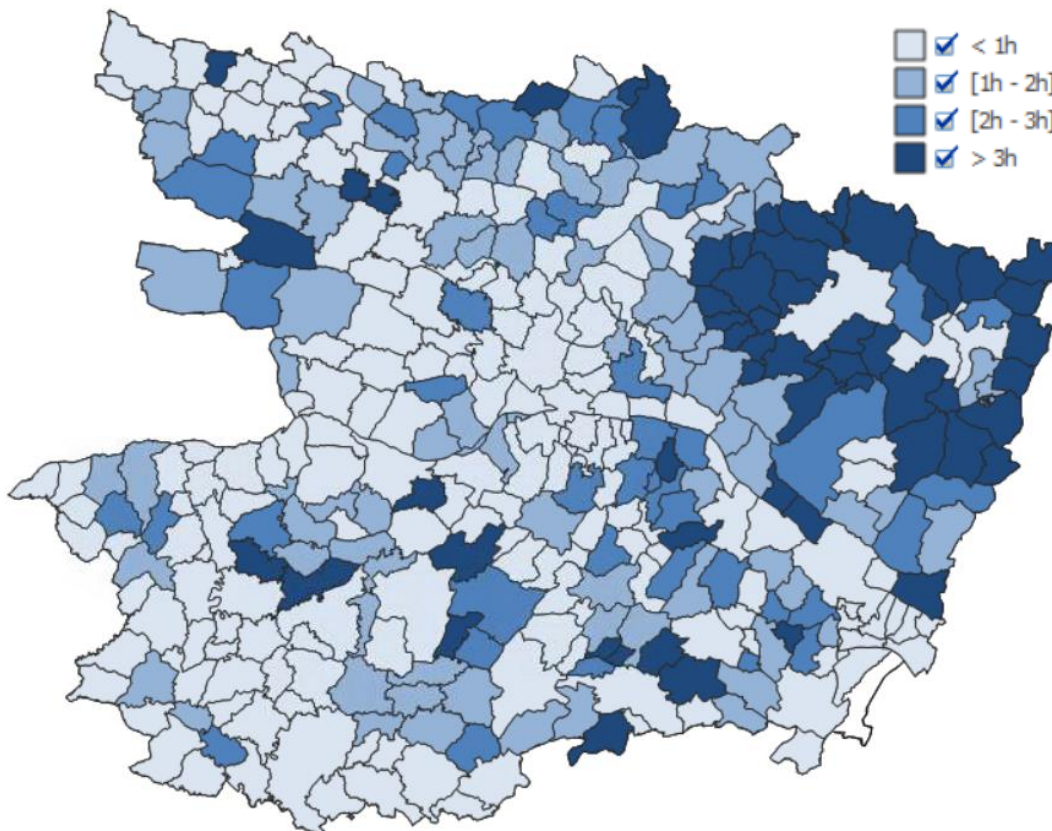
**Les incidents HTA représentent plus de 80%** du temps de coupure moyen sur incident.



**B incidents HTA y compris Exceptionnels (moyenne 2013-2017)**

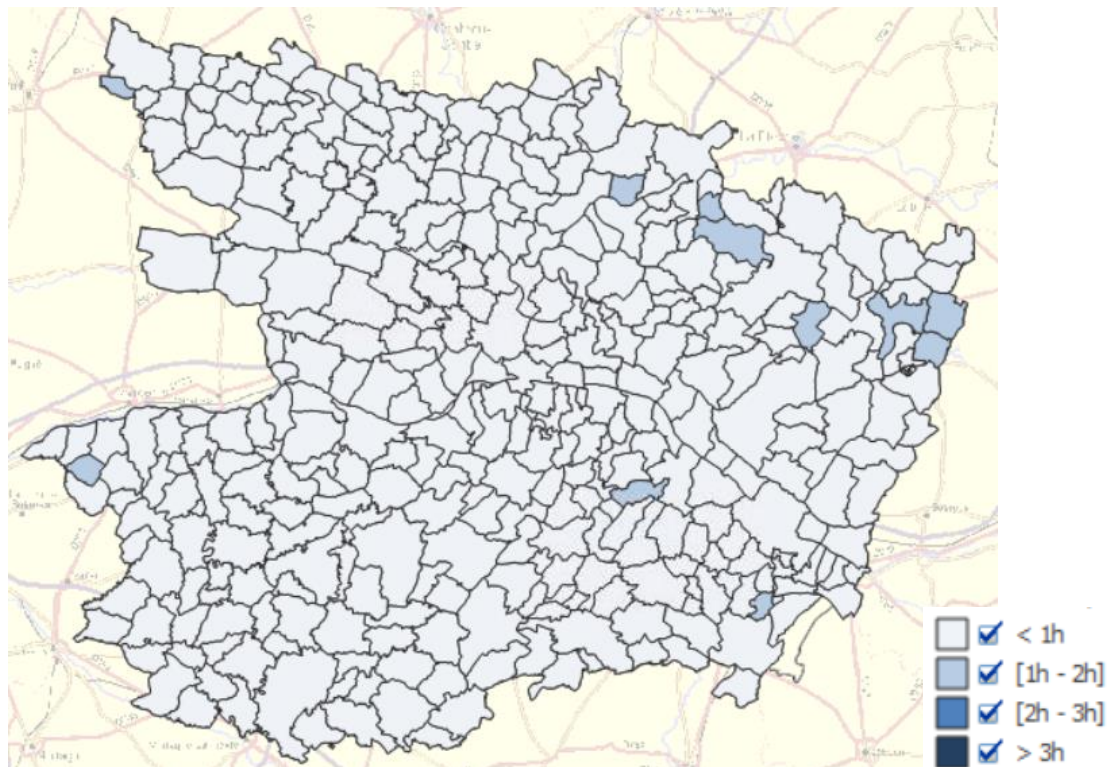


**Critère B incident HTA HIX 2013-2017**

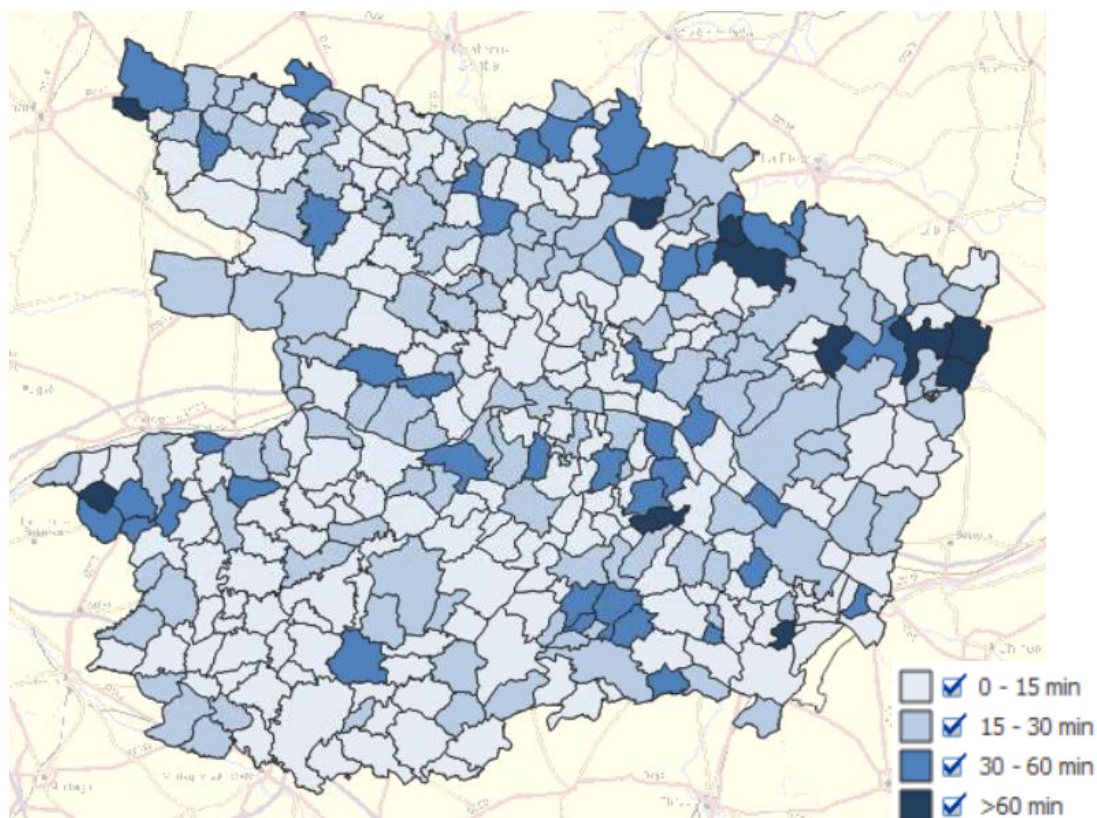




## B incidents BT y compris exceptionnels 2013-2017



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) :

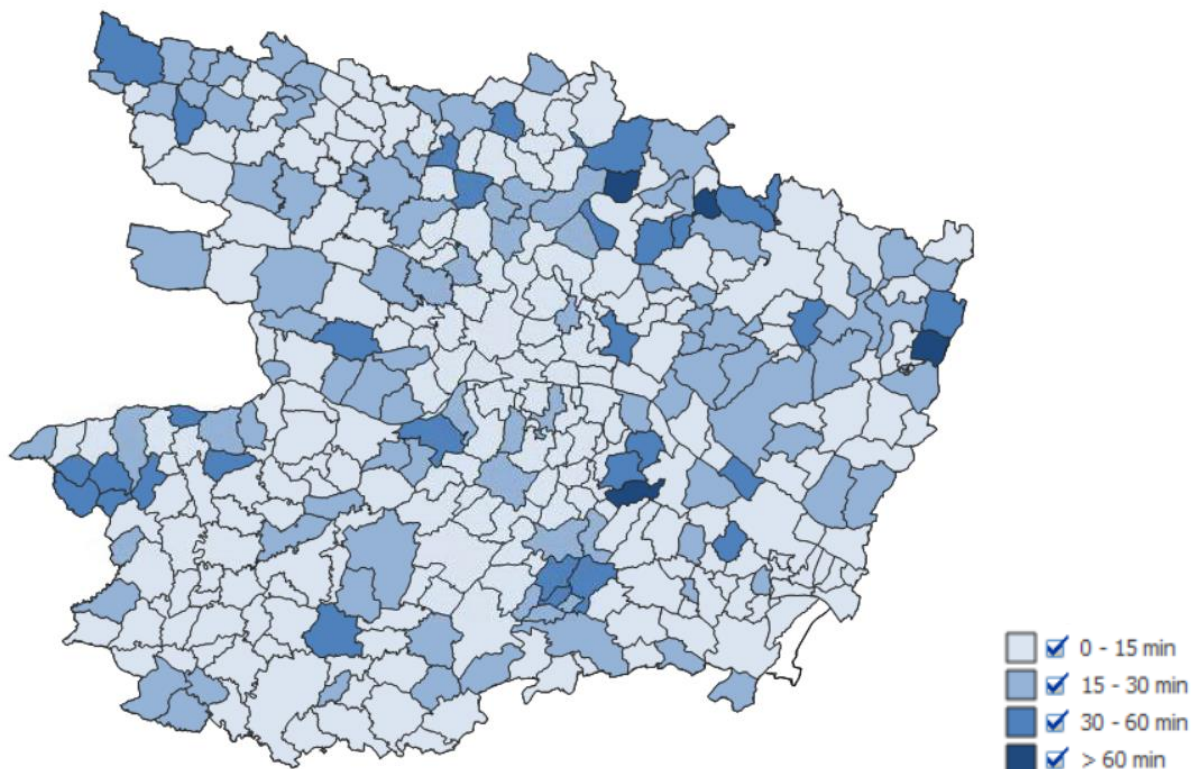




## B incidents BT Hix 2013-2017



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

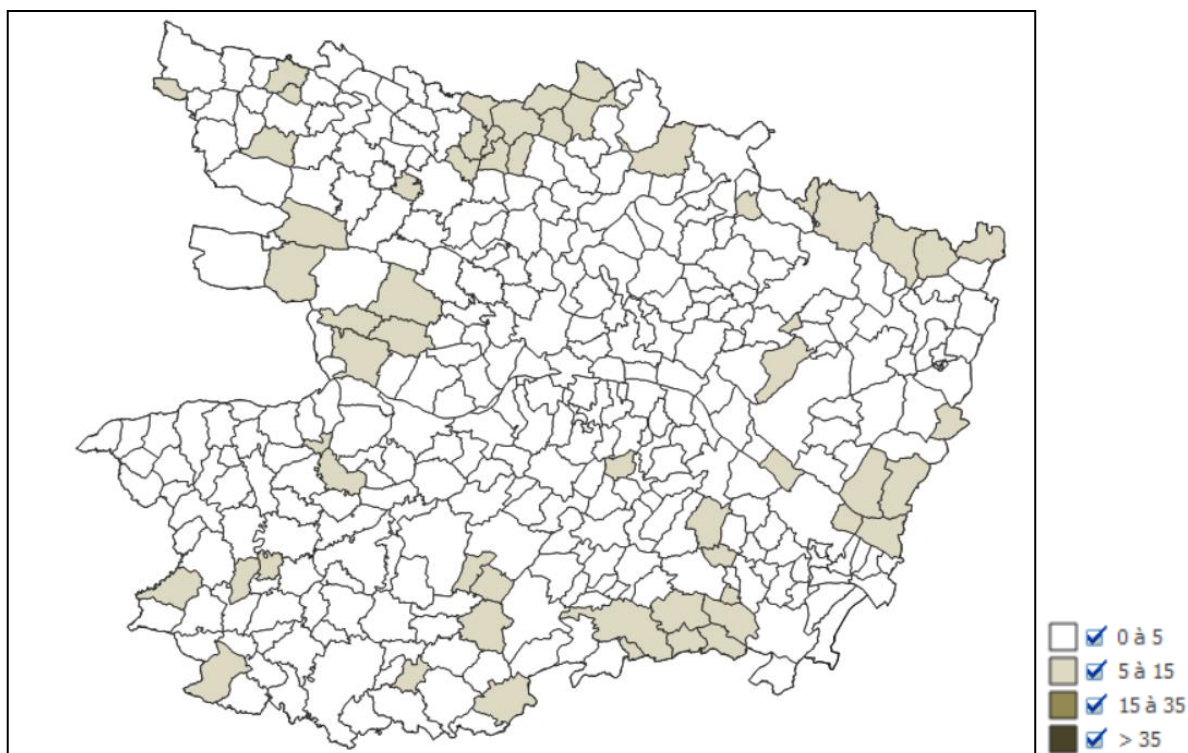
### Critère M : temps moyen de coupure par client HTA

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

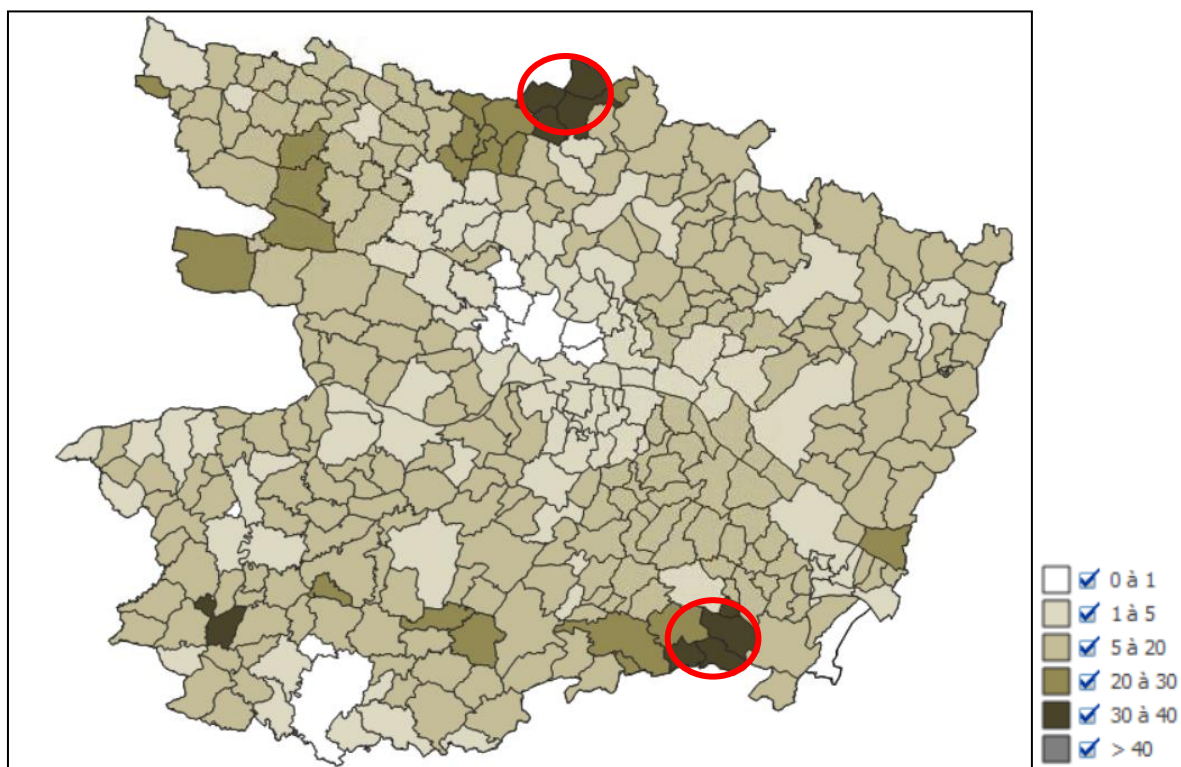
### Coupures Brèves – Moyenne annuelle 2013-2017

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.

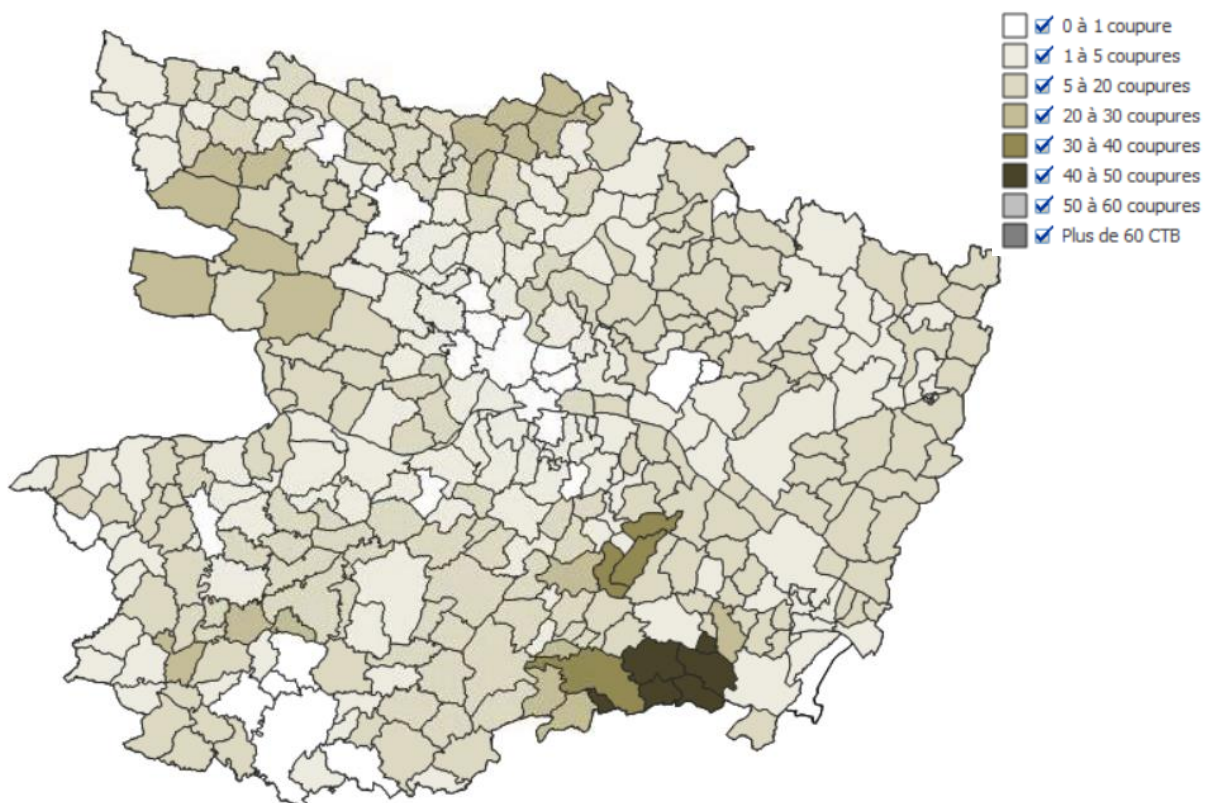
Communes ou communes déléguées concernées :

- 49096: CHERE
- 49105: CONTIGNE
- 49205: MIRE
- 49335: SOEURDRES
- 49302: SAINT-MACAIRE-DU-BOIS
- 49253: LE PUY-NOTRE-DAME
- 49364: VAUDELNAY
- 49053: BROSSAY

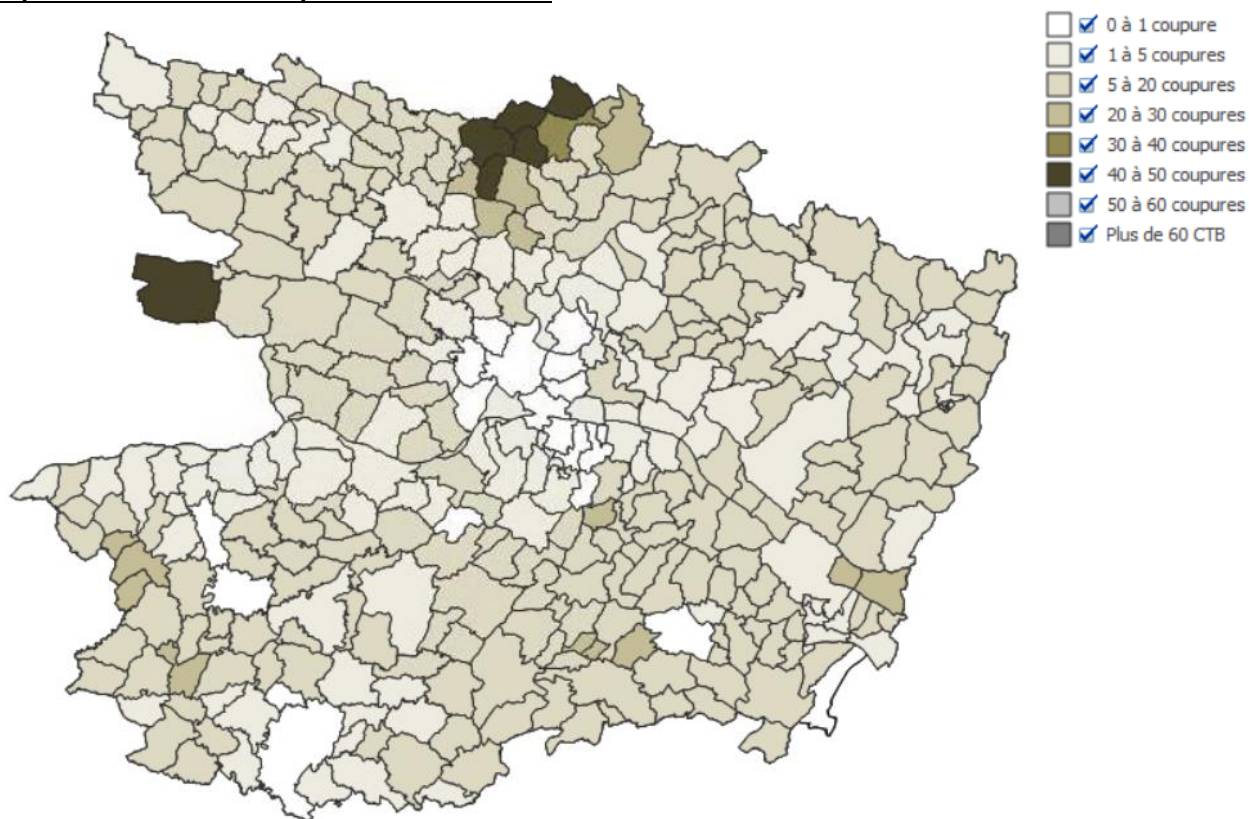


Ci-après sont détaillés par année ces volumes de coupures par commune :

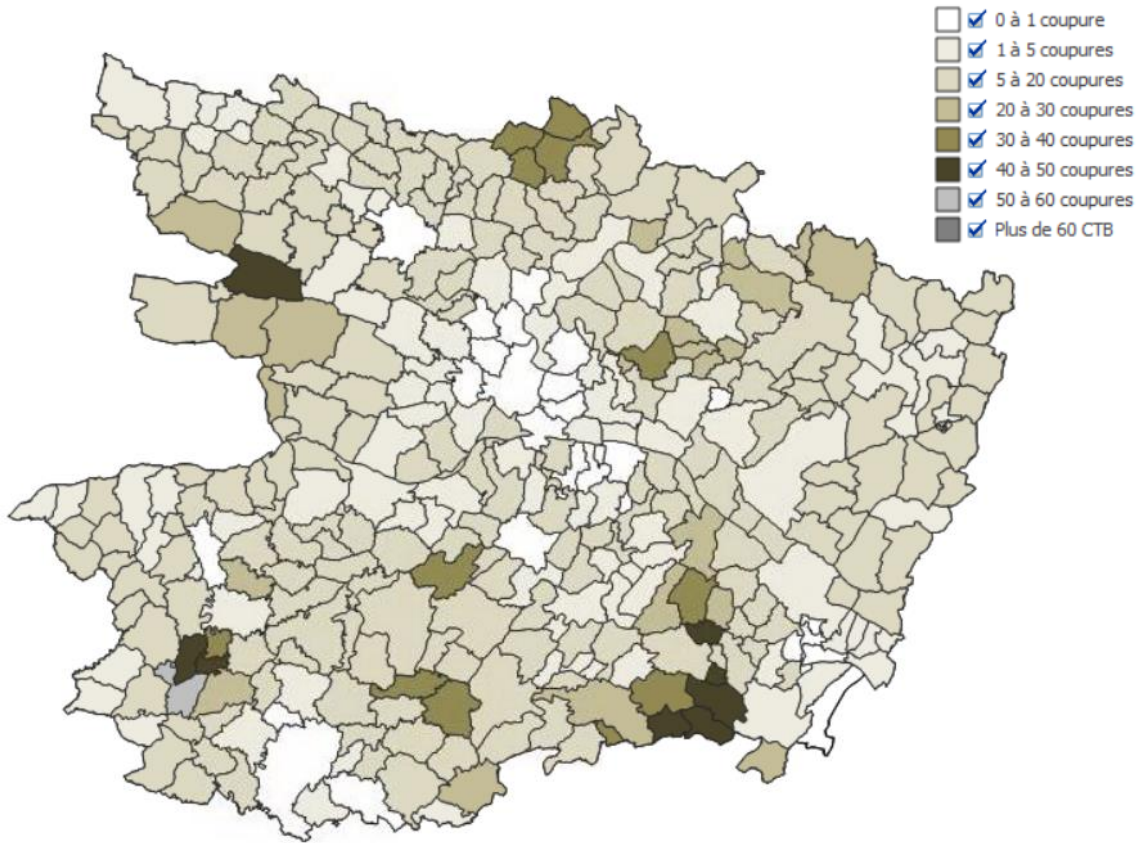
### Coupures Très Brèves HTA par commune - 2015



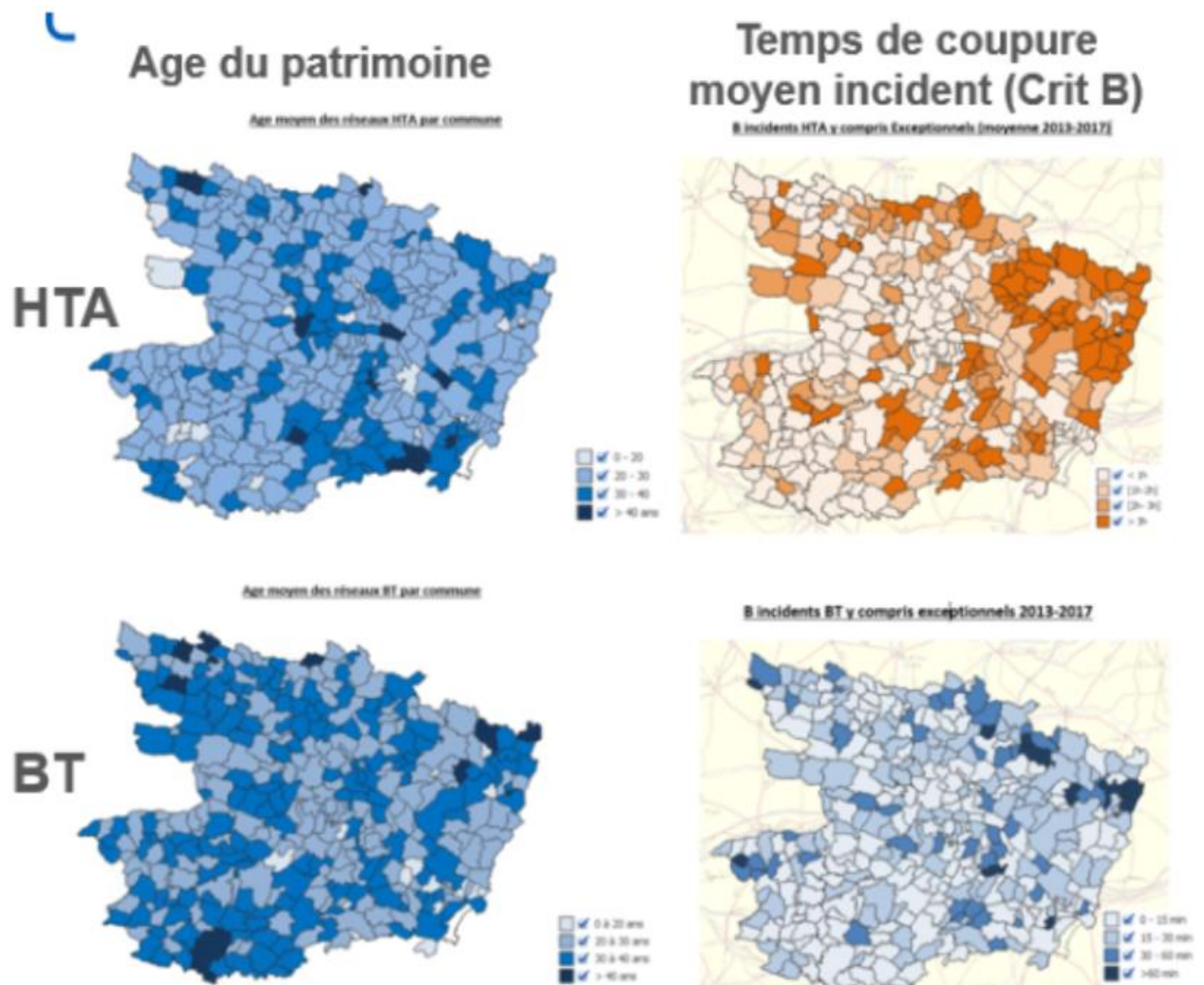
### Coupures Très Brèves HTA par commune - 2016



## Coupages Très Brèves HTA par commune - 2017



## Comparatif âge du patrimoine et qualité de fourniture associée

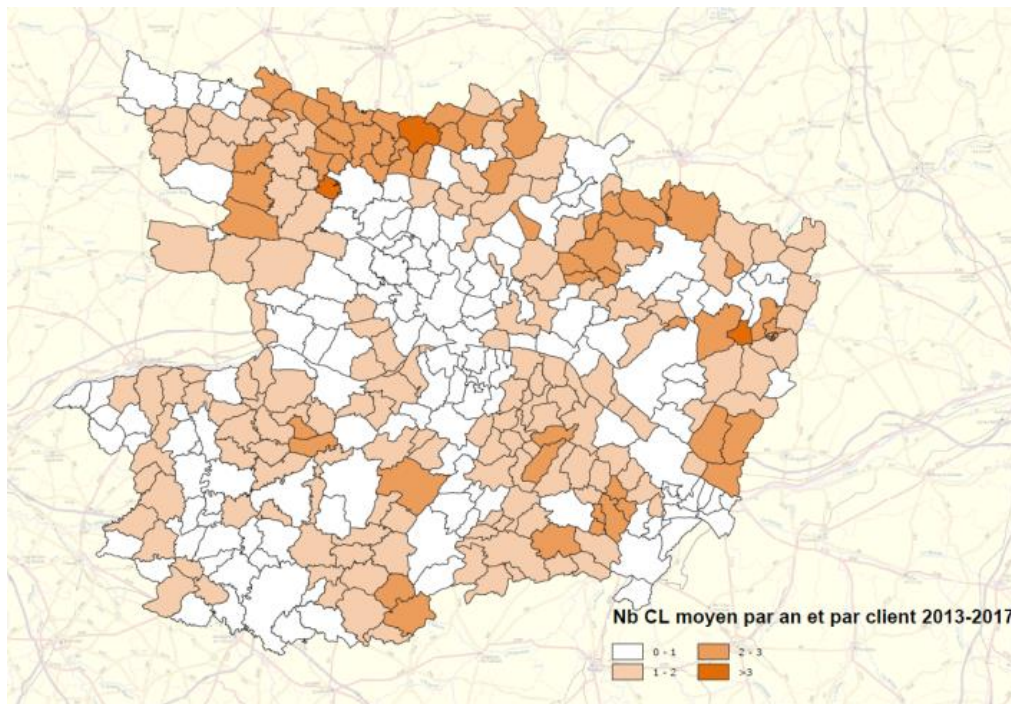


Il ressort de l'analyse comparative de ces cartographies qu'il n'y a **pas de corrélation directe** entre temps de coupure et âge des réseaux.

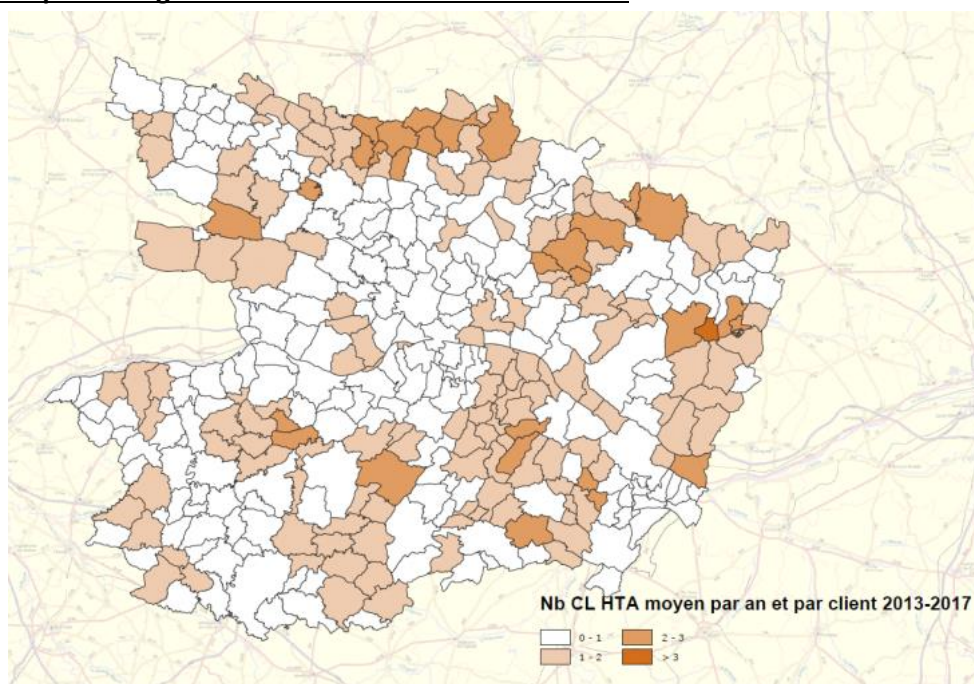


### 1.3 Le nombre de coupures par client

#### 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).

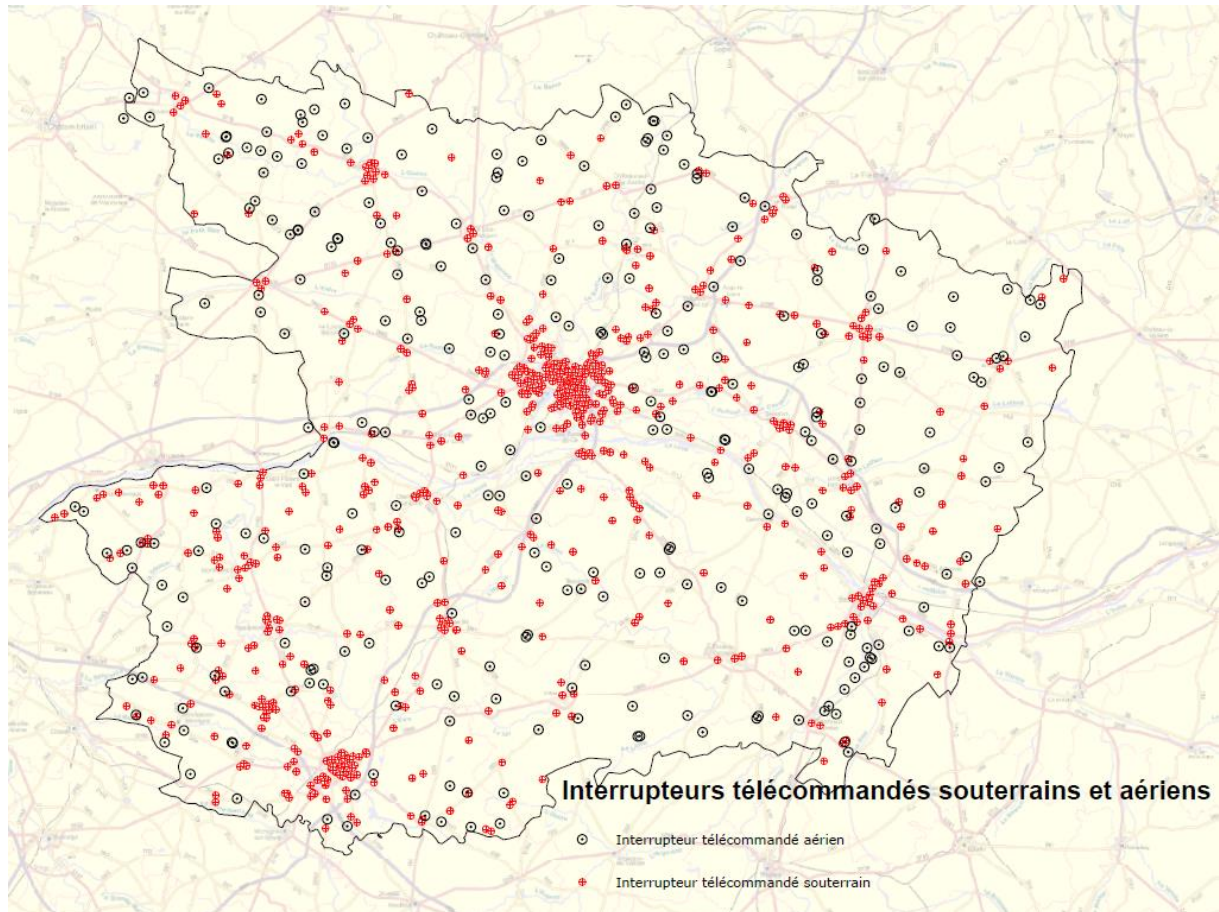
**Un départ BT est considéré en contrainte de tension** lorsque la chute de tension globale calculée dans des conditions de puissance et de température maximales dépasse 10 % (départs BT alimentant les CMA au sens de la tenue de tension).

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
Nombre d'OMT	346	685	1031
Nombre de Directions	346	1056	1402

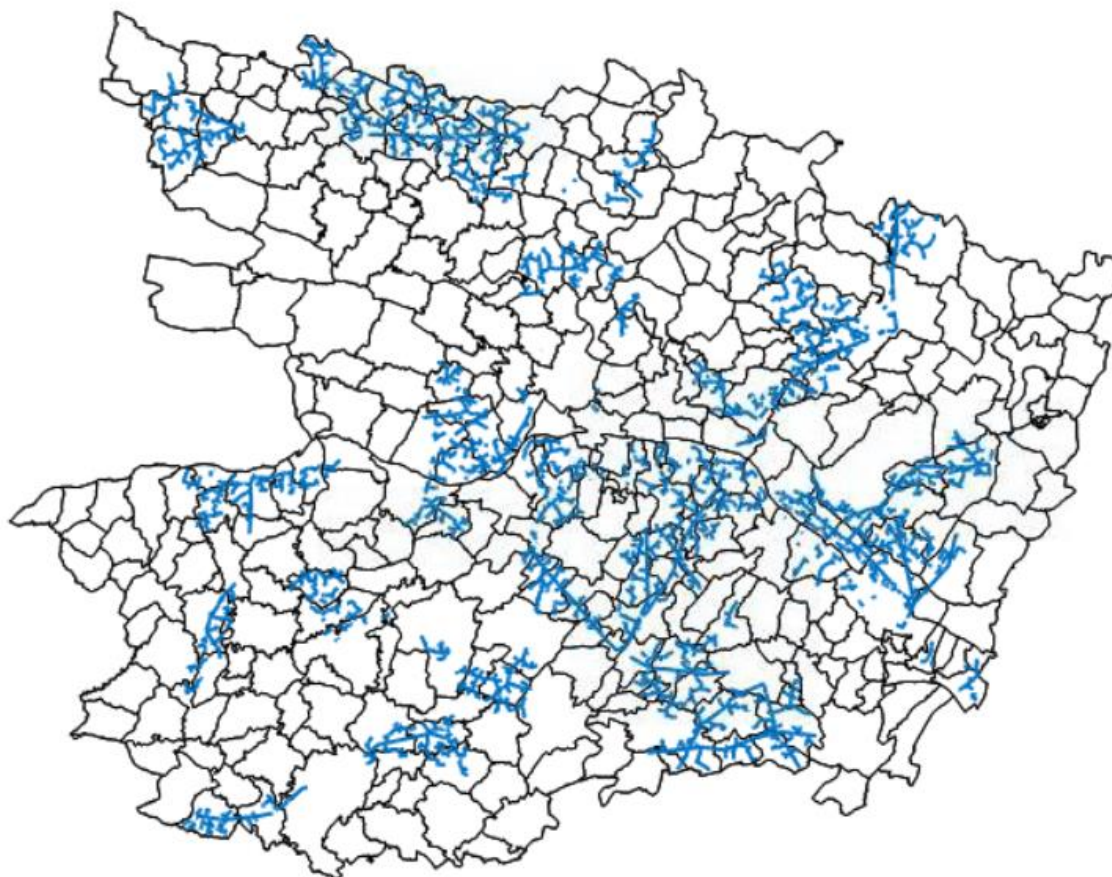


Les télécommandés sur le réseau servent prioritairement à séparer les départs HTA en poches (poche = réseau entre 2 OMT) qui, en cas d'incident, pourront être réalimentées à distance depuis l'Agence de Conduite lorsque le défaut se trouve en dehors de la poche.

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 :**



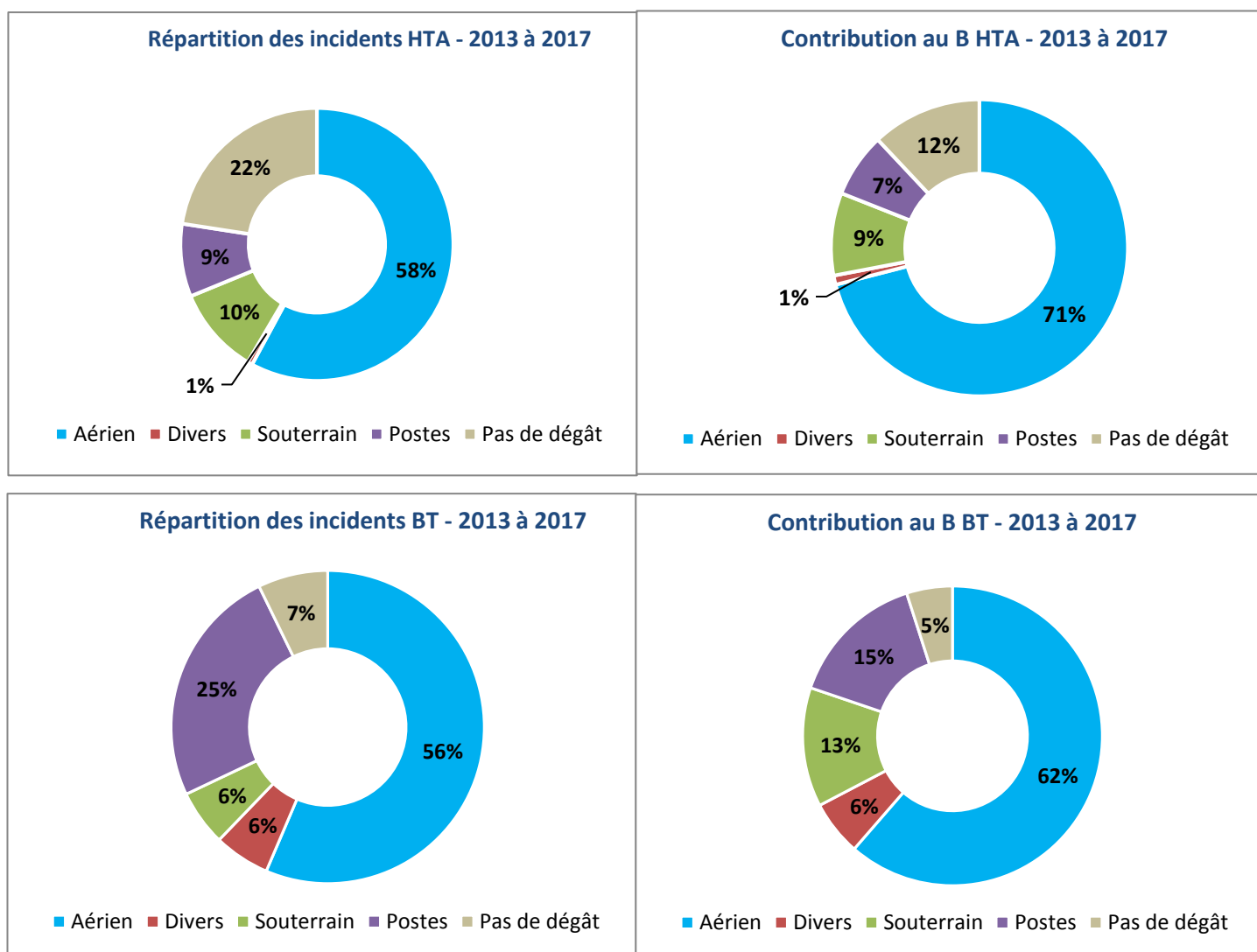
**Nota :** il n'a pas ou peu de corrélation avec le critère B passé dont le niveau peut provenir de temps de dépannage élevés (notamment en 2017 suite aux différentes tempêtes). Les poches considérées « à traiter » le sont au regard d'un risque de défaillance future et en fonction du « poids » de la 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.

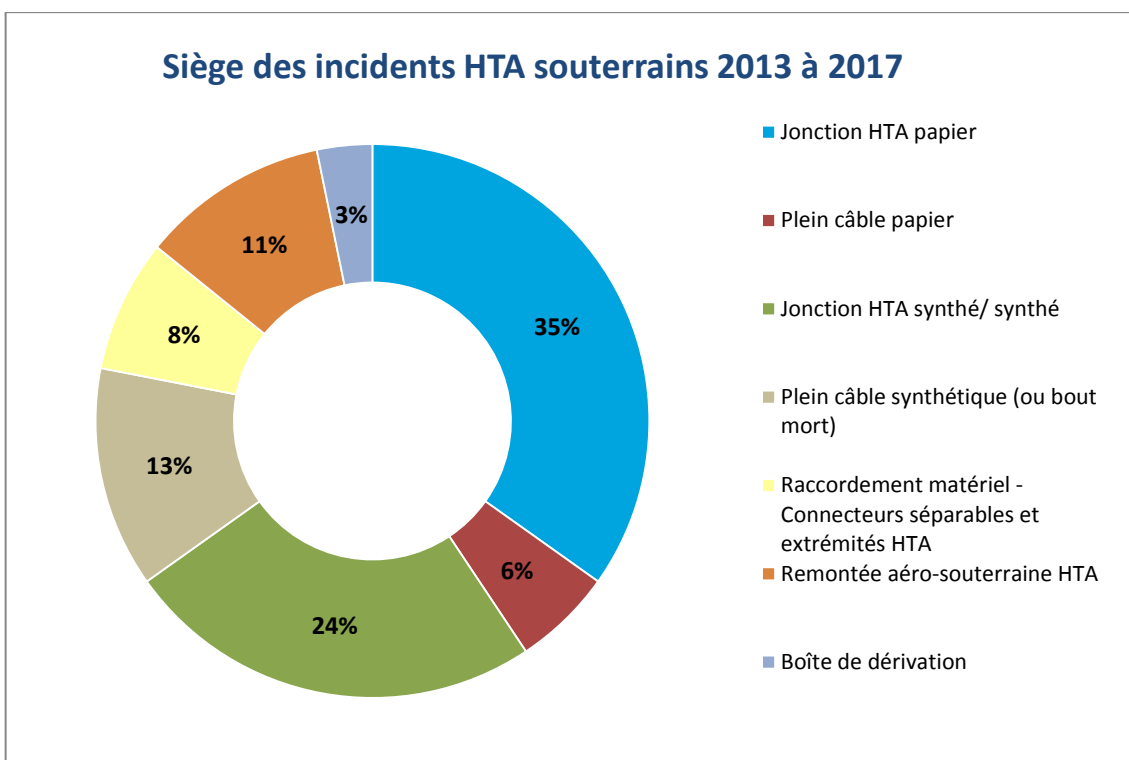
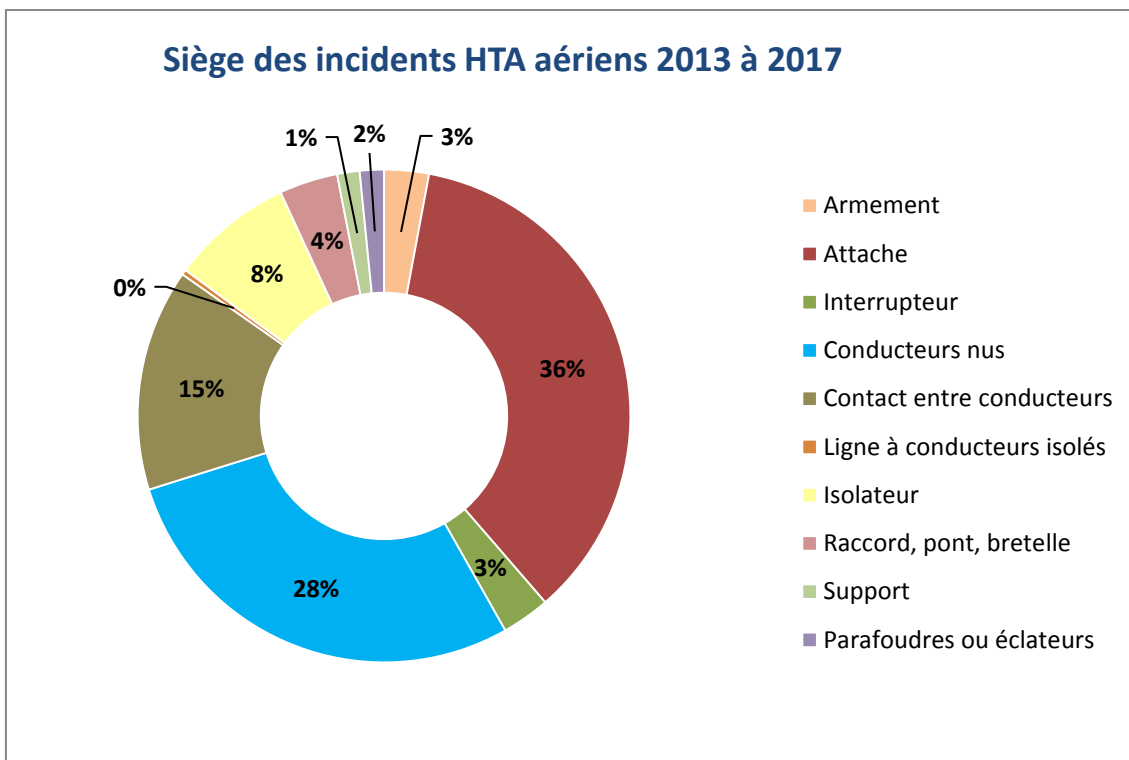


#### Plus de la moitié des incidents HTA et BT ont lieu sur l'aérien.

Les incidents aériens HTA et BT contribuent respectivement pour 71% au critère B HTA\*, et pour 62 % au critère B BT\*.

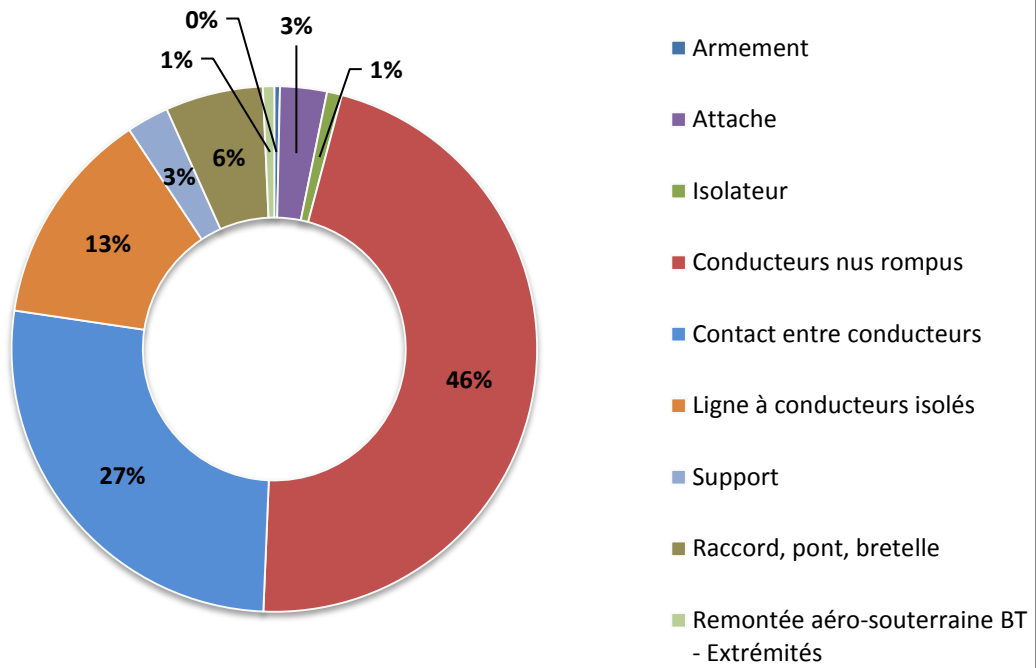
\*hors tiers et malveillance

## 2.2 Analyse détaillée des incidents aériens et souterrains :

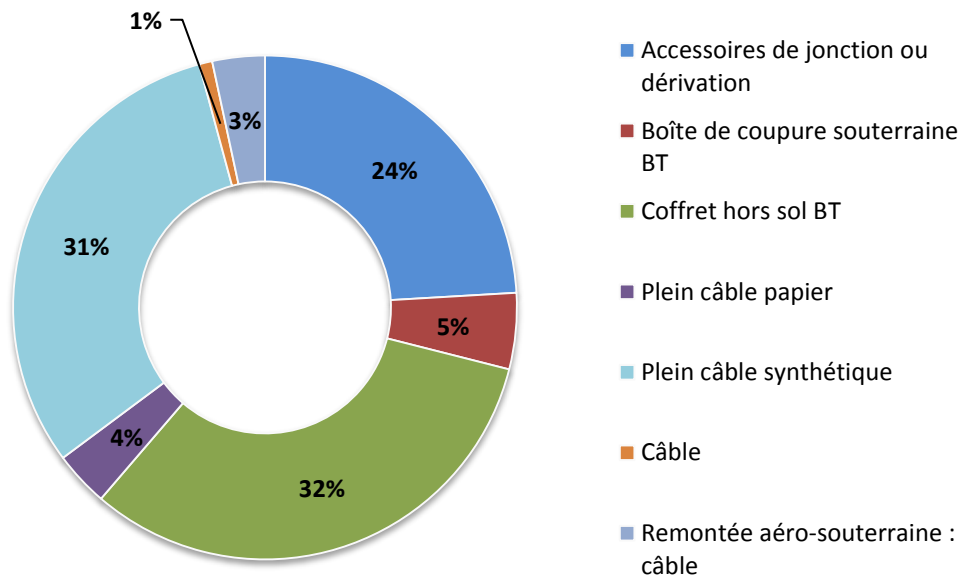


Sur l'aérien HTA, 50 % des incidents concernent les accessoires (armement, pont, bretelle...).  
 Sur le souterrain HTA, environ 60% des incidents sont dus aux jonctions.

### 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 :

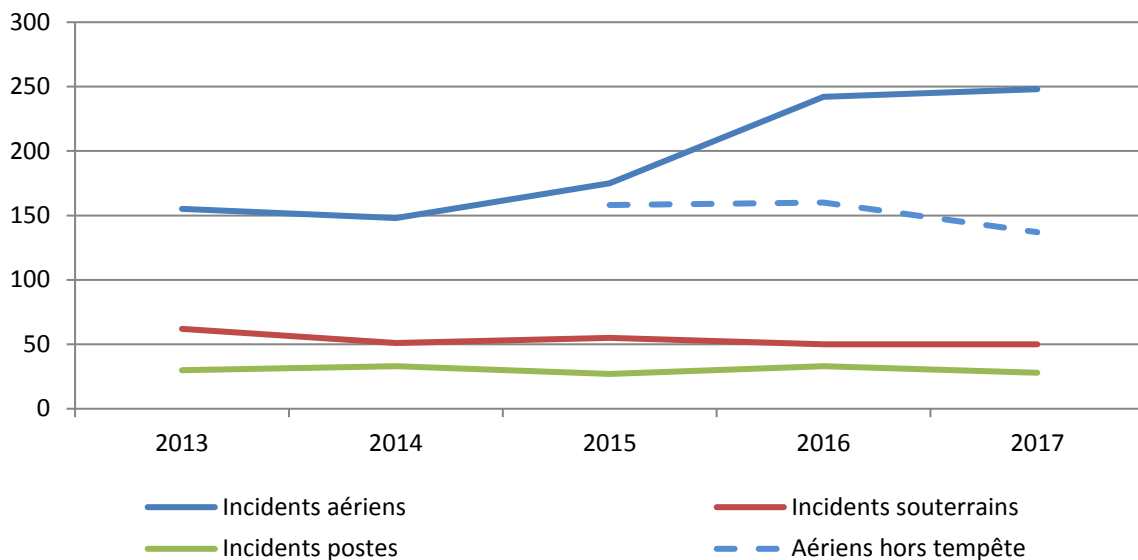
		Causes				Total
		Causes climatiques	Causes externes	Causes internes	Autres causes	
Sièges	Canalisation souterraine	4	78	133		215
	Ligne aérienne	457	187	305	6	955
	Poste HTA/BT	30	20	101		151
	Remontée aéro-souterraine	5	9	12		26
	Sièges Divers	116	143	110	29	398
<b>Total</b>		<b>612</b>	<b>437</b>	<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

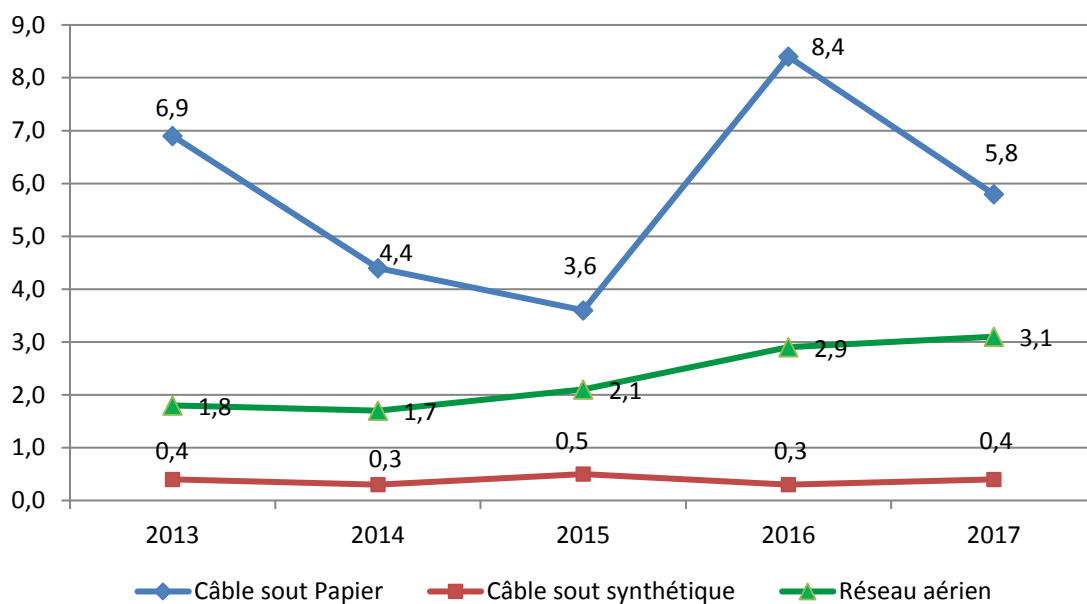
### Evolution du nombre d'incidents HTA \*



\*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 événements 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)

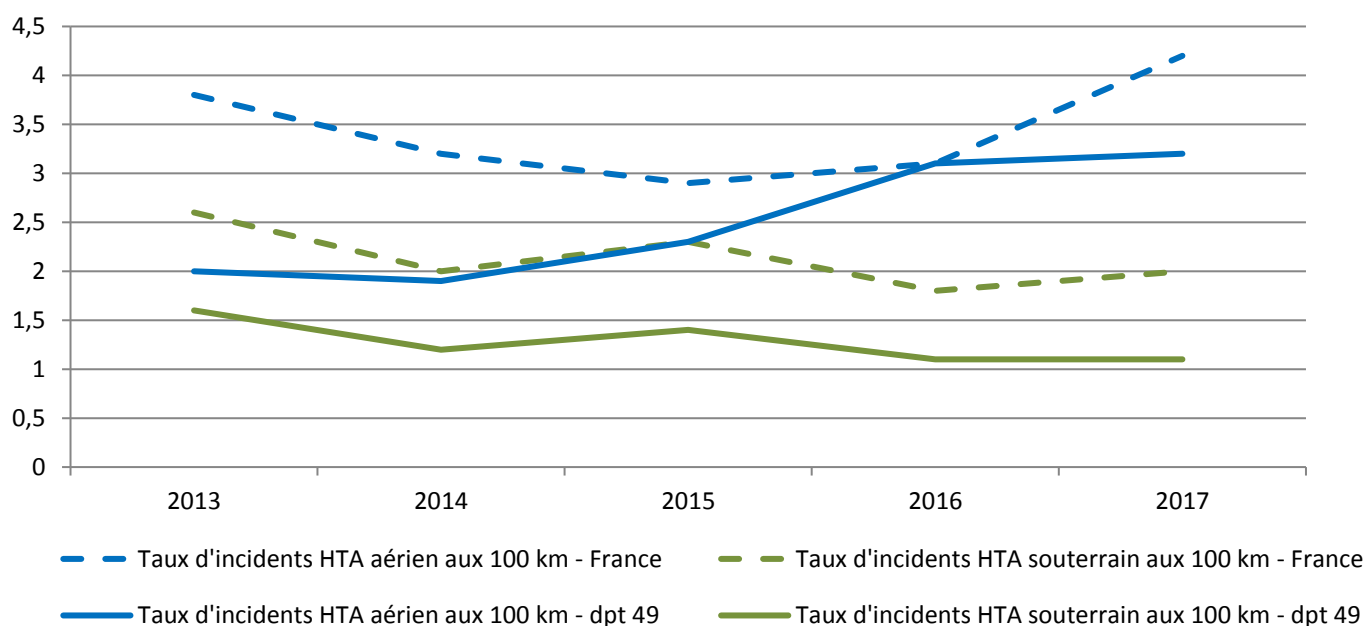
Le tableau ci-dessous détaille l'évolution du nombre d'incidents hors causes Tiers et Malveillance :



		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.

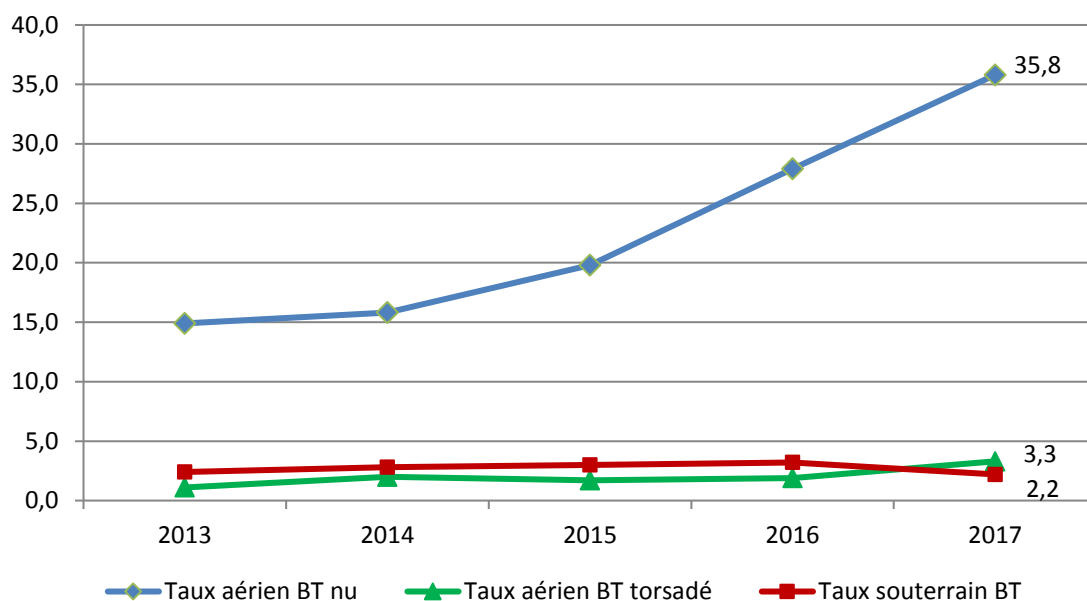
La légère augmentation en 2016 et 2017 du taux d'incident aérien est principalement lié aux évènements climatiques importants (tempête)

## 2.5 Analyse de l'évolution des incidents BT

Le tableau ci-dessous détaille l'évolution du nombre d'incidents BT :

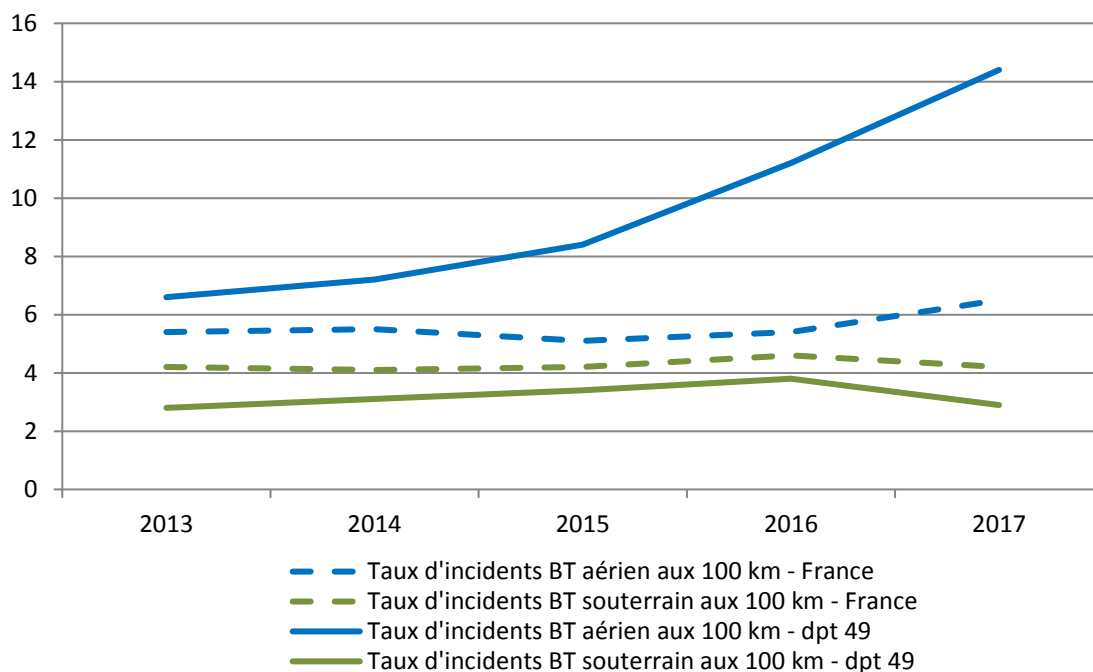
		2013	2014	2015	2016	2017
Souterrain	Nombre d'incidents BT souterrain TCC, hors sans dégât et câble brt	98	119	132	142	103
	Taux d'incident BT souterrain TCC / 100 km	2.4	2.8	3.0	3.2	2.2
	dont:					
	Nb Incidents Plein câble papier TCC	4	2	7	3	5
	Taux d'incident BT souterrain câble papier TCC / 100 km	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 (EUPEP, ...)
	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 :** DELCOSY47 ( [voir l'acte associé](#) )

**Identifiant unique de l'acte :** 049-254901309-20190917-DELCOSY47-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