

ÉLECTRICITÉ

# RAPPORT ANNUEL *EXERCICE 2022*



## RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

TABLEAUX DE BORD ET ANALYSES COMPLÉMENTAIRES À PARTIR  
DES DONNÉES DE CONCESSION AU 31 DÉCEMBRE 2022

# RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ SUR LE TERRITOIRE DU SIÉML

EXERCICE 2022

## Table des matières

PRÉAMBULE.....	2
<b>1. LE CONTROLE TECHNIQUE DE LA CONCESSION .....</b>	<b>3</b>
Les principaux chiffres clés.....	3
Les clients consommateurs et producteurs .....	3
Le patrimoine concédé .....	4
Le diagnostic qualité .....	5
<b>2. LE CONTROLE FINANCIER ET COMPTABLE DE LA CONCESSION .....</b>	<b>8</b>
Les investissements .....	8
Les produits et charges d'exploitation du concessionnaire .....	9
La localisation des ouvrages .....	9
Les redevances de concession .....	10
Les autres principaux flux financiers .....	10
<b>3. LES MOMENTS CLÉS 2022-2023 DU CONTRAT DE CONCESSION .....</b>	<b>11</b>
Conférence départementale loi NOME au titre de l'année 2022 .....	11
Inventaire 2023 pour l'électrification rurale.....	11
Le suivi de la convention PPI 2020-2023 .....	11
Le suivi de la convention transition énergétique 2020-2023 .....	13
<b>4. LES PRINCIPALES ANALYSES COMPLÉMENTAIRES MENÉES EN 2022-2023 .....</b>	<b>14</b>
<b>5. CONCLUSION.....</b>	<b>15</b>
Les principaux points positifs .....	15
Les principaux points à surveiller .....	16
<b>ANNEXES.....</b>	<b>17</b>

# PRÉAMBULE

## Rappel du contexte

Conformément à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), le Siéml, en tant qu'autorité concédante, assure le contrôle du réseau public de distribution d'électricité exploité par les concessionnaires Enedis et EDF.

Pour rappel, la concession électrique de Maine-et-Loire regroupe toutes les communes du département à l'exception d'Epieds.

L'analyse détaillée de la concession électrique, disponible en annexe du présent rapport, est basée sur le compte rendu d'activité des concessionnaires pour l'année 2022, sur les données brutes complémentaires transmises par Enedis ainsi que sur les observations sur pièces et sur place.

L'année 2023 a été marquée par le renouvellement de la convention de « programmation pluriannuelle des investissements » pour la période 2024-2027, tel que prévu par le contrat de concession de la distribution publique d'électricité. Dans le cadre de ce renouvellement, un diagnostic technique de la concession a été élaboré conjointement entre le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante, à partir des données et chiffres clés des cinq dernières années. Le présent rapport de contrôle s'inspire également de cette analyse partagée.

En synthèse et au titre de l'exercice 2022, l'autorité concédante relève et attire l'attention du gestionnaire de réseau sur les éléments ci-dessous.

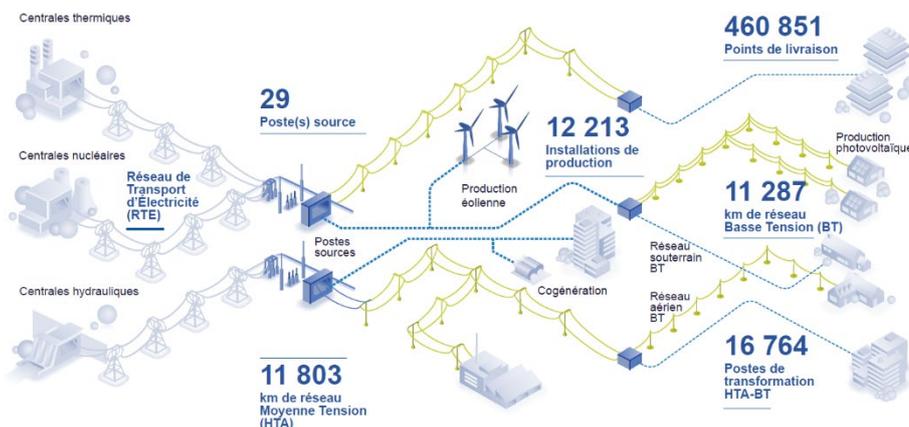


**Des tableaux de bord thématiques (patrimoine, qualité, EnR) avec graphiques et cartographies associées, ainsi que des synthèses des analyses complémentaires menées en 2022 et 2023 par les services du Siéml, sont disponibles en annexe du présent rapport.**

# 1. LE CONTROLE TECHNIQUE DE LA CONCESSION

## Les principaux chiffres clés

Il s'agit d'analyser les principales évolutions de la concession en matière notamment de nombre d'utilisateurs, de suivi des consommations d'énergie, de nombre de producteurs d'énergie renouvelable, de stock de réseaux, de nombre d'incidents et de qualité de fourniture, ainsi que de montants de travaux et d'investissements réalisés tout au long l'année. Les principaux chiffres clés à retenir pour l'année 2022 sont les suivants (*source du schéma : CRAC Enedis-EDF 2022*).



## Les clients consommateurs et producteurs

- Une **augmentation continue du nombre de clients raccordés au réseau de distribution publique d'électricité** (en moyenne + 1,1 % par an), pour atteindre 460 851 clients en soutirage à fin 2022. Sur les cinq dernières années, la crise sanitaire et les tensions sur les marchés de l'énergie ont entraîné d'importantes variations au niveau des volumes d'énergie consommés par les clients de la concession. Alors que l'année 2021 avait connu un regain de consommation (+ 7,7 % du volume global acheminé entre 2020 et 2021) et avait permis de retrouver des volumes globaux d'énergie acheminée similaires à ceux de l'avant crise sanitaire, l'année 2022 a été fortement impactée par la crise des marchés de l'énergie et voit ces volumes tirés à la baisse. Au total, fin 2022, 4 505 GWh d'énergie acheminée contre 4 754 GWh à fin 2021 (- 5%).
- Le tableau ci-dessous retrace l'évolution, par filière, du nombre de producteurs d'énergie renouvelable (EnR) en Maine-et-Loire. Sur les cinq dernières années, le nombre de **producteurs raccordés au réseau public de distribution d'électricité a augmenté en moyenne d'environ 670 producteurs chaque année**, soit une hausse de + 7 % par an en moyenne. L'activité de raccordement des producteurs a par ailleurs été maintenue malgré les périodes de crise sanitaire et de crise des marchés de l'énergie. A fin 2022, on comptabilise 11 729 installations de production d'énergie renouvelable (EnR) raccordées au réseau en Maine-et-Loire.

Nombre de clients producteurs	2018	2019	2020	2021	2022	Évolution 2018/2022
Production photovoltaïque	9 003	9 312	9 935	10 872	12 149	+ 35 %
Production éolienne	15	18	21	23	24	+ 60 %
Production hydraulique	6	6	6	7	8	+ 33 %
Autres types de production	24	27	29	31	32	+ 29 %
<b>Total des producteurs</b>	<b>9 048</b>	<b>9 363</b>	<b>9 991</b>	<b>10 933</b>	<b>12 213</b>	<b>+ 35 %</b>

Grâce à ce fort développement, l'énergie injectée sur le réseau a augmenté de 71 % entre 2018 et 2022, pour atteindre 806 GWh injecté sur le réseau public de distribution d'électricité de la concession en 2022. A noter que les 24 installations éoliennes permettent l'injection de 390 GWh d'énergie sur le réseau, soit près de 50 % des volumes globaux d'énergie injectée à l'échelle de la concession. **Au total à fin 2022, on peut considérer que l'énergie produite localement et injectée dans le réseau concédé correspond à 17,9 % de l'électricité consommée sur la concession** (24 % au niveau national, cf. rapport d'analyse complémentaire dédié au panorama électricité renouvelable 2022).

## Le patrimoine concédé

→ Le tableau ci-dessous synthétise l'évolution des stocks de réseaux sensibles.

Stock de réseaux sensibles	2018	2019	2020	2021	2022	Évolution 2018/2022
Réseaux HTA de plus de 40 ans	1 883	1 954	2 077	2 376	2 585	+ 37 %
Réseaux HTA aériens de faibles sections	31	29	28	25	22	- 29 %
Réseaux HTA souterrains CPI	195	189	180	167	164	- 16 %
Réseaux BT de plus de 40 ans	2 615	2 531	2 454	2 398	2 299	- 12 %
Réseaux BT aériens nus	2 002	1 891	1 787	1 695	1 563	- 22 %
Réseaux BT aériens de faibles sections	549	511	478	447	394	- 28 %
Réseaux BT souterrains CPI et NP	79	79	78	78	77	- 2,5 %

En Maine-et-Loire, les **réseaux sensibles HTA et BT** (aérien nu de faible section, isolation papier, et âgés de plus de 40 ans) sont présents en relativement faible proportion par rapport aux données connues d'autres concessions départementales similaires. Les stocks de ces réseaux ont d'ailleurs tendance à diminuer dans le temps, conformément aux ambitions du schéma directeur des investissements (SDI) et du premier programme pluriannuel d'investissements (PPI) signés dans le cadre du nouveau contrat de concession de la distribution publique d'électricité.

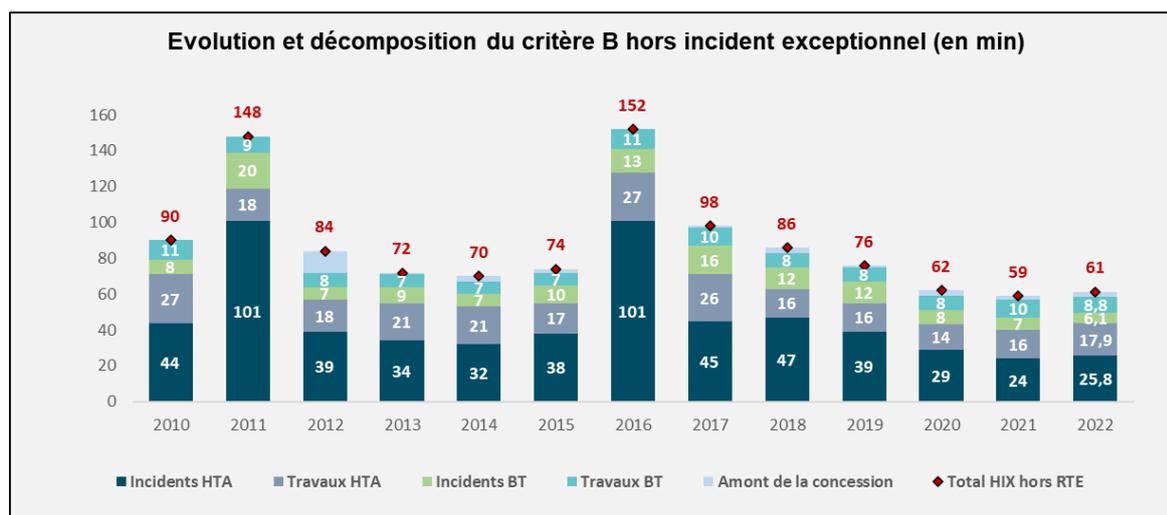
Seuls les **réseaux HTA et BT de plus de 40 ans** voient leurs stocks augmenter, du fait de la politique de « prolongation de vie des ouvrages » menée par le gestionnaire de réseau. Cette politique a été requalifiée récemment « rénovation programmée » par Enedis. Ces programmes des travaux sur le réseau HTA permettent, selon le concessionnaire, de renouveler de manière très ciblée des portions de réseaux identifiées comme vétustes et d'ainsi éviter des travaux coûteux de renouvellement d'ouvrages HTA. L'indicateur d'âge est suivi régulièrement dans les différents exercices de contrôle ; mais rappelons que l'âge moyen des réseaux ne peut constituer à lui seul un indicateur pertinent pour caractériser l'état ou le niveau d'accidentologie des réseaux. L'objectif de cet indicateur est avant tout d'identifier d'éventuelles fragilités du réseau sur lesquelles une vigilance particulière devra être opérée. Des analyses de taux d'incidents des ouvrages ont donc été réalisées cette année encore et sont disponibles plus bas dans le rapport.

Le réseau HTA et BT aérien nu est encore particulièrement présent sur la concession malgré son caractère incidentogène. **Le réseau BT aérien nu en Maine-et-Loire représente encore à fin 2022 plus de 25 % du linéaire BT aérien total, contre 12,3 % en moyenne au niveau national.** 6,5 % du réseau BT aérien de la concession est composé de faibles sections aériennes contre 3 % en moyenne au niveau national. Enedis et le Siéml ont conscience de cette faiblesse et se sont d'ores et déjà engagés au travers de leur schéma directeur des investissements 2020-2050 à renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau aérien face aux aléas

climatiques. Des engagements financiers ont été pris par Enedis pour moderniser et sécuriser le réseau existant sur des zones prioritaires d'investissements définies conjointement avec le Siéml (cf. paragraphe infra dédié au renouvellement du programme pluriannuel d'investissements 2024-2027). Le syndicat sera particulièrement attentif aux évolutions à la fois de stocks et d'incidents sur ces territoires et ces typologies de réseaux.

## Le diagnostic qualité

→ Le graphique ci-dessous synthétise l'évolution du critère B hors incident exceptionnel depuis 2010 sur le Maine-et-Loire.



Le **critère B hors incident exceptionnel (HIX)**, c'est-à-dire le temps de coupure moyen par usager de la concession hors coupure liée à des événements climatiques exceptionnels, était en constante diminution depuis 2016. Il a légèrement augmenté en 2022 pour repasser au-dessus de la barre des 60 minutes : 61,4 minutes (contre 59,7 minutes en moyenne en France). Depuis plusieurs années, la principale composante de ce critère B correspond aux coupures liées aux incidents survenus sur le réseau HTA, en cohérence avec la structure du réseau concédé telle que présentée juste avant. Pour cette raison, des efforts particuliers de modernisation sont réalisés par Enedis sur ce type particulier de réseau, l'objectif du schéma directeur étant de disposer d'un temps de coupure moyen par usager causé par des incidents inférieur à une heure sur la concession en moyenne sur les 4 dernières années du contrat.

Le critère B HIX est globalement en amélioration sur les dernières années à l'échelle du département, même si certaines disparités territoriales subsistent, notamment sur le nord-est du département, caractérisé par ses vastes espaces forestiers. Compte-tenu de la hausse constatée entre 2022 et 2021, le Siéml portera une attention particulière sur les prochains exercices de contrôle à l'évolution des taux d'incidents et des investissements réalisés par le concessionnaire en vue de fiabiliser le réseau et d'assurer durablement une desserte de qualité sur l'ensemble du département.

→ Les seuils du décret qualité continuent à être respectés en continuité de fourniture comme en tenue de tension. Après des hausses successives en 2018, 2019 et 2020, le **nombre de clients mal alimentés (CMA) au sens de la tenue de tension** – c'est-à-dire qui connaissent au moins une fois dans l'année une tension BT en dehors des plages de variation réglementaires – a diminué à l'échelle de la concession en 2021 puis de nouveau en 2022. En Maine-et-Loire, on comptabilise ainsi 2 611 CMA (tenue de tension) à fin 2022. Cela correspond à 0,6 % de l'ensemble des clients

raccordés de la concession, soit un taux bien en-deçà du seuil réglementaire de 3 % fixé par le décret qualité.

Par ailleurs, l'indicateur « **nombre de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation** » – c'est-à-dire ayant subi plus de 6 coupures longues (supérieures à 3 minutes) ou plus de 35 coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) ou plus de 13 heures de coupure cumulées – constitue l'un des critères permettant à Enedis et au Siéml de définir les zones prioritaires d'investissements à l'échelle du département, par période de quatre ans. En 2019, lors de l'élaboration du premier programme pluriannuel d'investissements (PPI) 2020-2023, quinze communes comptabilisaient un nombre moyen de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation sur la période 2013-2017 supérieur à 100. Lors de l'élaboration du nouveau PPI 2024-2027 cette année, aucune commune du département ne comptabilisait plus de 100 CMA au sens de la continuité d'alimentation en moyenne sur la période 2018-2022.

→ Le tableau ci-dessous synthétise les principales évolutions des taux d'incidents en fonction de la typologie de réseaux.

Taux d'incidents		2018	2019	2020	2021	2022
HTA souterrain	Nombre incidents	60	50	41	51	65
	Taux / 100 km (49)	1,5 %	1,2 %	1,0 %	1,2 %	1,5 %
	Taux / 100 km (FR)	2,1 %	1,9 %	1,9 %	1,7 %	2,3 %
HTA aérien	Nombre incidents	191	202	228	171	139
	Taux / 100 km (49)	2,6 %	2,7 %	3,0 %	2,3 %	1,9 %
	Taux / 100 km (FR)	2,8 %	4,4 %	3,8 %	3,1 %	3,1 %
BT souterrain	Nombre incidents	185	205	214	187	200
	Taux / 100 km (49)	3,9 %	4,2 %	4,3 %	3,7 %	3,8 %
	Taux / 100 km (FR)	2,6 %	4,2 %	4,0 %	4,3 %	4,1 %
BT aérien	Nombre incidents	578	753	819	661	458
	Taux / 100 km (49)	9,1 %	12,0 %	13,2 %	10,8 %	7,6 %
	Taux / 100 km (FR)	3,8 %	6,9 %	7,4 %	6,3 %	6,0 %

Les **taux d'incident des réseaux HTA** sont relativement faibles et inférieurs aux taux moyens nationaux, que ce soit pour les réseaux aériens ou les réseaux souterrains. Ils restent toutefois sensibles aux incidents climatiques de grande ampleur. Sur l'aérien HTA, en moyenne entre 2018 et 2022, plus des deux tiers des incidents concernent les accessoires (attaches, armements, ponts, bretelles...). De même, sur le souterrain HTA, environ 38 % des incidents sont dus aux jonctions et 25 % se retrouvent sur les câbles papiers imprégnés (CPI). La vulnérabilité des câbles CPI a été renforcée par les phénomènes récents de forte chaleur. D'une manière générale, il serait opportun d'analyser plus en détails, conjointement avec Enedis, les conséquences du réchauffement climatique sur les réseaux concédés.

Alors que les taux d'incident des réseaux BT souterrains sont globalement similaires en Maine-et-Loire aux moyennes nationales, les **taux d'incident des réseaux BT aériens** y sont nettement supérieurs. Cela s'explique en grande partie par la sensibilité des réseaux BT aériens nus : sur la concession du Siéml, les taux d'incident aux 100 km des réseaux BT aériens nus atteignent 24 % en moyenne sur la période 2018-2022 (contre 4 % en moyenne pour les réseaux BT aériens torsadés par exemple). Le réseau BT aérien nu représentant plus de 25 % du réseau BT aérien sur la concession départementale, des ambitions fortes ont été formalisées par Enedis et le Siéml lors du renouvellement du traité de concession, afin de renforcer de manière pérenne la robustesse et

la résilience de ce réseau : en zone urbaine, traiter a minima 50 % des réseaux BT aérien nu et 100 % des réseaux BT aérien nu de faibles sections incidentogènes ; en zone rurale, traiter 100 % des réseaux BT aérien nu. Le Siéml sera donc vigilant à l'évolution de ces indicateurs et aux investissements réalisés par les deux maîtres d'ouvrages pour fiabiliser le réseau concédé.

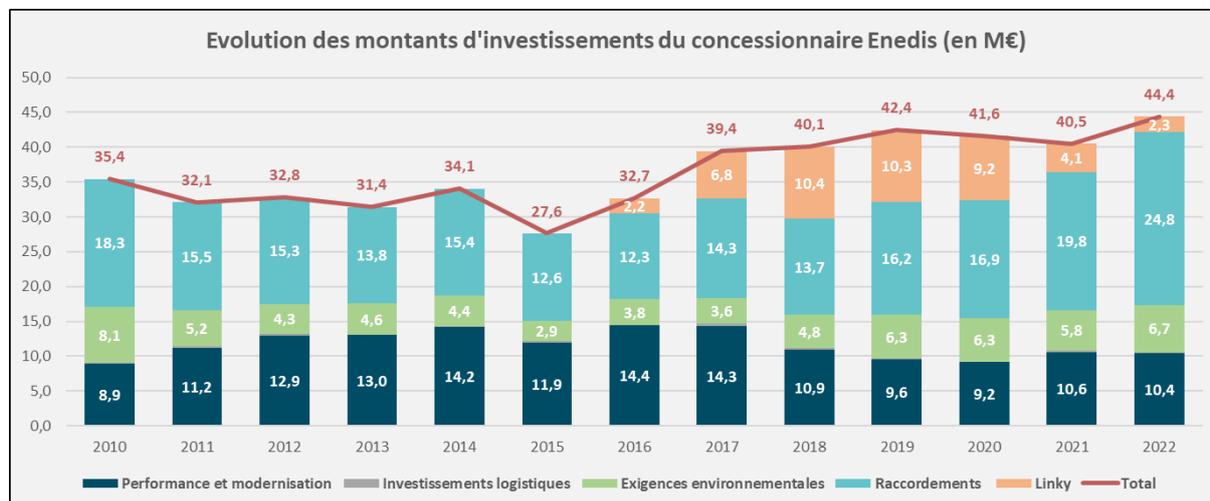


**Pour aller plus loin, des graphiques analytiques et cartographies départementales sont disponibles en annexe du présent rapport ainsi que dans le compte-rendu d'activités des concessionnaires.**

## 2. LE CONTROLE FINANCIER ET COMPTABLE DE LA CONCESSION

### Les investissements

→ Le graphique ci-dessous synthétise l'évolution des investissements Enedis depuis 2010, par typologie d'investissements.



Après deux exercices marqués par des **investissements sur les réseaux** en légère diminution (2020 et 2021) les montants totaux d'investissements du concessionnaire Enedis, sur le périmètre de la concession et au titre de l'exercice 2022, repartent à la hausse par rapport à 2021 (+ 10 %). Ils atteignent au global 44,421 M€.

La part des investissements liés aux **travaux de raccordements des consommateurs et des producteurs** est de plus en plus importante dans le contexte actuel d'urbanisation croissante et de développement des EnR. Depuis 2017, ce poste d'investissements est passé de 14,3 M€ à 24,8 M€ en 2022 (pour les raccordements consommateurs de 9,8 M€ en 2017 à 16,5 M€ en 2022, pour les raccordements producteurs de 2,2 M€ en 2017 à 6,2 M€ en 2022).

Concernant les **investissements pour la performance et la modernisation du réseau (hors compteurs communicants)**, la hausse observée en 2021 se stabilise en 2022 après plusieurs années de diminution continue depuis 2016. Cette évolution est probablement en partie permise par la fin du déploiement des compteurs Linky qui offre enfin de nouvelles capacités d'investissements au gestionnaire de réseau Enedis : on observe ainsi une hausse significative du poste d'investissement « renforcement HTA » et des montants d'investissements liés au programme de rénovation programmée. Compte tenu du développement des raccordements, le poste « performance et modernisation » n'a toutefois pas retrouvé les volumes d'investissements équivalents à la période pré-Linky (autour de 14 M€). Le Siéml s'attachera à suivre ces évolutions et notamment les éventuelles incidences en termes de qualité de la distribution publique d'électricité sur le département. Des analyses pourront utilement être réalisées conjointement avec le gestionnaire de réseau pour objectiver plus finement, à la maille de la concession, les impacts des programmes de rénovation programmée sur la qualité de la distribution publique d'électricité.

Enfin, concernant les **travaux motivés par des exigences environnementales, réglementaires, et des contraintes externes**, les investissements restent relativement stables d'une année sur

l'autre, même si l'année 2022 permet d'observer une augmentation du poste « modification d'ouvrages à la demande de tiers ».

## Les produits et charges d'exploitation du concessionnaire

→ Concernant les produits et charges d'exploitation liés à l'activité d'Enedis sur la concession du Siéml, le compte-rendu d'activités du concessionnaire expose les montants suivants :

› **Chiffres d'affaires : 204 M€**

- Dont recettes d'acheminement : 186 M€
- Dont recettes de raccordements et prestations : 14 M€
- Dont autres recettes : 4 M€

› **Autres produits : 37 M€**

- Dont production stockée et immobilisée : 20 M€
- Dont reprises sur amortissements et provisions : 15 M€
- Dont autres produits divers : 2 M€

› **TOTAL DES PRODUITS : 241 M€**

› **Consommation de l'exercice en provenance des tiers : 94 M€**

- Dont accès réseau amont : 26 M€
- Dont achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau : 32 M€
- Dont redevances de concession : 5 M€
- Dont autres consommations externes : 31 M€

› **Impôts, taxes et versements assimilés : 9 M€**

- Dont contribution au CAS FACE : 5 M€
- Dont autres impôts et taxes : 4 M€

› **Dotations d'exploitation : 64 M€**

- Dont dotations aux amortissement distribution publique d'électricité : 43 M€
- Dont dotations aux provisions pour renouvellement : 2 M€
- Dont autres dotations d'exploitation : 19 M€

› **Charges du personnel : 30 M€**

› **Autres charges : 9 M€**

› **Charges centrales : 12 M€**

› **TOTAL DES CHARGES : 218 M€**

› **DIFFERENCE PRODUITS – CHARGES TOTALE : 23 M€**

## La localisation des ouvrages

→ Le concessionnaire poursuit ses **efforts d'amélioration de la localisation des ouvrages**. Après la mise en place d'un suivi individualisé et localisé des compteurs Linky et des transformateurs HTA-BT, en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015, Enedis a également engagé des travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement, qui ont permis d'aboutir en 2018 à un inventaire détaillé et localisé des compteurs pour les catégories de clients C1-C4 et en 2019 à la finalisation du dénombrement et

de la localisation des colonnes montantes électriques. Le programme d'individualisation et de localisation sur les autres branchements constitués des liaisons réseau, dérivations individuelles et disjoncteurs s'est achevé en 2022, avec un reliquat de quelque 50 000 disjoncteurs restant à traiter qui sera traité hors programme et au fil de l'eau par le concessionnaire.

## Les redevances de concession

→ En 2022, **la redevance R1** a augmenté de + 3,5 % par rapport à 2021 pour atteindre 1 130 k€. Pour mémoire, cette redevance dite de « fonctionnement » couvre notamment les dépenses relatives au contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, aux conseils donnés aux clients pour l'utilisation rationnelle de l'électricité, au règlement des litiges entre les clients et le concessionnaire.

**La redevance R2**, quant à elle, a diminué de 5,3 % entre 2021 et 2022 pour atteindre 3 625 k€. Pour mémoire, cette redevance dite « d'investissement » représente chaque année N une fraction de la différence entre certaines dépenses d'investissement effectuées par l'autorité concédante et certaines recettes perçues par celle-ci durant l'année N-2.

## Les autres principaux flux financiers

→ Les travaux de raccordement réalisés par le Siéml et qui ont fait l'objet d'une remise d'ouvrages au concessionnaire sont éligibles à la **part couverte par le tarif (PCT)**. En 2022, Enedis a versé au titre de la PCT 3 147 k€ pour la concession du Siéml, contre 1 999 k€ en 2021.

→ 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. Pour mémoire, la convention validée entre le Siéml et Enedis permet le report de certaines affaires d'une année sur l'autre, selon des conditions bien précises, afin de pouvoir se conformer aux programmes de travaux des collectivités. Certaines affaires identifiées dans une convention année N peuvent donc être réalisées en année N+1 et réglées en année N+1. Au titre de l'année 2022, la participation d'Enedis au titre de l'article 8 s'élève à 549 k€ :

- › 439 k€ au titre du règlement d'affaires identifiées dans la convention Enedis-Siéml 2021 et dont les travaux se sont soldés en 2022 ;
- › 50 k€ au titre de la majoration permise par la convention Enedis-Siéml et liée à l'atteinte de l'objectif de répartition urbain/rural sur l'exercice 2021 ;
- › 60 k€ au titre du règlement d'affaires identifiées dans la convention Enedis-Siéml 2022 et dont les travaux se sont soldés en 2022.



**Pour aller plus loin, des graphiques analytiques sont disponibles en annexe du présent rapport ainsi que dans le compte-rendu d'activités des concessionnaires.**

### 3. LES MOMENTS CLÉS 2022-2023 DU CONTRAT DE CONCESSION

#### Conférence départementale loi NOME au titre de l'année 2022

Les **conférences instituées par l'article 21 de la loi NOME** de 2010 sont un lieu de partage et de dialogue entre les différents maîtres d'ouvrage en vue de répondre aux objectifs de sécurisation et d'amélioration de la qualité. Elles permettent d'établir une vision partagée des programmes prévisionnels d'investissements annuels de chaque maître d'ouvrage à l'échelle de la concession départementale. Depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession en 2020, les services d'Enedis et du Siéml se sont réunis tous les ans, sous l'égide du préfet.

La dernière conférence s'est tenue le 1<sup>er</sup> décembre 2022 et a permis de faire le point sur les politiques d'investissements des deux maîtres d'ouvrage et sur certains dossiers de coopération entre le Siéml et Enedis : les tensions offre-demande sur le système électrique à l'approche de l'hiver et les risques de délestage, l'expérimentation Siéml-Enedis-Hespul portant sur « l'examen des conditions permettant de mutualiser les coûts de raccordement producteurs entre porteurs de projets photovoltaïques BT concomitants », ou encore le projet d'autoconsommation collective sur la ZAC de Beuzon à Écouflant.

#### Inventaire 2023 pour l'électrification rurale

2023 est l'année du traditionnel exercice bisannuel d'inventaire pour l'électrification rurale. Cet inventaire permet à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) de collecter les données utiles afin de déterminer les besoins en financement pour la répartition annuelle des aides du Facé. Le recensement concerne le patrimoine et le service associé de la distribution publique d'électricité, et doit être rempli à la fois par le concessionnaire et l'autorité concédante.

Enedis et le Siéml se sont réunis à plusieurs reprises au cours de l'année 2023 pour compiler les données demandées par la mission du financement de l'électrification rurale :

- **Caractéristiques de la concession** : nombre de communes, nombre de points de livraison, longueur du réseau BT et HTA, nombre de postes HTA/BT...
- **Liste des communes** du département et répartition urbain / rural ;
- **Caractéristiques des réseaux de la zone « électrification rurale »** du département : longueur des différentes typologies de réseaux BT (aérien, fils nus, torsadé, souterrain...), nombre de départ BT et fils nus, nombre de départs en contrainte, longueur cumulée des départs en contrainte, nombre de postes en contrainte, nombre de clients mal alimentés... ;
- **Suivi du stock et des flux de départs mal alimentés** en zone « électrification rurale » ;
- **Caractéristiques des travaux de réseaux BT** réalisés par les collectivités maîtres d'ouvrage en zone « électrification rurale » : longueurs de réseaux et coûts associés par typologie de travaux (extension, renforcement, sécurisation, enfouissement), avec et sans aide du FACE.

Après concertation et validation commune entre Enedis et le Siéml, l'inventaire 2023 pour l'électrification rurale a été adressé au service de l'Etat le 9 juin dernier.

#### Le suivi de la convention PPI 2020-2023

Conformément aux dispositions du cahier des charges de concession et à la **convention dédiée au programme pluriannuel d'investissement (PPI)** pour la période 2020-2023, un suivi annuel technique et financier du PPI est réalisé chaque année entre le Siéml et Enedis. A fin 2022, l'engagement financier du concessionnaire a été atteint et dépassé : 9 535 k€ ont été investis par Enedis sur les zones et programmes prioritaires d'investissements co-définis contractuellement (engagement global fixé à

9 400 k€). Concernant les objectifs techniques, la plupart des items ont été atteints ou devraient l'être à fin 2023. Les deux tableaux ci-dessous synthétisent le suivi du PPI 2020-2023, à la fois d'un point de vue financier (tableau 1) et technique (tableau 2).

Dépenses d'investissements pour l'amélioration du patrimoine	Total prévisions d'investissements PPI 2020-2023 (en k€)	Suivi du PPI 2020-2023					Réalisé en cumulé à fin 2022
		Réalisé 2020	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Réalisé 2023		
<b>Investissements pour la performance du réseau</b>							
Climatique-sécurisation	1 575 k€	605	859	495			1 959 k€
Modernisation des réseaux	7 175 k€	1 560	3 370	2 281			7 211 k€
<b>Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</b>							
Sécurité et obligations réglementaires	650 k€	85	56	224			365 k€
<b>TOTAL</b>	<b>9 400 k€</b>	<b>2 250</b>	<b>4 285</b>	<b>3 000</b>			<b>9 535</b> ✓

Ouvrages et finalités des investissements	Périmètre	Quantité pour la période 2020-2023	Suivi du PPI 2020-2023					Réalisé cumulé à fin 2022
			Réalisé 2020	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Réalisé 2023		
<b>Réseau BT</b>								
Renouvellement BT fils nus	Zones prioritaires	45 km	8,8	13,3	10,1		32,2	✓
dont BT nus faible section	Zones prioritaires	dont 25 km	2,9	6,6	6,2		15,7	
<b>Réseau HTA</b>								
Renouvellement HTA aérien de faible section	Zones prioritaires	3 km	0,9	0,4	2		3,3	✓
Travaux de structure HTA risque bois	Zones prioritaires	4 km	2	1,1	2,6		5,7	✓
Travaux PDV HTA aérien	Zones prioritaires	90 km	23,6	39,4	46,4		109,4	✓
Renouvellement HTA souterrain CPI	Concession	16 km	2,7	10,9	1,8		15,4	✓
Ajout de points de coupure télécommandé	Concession	40	19	24	9		52	✓
Traitement transformateurs HTB/HTA	Concession	7	1	2	1		4	

L'année 2023 a été marquée par le lancement des négociations locales entre Enedis et le Siéml pour le renouvellement de la convention PPI pour la période 2024-2027. Ces négociations ont permis de faire le bilan du PPI 2020-2023, d'actualiser le diagnostic technique de la concession, d'identifier les nouvelles zones prioritaires d'investissements et de définir les nouveaux montants d'engagements financiers du concessionnaire ainsi que les objectifs techniques associés pour la prochaine période 2024-2027. L'ensemble de ces éléments sont présentés plus en détails dans une proposition de délibération ad hoc inscrite à l'ordre du jour de la séance du comité syndical du 17 octobre 2023 (cf. rapport n° 24 dédié au renouvellement de la convention PPI 2024-2027).

Globalement, le Siéml tire un bilan positif de ces investissements puisque :

- › l'engagement financier du concessionnaire Enedis pour le programme pluriannuel d'investissement 2020-2023 a été atteint. Il était de 9 400 k€ sur la totalité de la période et les données à fin 2022 attestent de 9 535 k€ de dépenses d'investissements au titre du présent PPI ;
- › concernant les quantités d'ouvrages à renouveler, moderniser, renforcer ou construire pour les besoins de développement du réseau électrique, la plupart des objectifs techniques ont également été atteints à fin 2022, à l'exception de ceux relatifs au renouvellement BT fils nus

et BT fils nus de faible section, au renouvellement HTA CPI et au traitement des transformateurs HTB/HTA. Ces derniers seront atteints à la fin de la période grâce aux investissements réalisés au titre de l'année 2023 ;

- › les investissements réalisés par le concessionnaire sur les zones prioritaires d'investissements permettent effectivement d'atteindre la plupart des valeurs repères définies dans le cadre du schéma directeur d'investissements ;
- › ces investissements concourent effectivement à la fiabilisation générale des réseaux de distribution publique d'électricité et à l'amélioration de la fourniture d'électricité puisque les indicateurs "qualité" sont en amélioration continue depuis plusieurs années : respect durable des seuils du décret qualité et réduction du temps moyen de coupure par usager (critère B) par exemple ;
- › l'évolution des zones prioritaires d'investissements entre le premier et ce second PPI attestent également de cette dynamique positive puisque, à critères équivalents, on recense sur ce second PPI 22 % de communes prioritaires en moins, plus aucune commune avec plus de 100 clients mal alimentés sur le département, et 31 % de départs HTA prioritaires en moins.

### Le suivi de la convention transition énergétique 2020-2023

Dans le cadre de l'application de la convention locale dédiée à la transition énergétique, diverses coopérations opérationnelles se sont poursuivies entre Enedis et le Siéml tout au long de l'année 2022 :

- › **Pour l'axe « maîtrise de la consommation et de la pointe électrique »**, des échanges ont eu lieu avec Enedis pour sensibiliser les territoires à l'approche de l'hiver aux tensions offre-demande sur le système électrique, aux risques de délestages, et aux éco-gestes pouvant être mis en œuvre pour limiter les éventuels déséquilibres. Des interventions en réunion de Bureau et au Forum de l'énergie ont notamment été organisées ;
- › **Pour l'axe « intégration des énergies renouvelables »**, une expérimentation nationale a été lancée en Maine-et-Loire pour « examiner les conditions permettant de mutualiser les coûts de raccordement producteurs entre porteurs de projets photovoltaïques BT concomitants ». Cette expérimentation s'est matérialisée par la signature en 2020 d'une convention de partenariat entre le Siéml, Enedis et Hespul et par sa déclinaison opérationnelle tout au long de l'année 2021 et 2022. Au total, une dizaine de comités de pilotage et comités techniques se sont tenus et diverses actions ont été engagées par les parties : analyses de cas pratiques théoriques, organisation de webinaire d'information à destination de porteurs de projets photovoltaïque intéressés, réflexions sur les impacts en termes de maîtrise d'ouvrage, etc. Un bilan croisé Enedis-Siéml devrait désormais être réalisé de cette expérimentation courant 2023-2024.
- › **Pour l'axe « développement vertueux et cohérent des nouveaux usages »**, plusieurs collaborations ont vu le jour et ont permis au Siéml et à Enedis de partager leurs expertises. Un certain nombre de projets portés et pilotés par le Siéml ont été enrichis par les échanges entre le syndicat et le gestionnaire de réseau Enedis, au premier rang desquels l'élaboration du schéma directeur des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (SDIRVE) et le projet d'autoconsommation collective sur la ZAC de Beuzon.

Comme pour le PPI, 2023 a lancé les discussions locales entre Enedis et le Siéml pour le renouvellement de cette convention transition énergétique. Dans le but de se conformer aux recommandations faites par la Chambre régionale des comptes, le Siéml souhaite profiter de ce renouvellement pour dresser un véritable plan d'actions, entre le gestionnaire de réseau et le syndicat, en faveur de la transition énergétique des territoires. Des éléments plus opérationnels, associés d'indicateurs de suivi, pourraient en effet utilement être ajoutés à cette nouvelle convention de partenariat. Ce dossier fera l'objet d'une délibération spécifique avant la fin de l'année, au cours de laquelle l'ensemble des voies de progrès sera présenté plus en détail.

## 4. LES PRINCIPALES ANALYSES COMPLÉMENTAIRES MENÉES EN 2022-2023

Dans le cadre de ses missions d'autorité concédante et de contrôle concessif, le Siéml réalise chaque année un ensemble d'analyses complémentaires portant sur des enjeux structurants de la concession électrique. De même, il assure au fil de l'eau une mission de « contrôle continu » et répond aux sollicitations des élus et des usagers sur les sujets liés à la distribution publique d'électricité : qualité de fourniture, déplacement d'ouvrage, vétusté des supports, incident sur le réseau, dommage lié à une opération, etc...

Une synthèse des analyses complémentaires suivantes, menées en 2022-2023, est disponible en annexe du présent rapport :

- › Quelques rappels issus du contrôle concessif continu sont ainsi présentés :
  - Le cas des postes tours : quelle prise en compte dans le cadre du contrat de concession ?
  - L'implantation des compteurs et la réalisation des ouvrages de branchement : qui fait quoi ?
  - Les demandes de modification de puissance et de déplacement des compteurs à l'initiative des particuliers : quelle procédure à suivre ?
- › Fin du déploiement des compteurs Linky : bilan et perspectives ;
- › Délais de raccordement : un enjeu fort d'amélioration à la fois au niveau national et au niveau local
- › Les tarifs réglementés de vente : où en est-on ?
- › Réforme de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) : 2023, première année d'application complète du dispositif de centralisation de la fiscalité électrique ;
- › Gestion patrimoniale : vers une fiabilisation des inventaires ;
- › Passage de l'hiver et tensions sur les réseaux électriques : un enjeu de coordination territoriale ;
- › La politique de réactivité du réseau d'Enedis et le déploiement des organes de manœuvres télécommandés (OMT) ;
- › Le plan aléas climatiques d'Enedis : quelle incidence du dérèglement climatique sur les réseaux électriques ?
- › Réponse groupée de l'entente régionale Territoire d'énergie Pays de la Loire à la consultation sur le renouvellement du S3REnR.

## 5. CONCLUSION

### Les principaux points positifs

- Une dynamique d'augmentation des raccordements d'installations de production qui se poursuit en 2022 et qui permet d'atteindre un taux d'énergie consommée et produite localement de 17,9 % à l'échelle du département. Cette dynamique est notamment permise par une capacité du réseau à accompagner les développements locaux, avec un faible nombre de contraintes sur les départs HTA et BT et des instruments de planification facilitants pour les collectivités locales (S3REnR notamment).
- Les réseaux de distribution publique d'électricité présentent des caractéristiques satisfaisantes, avec des parts de linéaires sensibles (aériens nus de faible section, isolation papier et réseaux âgés de plus de 40 ans) relativement faibles par rapport à d'autres concessions similaires. De plus, la qualité et la continuité de fourniture suivent une bonne dynamique, avec un critère B (temps de coupure moyen par usager) en globale diminution depuis plusieurs années.
- Sur le plan financier, l'échéance de la loi ELAN en novembre 2020 a permis de poursuivre la fiabilisation de la localisation des ouvrages et de faire entrer en concession l'intégralité des colonnes montantes qui n'ont pas été revendiquées par les co-propriétaires. Les travaux d'individualisation et de localisation des ouvrages se sont poursuivis en 2021 et 2022 sur les autres natures de branchements et ont permis leur transcription comptable dans les comptes d'Enedis de 2022.
- Après deux exercices avec des investissements sur les réseaux en légère diminution (2020 et 2021), les montants totaux d'investissements du concessionnaire Enedis au titre de l'exercice 2022 repartent à la hausse par rapport à 2021 (+ 10 %). Ils atteignent au global 44,421 M€ et sont majoritairement portés par les investissements dédiés aux raccordements (consommateurs et producteurs) qui ne cessent d'augmenter d'une année sur l'autre. Les investissements dédiés à la performance et à la modernisation des réseaux se stabilisent en 2022, après plusieurs années de baisse entre 2016 et 2021. Le Siéml s'attachera à suivre ces évolutions et notamment les éventuelles incidences en termes de qualité de la distribution publique d'électricité sur le département. Des analyses pourront utilement être réalisées conjointement avec le gestionnaire de réseau pour objectiver plus finement et à la maille de la concession Siéml les impacts des programmes de rénovation programmée sur la qualité de la distribution publique d'électricité.
- Le programme pluriannuel d'investissement (PPI) pour la période 2020-2023 connaît un rythme de réalisation satisfaisant : à fin 2022, l'engagement financier du concessionnaire a été atteint avec un an d'avance et les divers objectifs techniques associés sont également atteints ou en passe de l'être. Le Siéml et Enedis se sont réunis au cours de l'année 2023 pour renouveler ce programme d'investissements sur la période 2024-2027. Une présentation plus approfondie de ce dossier sera faite au travers de la délibération dédiée et du rapport de contrôle pour l'année 2023.
- En 2021, le Siéml avait souligné son regret global à l'encontre du manque de concertation des concessionnaires Enedis et EDF dans le cadre des campagnes de vérification des disjoncteurs et campagnes d'adaptation des puissances du parc d'éclairage public des collectivités notamment. Cette année, et bien que les méthodes industrielles des concessionnaires n'aient pas vraiment évoluées, le Siéml tient à remercier les concessionnaires pour le dialogue constructif établi dans le cadre des actions de formation proposées aux agents techniques du Siéml et d'Enedis sur des cas pratiques de répartition de maîtrise d'ouvrage complexe.

## Les principaux points à surveiller

- Un réseau HTA majoritairement aérien (62 % contre 48 % au niveau national en 2022) avec des longueurs importantes à pérenniser (zones bois et faibles sections). Cette organisation de la distribution publique d'électricité, bien qu'en cohérence avec les caractéristiques géographiques de la concession, fait peser plus de la moitié des incidents HTA sur le réseau aérien du fait de sa vulnérabilité aux aléas climatiques. Le risque climatique sur ces réseaux est pris en compte et des actions (par enfouissement, renforcement, abatage ou mise en œuvre d'organes de manœuvre télécommandés – OMT) sont mis en œuvre pour limiter son impact.
- Les incidents HTA représentent environ 80 % du temps de coupure moyen sur incident. Près de 60 % de ces incidents surviennent sur le réseau HTA aérien et plus de la moitié de ceux-ci concernent les accessoires aériens (armements, attaches, isolateurs, raccords, ponts, ...).
- Le réseau BT aérien nu en Maine-et-Loire représente encore à fin 2022 plus de 25 % du linéaire BT aérien total, contre 12,3 % en moyenne au niveau national. 6,5 % du réseau BT aérien de la concession est notamment composé de faibles sections aériennes contre 3 % en moyenne au niveau national. Ce réseau est considéré comme cinq fois plus incidentogène que les réseaux BT torsadés et souterrain. Les programmes travaux d'Enedis et du Siéml devront continuer à prioriser les investissements de nature à renforcer de manière pérenne la robustesse et la résilience du réseau aérien face aux aléas climatiques.
- Un niveau d'équipements en organes de manœuvre télécommandés qui a progressé et qui améliore la réactivité face aux incidents HTA mais qui reste à consolider dans la durée pour assurer durablement une desserte de qualité sur le département.
- Le critère B travaux 2022 est supérieur de 4 % à celui de 2021. Il est de 26,7 minutes et représente 40 % du critère B global. Cette hausse s'explique en grande partie par l'augmentation de 11 % du critère B travaux HTA, causé principalement par un fort programme d'élagages et de rénovations programmées au cours de ces dernières années.
- Les taux d'incidents aux 100 km sur le réseau HTA et le réseau BT souterrain sont globalement satisfaisants et meilleurs que les moyennes nationales sur ces dernières années. En revanche, les taux d'incident des réseaux BT aériens y sont nettement supérieurs, du fait notamment de la forte sensibilité des réseaux BT aériens nus. Par ailleurs, entre la période d'analyse 2018-2022 et la période 2013-2017, les taux moyennés d'incidents par an aux 100 km, toutes causes confondues et hors tiers, ont augmenté pour de nombreuses catégories étudiées : souterrain HTA, souterrain HTA CPI, souterrain BT, aérien BT, aérien BT, aérien nu BT. Le niveau satisfaisant des taux d'incidents au global ne doit donc pas masquer ce sujet de préoccupation que le Siéml tâchera de suivre avec vigilance lors des prochains exercices de contrôle.
- Le Siéml tient cette année encore à signaler le délai moyen élevé entre l'accord client et la facturation intégrant la réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT  $\leq 36$  kVA. En Maine-et-Loire, ce délai diminue depuis quelques exercices pour les raccordements sans extension, mais il atteint à fin 2022 en moyenne de 84 jours calendaires (contre 73 au niveau national). Pour les raccordements avec extension, ce délai est en augmentation en 2022 et atteint en moyenne 191 jours calendaires (contre 147 au niveau national). Des groupes de travail se sont réunis cette année au niveau régional raccourcir les délais de raccordement. Le Siéml restera particulièrement vigilant à ce sujet, en cohérence avec l'ambition affichée par le gestionnaire de réseau lui-même dans son Plan industriel et humain (PIH) visant à diviser par deux le délai de raccordement d'ici la fin 2022.

- Dans une logique de fiabilisation de son inventaire patrimonial, le Siéml souhaiterait dans les prochaines années investir ce sujet, en coordination avec le gestionnaire de réseau Enedis : fiabilisation inventaire parcellaire, inventaire des supports aériens, cohérence des inventaires techniques et comptables, etc. Ce dossier fait notamment suite aux recommandations de la Chambre régionale des comptes et aux conclusions des groupes de travail organisés par la FNCCR au niveau national sur ce sujet. En effet et pour mémoire, la CRC a enjoint le Siéml à réaliser un effort tout particulier pour mieux retracer dans ses comptes les immobilisations concédées. Le syndicat doit ainsi s'efforcer d'intégrer dans son inventaire comptable, à l'actif comme au passif, non seulement les travaux qu'il réalise en tant que maître d'ouvrage, mais aussi ceux réalisés par le concessionnaire Enedis. Un important travail de coordination avec le gestionnaire de réseau devrait donc être opéré dans les prochaines années pour s'accorder sur les montants à intégrer comptablement. Le Siéml a intégré le groupe de travail dédié au niveau de la FNCCR et ne manquera pas de retracer l'évolution de ces échanges dans le cadre des prochains rapports de contrôle.

ÉLECTRICITÉ

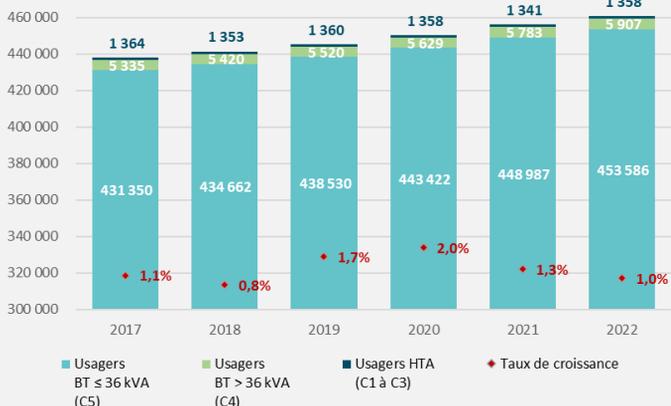
# ANNEXES



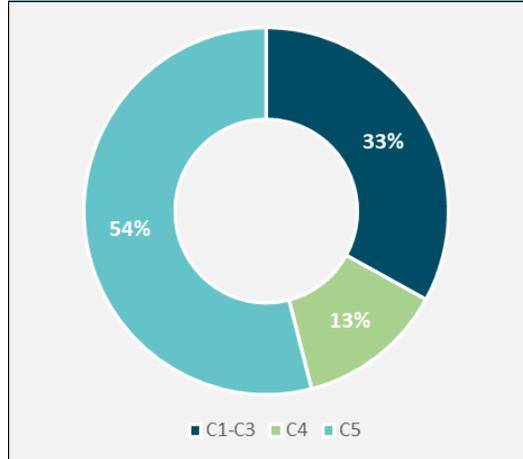
## RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

TABLEAUX DE BORD ET ANALYSES COMPLÉMENTAIRES À PARTIR  
DES DONNÉES DE CONCESSION AU 31 DÉCEMBRE 2022

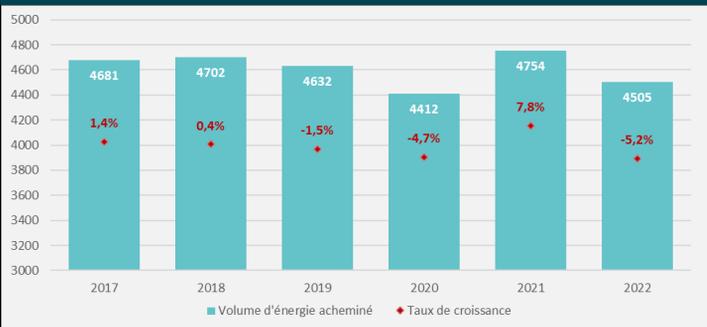
## Evolution du nombre d'usagers en soutirage



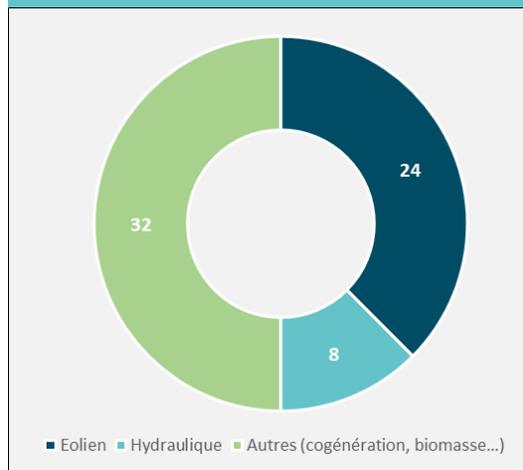
## Répartition des volumes d'énergie acheminée (2022)



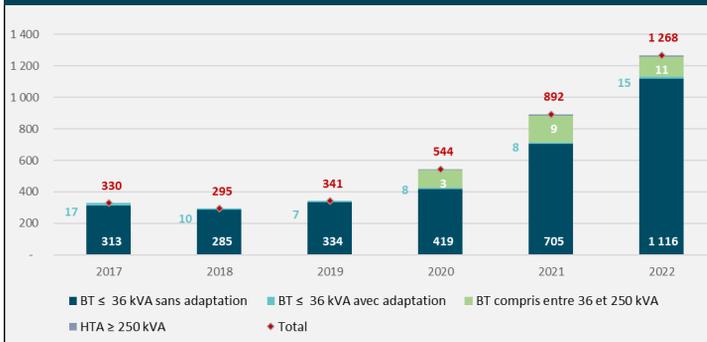
## Evolution du volume globale d'énergie consommée (GWh)



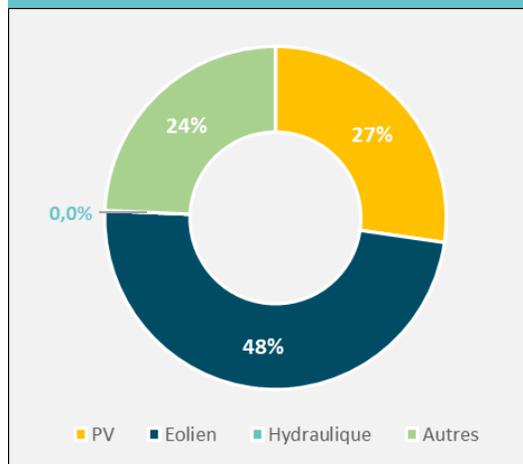
## Répartition du nombre d'installations de production EnR, hors photovoltaïque (2022)



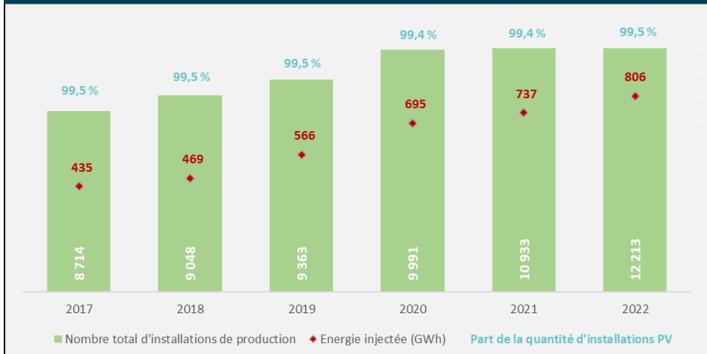
## Evolution du nombre de raccordement BT en injection



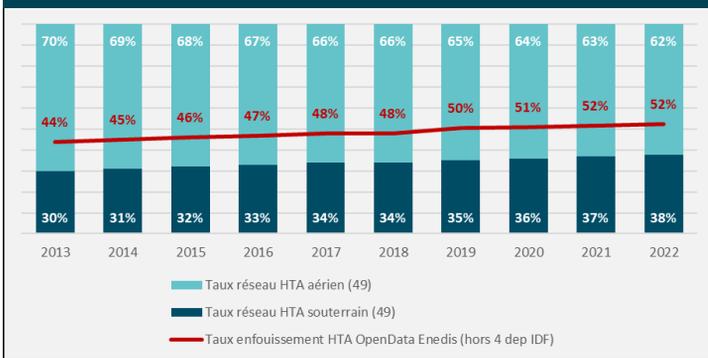
## Répartition de l'énergie produite par type de producteurs (2022)



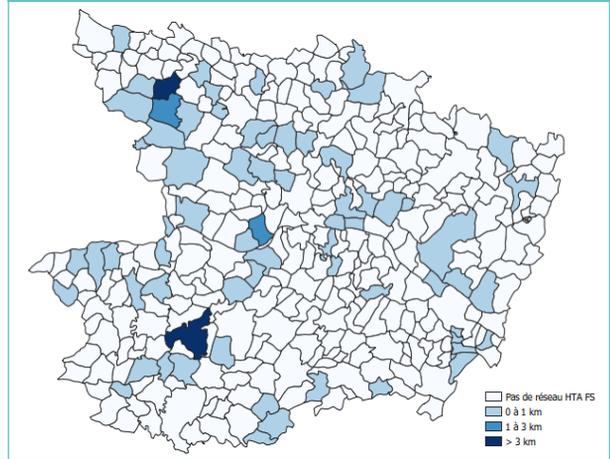
## Evolution du nombre d'installations de production



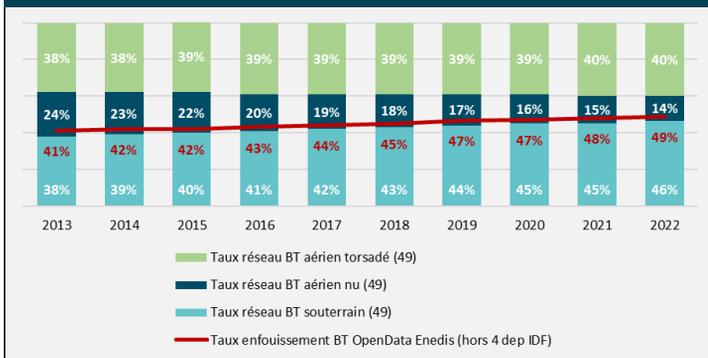
## Evolution du taux d'enfouissement HTA



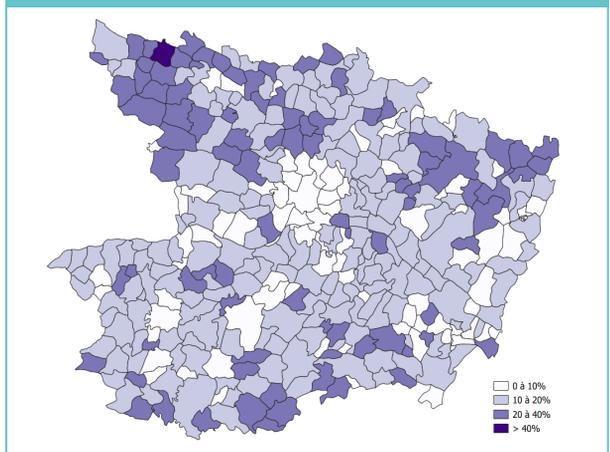
## Représentation cartographique des réseaux HTA aériens de faible section



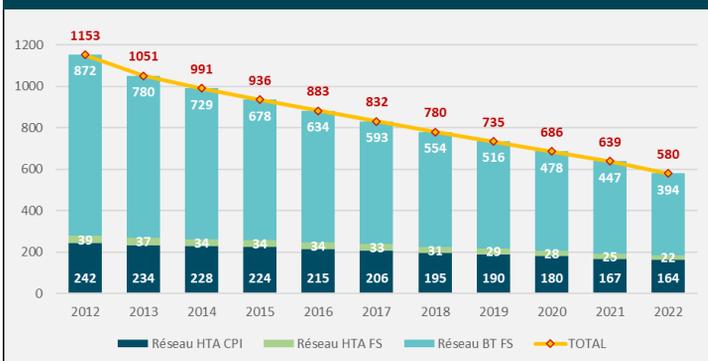
## Evolution du taux d'enfouissement BT



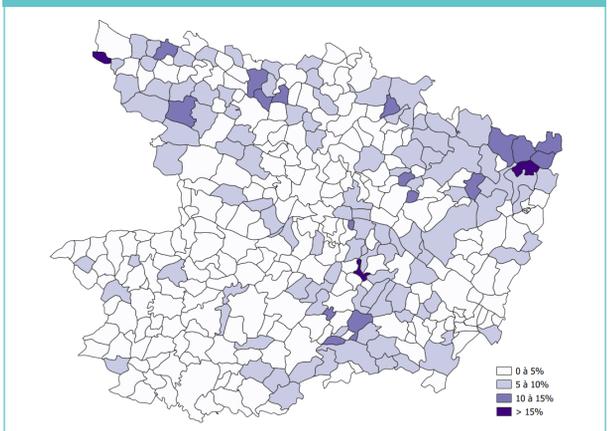
## Taux de réseau BT nu par commune ou communes déléguées par rapport au linéaire BT



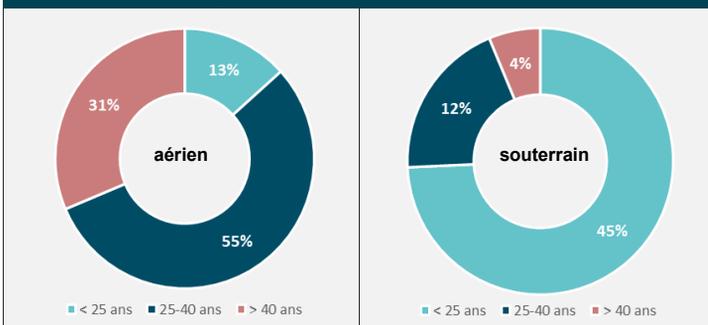
## Evolution des stocks de réseaux sensibles



## Taux de réseau BT faible section par rapport au linéaire BT total



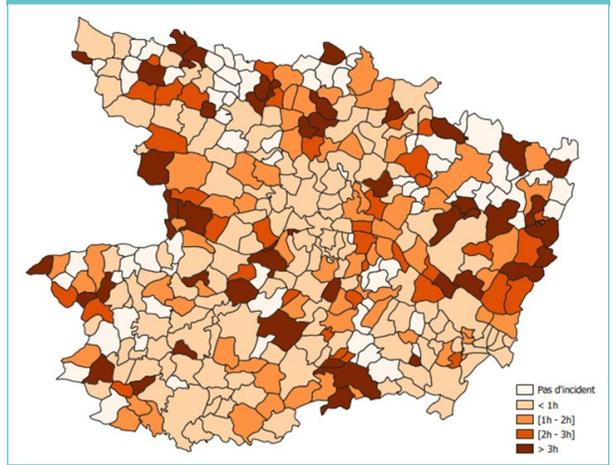
## Age des réseaux HTA (2022)



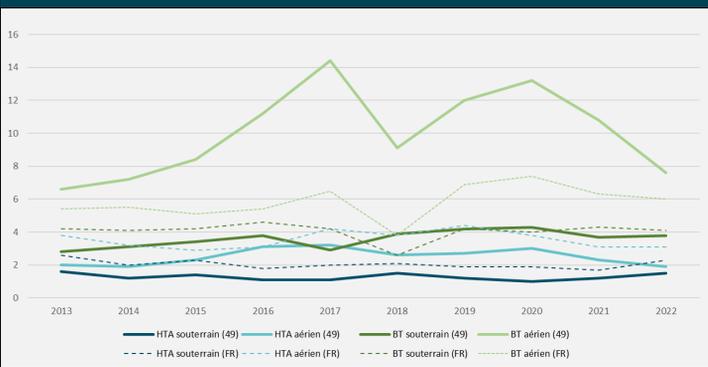
## Evolution du critère B toutes causes confondues



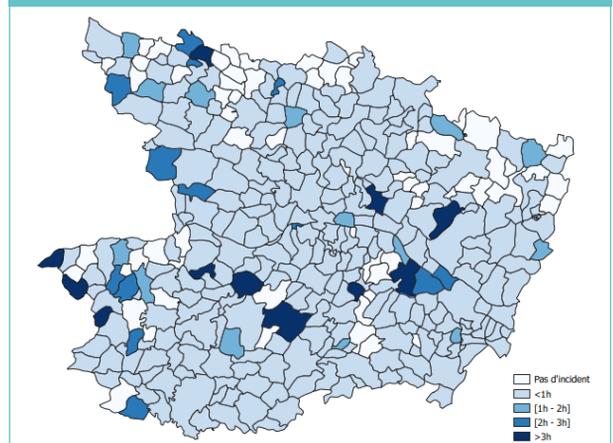
## Critère B incidents HTA, y compris exceptionnel (moyenne 2018-2022)



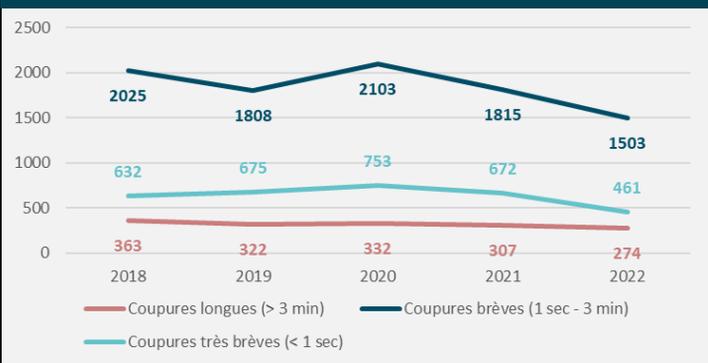
## Evolution taux d'incidents HTA et BT aux 100 km



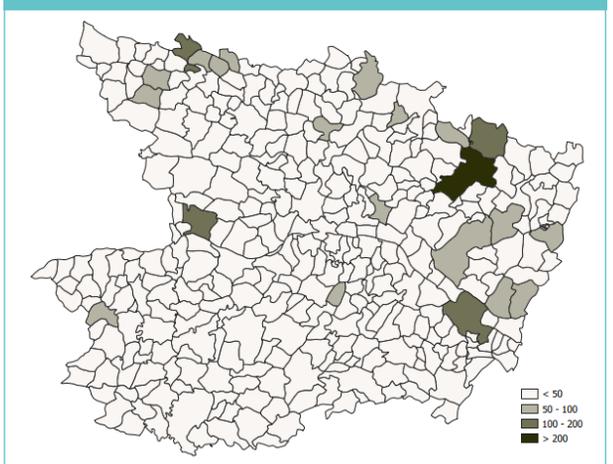
## Critère B incidents BT, y compris exceptionnels (moyenne 2018-2022)



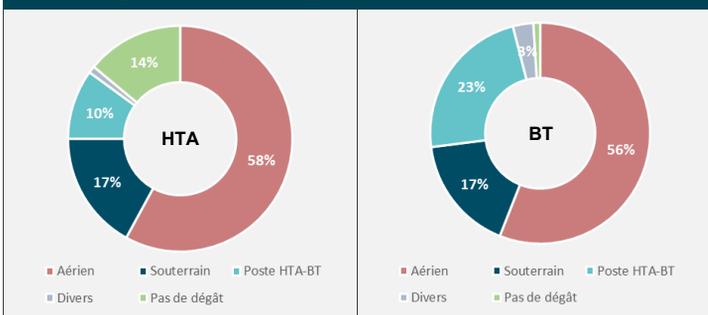
## Evolution du nombre de coupures par année



## Nombre de clients en dépassement d'au moins un des 3 seuils de continuité de fourniture (\*) (moyenne 2018-2022)

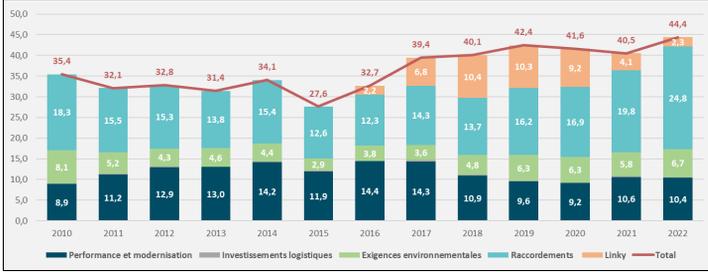


## Répartition des sièges des incidents HTA et BT

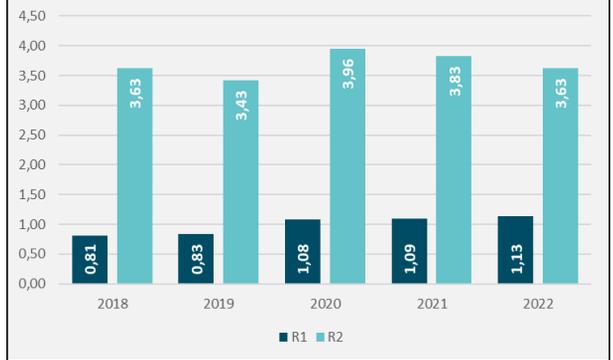


(\*) Seuils du décret qualité : 6 coupures longues, 35 coupures brèves, 13 heures de durée cumulée de ces coupures

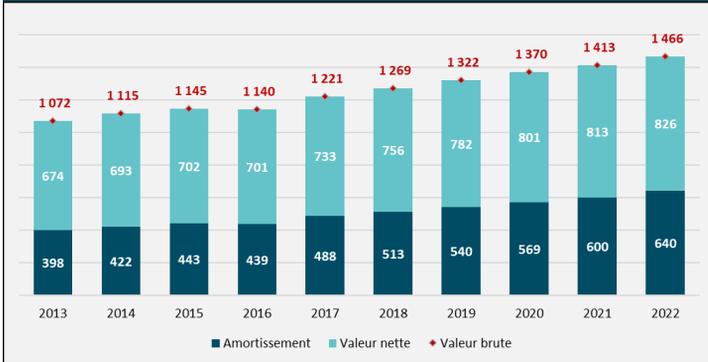
## Evolution des investissements du concessionnaire Enedis



## Evolution des redevances de concession (en M€)



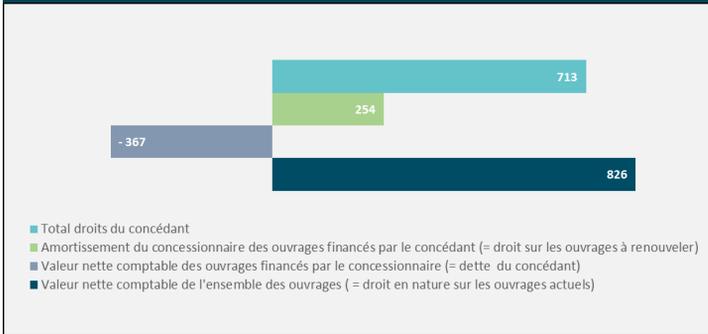
## Evolution de la valeur des ouvrages concédés (en M€)



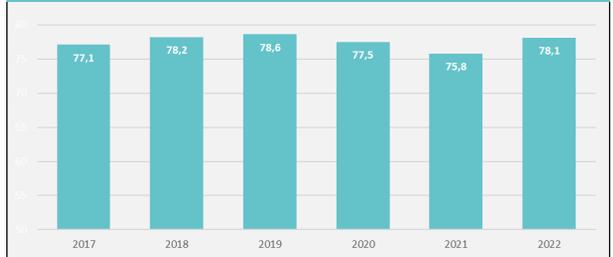
## Evolution de l'origine de financement de la valeur nette comptable (en k€)



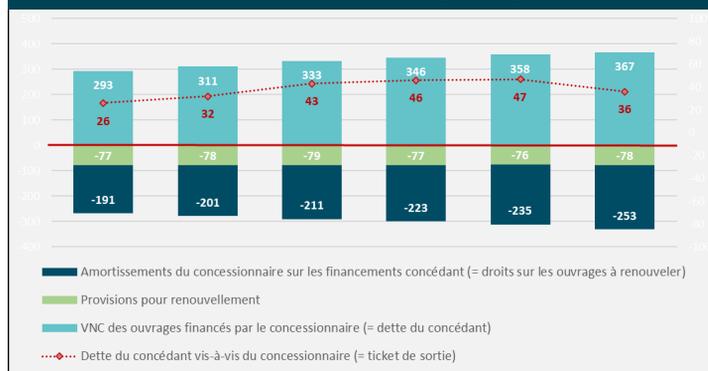
## Décomposition des droits du concédant en M€ (2022)



## Evolution des provisions pour renouvellement (en M€)



## Evolutions des dettes et créances réciproques – Ticket de sortie du concédant (en M€)



## Evolution des droits du concédant (en M€)



# INVESTISSEMENTS PROGRAMMÉS

## SUIVI DU PROGRAMME PLURIANNUEL



Conformément aux dispositions du cahier des charges de concession et à la convention dédiée au programme pluriannuel d'investissement (PPI) pour la période 2020-2023, un suivi annuel technique et financier du PPI est réalisé chaque année entre le Siéml et Enedis.

A fin 2022, l'engagement financier du concessionnaire a été atteint et dépassé : 9 535 k€ ont été investis par Enedis sur les zones et programmes prioritaires d'investissements co-définis contractuellement (engagement global fixé à 9 400 k€). Concernant les objectifs techniques, la plupart des items ont été atteint ou devraient l'être à fin 2023. Les deux tableaux ci-dessous synthétisent le suivi du PPI 2020-2023, à la fois d'un point de vue financier (tableau 1) et technique (tableau 2).

A noter que l'année 2023 a été marquée par le lancement des négociations locales entre Enedis et le Siéml pour le renouvellement de la convention PPI pour la période 2024-2027.

Ces négociations ont permis de faire le bilan du PPI 2020-2023, d'actualiser le diagnostic technique de la concession, d'identifier les nouvelles zones prioritaires d'investissements et de définir les nouveaux montants d'engagements financiers du concessionnaire ainsi que les objectifs techniques associés pour la prochaine période 2024-2027. L'ensemble de ces éléments sont présentés plus en détails dans le projet de délibération dédiée inscrit à l'ordre du jour du comité syndical du 27 octobre 2023.

Dépenses d'investissements pour l'amélioration du patrimoine	Total prévisions d'investissements PPI 2020-2023 (en k€)	Suivi du PPI 2020-2023					Réalisé en cumulé à fin 2022
		Réalisé 2020	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Réalisé 2023		
<b>Investissements pour la performance du réseau</b>							
Climatique-sécurisation	1 575 k€	605	859	495		1 959 k€	
Modernisation des réseaux	7 175 k€	1 560	3 370	2 281		7 211 k€	
<b>Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes</b>							
Sécurité et obligations réglementaires	650 k€	85	56	224		365 k€	
<b>TOTAL</b>	<b>9 400 k€</b>	<b>2 250</b>	<b>4 285</b>	<b>3 000</b>		<b>9 535</b> ✓	

Ouvrages et finalités des investissements	Périmètre	Quantité pour la période 2020-2023	Suivi du PPI 2020-2023					Réalisé cumulé à fin 2022
			Réalisé 2020	Réalisé 2021	Réalisé 2022	Réalisé 2023		
<b>Réseau BT</b>								
Renouvellement BT fils nus	Zones prioritaires	45 km	8,8	13,3	10,1		32,2 ✓	
dont BT nus faible section	Zones prioritaires	dont 25 km	2,9	6,6	6,2		15,7	
<b>Réseau HTA</b>								
Renouvellement HTA aérien de faible section	Zones prioritaires	3 km	0,9	0,4	2		3,3 ✓	
Travaux de structure HTA risque bois	Zones prioritaires	4 km	2	1,1	2,6		5,7 ✓	
Travaux PDV HTA aérien	Zones prioritaires	90 km	23,6	39,4	46,4		109,4 ✓	
Renouvellement HTA souterrain CPI	Concession	16 km	2,7	10,9	1,8		15,4 ✓	
Ajout de points de coupure télécommandé	Concession	40	19	24	9		52 ✓	
Traitement transformateurs HTB/HTA	Concession	7	1	2	1		4	

# TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

## SUIVI DE LA CONVENTION DE PARTENARIAT



### Les 3 axes de la convention 2020-2023

Dans le cadre de l'application de la convention locale dédiée à la transition énergétique, diverses coopérations opérationnelles se sont poursuivies entre Enedis et le Siéml tout au long de l'année 2022.

→ **Pour l'axe « maîtrise de la consommation et de la pointe électrique »**, des échanges ont eu lieu avec Enedis pour sensibiliser les territoires à l'approche de l'hiver aux tensions offre-demande sur le système électrique, aux risques de délestages, et aux éco-gestes pouvant être mis en œuvre pour limiter les éventuels déséquilibres. Des interventions en réunion de Bureau et au Forum de l'énergie ont notamment été organisées.

→ **Pour l'axe « intégration des énergies renouvelables »**, une expérimentation nationale a été lancée en Maine-et-Loire pour « examiner les conditions permettant de mutualiser les coûts de raccordement producteurs entre porteurs de projets photovoltaïques BT concomitants ». Cette expérimentation s'est matérialisée par la signature en 2020 d'une convention de partenariat entre le Siéml, Enedis et Hespul et par sa déclinaison opérationnelle tout au long de l'année 2021 et 2022. Au total, une dizaine de comités de pilotage et comités techniques se sont tenus et diverses actions ont été engagées par les parties : analyses de cas pratiques théoriques, organisation de webinaire d'information à destination de porteurs de projets photovoltaïque intéressés, réflexions sur les impacts en termes de maîtrise d'ouvrage, etc. Un bilan croisé Enedis-Siéml devrait désormais être réalisé de cette expérimentation courant 2023-2024.

→ **Pour l'axe « développement vertueux et cohérent des nouveaux usages »**, plusieurs collaborations ont vu le jour et ont permis au Siéml et à Enedis de partager leurs expertises. Un certain nombre de projets portés et pilotés par le Siéml sont enrichis par les échanges entre le syndicat et le gestionnaire de réseau Enedis : l'élaboration du schéma directeur des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (SDIRVE), le projet d'autoconsommation collective sur la ZAC de Beuzon, etc.

### Lancement des négociations pour le renouvellement de la convention 2024-2027

A noter que l'année 2023 a été marquée par le lancement des négociations locales entre Enedis et le Siéml pour le renouvellement de cette convention transition énergétique.

Dans le but de se conformer aux recommandations faites par la Chambre régionale des comptes, le Siéml souhaite profiter de ce renouvellement pour dresser un véritable plan d'actions, entre le gestionnaire de réseau et le syndicat, en faveur de la transition énergétique des territoires. Des éléments plus opérationnels, associés d'indicateurs de suivi, pourraient utilement être ajoutés à cette nouvelle convention de partenariat. Ce dossier fera l'objet d'une délibération spécifique en 2023 dans laquelle l'ensemble des éléments travaillés seront présentés plus en détails.

CHIFFRES CLÉS

**12 213**  
installations de production  
d'énergie renouvelable sur le département

**+ 35 %**  
d'augmentation du nombre de producteurs  
EnR entre 2018 et 2022

**806 GWh**  
d'énergie injectée sur le réseau

**17,9 %**  
de l'énergie consommée en Maine-et-Loire  
est produite localement

# CONTRÔLE CONTINU (1/2)

## QUELQUES RAPPELS CONTRACTUELS



### Le cas des postes tours

L'article 4 de l'annexe 1 de cahier des charges de concession précise le cadre contractuel en vigueur pour les projets de remplacement des postes tours en service :

*« Les postes de distribution publique d'électricité appelés « postes tour » sont des ouvrages particulièrement volumineux et souvent disgracieux. Leur suppression peut intervenir dans le cadre des travaux d'effacement des réseaux, de renforcement des ouvrages, de vétusté constatée ou lorsqu'ils mettent en jeu la sécurité des personnes et des biens.*

*L'importance, l'aspect général et l'ancienneté de ces installations, parfois situées dans un centre-ville ou centre-bourg rénové, conjugués à la sensibilité grandissante des élus et de leurs administrés à la qualité de leur environnement, nécessitent d'engager une réflexion commune sur l'avenir de ces ouvrages de distribution.*

*L'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution peuvent s'engager à remplacer ces ouvrages par voie de convention particulière entre les deux parties. »*

Dans le cadre de projet de réaménagement locaux ou de travaux sur le réseau de distribution publique d'électricité, une concertation entre l'AODE et le gestionnaire de réseau est donc nécessaires avant de s'engager auprès des collectivités pétitionnaires à déposer les postes tours en service.

### L'implantation des compteurs et la réalisation des ouvrages de branchement

Dans le cadre du déploiement des compteurs Linky ou à la suite de travaux réalisés sur le réseau de distribution publique d'électricité, il arrive parfois que des clients soient dans l'obligation de remettre en conformité leur installation électrique et de déplacer leur compteur électrique en limite de propriété. Lorsque cela arrive, le Siéml est parfois sollicité et tient donc à rappeler le cadre qui s'applique en matière d'implantation des compteurs électriques et de réalisation des ouvrages de branchement.

Il existe deux types de branchement, selon la distance entre le futur coffret de branchement situé à la limite de votre propriété et votre tableau de répartition :

→ **Les branchements de type 1** : il est autorisé lorsque la longueur du câble de branchement en zone privative est inférieure à 30 mètres. Le coffret de branchement est installé en limite du domaine public. Le câble de la dérivation individuelle, mis sous fourreau, est enterré dans le terrain du client. Le disjoncteur de branchement et le compteur fournis et posés par Enedis sont installés à l'intérieur de la propriété du client. Le point de livraison est situé aux bornes de sortie du disjoncteur de branchement.

→ **Les branchements de type 2** : il est obligatoire lorsque la longueur du câble de branchement en zone privative est supérieure à 30 mètres. En plus du coffret de branchement, un deuxième coffret comprenant le disjoncteur de branchement et le compteur doit être installé en limite du domaine public. Le point de livraison est situé aux bornes aval du disjoncteur de branchement. Un interrupteur de coupure d'urgence à proximité du tableau de répartition situé à l'intérieur de la propriété du client doit être posé par un électricien.

Le mode d'emploi détaillé des prestations de raccordement pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA est disponible sur le site internet d'Enedis.

### Les interlocuteurs territoriaux d'Enedis en Maine-et-Loire

 Jean-Philippe THIERRY Interlocuteur Territorial 02 41 93 24 34 06 23 53 39 60	
 Pascal PAILLIER Interlocuteur Territorial 02 41 93 26 35 06 60 73 46 36	
 Philippe CLAVIER Interlocuteur Territorial 02 41 93 27 55 06 61 59 03 60	

# CONTRÔLE CONTINU (2/2)

## QUELQUES RAPPELS CONTRACTUELS



### Les demandes de modification de puissance et de déplacement des compteurs électriques à l'initiative des particuliers

Conformément au cadre réglementaire en vigueur et au cahier des charges de concession, seul Enedis est habilité à réaliser des interventions techniques sur les ouvrages électriques reliant votre installation au réseau public de distribution d'électricité. Ces interventions sont à distinguer des interventions sur l'installation électrique intérieure des particuliers qui sont, quant à elles, à adresser à un électricien. Par ailleurs, lorsque la demande de déplacement de compteur électrique est associée à une modification du contrat de fourniture (modification de puissance, résiliation, etc.), il est nécessaire d'adresser une demande préalable au fournisseur d'énergie.

C'est notamment sur ce dernier cas de figure, déplacement d'ouvrage avec modification du contrat de fourniture, que le Siéml et Enedis ont parfois été sollicités en 2022 et 2023 ; l'occasion de rappeler les procédures à suivre :

→ **Transmettre une demande de modification de puissance au fournisseur d'énergie** car une modification de puissance engendre une modification du contrat de fourniture établi. Une analyse technique sera réalisée par le fournisseur pour vérifier si la nouvelle puissance demandée peut être délivrée avec le branchement et tableau de comptage existants :

(a) si la puissance peut être fournie, aucuns travaux ne seront nécessaires et la modification de contrat pourra être immédiate ;

(b) si la puissance ne peut pas être fournie, le fournisseur sollicitera Enedis afin de réaliser les travaux nécessaires et attendra la fin desdits travaux avant de modifier le contrat ;

(c) si le projet s'accompagne d'une demande de déplacement du branchement et du tableau de comptage, le fournisseur sollicitera Enedis afin de réaliser les travaux nécessaires et attendra la fin desdits travaux avant de modifier le contrat.

→ **Transmettre certaines informations indispensables à Enedis pour la réalisation des travaux** : le point de livraison, la description précise du projet, le plan de masse du projet, l'échéance souhaitée de réalisation des tra-

voux. En complément, il est souhaitable de transmettre un plan de situation (extrait du cadastre disponible sur le site [www.cadastre.gouv.fr](http://www.cadastre.gouv.fr)) et tous documents ou photos qui faciliteront le traitement de la demande. À réception de la demande complète, un interlocuteur raccordement Enedis est affecté au dossier pour accompagner le client dans les différentes étapes de son projet.

→ **Valider la solution technique avec Enedis** pour la réalisation des travaux et le calendrier associé.

→ **Finaliser le dossier avec le fournisseur** qui, à la fin des travaux, facturera directement au pétitionnaire les travaux réalisés en lien avec la modification du contrat demandée.

Dans le cas où le client souhaite déplacer son branchement, son coffret ou son compteur, sans faire de modification de puissance, alors l'étape 1 est inutile et il peut faire sa demande de déplacement directement sur le portail raccordement d'Enedis. Au moment de l'étape 3 et de la validation de la solution technique, Enedis établira un devis valable 3 mois. Pour formaliser l'accord, le client doit alors signer le devis et payer un acompte. Le solde de la facture sera demandé uniquement à la fin des travaux.

Enedis et le Siéml se tiennent à disposition des pétitionnaires pour les accompagner dans leurs projets de raccordement mais ne peuvent toutefois pas se substituer à eux pour la réalisation des demandes officielles auprès des fournisseurs ou du gestionnaire de réseau. Ces demandes comprenant des données personnelles, il appartient au client d'engager les démarches.

#### POUR ALLER PLUS LOIN

Pour rappel, votre interlocutrice pour l'ensemble de vos questions liées au cadre contractuel en vigueur :

#### Clémence MARIE

Chargée de mission contrôle, prospective et concertation  
c.marie@sieml.fr - 06 71 16 83 80

# TARIFS RÉGLEMENTÉS

## OÙ EN EST-ON ?



### Contexte et rappel : qui est concerné ?

Depuis la loi n°2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, et notamment son article 64, la fin partielle des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) – déjà engagée depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2016 pour les consommateurs professionnels ayant une puissance sous-crite maximale strictement supérieure à 36 kVA – s'est étendue au 1<sup>er</sup> janvier 2021 aux « petits sites professionnels », c'est-à-dire aux sites de puissances de soutirage inférieure à 36 kVA, qui emploient 10 personnes ou plus ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le bilan annuel excèdent 2 millions d'euros.

**En somme, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, seuls les clients résidentiels, les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble à usage d'habitation, ainsi que les clients non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes, et dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels n'excèdent pas 2 millions d'euros sont éligibles aux TRVE.**

Ces clients éligibles devront attester du respect de ces critères pour toute nouvelle souscription ou modification d'un contrat aux TRVE.

### Les barèmes de calcul des tarifs réglementés

Depuis le 7 décembre 2015, les barèmes des TRV sont établis par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et proposés aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie (article L. 337-4 du code de l'énergie), suivant une méthode de calcul dite « par empilement ». Ils sont établis par addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), du coût du complément d'approvisionnement au prix de marché, de la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité, des coûts de commercialisation et d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

### La proposition d'évolution des tarifs de la CRE

La commission de régulation de l'énergie (CRE) a publié une délibération le 19 janvier 2023, portant proposition d'évolution des tarifs réglementés de vente d'électricité. Elle proposait une évolution du niveau moyen des TRVE

de + 108,70 % HT (soit 175,61 €/MWh HT) par rapport aux tarifs gelés en vigueur, soit :

- + 108,91 % HT soit + 175,41 €/MWh HT pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 106,88 % HT soit + 177,52 €/MWh HT pour les tarifs bleus professionnels.

Cette hausse très importante par rapport aux grilles gelées en vigueur est la conséquence des deux effets principaux suivants : (1) le niveau exceptionnellement élevé des prix de gros l'année 2023 par rapport à ceux de 2022, qui induit une hausse considérable des coûts d'approvisionnement des fournisseurs, que le niveau des TRVE doit prendre en compte ; (2) les conséquences à apurer du gel tarifaire appliqué en 2022 pour refléter la réalité in fine des coûts de l'empilement tarifaire, incluant les effets des 20 TWh d'ARENH supplémentaires.

### Le plafonnement de la hausse des tarifs réglementés

Pour le mouvement tarifaire au 1<sup>er</sup> février 2023, le gouvernement n'a pas retenu l'ensemble des grilles TRVE proposées par la CRE, et a décidé par arrêté paru au Journal officiel du 31 janvier 2023, de plafonner la hausse à 15 % en moyenne TTC, puis par arrêté paru au Journal officiel du 28 juillet 2023 de plafonner la hausse à 10 % en moyenne à partir du 1<sup>er</sup> août.

Conformément au code de l'énergie, la CRE calcule tout de même l'évolution théorique des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) qui aurait eu vocation à s'appliquer au 1<sup>er</sup> août 2023 sans bouclier tarifaire. Au 1<sup>er</sup> août 2023, les TRVE théoriques se situent désormais 74,5% TTC au-dessus des tarifs gelés actuellement en vigueur.

CHIFFRES CLÉS

**+ 10 %**

d'augmentation plafonnée des TRVE en moyenne TTC à partir du 1<sup>er</sup> août 2023

**258 659**

clients bénéficiaires des tarifs réglementés de vente en Maine-et-Loire

# CHÈQUE ÉNERGIE

## UN CHÈQUE EXCEPTIONNEL POUR 2022



### 2022 : un chèque énergie exceptionnel

L'année 2022 a été marquée par une hausse du prix des énergies sans précédent, amortie par le bouclier tarifaire décidé par l'État : le gouvernement a annoncé le 14 septembre 2022 le versement avant la fin de l'année 2022 d'un chèque énergie exceptionnel :

- les consommateurs déjà bénéficiaires d'un chèque énergie au titre de 2022 ont reçu un autre chèque énergie de 200 euros ;
- les ménages dont le revenu fiscal de référence par unité de consommation (RFR/UC) est supérieur ou égal 10 800 euros et inférieur à 17 400 euros, qui ne sont pas éligibles au chèque énergie classique, se sont vus attribuer un chèque énergie exceptionnel de 100 euros ; cela représentait environ six millions de nouveaux bénéficiaires.

### 2023 : le Siéml s'associe à la Journée nationale contre la précarité énergétique

Dans un contexte d'augmentation des coûts du gaz et de l'électricité et d'inégalité d'accès aux logements économiquement, les ménages les plus modestes se trouvent fragilisés par l'explosion de leurs dépenses énergétiques, subissent plus fortement les variations de température, été comme hiver, et se déplacent de plus en plus difficilement.

Dans le cadre de sa 8<sup>ème</sup> édition du Forum départemental de l'énergie, le Siéml invite élus, techniciens et partenaires à questionner les enjeux sociétaux et environnementaux de la précarité énergétique et à partager des initiatives pour agir localement. L'occasion d'échanger pour comprendre ce qu'est la précarité énergétique, témoigner des initiatives et politiques locales en vue d'améliorer le logement, et échanger sur les aides et régulations possibles pour agir sur le montant et le paiement de la facture énergétique.

### Info Watt : une nouvelle solution numérique

Conformément à la réglementation, EDF propose depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2022 aux clients bénéficiaires du chèque énergie équipés de compteurs communicants et raccordés au

réseau d'Enedis, une solution de consultation en temps réel de leurs données de consommation d'électricité, exprimées en euros et en kilowattheures.

En effet, le décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 a imposé aux fournisseurs de gaz naturel et d'électricité la mise en place d'une solution de transmission aux consommateurs de leurs données de consommation, notamment exprimées en euros, et en temps réel pour l'électricité.

La solution Info Watt proposée par EDF prend la forme d'un boîtier connecté à brancher sur le compteur Linky et relier à une application mobile. Les clients peuvent souscrire gratuitement à ce nouveau service par mail, par téléphone, ou directement via le site internet d'EDF.

### Pour mémoire, les contacts utiles pour le chèque énergie :

Un numéro de téléphone dédié  
(service et appel gratuits)  
0 805 204 805

Un site internet dédié  
[www.chequeenergie.gouv.fr](http://www.chequeenergie.gouv.fr)

### Pour adresser son chèque énergie et son attestation :

EDF  
TSA 81401  
87 014 LIMOGES CEDEX 1

CHIFFRES CLÉS

**22 716**

clients pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte en 2022 (hors chèques exceptionnels)

**+ 1,3 %**

de clients pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte entre 2019 et 2022

# DÉPLOIEMENT LINKY

## BILAN ET PERSPECTIVES



### Bilan chiffré du déploiement

Le déploiement en masse du compteur communicant Linky assuré par Enedis depuis 2015 est arrivé à son terme fin 2021. Des marchés de pose associés à ce déploiement se sont prolongés jusqu'en juin 2022. A fin 2022, Enedis a installé à maille nationale 35,7 millions de compteurs Linky, ce qui représente 92 % des foyers équipés.

En Maine-et-Loire, 437 908 compteurs ont pu être posés en 6 ans, soit un taux d'équipement de 93,5 % des foyers ligériens.

### L'analyse de la Commission de régulation de l'énergie

La CRE, au travers de sa délibération du 24 février 2022, a tiré un bilan relativement satisfaisant du déploiement du compteur Linky en France. Il en ressort en synthèse les points suivants :

→ **Le déploiement massif du compteur Linky a été effectué dans les délais prévus.** L'objectif initial de poser 90 % des compteurs Linky d'ici fin 2021 a été tenu ; une phase de déploiement diffus avec un volume de pose réduit (environ 850 000 poses par an) jusqu'à la fin de l'année 2024 est désormais engagée pour couvrir le reste du parc.

→ **Les coûts du projet Linky ont été inférieurs aux prévisions.** Sur un investissement de référence de 4,7 milliards d'euros, Enedis n'a dépensé que 4 milliards d'euros, soit une économie d'environ 15 %. Cette performance est due à des coûts unitaires de compteurs et de pose inférieurs aux prévisions. Seuls les coûts liés au système d'information ont été plus élevés que prévu, mais ils ont eu un impact limité sur le coût total du projet.

→ **Le système de comptage Linky s'est avéré performant.** La Commission de régulation de l'énergie a suivi la performance du système à travers plusieurs indicateurs, notamment liés à la pose, au bon fonctionnement de la chaîne communicante et aux nouveaux services rendus possibles grâce aux compteurs Linky. Enedis a été globalement performant sur ces indicateurs.

→ **Le projet Linky a permis de réaliser les gains économiques prévus.** Ces gains proviennent de l'amélioration de la qualité de service, la diminution des coûts de relève et des interventions sur site, ainsi que des gains sur les pertes non techniques. À l'échelle du distributeur, les gains prévus ont été atteints ou dépassés, représentant près de 1 milliard d'euros sur la période TURPE 6. Les gains liés à l'exploitation des données fines de consommation doivent encore se concrétiser.

### POUR ALLER PLUS LOIN

L'analyse de la CRE est disponible sur son site internet

[www.cre.fr](http://www.cre.fr)

Consultez le communiqué de presse du 29 novembre 2021



### CHIFFRES CLÉS

**437 908**

compteurs Linky installés  
en Maine-et-Loire à fin 2022

**93,5 %**

des foyers ligériens équipés

**4 milliards**

d'euros d'investissements  
au niveau national,  
dont 45,2 M€ environ en  
Maine-et-Loire depuis 2016

# DÉLAIS DE RACCORDEMENT UN ENJEU FORT D'AMÉLIORATION



## Les ambitions d'Enedis

Le projet industriel et humain d'Enedis s'est donné comme ambition de réduire les délais de raccordement par deux en deux ans. À fin 2022, les objectifs ont été respectés sur la quasi-totalité des segments de clients à la maille nationale. Seul celui des grands producteurs reste en retrait, malgré une tendance très favorable (- 126 jours à fin 2022 par rapport à fin 2021).

## Le bilan chiffré des délais de raccordement

En Maine-et-Loire, les évolutions connues à fin 2022 sont recensées dans le tableau ci-dessous en jours calendaires.

Délais moyen de raccordement	2021	2022	Evol.
<b>Concernant les travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA sans extension</b>			
Maine-et-Loire	112	84	- 25 %
France	84	73	- 13 %
<b>Concernant les travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA avec extension</b>			
Maine-et-Loire	152	191	+25 %
France	163	147	- 10 %

## Les perspectives d'amélioration des délais de raccordement

Compte tenu des difficultés que ces délais peuvent occasionner, diverses rencontres ont été organisées à l'échelle de la région Pays de Loire entre les différents acteurs de la filière pour envisager des pistes d'amélioration collectives.

En 2021, 50 recrutements supplémentaires ont été réalisés au sein d'Enedis au niveau de la région Pays de la Loire. Cette dynamique de recrutements s'est amplifiée en 2022, en cohérence avec l'ambition affichée par Enedis dans son Plan industriel et humain (PIH) de diviser par deux le délai de raccordement d'ici la fin 2022.

## Le cadre et le bilan chiffré des délais d'envoi des devis de raccordement en Maine-et-Loire

La procédure de raccordement Enedis-PRO-RAC\_20E dédiée aux installations de production inférieures ou égales à 36 kVA définit le traitement de la demande de raccordement. Elle fixe notamment les conditions de complétude de la demande. Pour les installations de puissance ≤ 3 kVA, le délai maximal est fixé à 1 mois pour obtenir un devis de raccordement, à compter de la date de demande complète de raccordement. Pour les installations de puissance supérieure, le délai maximal d'obtention du devis de raccordement est fixé à 3 mois.

La procédure de raccordement Enedis-PRO-RES-67E dédiée aux installations de production supérieures à 36 kVA définit le traitement de la demande de raccordement. Elle fixe notamment les conditions de complétude de la demande. C'est l'agence CAP BT d'Enedis qui traite l'ensemble des demandes de raccordement supérieures à 36 kVA. Le délai maximal d'obtention du devis de raccordement est fixé à 3 mois. Le producteur a ensuite 3 mois pour accepter l'offre de raccordement.

En Maine-et-Loire, le taux de respect du délai d'envoi de la proposition de raccordement en soutirage et en injection, sans adaptation de réseau, a été sensiblement amélioré : pour les raccordements consommateurs BT, ce taux atteint 92,6 % en 2022 (6 jours en moyenne) ; pour les raccordements producteurs BT, il atteint 99,5 % (1 jour en moyenne).

CHIFFRES CLÉS

**96 %**  
de devis de raccordement envoyés dans les délais en Maine-et-Loire (soutirage et injection)

**+ 25 %**  
d'augmentation des délais de raccordement pour les installations de consommation ≤ 36 kVA avec extension en Maine-et-Loire

# ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE

## PUBLICATION DU PANORAMA 2022



Depuis plusieurs années, le SER, l'agence ORE, Enedis et RTE publient un état des lieux détaillé des principales filières de production d'électricité renouvelable, à l'échelle nationale et régionale.

Dans le cadre du renouvellement de la convention transition énergétique Enedis-SiémI, des réflexions sur la déclinaison de ces tableaux de bord à l'échelle départementale ont émergées afin de territorialiser ces indicateurs structurants.

A fin 2022, la puissance totale du parc électrique renouvelable s'élève à 65 GW, soit une hausse de près de 5 GW par rapport à l'année précédente. Avec une production annuelle de 110 TWh d'énergies renouvelables (+ 22 % par rapport à 2014), ces dernières ont participé à hauteur de 24,3 % à la couverture de la consommation d'électricité de la France métropolitaine en 2022. A l'échelle des Pays de la Loire, ce taux de couverture de la consommation par la production EnR est de 16,4 %.

### → Pour la filière éolienne,

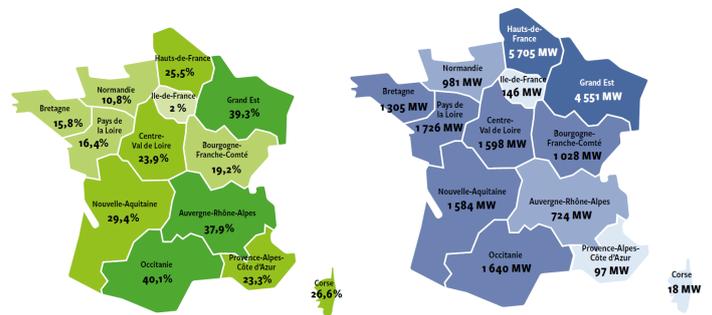
- puissance raccordée nationale à fin 2022 : 21 GW, (+2 250 MW par rapport à 2021 dont 480 MW pour le premier parc éolien en mer de Saint-Nazaire) ;
- objectif PPE hors Corse à fin 2023 : 24 GW ;
- production nationale à fin 2022 : 38,7 TWh (+ 4,9 % par rapport à l'année 2021) ;
- taux de couverture de la consommation par l'énergie éolienne à fin 2022 : 8,5 %

### → Pour la filière solaire,

- puissance raccordée nationale à fin 2022 : 16 GW (+2 650 MW par rapport à 2021) ;
- objectif PPE hors Corse à fin 2023 : 20 GW ;
- production nationale à fin 2022 : 18,6 TWh, (+ 31 % par rapport à l'année 2021) ;
- taux de couverture de la consommation par l'énergie solaire à fin 2022 : 4,1 %

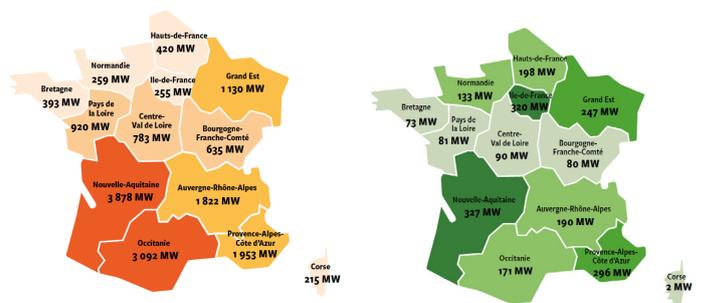
### → Pour la filière bioénergies,

- puissance raccordée nationale à fin 2022 : 2 GW (+ 20 MW par rapport à 2021) ;
- production nationale à fin 2022 : 8,5 TWh, (+ 6,5 % par rapport à l'année 2021) ;
- taux de couverture de la consommation par l'énergie solaire à fin 2022 : 1,9 %



Taux de couverture de la consommation par la production EnR (2022)

Puissance éolienne installée par région (2022)



Puissance solaire installée par région (2022)

Puissance bioénergies installée par région (2022)

Afin d'atteindre les objectifs de la PPE, les dynamiques de développement des EnR devront s'accélérer au cours de l'année 2023.

### POUR ALLER PLUS LOIN

Accéder à l'ensemble des données du panorama électricité renouvelable sur les sites internet de l'ORE, d'Enedis, de RTE et du SER.



# PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE

## RENOUVELLEMENT DU « S3REN »



### Contexte et état des lieux local

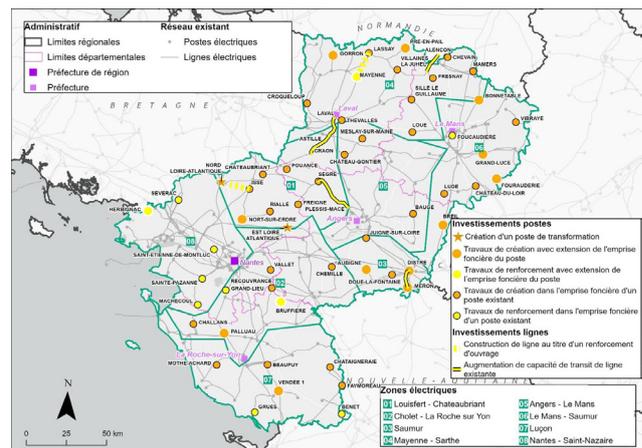
La concertation sur le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN) Pays de la Loire s'est ouverte en 2022 sous l'égide de RTE. A la demande de l'Etat, le gestionnaire du réseau de transport a en charge l'élaboration de ces schémas de planification, en accord avec les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité, afin de définir les investissements à prévoir sur les réseaux électriques et permettre le raccordement des installations de production d'énergies renouvelables sur la région sur les 10 prochaines années.

### Les objectifs et perspectives locales

L'objectif initialement retenu par le Préfet de région le 27 janvier 2022 pour l'élaboration du S3REN Pays de la Loire a été revu à la hausse en avril 2023 dans le contexte énergétique et réglementaire de la loi d'accélération des énergies renouvelables. Le schéma prévoit ainsi d'accueillir à terme **5 GW de nouvelles capacités de production EnR terrestre** (contre 3,8 MW initialement). Pour atteindre cet objectif, le projet de S3REN prévoit notamment :

- **315 millions d'euros d'investissement** dont 211 millions d'euros en création d'ouvrages, à la charge des producteurs au travers de la quote-part. Pour mémoire, la quote-part est la participation financière à la charge de tout producteur EnR souhaitant raccorder son installation supérieure à 250 kVA au réseau d'électricité. Il s'agit d'une contribution mutualisée régionalement ;
- **5 zones de travaux intégrant des territoires du Maine-et-Loire**. Pour réaliser les études, la région Pays de la Loire a été découpé en 8 zones électriques cohérentes. Sans que cela concerne exclusivement notre département, les 5 zones de travaux comportant des territoires du Maine-et-Loire représentent un investissement global de 213 M€ (67 % de l'investissement total) ;
- l'installation d'une **dizaine d'automates numériques** permettant d'optimiser le réseau électrique ;
- le **renforcement de 82 km de lignes électriques** et la construction de 39 km de liaisons souterraines ;
- la **construction de 2 postes électriques RTE** et l'extension foncière de 15 postes électriques existants ;
- **40,67 k€/MW de quote-part** pour la région Pays de la Loire (incluant le solde du schéma en vigueur à fin 2021).

A ce stade du schéma, ni la localisation ni la consistance précise des postes et liaisons électriques à créer ne sont définies. Les propositions d'adaptation du réseau électrique envisagées dans le projet du S3REN Pays de la Loire peuvent toutefois être cartographiées comme suit.



Le Siéml, au travers de l'entente régionale Territoire d'énergie Pays de la Loire, a répondu à la consultation en cours pour saluer à la fois la réévaluation de la capacité d'accueil à la hausse, les solutions techniques proposées par RTE, et la qualité du travail de concertation engagé par le gestionnaire du réseau de transport. Sans remettre en cause l'avis favorable formulé sur le schéma, l'entente a toutefois souligné que la nouvelle quote-part évaluée à 41 k€/MW représente une hausse significative des coûts à la charge des porteurs de projets EnR de plus de 250 kVA. Dans ce cadre et dans la perspective des travaux d'ampleur qui impacteront les habitants de nos territoires, le Siéml et l'ensemble des syndicats de la région Pays de la Loire propose l'instauration d'une coopération multi-acteurs pour créer les conditions d'un dialogue territorial fructueux et favorisant l'acceptabilité sociétale des projets.

Après cette phase de consultation, l'autorité environnementale devrait rendre un avis et permettre l'approbation du schéma et de la quote-part régionale d'ici la fin d'année 2023.

# PASSAGE DE L'HIVER 2022-2023

## UN ENJEU DE COORDINATION LOCALE

L'hiver 2022-2023 a été marqué, partout en France, par des tensions sur l'équilibre offre-demande sur le réseau énergétiques. Au niveau local, une coordination rapprochée entre le gestionnaire de réseau Enedis et le Siéml sur ce sujet a permis de tenir informées de manière régulière les collectivités du département.

Des interventions pédagogiques ont notamment été proposées aux services et aux élus du Siéml, en lien avec Enedis et RTE, afin de leur présenter le dispositif élaboré au niveau national par les concessionnaires, en concertation avec les services de l'Etat, pour anticiper les éventuels risques de délestage. Les représentants d'Enedis et de RTE ont également été invités à présenter ce plan de délestage ainsi que les actions à mettre en œuvre pour sécuriser la fourniture d'électricité, lors du Forum départemental de l'énergie organisé par le syndicat le 18 novembre 2022 à Terra Botanica.

A ce titre, rappelons qu'à la maille départementale, une liste des clients prioritaires est élaborée par Enedis annuellement et partagée avec le préfet pour définir les clients non délestables : hôpitaux, laboratoires, châteaux d'eau... Le nombre de clients prioritaires non délestables ne peut pas dépasser 38 % de la puissance électrique au niveau du département. En Maine-et-Loire, nous atteignons ce plafond de 38 %. Une liste de clients à hauts risques vitaux (PHRV) est également identifiée avec l'ARS. Ces derniers sont délestables mais avec des obligations de communication très précises. A noter que les donneurs d'ordre restent les services de l'Etat et RTE, Enedis n'est que l'exécutant.

Plusieurs actions de prévention peuvent toutefois être mises en place pour éviter le risque de délestage :

**1. Les actions volontaires** : des campagnes d'informations et de sensibilisation aux éco-gestes ont été mises en œuvre

pour agir sur la consommation (cf. le « signal ecowatt » et le site internet dédié : [www.monecowatt.fr](http://www.monecowatt.fr))

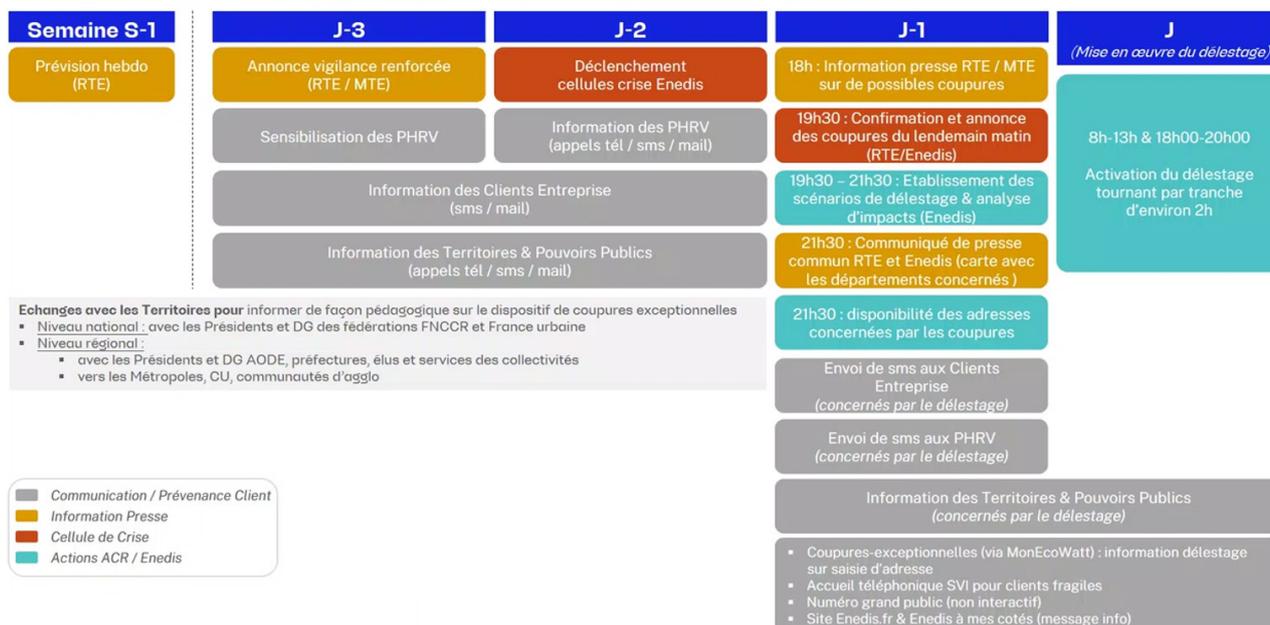
**2. Les leviers d'actions permis par le marché** : si ces actions volontaires ne suffisent plus, des actions sur les marchés peuvent être entreprises sous réserve de validations du ministère. Notamment :

- suppression des pointes de consommation liées aux heures creuses/heures pleines, notamment méridiennes ;
- demande de la commission de régulation de l'énergie (CRE) aux fournisseurs de promouvoir les offres à pointe mobile ;
- demande de RTE aux propriétaires de groupes électrogènes privés de plus de 1MW d'intégrer le mécanisme d'ajustement et d'effacement.

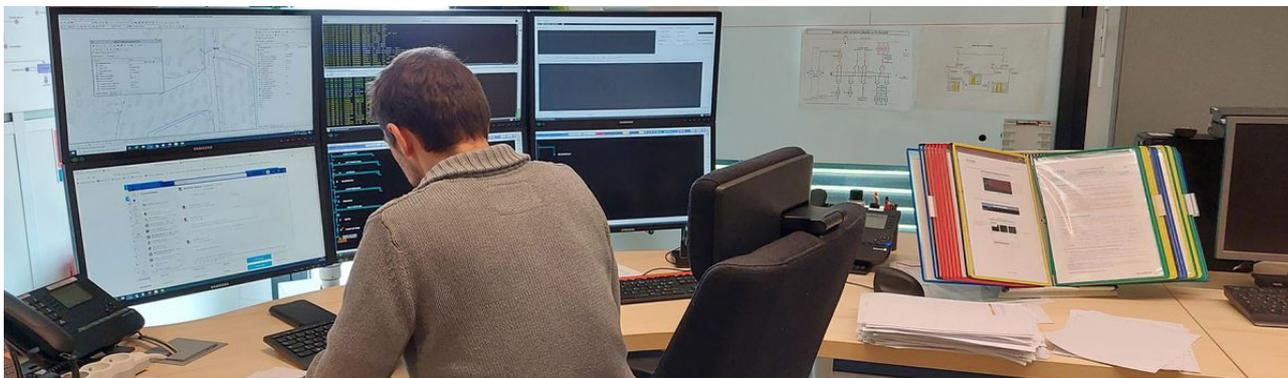
**3. Les mesures de sauvegarde des pouvoirs publics et de RTE** : en dernier recours, deux mesures réglementaires peuvent être engagées :

- baisse de tension de 5 % sur tous les réseaux de distribution. Cette mesure permettrait de réduire la consommation d'environ 4 % à l'échelle nationale ;
- mise en œuvre du plan de délestage, conformément au schéma ci-dessous.

Pour l'hiver 2023-2024, les gestionnaires de réseaux sont relativement confiants et optimistes quant au faible risque de tensions sur l'équilibre offre-demande. Après des difficultés rencontrées l'an passé du fait notamment de la guerre en Ukraine et du nombre important de centrales nucléaires à l'arrêt pour maintenance, le parc nucléaire national a été efficacement relancé et atteint des niveaux de production équivalents aux années précédentes. Le Siéml restera toutefois vigilant quant aux éventuelles dérives des marchés et mènera une veille active sur le sujet avec l'appui des gestionnaires des réseaux.



# LES ORGANES DE MANŒUVRE POUR UNE MEILLEURE RÉACTIVITÉ



Source: Enedis

## Fonctionnement du réseau HTA et développement des organes de manœuvre télécommandés

Le réseau HTA est constitué de lignes aériennes, de câbles souterrains et d'organes de manœuvre télécommandés (OMT) ou manuels permettant le tronçonnement du réseau. Les utilisateurs du réseau situés entre deux organes de manœuvres sont considérés comme appartenant à la même « poche ».

Afin de rétablir rapidement la desserte des usagers en cas d'incident, le gestionnaire de réseau Enedis automatise et équipe de plus en plus le réseau HTA aérien et souterrain d'OMT. Ces organes permettent de modifier à distance le schéma d'alimentation et de réalimenter rapidement les « poches » d'usagers, directement depuis l'agence de conduite régionale. Cette réactivité en cas d'incident permet de limiter le nombre et la durée des coupures longues (supérieures à 3 minutes).

En fonction des situations, le réseau HTA peut être reconfiguré pour optimiser la desserte des clients. Deux types de schémas existent.

→ **Le schéma normal d'exploitation** qui est utilisé la majorité du temps : il permet en temps normal de réaliser le meilleur compromis entre la qualité d'alimentation (tension, continuité de desserte), la répartition des charges et la réduction des pertes électriques ;

→ **Les schémas de secours** correspondent aux schémas utilisés lorsqu'un ouvrage (ou plus) est rendu indisponible à la suite d'un incident ou en période de travaux. La constitution de ces schémas repose sur des études préalables puis sur l'utilisation des organes de manœuvres HTA et le bouclage de certains départs HTA entre plusieurs postes sources.

Enedis a également développé des indicateurs lumineux de défauts connectés. Ces objets connectés aident à localiser les incidents HTA. Placés sur le réseau, ils indiquent que l'incident est localisé en amont ou en aval, ce qui permet d'optimiser le nombre de manœuvres à réaliser sur le réseau pour isoler l'incident et ainsi limiter le temps de coupure des clients.

Le nombre d'OMT à déployer et de « poches » à créer résultent d'une analyse technico-économique réalisée par Enedis et liée à la fois à la structure du réseau et à l'incidence des départs HTA. Les objectifs in fine sont le respect des seuils réglementaires de qualité, la réduction du critère B incident HTA, et la réduction du nombre de clients affectés par les coupures.

## La politique de réactivité en Maine-et-Loire

En Maine-et-Loire, plus de 1000 organes de manœuvres télécommandés ont été déployés sur l'ensemble du réseau HTA. Entre 2020 et 2022, 52 OMT ont notamment été ajoutés dans le cadre du premier programme pluriannuel d'investissements (PPI) Enedis-Siéml 2020-2023. Afin d'assurer durablement une desserte de qualité et une grande réactivité en cas d'incidents HTA, Enedis et le Siéml ont validé, dans le cadre de leur PPI 2024-2027, un objectif de pose de 45 nouveaux OMT sur la concession d'ici 2027.

A toutes fins utiles, le Siéml pourrait solliciter Enedis pour une intervention pédagogique à destination des élus et services intéressés par le sujet des OMT :

- présentation de la cartographie des OMT et des poches associées en Maine-et-Loire ;
- présentation de l'analyse technico-économique permettant d'identifier les poches en défaut et nécessitant de nouveaux OMT ;
- présentation détaillée du programme de pose.

CHIFFRES CLÉS

**1 130**  
OMT installés à fin 2022

**52**  
OMT ajoutés entre 2020 et 2022

**45**  
nouveaux OMT à ajouter  
entre 2024 et 2027

# GESTION PATRIMONIALE

## FIABILISATION DE DIVERS INVENTAIRES



### Mission d'inventaire patrimonial engagée par le Siéml en vue de l'identification des parcelles et des postes de distribution publique d'électricité ne présentant définitivement plus d'utilité pour l'exploitation du réseau concédé

En 2023, le Siéml a entamé un large travail d'inventaire patrimonial du parcellaire dont le Siéml est propriétaire. L'objectif de la mission, uniquement basée sur les parcelles dont le Siéml est propriétaire (et non celle acquise par Enedis), est d'établir un état des lieux devant permettre d'obtenir une visibilité exhaustive, quantitative et qualitative des parcelles, en vue notamment de pouvoir envisager leur cession ou leur réutilisation dans le cadre d'implantations de nouveaux postes, d'armoires techniques ou de bornes de recharges pour véhicules électriques par exemple.

A date, la mission est encore en cours de réalisation. Un bilan pourra utilement être réalisé lors des prochains exercices de contrôle et pourra alimenter les éventuels travaux d'inventaires patrimoniaux globaux à l'échelle de la concession avec Enedis.

### Inventaire des supports aériens et notamment des supports aériens « appuis communs »

Le Siéml a été sollicité en 2023 pour transmettre la cartographie assortie des données attributaires décrivant l'état de connaissance à date des supports aériens du réseau de distribution électrique dont le syndicat est propriétaire. En particulier, il était question de ceux qualifiés d'appuis communs, c'est-à-dire ceux examinés, éventuellement remplacés et sollicités dans le cadre des déploiements du réseau de communications électroniques à très haut débit.

A date, le Siéml ne détient pas l'information cartographique relative aux supports aériens du réseau de distribution publique d'électricité, au-delà des données disponibles sur l'OpenData Enedis. De son côté, le gestionnaire de réseau de distribution Enedis réalise un travail d'inventaire progressif des appuis HTA et estime qu'environ 60 % des appuis HTA sont d'ores et déjà identifiés et disponibles sur l'OpenData Enedis. La mise à disposition sera enrichie au fur et à mesure de la progression de cet inventaire.

En basse tension, les contraintes de sécurité n'étant pas de même nature, le gestionnaire n'envisage pas de réaliser le

même travail, même si un certain nombre d'appuis BT est déjà disponible dans l'OpenData.

Concernant les appuis communs (HTA ou BT), les opérateurs très haut débit (THD) transmettent à Enedis et au Siéml, conformément à leurs obligations contractuelles, la liste des appuis communs du réseau de distribution d'électricité et leurs coordonnées géographiques.

Le Siéml est ouvert à ces enjeux de géoréférencement et de fiabilisation des inventaires relatifs aux supports aériens et aux appuis communs, et identifie d'ores et déjà plusieurs avantages à cette démarche :

- **Fiabiliser la valorisation comptable des biens concédés**, sous réserve de disposer des données attributaires ;
- **Optimiser l'exploitation, la maintenance et la rénovation des supports** et renforcer la qualité du service public de la distribution d'électricité ;
- **Fiabiliser les données patrimoniales** dans la perspective à la fois des projets d'aménagements (encombrement, cotation) et du déploiement de services tiers sur les supports ;
- **Renforcer le contrôle de la redevance d'occupation des appuis communs** versée au Siéml.

Des échanges avec le concessionnaire pourront, à toutes fins utiles, être organisés courant 2024 afin d'examiner l'opportunité et les moyens de progresser sur cet inventaire relatif aux « supports aériens ».

### Inventaire des réseaux fils nus initiés par Enedis

Afin de disposer d'une bonne connaissance des réseaux fils nus sur le terrain, une démarche de fiabilisation des bases techniques sur le réseau BT « fils nus » a été lancée par Enedis. Des variations de longueurs sur les technologies du réseau BT vont peut-être apparaître entre les différents comptes rendus d'activités des concessionnaires. Le rapport annuel de fiabilité détaillera l'avancée de cette démarche. Le Siéml sera particulièrement vigilant quant aux conclusions de ce rapport.

# RÉFORME DE LA TCCFE

## 2023, PREMIÈRE ANNÉE D'APPLICATION



### Contexte et rappel de la réforme

L'article 54 de la loi de finances pour 2021 a réformé la taxation de la consommation finale d'électricité en supprimant les taxes locales sur la consommation finale d'électricité pour les intégrer progressivement à une taxe unique : la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE) :

- transfert de la taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE) en 2022 ;
- transfert de la taxe communale (TCCFE) en 2023.

Pour mémoire, jusqu'à fin 2022, la TCCFE s'appliquait sur les consommations d'électricité pour lesquelles la puissance souscrite était inférieure ou à égale à 250 kVA. Cette taxe était prélevée par les fournisseurs d'électricité sur les factures des usagers pour être ensuite reversée aux collectivités bénéficiaires.

A compter de 2023, la TCCFE est devenue la part communale de la TICFE (TICFE-C). Elle est toujours prélevée par les fournisseurs mais reversée directement à l'Etat qui se charge ensuite de reverser aux collectivités bénéficiaires la part qui leur revient.

### 2023 : première année d'application

Conformément à l'article D.2333-7 du CGCT, le Siéml a reçu le 30 août 2023 l'arrêté préfectoral de notification du montant de la part communale de l'accise sur l'électricité qui doit lui être versé. **Au titre de l'année 2023, le montant est de 14 032 535 €.** Pour cette année, il correspond au montant de TCCFE perçu en 2022, majoré par les suppressions des frais de gestion retenus auparavant par les fournisseurs d'électricité (+ 1 %) et par l'évolution des prix à la consommation entre 20 et 2021 (+ 1,6 %).

A noter qu'aucun détail des consommations par commune et/ou par fournisseur n'est annexé à l'arrêté préfectoral. Les services de la FNCCR réfléchissent à des méthodes de contrôle pour aider les collectivités bénéficiaires à objectiver ces montants.

### Rappel du fonctionnement pour le Siéml

La TICFE-C est perçue par le Siéml en lieu et place des communes de moins de 2 000 habitants et des communes sur lesquelles le syndicat percevait la taxe au 31 décembre 2010. Elle est perçue par le syndicat pour les autres communes sur délibération concordante.

Cette recette est directement réinvestie par le syndicat sur les réseaux et la transition énergétique ; cette ressource fondamentale lui permet en effet de participer au financement des projets réalisés sur les communes relevant de son périmètre d'intervention. A ce jour, 95 % des communes du département ont confié cette taxe au Siéml, en contrepartie d'allègements sensibles de leurs participations aux travaux et projets du Siéml. Par exemple, en octobre 2023 :

Participation commune ayant confié la taxe au Siéml	Participation commune percevant directement la taxe
Effacement des réseaux BT et des réseaux EPU	
20 à 40 %	75 %
Renforcement des réseaux BT	
0 %	25 %
Montant unitaire d'une lanterne	
0 € TTC / lanterne	13,90 € TTC / lanterne
Remplacement dans les armoires de commande des horloges existantes par des horloges communicantes	
0 %	75 %
Géo-référencement des réseaux d'éclairage public	
0 %	75 %
Aide à la décision rénovation énergétique pour les collectivités disposant d'un CEP	
40 %	80 %

#### POUR ALLER PLUS LOIN

Accéder au règlement financier en ligne pour connaître toutes les aides :  
[www.sieml.fr/reglement-financier](http://www.sieml.fr/reglement-financier)



# PLAN DE DÉVELOPPEMENT ENEDIS SCÉNARIO D'INVESTISSEMENTS À 5-10 ANS



Source: Enedis

## Contexte

Le plan de développement de réseau (PDR) est une nouvelle obligation réglementaire qui s'applique aux gestionnaires de réseau de distribution d'électricité, conformément à l'article L 322-11 du code de l'énergie. Cet article enjoint Enedis à décrire notamment les investissements pour les cinq à dix prochaines années dans le périmètre de sa maîtrise d'ouvrage.

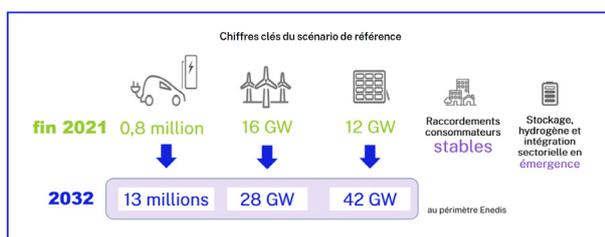
Le gestionnaire du réseau de distribution (GRD) doit consulter tous les utilisateurs du réseau concernés, les autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, ainsi que les gestionnaires de réseau de transport concernés. Il soumet ensuite les résultats de la consultation et le PDR définitif à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) ainsi qu'au Comité du système de distribution publique d'électricité (CSDPE). Ce document a vocation à être mis à jour tous les deux ans au moins.

En amont de la publication du document finalisé, Enedis a publié en 2023 un document préliminaire présentant les grandes orientations de son plan de développement des réseaux de distribution publique d'électricité.

## Les trois fondamentaux du PDR

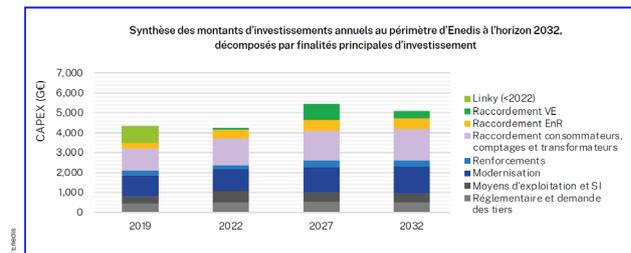
Le plan de développement de réseau proposé par Enedis, en accord avec les objectifs fixés notamment par la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), repose sur trois fondamentaux :

1. Stabilité du raccordement des consommateurs (ralentissement de la croissance démographique, diminution du nombre moyen d'habitants par logement...);
2. Fort développement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE);
3. Fort développement des installations de production d'énergie renouvelable (EnR).



## Des investissements prévus à la hausse

Pour répondre à ces trois fondamentaux tout en assurant la performance et la qualité du réseau de distribution publique d'électricité, Enedis prévoit d'augmenter ses investissements sur les dix années à venir. D'après son document préliminaire, le gestionnaire de réseau prévoit de faire passer ses dépenses d'investissements globales de 4 milliards d'euros en 2022 à plus de 5 milliards d'euros en 2023.



→ **Raccordement EnR et IRVE** : d'après Enedis, les postes d'investissements qui seront amenés à évoluer le plus seront ceux liés aux raccordements EnR et aux raccordements IRVE, conformément aux scénarios et objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et de la stratégie national bas climat (SNBC) ;

→ **Renforcements** : à l'horizon 2027 et 2032, les besoins de renforcement sont prévus à la hausse par Enedis, sous l'effet du développement des EnR et de l'électrification des usages, en particulier les installations de recharge de véhicules électriques et les pompes à chaleur. Cependant, d'après le GRD, cette croissance restera maîtrisée, en particulier grâce au pilotage intelligent des recharges électriques et au foisonnement des usages.

→ **Modernisation** : les investissements consacrés à la modernisation des ouvrages représentent en 2022 un peu plus de 1 milliard d'euros par an. Ces investissements sont en croissance depuis 2008 et continueront à croître. Les besoins d'investissement les plus importants portent sur les réseaux HTA aériens ainsi que les principaux réseaux exposés à des risques climatiques. Dans ce cadre, Enedis envisage notamment d'industrialiser son programme de rénovation programmée par cycle de 25 ans.

# PLAN ALÉAS CLIMATIQUES

## CARTOGRAPHIER, DIAGNOSTIQUER, CIBLER

Le plan aléas climatiques d'Enedis, initié et présenté aux pouvoirs publics pour la première fois en 2006, est basé sur trois grands principes qui sous-tendent aujourd'hui encore toutes les actions d'Enedis dans ce domaine :

- 1. Identifier et cartographier** les risques selon leur probabilité d'occurrence ;
- 2. Diagnostiquer** la situation de tous les composants du réseau au regard de ces risques.
- 3. Construire des plans d'actions ciblés** précisant les objectifs de sécurisation visés, les actions à mener, le mode de pilotage et les critères de hiérarchisation des actions.

En croisant les analyses réalisées par Enedis et celles réalisées par des cabinets d'études, le Siéml a tenté de reconstituer l'impact des risques climatiques sur les différents composants du réseau électrique.

Typologie de réseaux	Chaleur / froid extrême	Incendie	Pluie / neige / inondation	Vent violent / tempête
Réseau aérien	Surchauffe ou contraction des câbles	Court-circuit Dommages sur les pylônes et les câbles	Rupture de conducteurs sous le poids de la neige Rupture de supports	Chute de branches et d'arbres Rupture des conducteurs ou des supports
Réseau souterrain	Montée des températures au sol et fragilisation des câbles, notamment CPI	Montée des températures au sol et fragilisation des câbles, notamment CPI		
Postes et transformateurs électriques	Réduction de la capacité Vieillesse accélérée et rupture	Coupures postes sources et délestage	Court-circuit Infiltration d'eau Explosion	Court-circuit Infiltration d'eau Explosion
Équipements électroniques et télécoms	Surchauffe ou gel	Destruction équipements	Dommages liés à l'infiltration d'eau ou à l'humidité	Dommages liés à des chutes d'objets

**Sources** : plan de développement de réseau d'Enedis, document préliminaire, janvier 2023 ; note d'analyse de France Stratégie, « risques climatiques, réseaux et interdépendances : le temps d'agir », 2022 ; publication Carbone4, « les réseaux électriques, un enjeu majeur de résilience climatique », 2021.

Depuis 2006, Enedis a renforcé ce plan aléas climatiques initial en y intégrant de nouveaux risques météorologiques (canicule, crues...) et des actions complémentaires sur la résilience en lien avec les risques technologiques en zone urbaine. Le plan de développement des réseaux d'Enedis prévoit ainsi des investissements adaptés à chaque typologie d'ouvrages :

Risques climatiques	Typologie de réseaux	Priorités d'investissements Enedis
Risques tempêtes, neige collante et zones boisées	Réseau aérien HTA	Réaliser, à l'horizon 2032, l'enfouissement ou la consolidation de 20 000 km sur les 48 000 km identifiés à risque avéré (2022).
	Réseau aérien BT	Accélérer la suppression des réseaux aériens BT en fils nus, plus fragiles au quotidien et plus sensibles au risque climatique, en visant, en lien avec les autorités concédantes, la suppression de la quasi-totalité des lignes BT fils nus à horizon 2035.
Risques canicule, fortes chaleurs	Réseau souterrain HTA CPI	Traiter en priorité les ouvrages en risque de surcharge par rapport aux transits admissibles en période d'été, et traiter ceux dont le critère probabiliste risque x impact apparaît comme le plus élevé au regard des diagnostics et de la topologie du réseau.  Sur les 21 000 km estimés de réseau BT souterrain de type CPI et NP, les méthodes de priorisation et les projections Enedis conduisent à une résorption de 37 % des câbles identifiés à l'horizon 2032.
Risques technologiques majeurs	Poste source en milieu urbain dense	Sécuriser les postes sources pour limiter les conséquences de la perte totale de ces postes sources en les maillant par un réseau HTA suffisamment dimensionné et permettant la réalimentation des clients BT.  Fiabiliser les postes sources pour minimiser la probabilité d'une perte totale de ces postes sources en les insensibilisant par le respect des préconisations constructives concernant leurs composants majeurs (éloignement ou séparation des composants, remplacement des plus vétustes...).
Risque inondation et crues durables en zones urbaines	Tout type de réseau	Engager des actions de modernisation et de restructuration des réseaux HTA afin d'éliminer progressivement les poches de clients « coupés non inondés », c'est-à-dire situés en zone non inondable mais durablement privés d'électricité du fait des structures de réseaux.  Contribuer au maintien à domicile des populations inondées par des dispositifs permettant le maintien de l'alimentation électrique tant que les hauteurs d'eau le permettent et dans le respect de la sécurité des intervenants et des matériels.  Moderniser les postes HTA/BT situés en zone inondable pour assurer, à terme, la continuité électrique sur le réseau HTA (tableaux HTA submersibles) et optimiser l'interruption de l'alimentation BT par détection des hauteurs d'eau (capteurs communicants, dispositifs de mise hors tension automatisée).

**Source** : plan de développement de réseau d'Enedis, document préliminaire, janvier 2023

Dans le cadre du renouvellement de la convention de programmation pluriannuelle des investissements 2024-2027 et de la convention partenariale Enedis-Siéml dédiée aux enjeux de transition énergétique, le Siéml sollicitera le gestionnaire de réseau pour challenger cette cartographie territorialisée des risques climatiques et sur les réponses techniques et financières à mettre en place au niveau du département.

# ORDONNANCE RACCORDEMENT RÉFORME DE LA FACTURATION



## Ordonnance n° 2023-816 du 23 août 2023 relative au raccordement et à l'accès aux réseaux publics d'électricité

Cette ordonnance, prise en vertu de l'article 26 de la loi d'accélération de la production d'énergie renouvelable (dite loi APER), modifie les dispositions du chapitre 1er du titre 1<sup>er</sup> du livre 1er du code de l'énergie ainsi que les titres II, IV et VI du livre III du même code afin :

- de supprimer les éventuelles incohérences rédactionnelles ;
- d'améliorer la lisibilité des dispositions relatives à l'accès et au raccordement aux réseaux publics d'électricité ;
- de clarifier les modalités de prise en charge des coûts de raccordement au réseau par les redevables ou par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) ;
- d'adapter, pour les ZNI, les procédures d'élaboration et d'évolution des S3REnR ;
- de modifier pour les ZNI, la définition du périmètre de mutualisation ;
- de prévoir les conditions dans lesquelles les conventions de raccordement peuvent permettre une évolution de la puissance de raccordement à des fins de dimensionnement optimal du réseau sur les plans technique et économique.

Cette ordonnance introduit un nouvel article L. 342-21 dans le code de l'énergie aux termes duquel l'intégralité de la contribution due au titre de l'extension est payée par le demandeur du permis à partir du 10 novembre 2023.

Rappelons que l'article 29 de la loi APER a modifié l'article L. 342-11 du code de l'énergie en matière de financement des extensions de réseau électrique lors des opérations d'urbanisme. Avant cette modification, les collectivités en charge de l'urbanisme (CCU) étaient tenues de financer la part de l'extension de réseau électrique hors terrain d'assiette de l'opération d'urbanisme. À partir du 10 septembre 2023, cette contribution ne sera plus due par les CCU.

## Dispositions transitoires et délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)

Le 26 septembre 2023, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a publié une délibération pour apporter des précisions sur l'évolution des raccordements aux réseaux électriques et les dispositions transitoires d'application de

l'ordonnance du 23 août 2023.

L'autorité de régulation « précise que le redevable de la contribution prévue à l'article L. 342-6 portant sur la part des coûts des travaux d'extension situés hors du terrain d'une opération de raccordement bénéficiant d'un permis de construire, d'un permis d'aménager ou d'une décision de non-opposition à une déclaration préalable est le demandeur de raccordement. En outre, la suppression de la contribution des CCU pour les travaux d'extension situés hors du terrain d'une opération de raccordement ayant bénéficié d'une autorisation d'urbanisme s'applique à toutes les demandes de raccordement de consommateurs au réseau public de distribution d'électricité qui font l'objet d'un permis de construire, d'un permis d'aménager ou d'une décision de non-opposition à une déclaration préalable délivrée à compter du 10 septembre 2023 ».

**Autrement dit, la CRE considère qu'il doit être fait application de manière anticipée des nouvelles règles de l'ordonnance qui mettent à la charge du demandeur l'intégralité de la contribution due au titre de l'extension et que le fait générateur à prendre en compte à cette fin est la délivrance de l'autorisation d'urbanisme.**

La FNCCR note que ces précisions s'appliquent, selon les termes de la délibération, « à l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution (GRD) d'électricité et aux utilisateurs de ces réseaux ». Les autorités organisatrices de la distribution d'électricité ne sont donc pas visées, le régulateur n'étant pas compétent pour se prononcer sur les opérations relevant de leur maîtrise d'ouvrage. **Pour la Fédération, et pour le Siémi, il semble néanmoins pertinent de faire application de la même solution à l'ensemble des opérations de raccordement quel que soit le maître d'ouvrage afin d'éviter toute rupture d'égalité entre les utilisateurs des réseaux.**

### POUR ALLER PLUS LOIN

Accéder à la délibération sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie : [www.cre.fr](http://www.cre.fr)

