

ÉLECTRICITÉ

Rapport annuel / Exercice 2024

Rapport de contrôle de l'autorité concédante

Tableaux de bord et analyses complémentaires
à partir des données de concession au 31 décembre 2024



Syndicat intercommunal
d'énergies de Maine-et-Loire



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

EXERCICE 2024

1 Table des matières

1. LE CONTROLE TECHNIQUE ET FINANCIER	5
1.1 Les usagers	5
1.1.1 Les consommateurs.....	5
1.1.2 Les clients producteurs	7
1.1.3 Synthèse - évolution des clients consommateurs et producteurs.....	12
1.2 Le patrimoine concédé.....	13
1.2.1 Le HTA et BT	13
1.2.2 Le nombre de postes HTA-BT : en légère augmentation	21
1.2.3 Les cartes de travaux d'Enedis et du SIÉML 2024	23
1.2.4 Le stock de réseaux dits « sensibles »	24
1.2.5 La synthèse du patrimoine	27
1.3 Linky : le déploiement en diffus pour la régularisation des derniers clients	28
1.4 Le diagnostic qualité.....	31
1.4.1 Un critère B élevé	31
1.4.2 Le nombre de coupures et d'incident HTA et BT pour 100 km de réseaux : ...	34
1.4.3 Seuils du décret qualité	36
1.4.4 Synthèse du diagnostic qualité	39
1.5 Les investissements.....	41
1.5.1 L'évolution de la tendance générale	41
1.5.2 Des investissements dynamiques liés aux raccordements	42
1.5.3 Les investissements liés à la performance et à la modernisation du réseau...	43
1.5.4 Les investissements liés aux travaux motivés par des exigences environnementales et réglementaires.....	45
1.5.5 Les investissements logistiques.....	46
1.5.6 Suivi des investissements du PPI 2024-2027	46
1.5.7 Synthèse des investissements.....	46

1.6	Les produits et charges d'exploitation du concessionnaire.....	48
1.6.1	Le résultat d'exploitation	48
1.6.2	Les produits d'exploitation.....	48
1.6.3	Les charges d'exploitation.....	52
1.6.4	Synthèse des résultats d'exploitation	54
1.7	La localisation des ouvrages et la valorisation des ouvrages.....	54
1.8	Les principaux flux financiers	57
1.8.1	Les redevances de concession.....	57
1.8.2	Les autres principaux flux financiers	58
1.8.3	La synthèse des flux financiers.....	59
2	LE CONTROLE DE LA SATISFACTION DES USAGERS	60
2.1	Le pourcentage de satisfaction des clients	60
2.1.1	Le pourcentage de satisfaction pour l'accessibilité des accueils téléphoniques 60	
2.1.2	Le pourcentage de satisfaction à la maille de la concession	61
2.1.3	Le pourcentage de satisfaction pour le raccordement au réseau à la maille de la concession	61
2.1.4	Le pourcentage de satisfaction pour la qualité de fourniture au niveau régional 62	
2.1.5	Synthèse de la satisfaction client	62
2.2	Gestion des réclamations.....	63
2.2.1	Réclamations d'Enedis	63
2.2.2	Saisines du Médiateur national de l'énergie, d'EDF ou d'Engie	64
2.2.3	Synthèse de la gestion des réclamations	64
2.3	Délais de prestation	65
2.3.1	Le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA	65
2.3.2	Le délai d'envoi du devis pour les raccordements BT individuels de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau).....	65
2.3.3	Le délai d'envoi du devis pour les raccordements BT producteurs de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau).....	66
2.3.4	Synthèse – évolution des délais de prestation	67
3	LE CONTROLE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE.....	68
3.1	Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)	68
3.1.1	Le cadre juridique.....	68

3.1.2	Le nombre de clients et l'évolution des tarifs.....	70
3.1.3	Focus sur les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels.....	72
3.1.4	Le volume d'énergie facturé	73
3.2	Le montant des recettes d'EDF en hausse et des coûts commerciaux en baisse....	73
3.3	La lutte contre la précarité énergétique	73
3.4	La synthèse sur les clients au tarif réglementé.....	75
4	MOMENTS CLÉS 2024-2025	76
4.1	Inventaire 2025 pour l'électrification rurale.....	76
4.2	Renouvellement du Programme pluri-annuel d'investissement pour la période 2024-2027	76
4.3	Bilan et renouvellement de la convention annexe relative à la transition énergétique 2024-2027	78
4.4	Le protocole d'accord FNCCR – Enedis du 26 juin 2024	80
4.5	Quelques exemples de participations, partenariat, mécénat, parrainage	81
4.6	Les évolutions du FACÉ en 2024 et les perspectives 2025.....	82
4.7	Conférence départementale loi NOME au titre de l'année 2024.....	83
4.8	Différend concernant les conditions de mise en service d'une installation EnR.....	85
4.9	Du TURPE 6 au TURPE 7	85
5	SYNTHÈSE, CONCLUSION	86
5.1	Synthèse sous forme de tableau	86
5.2	Conclusion	98

LE RAPPORT EN QUELQUES MOTS

Une concession robuste sous tensions émergentes

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 est basée sur le compte rendu d'activité des concessionnaires pour l'année 2024, sur les données brutes complémentaires transmises par Enedis et EDF ainsi que sur les observations sur pièces et sur place. A noter que l'année 2024 a été marquée par le renouvellement de la convention énergétique entre Enedis et le Siéml pour la période 2024-2027 et par la signature du second programme pluriannuel d'investissement 2024-2027. Des informations complémentaires figurent dans le présent rapport.

En synthèse et au titre de l'exercice 2024, l'autorité concédante relève et attire l'attention du gestionnaire de réseau sur les éléments ci-dessous.

L'exercice s'inscrit dans un contexte de transition marqué par une légère reprise des consommations, une pression croissante sur les réseaux et un renouvellement important du cadre contractuel de la concession.

Après deux années de recul, la consommation électrique progresse légèrement (+0,4 %), mais moins vite que le nombre de clients (+1 %), traduisant une baisse de la consommation moyenne par point de livraison. La production renouvelable poursuit sa hausse structurelle depuis 2018, portée par le photovoltaïque, mais recule en 2024 (– 6,5 %) en raison de conditions météorologiques défavorables. Elle couvre 20,85 % de la consommation départementale. Le patrimoine de réseau est globalement maîtrisé et la résorption des réseaux sensibles progresse, mais le vieillissement des réseaux HTA et la politique de prolongation de la durée de vie des ouvrages appellent une vigilance accrue.

La qualité de fourniture reste globalement satisfaisante malgré une hausse ponctuelle de certains indicateurs, liée notamment aux aléas climatiques. Les investissements d'Enedis atteignent 56,6 M€, principalement orientés vers le raccordement des producteurs, tandis que ceux consacrés à la modernisation des réseaux reculent, posant la question de l'équilibre des priorités. Sur le plan financier, la concession redevient contributrice. Le déploiement de Linky est élevé (96,7 %), mais son usage pour le pilotage des consommations reste limité. Enfin, la précarité énergétique progresse fortement, avec une hausse marquée des accompagnements.

Le Siéml exprime une satisfaction globale sur l'exercice 2024, tout en identifiant quatre points de vigilance : l'équilibre des investissements, l'évaluation de la politique de prolongation des ouvrages, le suivi du critère B et l'analyse qualitative de la relation usagers.

1. LE CONTROLE TECHNIQUE ET FINANCIER

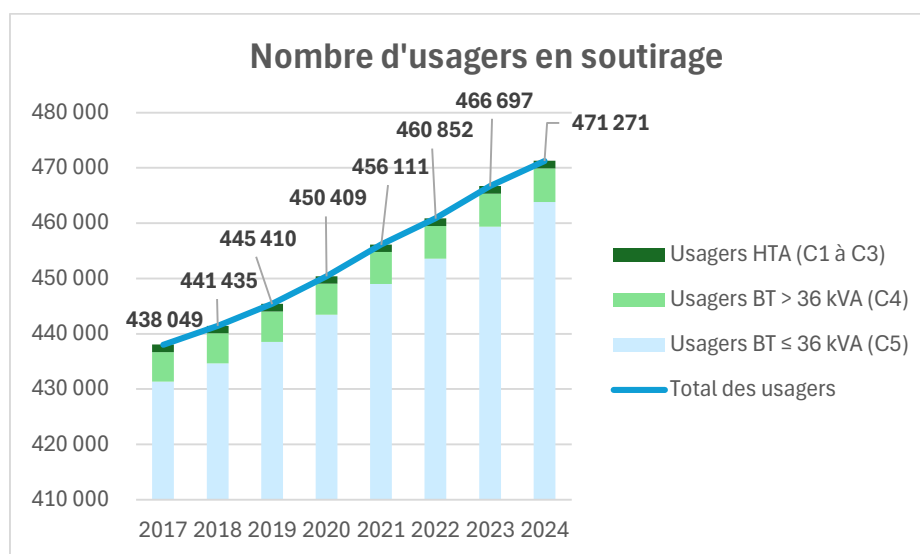
Il s'agit d'analyser les principales évolutions de la concession en matière notamment de nombre d'utilisateurs, de suivi des consommations d'énergie, de nombre de producteurs d'énergie renouvelable, de stock de réseaux, de nombre d'incidents et de qualité de fourniture, ainsi que de montants de travaux et d'investissements réalisés tout au long l'année. Le résultat d'exploitation et les flux financiers sont également retracés. Les principaux chiffres clés à retenir pour l'année 2024 sont les suivants.

1.1 Les utilisateurs

1.1.1 Les consommateurs

1.1.1.1 Le nombre de consommateurs

On note une **augmentation continue du nombre de clients en soutirage raccordés au réseau de distribution publique d'électricité** (+ 1 % par rapport à 2023), pour atteindre 471 271 clients à fin 2024. Le nombre annuel de nouveaux clients en soutirage évolue dans une fourchette de 4 574 à 5 845 sur la période de 2020-2024, soit une hausse d'environ 1,1 % chaque année. Toutefois en 2024, on constate que cette hausse est un peu plus faible que sur les derniers exercices depuis 2020 (+ 4 574 clients).



- La très grande majorité sont des clients BT ≤ 36 kVA, dits C5 (98 %, en hausse de 1 %).
- Une faible proportion concerne des clients BT > 36 kVA, dits C4 (1 %, en baisse de 0,2 point par rapport à 2023).
- Le reste étant des clients HTA, dits C1, C2 ou C3 (moins de 1 %, environ 1 300 clients, en hausse de 1 % par rapport à 2023).

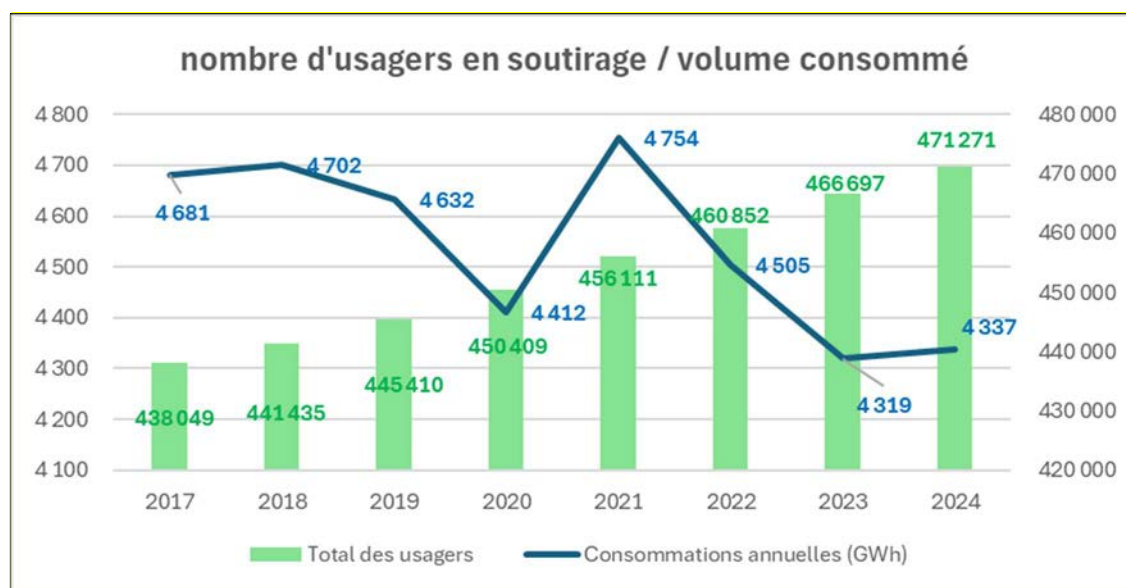
1.1.1.2 La consommation des usagers

La politique de responsabilité sociétale et environnementale (RSE) d'Enedis et d'EDF vise à aider ses clients à adopter une consommation plus sobre et plus efficace.

En 2024, on constate **une légère reprise des volumes d'énergie consommés** par les clients de la concession avec une hausse de + 0,4 % par rapport à 2023. Alors que depuis 2021, les tensions sur les marchés de l'énergie et les comportements de sobriété énergétique avaient entraîné une baisse des volumes d'énergie consommés par les clients de la concession.

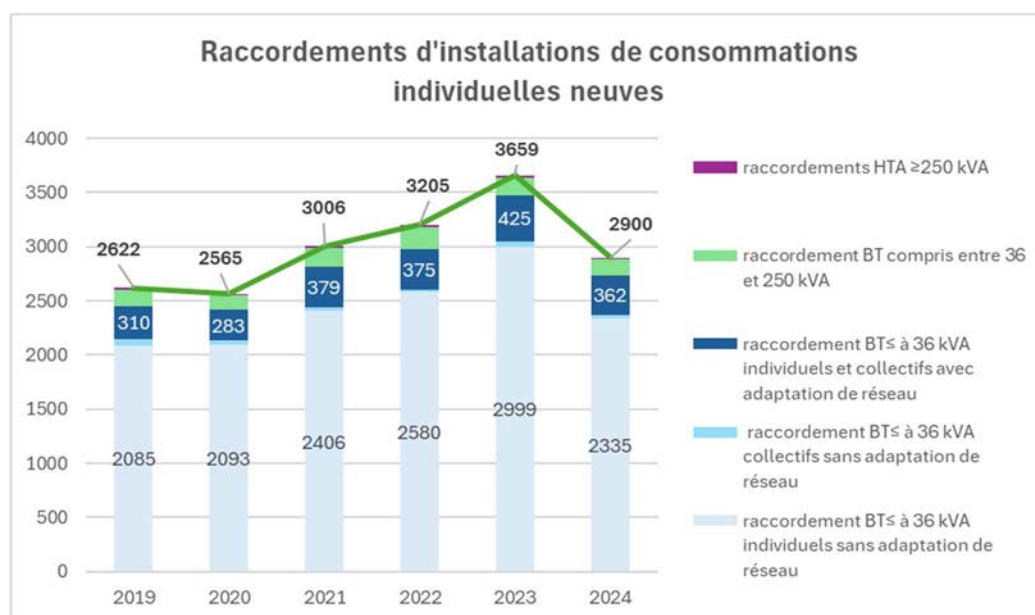
Fin 2024, ce sont 4 337 GWh d'énergie qui ont été acheminés, soit – 8,8 % par rapport à 2021. C'est en 2023 que le pic le plus bas de consommation a été observé sur la période 2017-2024. Toutefois en 2024, **le volume consommé reste sous le niveau de celui de la crise sanitaire**. Il est encore difficile de mesurer si ces baisses de consommation sont le résultat d'une sobriété choisie ou subie. Les évolutions de consommations se ressentent pour l'ensemble des typologies de clients, dans des proportions légèrement différentes, entre 2023 et 2024 :

- les volumes de consommations des clients BT ≤ 36 kVA ont augmenté de 0,37 % ;
- les volumes de consommations des clients BT > 36 kVA ont diminué de 0,56 % ;
- les volumes de consommations des clients HTA ont augmenté de 0,88 %.



1.1.1.3 Le nombre de raccordements d'installations de consommation annuelles neuves

En revanche le nombre de raccordements d'installations de consommations individuelles neuves est à la baisse en 2024 de - 20,7 % après une tendance à la hausse depuis 2020. Il s'élève en 2024 à 2 900 raccordements. Ce chiffre pourrait s'expliquer par une baisse du nombre de permis de construire délivrés et de mise en chantier.



- Le nombre de raccordement BT ≤ 36 kVA sans adaptation de réseau baisse de 22 % en 2024 après une tendance à la hausse depuis 2019. Cette catégorie représente 81,7 % des raccordements d'installations.
- Le nombre de raccordements BT ≤ 36 kVA avec adaptation de réseau représente le second poste des raccordements avec une part de 12,5 %. Ce nombre est en baisse de 14,8 % en 2024.
- Le nombre de raccordements BT compris entre 36 et 250 kVA est en baisse depuis 2022 et s'élève à 147 raccordements en 2024, soit – 7,5 % par rapport à 2023 et – 27,22 % depuis 2022.
- Le nombre de raccordements HTA > 250 kVA est en baisse depuis 2022 et s'élève à 19 raccordements en 2024, soit – 17,4 % par rapport à 2023 et à 2022.

1.1.2 Les clients producteurs

1.1.2.1 Le nombre de producteurs

Le nombre de producteurs d'énergie renouvelable (EnR) raccordés au réseau public de distribution d'électricité en Maine-et-Loire est en augmentation continue depuis 2018, conformément au tableau ci-dessous qui en retrace l'évolution par filière. Le nombre de producteurs est de 19 147 en 2024, soit une hausse de 25,50 % par rapport à 2023 (+ 0,58 point par rapport à 2023) et une hausse de 63 % par rapport à 2018.

Cette augmentation est principalement portée par le **fort développement de la production photovoltaïque avec une hausse de + 25,61 % par rapport à 2023** (+ 0,6 point par rapport à 2023). Au cours de l'année 2024, ce sont plus de 3 889 unités de production photovoltaïque qui ont été raccordées au réseau. Par rapport à 2018, cette hausse du nombre de producteurs photovoltaïque est de + 111,90 %.

Les producteurs photovoltaïques représentent 99,6 % des producteurs en nombre. Les producteurs éoliens représentent quant à eux 0,13 % des producteurs.

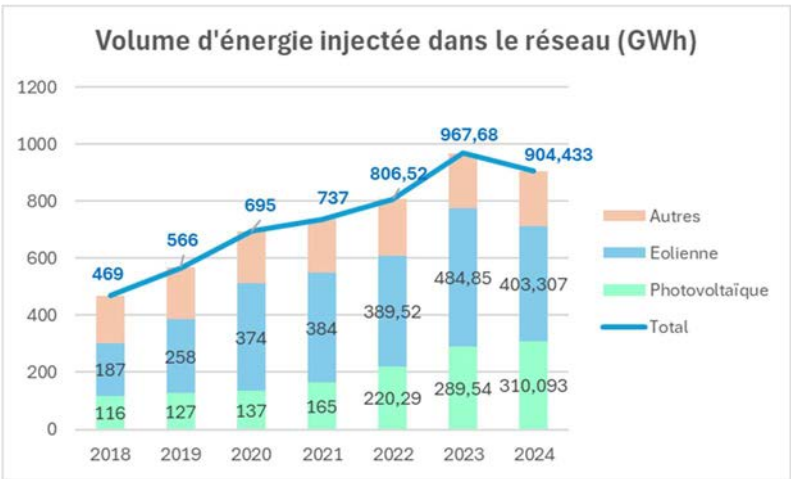
Enedis précise que l’autoconsommation collective se poursuit et l’année 2025 laisse prévoir une continuité de cette tendance.

Nombre de clients producteurs	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	taux d'évolution (%)	
								2024/2023	2018/2024
Production photovoltaïque	9 003	9 312	9 935	10 872	12 149	15 188	19 077	25,6	111,9
Production éolienne	15	18	21	23	24	24	25	4,2	33,3
Production hydraulique	6	6	6	7	8	8	8	-	33,3
Autres types de production	24	27	29	31	32	36	37	2,8	33,3
Total des producteurs	9 048	9 363	9 991	10 933	12 213	15 256	19 147	25,5	62,9
Taux de croissance	3,83%	3,48%	6,71%	9,43%	11,71%	24,92%	25,50%		

1.1.2.2 La quantité d’énergie injectée dans le réseau

Toutefois l’énergie injectée sur le réseau a baissé de 6,5 % par rapport à 2023 et s’élève à 904,433 GWh en 2024. C’est la première année depuis 2017, que la quantité d’énergie injectée sur le réseau public de distribution publique est en baisse. **Cette baisse s’explique principalement par des conditions de vent moins favorables en 2024.** Dans une moindre mesure, la production a également été affectée **par les épisodes de prix spot négatifs**, pendant lesquels une partie du parc est économiquement incitée à arrêter sa production.

- **Les 25 installations éoliennes** permettent l’injection de 403 GWh en 2024 soit une baisse de – 17 % par rapport à 2023 (équivalent à – 81,543 GWh). Cette quantité injectée représente **45 % de l’énergie totale injectée en 2024.**
- Grâce à la **hausse du nombre d’installations photovoltaïques**, ces dernières permettent l’injection de 310 GWh d’énergie sur le réseau, soit une **hausse de 7 %** par rapport à 2023. Cette quantité d’énergie injectée sur le réseau représente **34 % des volumes globaux injectés** (+ 4 points par rapport à 2023).



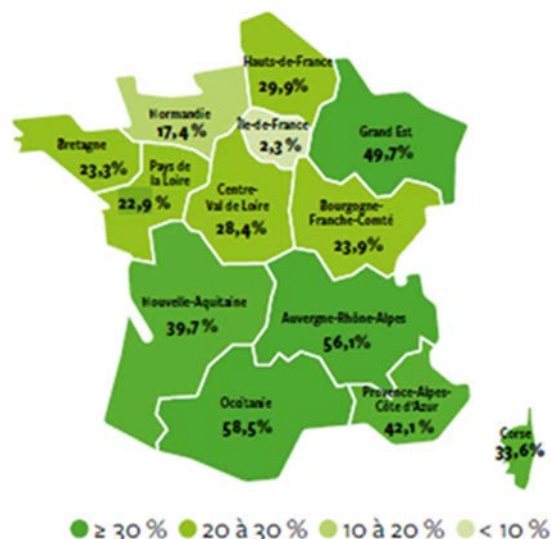
1.1.2.3 Le taux d'autoproduction d'électricité

Afin de comparer les volumes de production avec les volumes de consommation, un indicateur a été créé : le taux d'autoproduction. Ce taux permet de mesurer, de manière théorique, la part des volumes d'énergie consommés qui a été produite localement par des installations EnR.

A fin 2024, **l'énergie produite localement et injectée dans le réseau concédé représente 20,85 % de l'électricité** consommée sur la concession en Maine-et-Loire (- 1,55 points par rapport à 2023 où le taux d'autoproduction était de 22,4 %). Comme évoquée ci-dessus, **cette baisse s'explique par des conditions de vent moins favorables et par des épisodes de prix négatifs** qui ont freiné la production de la filière éolienne.

A noter toutefois qu'au niveau national, l'électricité renouvelable a couvert 33,9 % de l'électricité consommée en 2024, d'après l'édition 2024 du panorama de l'électricité renouvelable publié par l'agence ORE, Enedis, RTE et le SER. **Le taux d'autoproduction du Maine-et-Loire est légèrement inférieur au taux d'autoproduction de la région Pays de la Loire (22,9 %).**

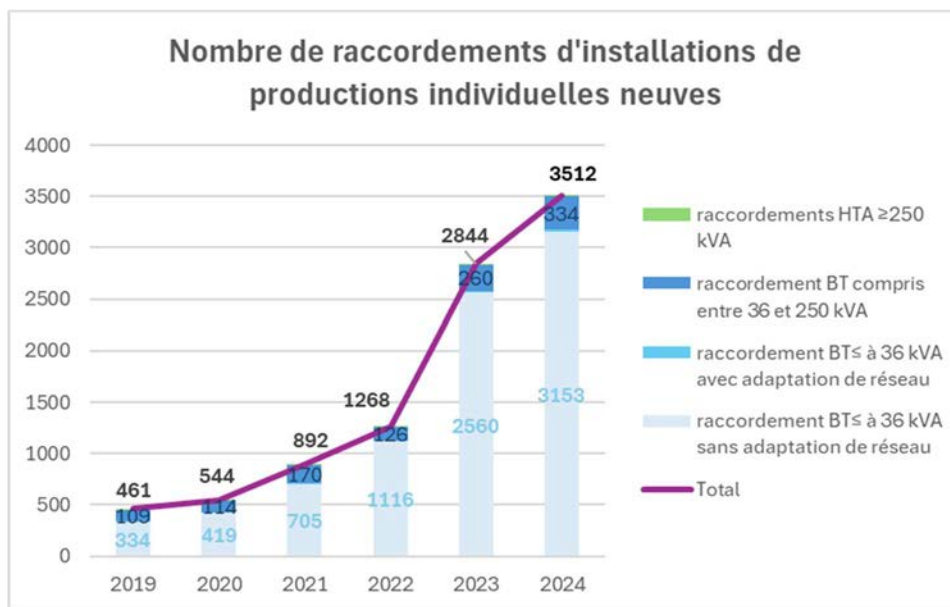
Couverture de la consommation par la production renouvelable en 2024



Édition 2024 du panorama de l'électricité

1.1.2.4 Le nombre de raccordements d'installations de production annuelles

Au périmètre de la concession, le nombre de raccordements d'installations de production individuelles neuves augmente de façon continue depuis 2019. Toutefois en 2023, il augmente moins vite (+ 23,5 % par rapport à 2022, contre + 124,3 % de 2022 à 2023, contre + 42,2 % de 2021-2022, et + 64 % de 2020-2021).



- **Le nombre de raccordement de production BT ≤ 36 kVA est en hausse permanente** depuis ces dernières années et s'élève à 3 174 raccordements. Ce segment représente **90,4 % des raccordements de production**, et augmente de 23,26 % par rapport à 2023 :
 - le nombre de raccordements de production BT ≤ 36 kVA sans adaptation de réseau représente la part la plus importante de raccordement (89,7%) avec une hausse en 2024 de + 23,16%. Ce chiffre est en constante hausse depuis 2019 ;
 - le nombre de raccordements de production BT ≤ 36 kVA avec adaptation de réseau s'élève à 21 en 2024, soit son seuil le plus haut depuis 2019 avec une hausse de 40 % par rapport à 2023 ;
 - ces chiffres montrent l'essor du raccordement pour la production pour de petites unités.
- **Le nombre de raccordements BT compris entre 36 et 250 kVA représente le deuxième poste** le plus important de raccordement (9,5%). Cette catégorie poursuit sa croissance avec un nombre inégalé de 334 raccordements annuels en 2024 (+ 28.4 % par rapport à 2023).
- En revanche, **le nombre de raccordement sur le HTA est en baisse** en 2024 avec quatre raccordements soit un niveau légèrement supérieur à son niveau le plus bas en 2023 pour trois raccordements, sur la période de 2019- 2024.

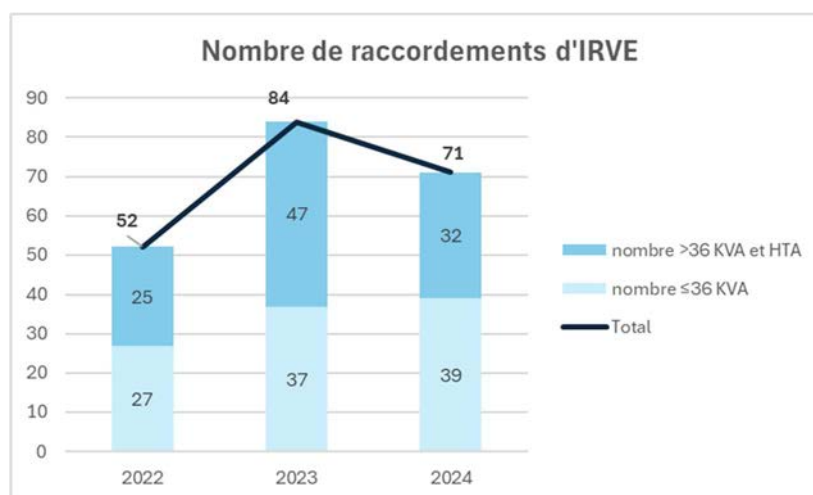
A noter : l'entrée en vigueur au 31 août 2024 du barème version 7.1 pour la facturation des raccordements au réseau public de distribution.

1.1.2.5 Le nombre de raccordements d'infrastructures de recharges de véhicules électriques

Au périmètre de la concession, **par rapport à 2022, le nombre de raccordements des infrastructures de recharge de véhicules électriques (IRVE) a augmenté de 36,5 %** (de + 44 % pour les raccordements inférieurs à 36 kVA, de + 28 % pour les raccordements supérieurs à 36 kVA et HTA). Toutefois en 2024, le nombre de raccordements **connait une baisse de 15,5 %** par rapport à 2023, année de forte croissance.

Toutefois, Enedis observe en 2024, **une hausse de la demande en raccordements d'IRVE dans le résidentiel collectif et complété par des points de charges ouverts au public.**

Il existe un vrai enjeu sur le pilotage de la recharge (décalage dans le temps, réglage de la puissance).



1.1.3 Synthèse - évolution des clients consommateurs et producteurs

Synthèse – l'évolution des clients consommateurs et producteurs		
Les consommateurs		
Nombre de clients	Légère reprise des consommations d'énergie de + 0,4 % mais qui reste inférieures à l'essor continu du nombre de clients de + 1 %.	
Electricité consommée	Le territoire enregistre une baisse de 8,8 % des volumes consommés depuis 2021, conséquence des tensions énergétiques et d'une transition vers des comportements plus sobres. Cela reflète une évolution significative mais interroge sur la part de la sobriété subie.	
Nombre de raccordements pour les installations neuves	A noter que le nombre de raccordements pour les installations neuves est en baisse de 20,7 % par rapport à 2023 après une tendance à la hausse depuis 2020 . Cette baisse s'expliquerait par une baisse du nombre de permis de construire délivrés et de mises en chantier.	
Les producteurs		
Nombre de producteurs	Le nombre de producteurs augmente de façon continue depuis 2018 (+ 63 % par rapport à 2018 et + 25,5 % par rapport à 2023). Cette augmentation est principalement portée par le fort développement de la production photovoltaïque (+ 25,61 % par rapport à 2023, + 111,90 % par rapport à 2018). Le photovoltaïque représente 99,6 % des producteurs en nombre et l'éolien 0,13 %.	
Quantité d'énergie injectée	En revanche, c'est la première année depuis 2017 que la quantité de l'énergie injectée baisse (– 6,5 % par rapport à 2023). Cela s'explique par des conditions de vent moins favorables et par des épisodes de prix négatifs qui ont freiné la production de la filière éolienne. Toutefois, depuis 2019, la quantité annuelle injectée a augmenté de 60 % et s'élève en 2024 à 904,43 GWh (+ 144 % pour le photovoltaïque, + 56 % pour l'éolien). L'éolien est le premier fournisseur d'électricité injectée à 45 %, et le photovoltaïque arrive en second avec 34 %.	
Autoproduction	En 2024, le Maine-et-Loire a produit 20,85 % de l'électricité consommée, soit une baisse de 1,55 point. Cette baisse s'explique par des conditions de vent moins favorables et par des épisodes de prix négatifs qui ont freiné la filière. Ce chiffre reste en dessous de la moyenne régionale (de – 2 points) et nationale (de – 13 points).	
Nombre de raccordement d'installations de production individuelles	Le nombre de raccordements d'installations de production individuelles neuves augmente de façon continue depuis 2019 (+ 23,5 % par rapport à 2023). Toutefois en 2024, celui-ci augmente moins vite que lors des précédentes années. Le nombre de raccordements des infrastructures de recharges de véhicules électriques (IRVE) continue sa croissance depuis 2022, avec 71 IRVE raccordées en 2024, faisant suite à une année record en 2023 avec 84 raccordements.	

1.2 Le patrimoine concédé

Le réseau public de distribution d'électricité

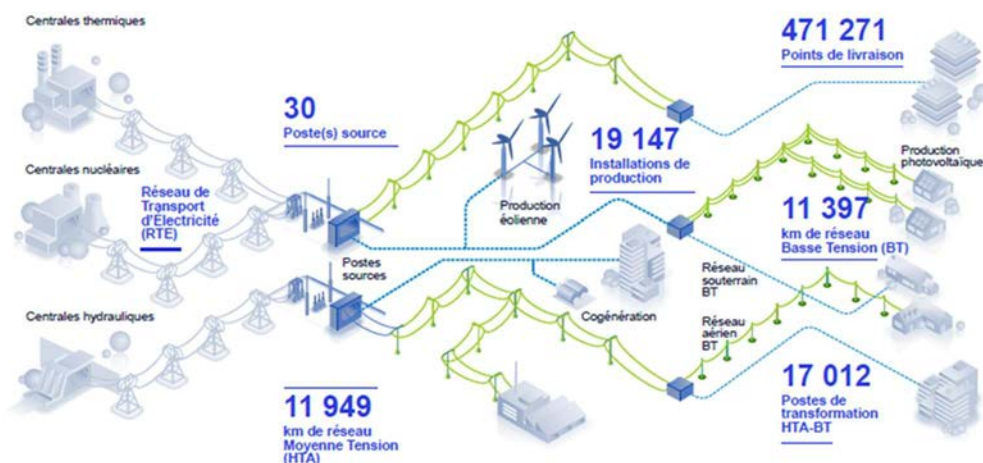
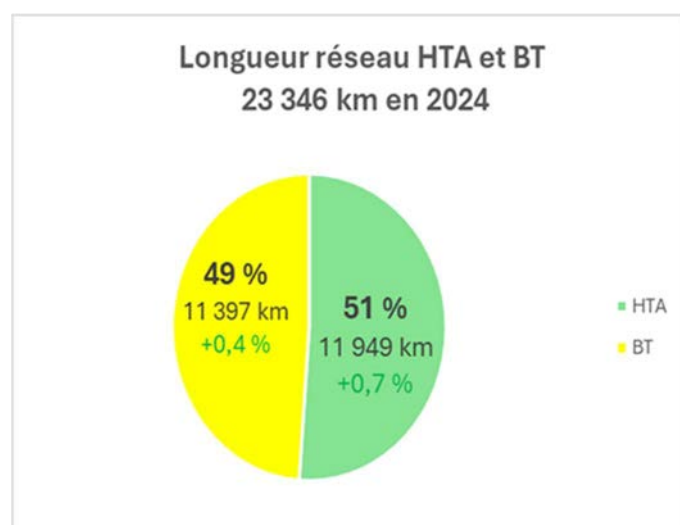


schéma : compte-rendu annuel d'Enedis et d'EDF 2024 20242024

1.2.1 Le réseau HTA et BT

Le linéaire global de réseau à l'échelle de la concession représente 23 346 km à fin 2024. Il augmente de 133 km avec une répartition quasiment identique entre le linéaire de réseau HTA et BT :

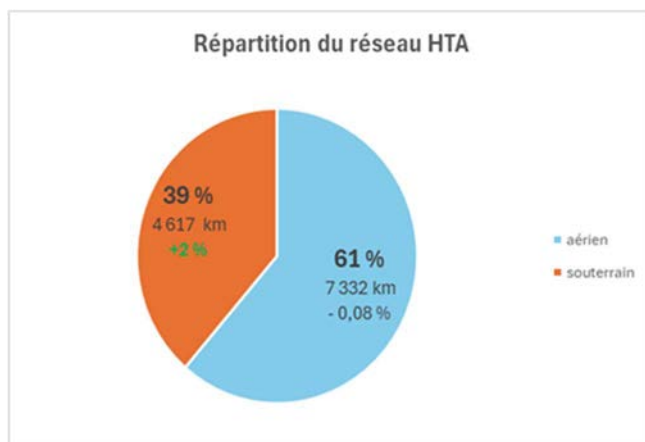
- **en HTA** : 51 % du réseau concédé, soit 11 949 km (+ 84 km, + 0,7 % par rapport à 2023) ;
- **en BT** : 49 % du réseau concédé est, soit 11 397 km (+ 48 km, + 0,4 % par rapport à 2023).



1.2.1.1 Le réseau HTA

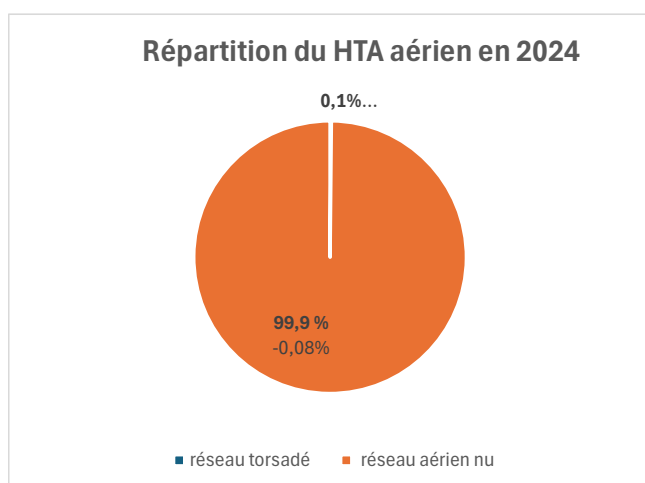
1.2.1.1.1 Le linéaire du HTA en hausse

Le réseau HTA représente 11 949 km à fin 2024 soit + 84 km. Le taux d'enfouissement est en progression de 0,48 point. Sa répartition est la suivante :



- **HTA en aérien** : 7 332 km, soit 61 % du linéaire de réseau, en baisse depuis 2022 (- 6 km, - 0,08 % par rapport à 2023) :

- 10 km de réseaux HTA sont en aérien torsadé (- 243 m, - 2,3 % par rapport à 2023) ;
- 7 322 km de réseaux HTA sont en aérien nu (- 5,9 km par rapport à 2023) ;
- 15 km environ de réseaux HTA sont en aérien nu de faibles sections (-1,6 km) ;



- **HTA en souterrain** : 4 617 km, soit 39 % du linéaire de réseau, en hausse depuis 2020 (+ 2 % par rapport à 2023) :

- 154 km environ de réseau HTA souterrain sont en câble papier imprégné (CPI) (- 3,3 km soit - 1,3 % par rapport à 2023).

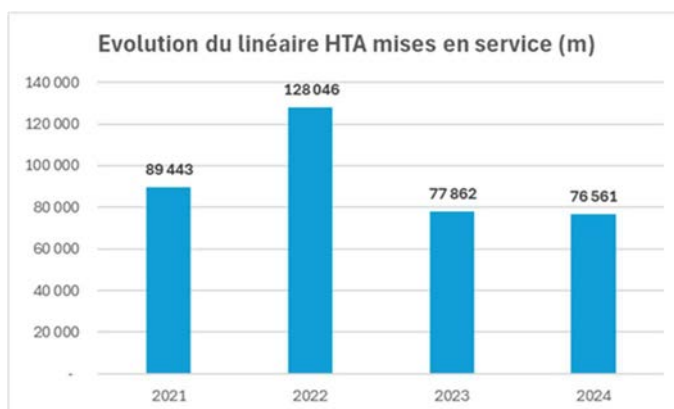
La moyenne nationale d'enfouissement des réseaux HTA est d'environ 49 %, soit un taux **plus élevé que la moyenne départementale** de près de 39 %. Cette différence s'explique en grande partie par les caractéristiques géographiques du Maine-et-Loire qui rendent peu pertinentes l'enfouissement de longues portées HTA en zones rurales.

En revanche, **les proportions de linéaires dit « sensibles » semblent meilleures en Maine-et-Loire qu'au niveau national** : les lignes aériennes HTA de faibles sections représentent en Maine-et-Loire 0,2 % des réseaux aériens HTA (données 2024) contre 1,1 % en moyenne au niveau national (données 2023) ; de même, les anciennes technologies de câbles souterrains comme les câbles à isolant papier imprégné représentent en Maine-et-Loire 3,3 % des réseaux souterrains HTA (données 2024) contre plus de 5 % en moyenne au niveau national (données 2023).

1.2.1.1.2 Le linéaire du HTA mis en service en 2024 en baisse

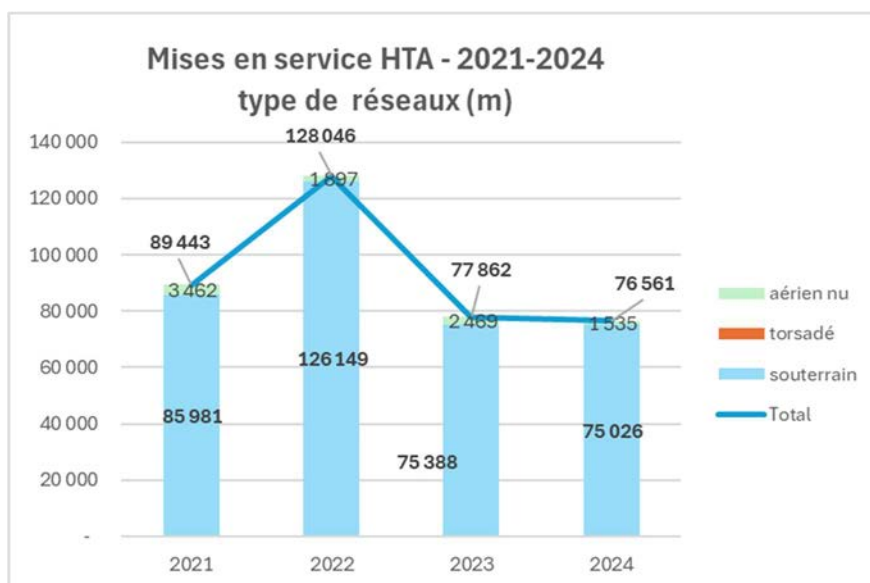
En 2024, les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage Enedis ont permis la création de 76,561 km en HTA, c'est 1,3 km de moins qu'en 2023.

On observe que **le linéaire mis en service sur la période 2021-2024 baisse** de 14,40 % après une hausse importante en 2022.

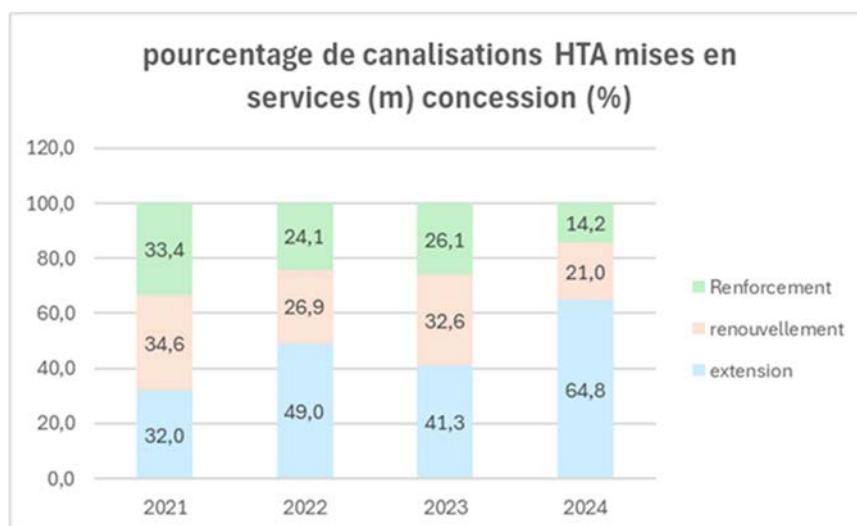
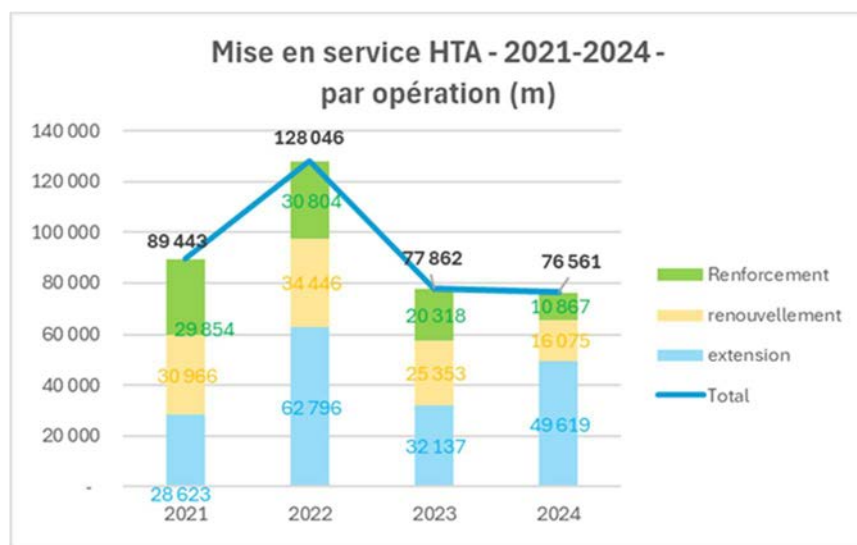


Le linéaire mis en service en souterrain progresse de 0,48 % (+ 1,3 km) par rapport à 2023 et représente 98 % des mises en services (+ 1,2 point).

Le linéaire mis en service en aérien baisse de 939 m, - 37,8 % (par rapport à 2023 et sur la période 2021-2024, de 1,927 km soit - 55,6 %).



1.2.1.1.3 Le linéaire du HTA mis en service par opération



○ Les renforcements : un linéaire en baisse

Le linéaire de renforcement mis en service sur le HTA s'élève à 10,867 km en 2024. Il est à son niveau le plus bas depuis 2021. Il a baissé de 64 % de 2021 à 2024 et poursuit sa diminution en 2024 par rapport à 2023 avec – 9,271 km, soit – 46,5 %. Il représente 14 % des ouvrages mis en service en 2024 contre 33 % en 2021, 26,1 % en 2023. Au niveau du montant des investissements, son niveau baisse depuis 2021 de – 66 %.

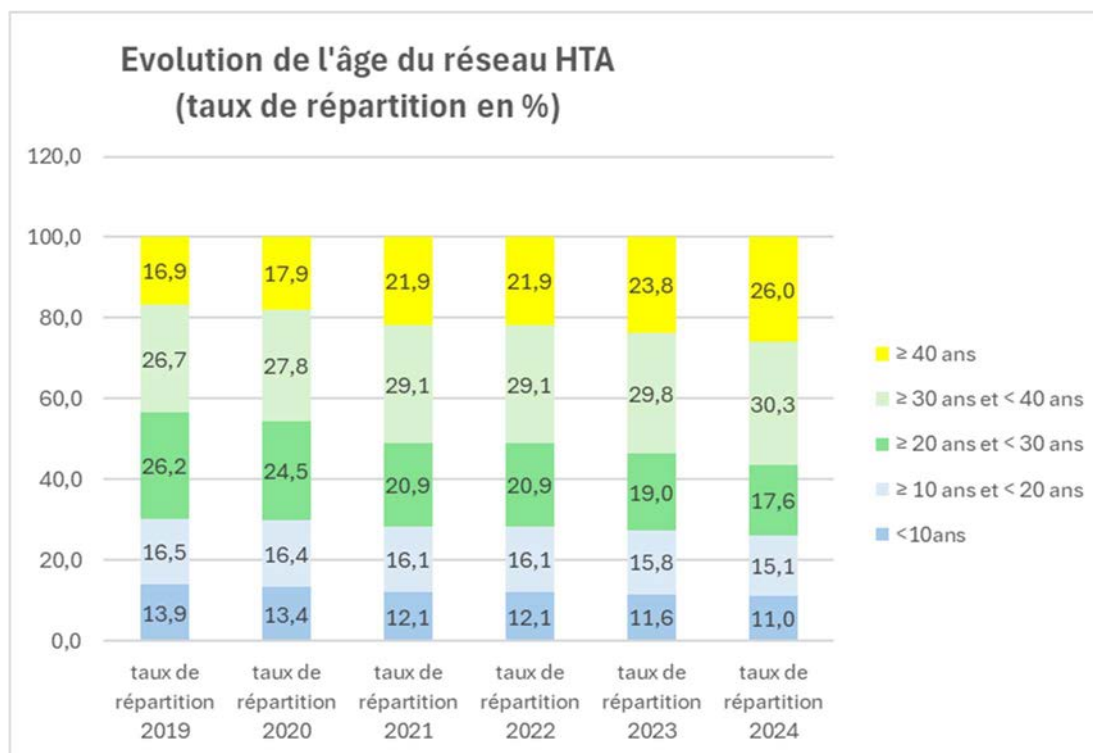
○ Les renouvellements : un linéaire en baisse

Le linéaire de renouvellement mis en service sur le HTA s'élève en 2024 à 16 km. Il est à son niveau le plus bas depuis 2021. Il a baissé de 48 % de 2021 à 2024. Par rapport à 2023, ce linéaire a diminué de 9,278 km. Il représente 21 % du linéaire mis en service en 2024 contre 34,6 % en 2021 et 32,6 % en 2023.

- **Les extensions : un linéaire en forte augmentation**

Le linéaire d'extension mis en service sur le HTA s'élève à 49,6 km. Il a augmenté de 73,3 % de 2021 à 2024 (+ 54,3 % par rapport à 2023). Il représente 64,8 % du linéaire mis en service en 2024 contre 32% en 2021, et 41,3 % en 2023.

1.2.1.1.4 L'âge des réseaux HTA : un réseau qui continue à vieillir.



- **Le pourcentage des réseaux HTA de plus de 30 et 40 ans continue à augmenter et représentent 56,3 % du linéaire total. En conséquence le réseau vieillit :**

- le pourcentage du réseau HTA de plus de 40 ans continue à croître : il progresse de 2,2 points en 2024, contre 1,9 points en 2023. Aujourd'hui 26 % du réseau HTA a plus de 40 ans,

- le pourcentage du réseau HTA de plus de 30 et 40 ans continue à augmenter : il progresse de 0,5 point en 2024, contre + 0,7 point en 2023. Aujourd'hui, 30,3 % du réseau a entre 30 et 40 ans et constitue le segment le plus représenté.

- **Le pourcentage du réseau HTA de moins de 30 ans continue à diminuer et représentent 43,7 % du linéaire total. En conséquence le réseau vieillit :**

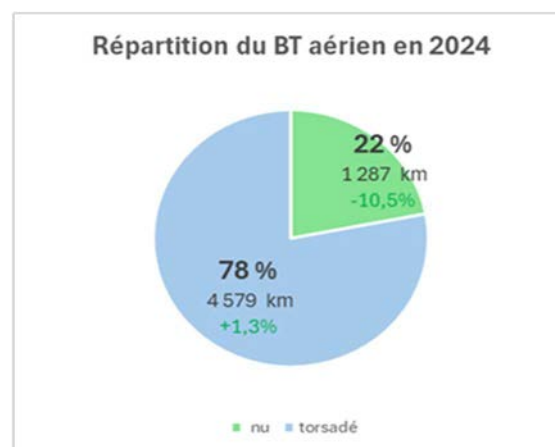
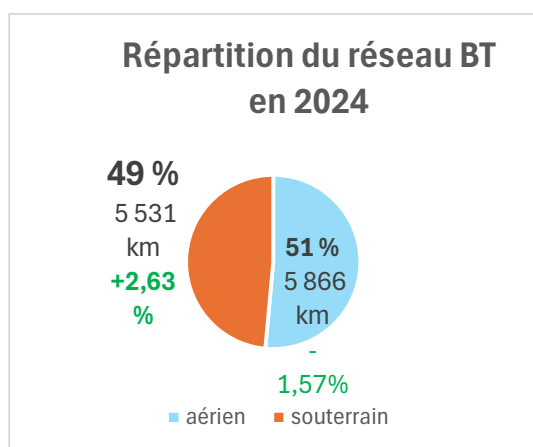
- le pourcentage du réseau HTA entre 20 et 30 ans diminue considérablement depuis 2019 (- 8,6 points), - 0,5 point en 2023, - 0,7 point en 2024,

- le pourcentage du réseau HTA entre 10 et 20 ans continue à diminuer depuis 2019 (- 1,4 points), (- 0,5 point en 2023, - 0,6 point en 2024),

- le pourcentage du réseau HTA de moins de 10 ans continue à diminuer depuis 2019 (- 2,9 points) (- 0,5 point en 2023, - 0,6 point en 2024).

1.2.1.2 Le réseau BT

1.2.1.2.1 Le linéaire de BT



- **Un réseau BT qui s'élève à 11 397 km en 2024. Il est en hausse continue depuis 2020** (+ 48,4 km soit + 0,43 % par rapport à 2023 et + 2,2 % par rapport à 2020).
 - **Un réseau BT : à 49 % en souterrain et 51 % en aérien :**
 - le linéaire aérien poursuit sa baisse (- 93,3 km, - 1,57 % par rapport à 2023) ;
 - le linéaire souterrain poursuit sa hausse (+ 141,7 km, + 2,63 % par rapport à 2023).
- Le réseau BT aérien est constitué :**
- **à 78 % de fils torsadés.** Ce linéaire est en progression depuis 2021 de + 3,2 % et 58 km soit + 1,28 % par rapport à 2023.
 - **à 22 % de fils nus.** Ce linéaire est en baisse constante depuis 2021 de - 24 % et de - 151 km, soit - 10,5 % par rapport à 2023. Les fils nus à faible section s'élèvent en 2024 à 282,5 km soit une baisse de 61 km soit - 36,8 % depuis 2021 et de - 17,8 % par rapport à 2023.

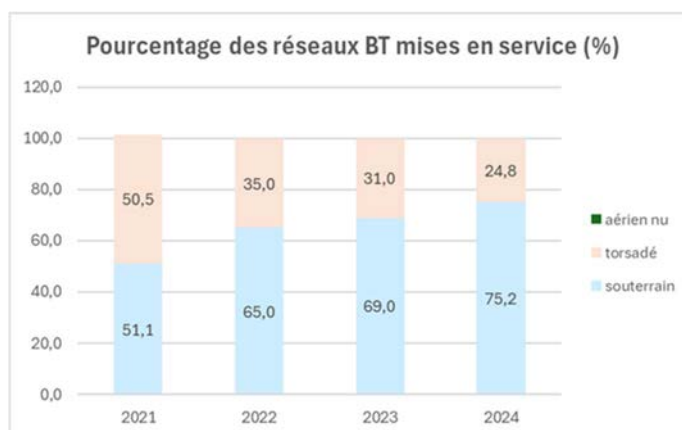
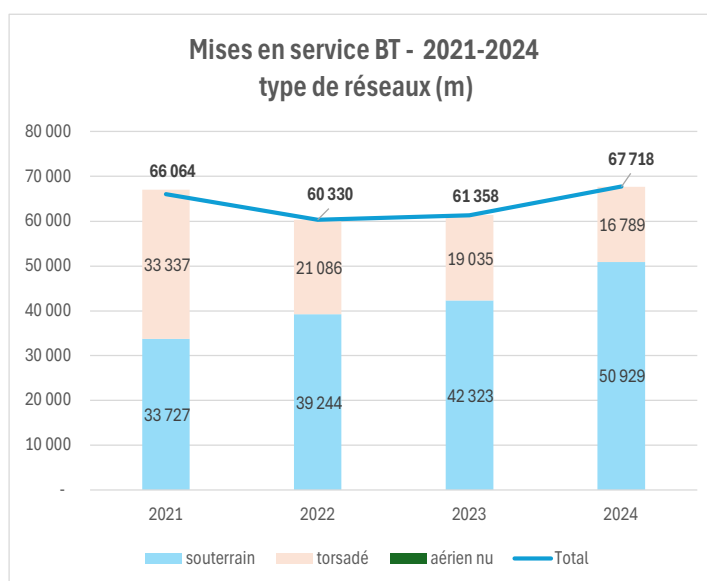
La moyenne départementale d'enfouissement des réseaux BT est de 48,5 % contre 45,4 % au niveau national.

De plus, les réseaux BT en aérien nu représentent en Maine-et-Loire 11,3 % du réseau BT contre seulement 9,8 % en moyenne au niveau national. De même, les réseaux BT en aérien nu de faibles sections représentent en Maine-et-Loire 4,8 % du réseaux BT aérien (données 2024) contre 3 % en moyenne au niveau national (données nationales 2023).

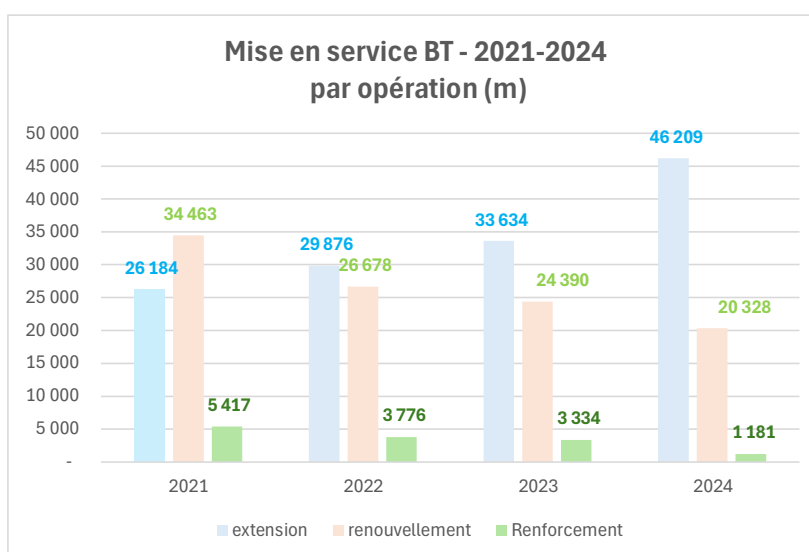
1.2.1.2.2 Le linéaire de BT mis en service en 2024

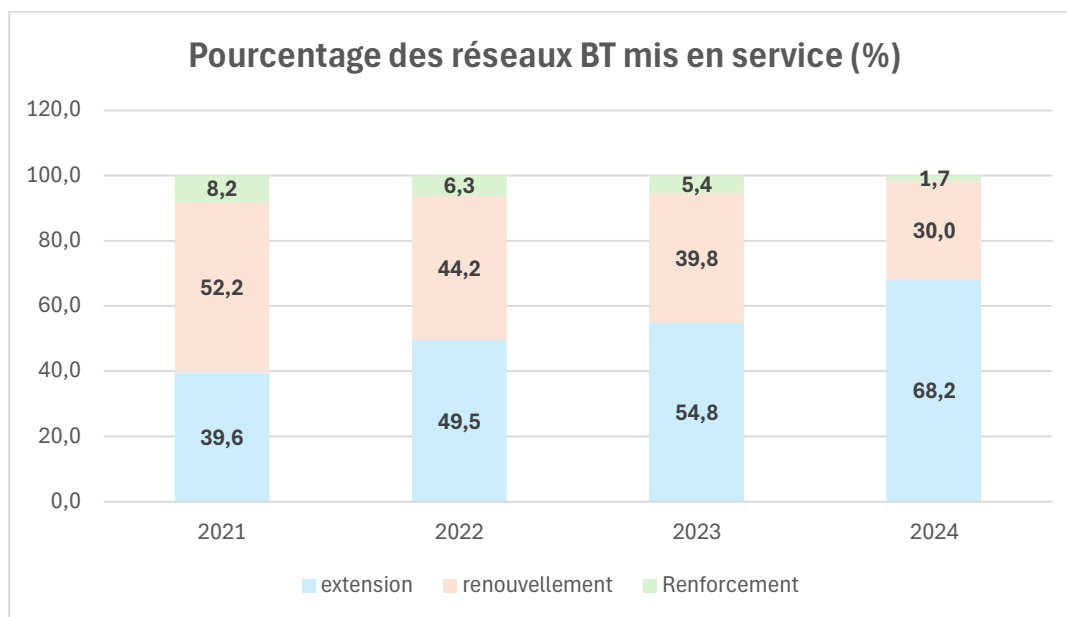
Le linéaire BT mis en service a augmenté en 2024. Son linéaire est de 67,7 km (+ 6,3 km, + 10,3 % en 2024).

- Il est composé à **75,2 % de réseau souterrain**. Le linéaire concernant le réseau souterrain continue sa **progression** (+ 8,6 km, soit + 20,3 % par rapport à 2023, + 51 % par rapport à 2021).
- Il est composé à **24,8 % de réseau aérien**. Le linéaire concernant le torsadé **poursuit sa baisse** depuis 2021, (- 49,6 %, - 11,8 % par rapport à 2023, - 2.2 km).



1.2.1.2.3 Le linéaire de réseau BT mis en service par opération





- **Les renforcements : leur linéaire est en baisse continue, au seuil le plus bas depuis 2021.**
Le linéaire de renforcement BT mis en service en 2024 est de 1,1 km. C'est le niveau le plus bas depuis 2021 (-78%) (- 64,5% par rapport à 2023). Ce niveau fluctue d'année en année, entre 1 et 5 km par an depuis 2021. Il représente 1,7% du linéaire mis en service en 2024 contre 8,2 % en 2021. Au niveau du montant des investissements, son niveau baisse depuis 2021 de – 50,7% (cf. point 1.4).

- **Les renouvellements : son linéaire est en baisse continue, au seuil le plus bas depuis 2021**
Le linéaire de renouvellement BT mis en service en 2024 est de 20,3 km : c'est son niveau le plus bas depuis 2021. On constate une baisse continue depuis 2021 (- 41% depuis 2021) (- 16,6 % par rapport à 2023). Il représente 30 % du linéaire mis en service en 2024 contre 52 % en 2021 : c'est une baisse continue depuis 2021.

- **Les extensions : leur linéaire est en hausse continue, au seuil le plus haut depuis 2021.**
Le linéaire d'extension BT mis en service en 2024 est de 46,9 km en 2024. C'est le niveau le plus haut depuis 2021. On constate une hausse continue depuis 2021 (+ 76,4 % depuis 2021, + 37,3 % par rapport à 2023 et + 12,5 % de 2022 à 2023). En 2024, les extensions mises en service en 2024 représentent 68,2 % des réseaux mis en service, soit un niveau jamais atteint depuis 2021 (+ 28,6 points depuis 2021).

1.2.1.2.4 L'âge des réseaux BT : un réseau moins vieillissant que le réseau HTA.



Le pourcentage des réseaux BT supérieur à 30 ans et 40 ans continue à augmenter depuis 2022 et est supérieur à son niveau de 2019 ; **il représente 39% du linéaire total** (soit une hausse de 5,3 points par rapport à 2019, + 0,4 point en 2023, + 0,2 point en 2024). **En conséquence le réseau vieillit, mais il vieillit moins que le réseau HTA :**

- depuis 2019, le pourcentage de réseau BT de moins de 40 ans continue à diminuer (- 3,3 points) et diminue en 2024 (- 0,4 point),
- depuis 2019, le pourcentage de réseau BT entre 30 et 40 ans continue à augmenter (+ 8,6 points) (+ 0,9 point en 2023, + 0,6 point en 2024).

- **Le pourcentage des réseaux BT < 30 ans diminue depuis 2022 (- 0,6 point) mais aussi par rapport à 2019 (- 5,4 points) et représentent 61 % du linéaire total. En conséquence le réseau vieillit, mais il est moins vieillissant que le réseau HTA :**

- depuis 2019, le pourcentage de réseau BT entre 20 et 30 ans diminue de 2,9 points mais est en hausse de 0,1 point par rapport à 2023 ;
- depuis 2019, le pourcentage de réseau BT entre 10 et 20 ans est stable (- 0,1 point), mais en baisse par rapport à 2023 (- 0,4 point) ;
- depuis 2019, le pourcentage de réseau BT inférieur à 10 ans diminue de 2,4 points, il augmente de 0,2 point en 2024.

1.2.2 Le nombre de postes HTA-BT : en légère augmentation

Le nombre de postes HTA-BT s'élève à 17 012 avec une légère hausse de 0,7 % par rapport à 2023. Cette hausse est due à l'augmentation du nombre d'autres postes (+ 3,7% par rapport à 2023, dans le même ordre qu'en 2023) (hors postes sur poteau, sur cabines hautes, cabines basses).

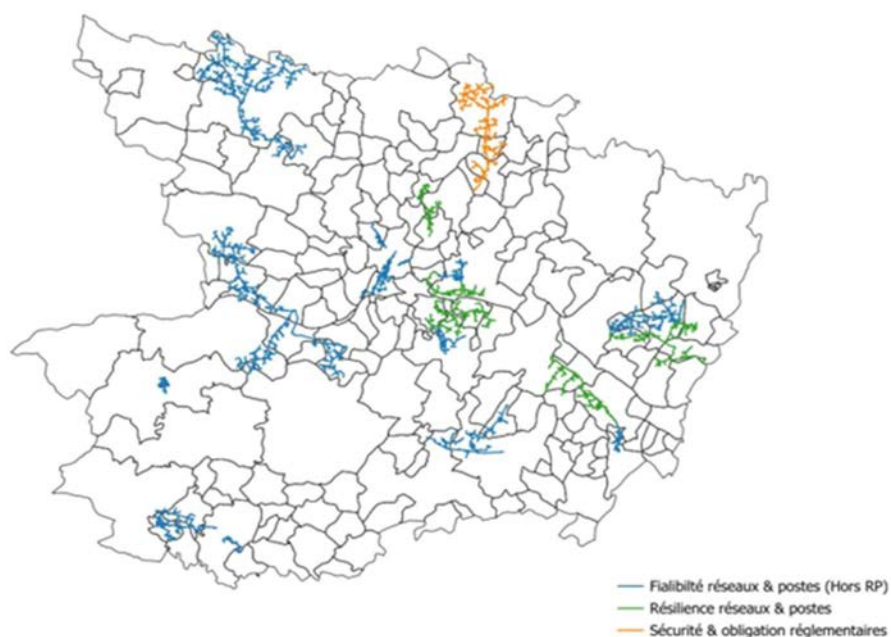
La majorité de ces postes est située sur des communes urbaines au sens de l'INSEE puisqu'ils représentent 70,6 % du nombre global de postes HTA-BT sur la concession départementale. La répartition des postes à fin 2024 se fait comme suit :

- 8 339 postes sur poteau (- 1,6 % par rapport à 2023) ;
- 357 postes cabines hautes (- 0,8 % par rapport à 2023) ;
- 1 039 postes cabines basses (- 0,2 % par rapport à 2023) ;
- 7 277 autres postes (dont les postes en immeuble par exemple) (+ 3,8 % par rapport à 2023).

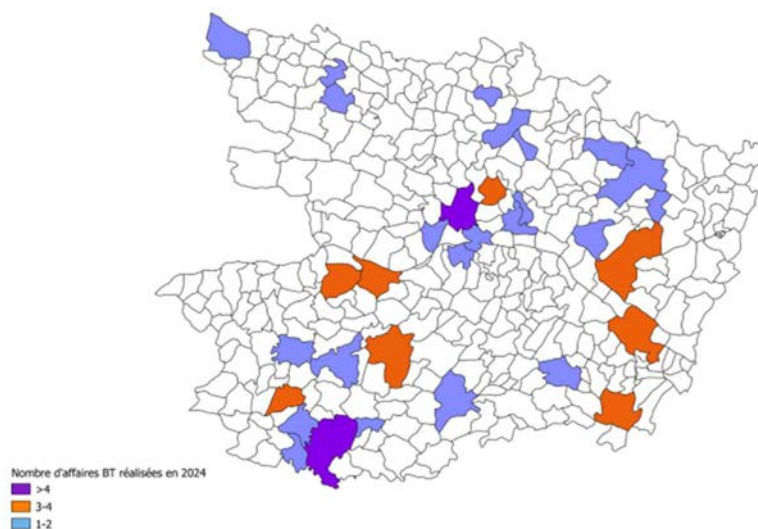
La création de 96 nouveaux postes est prévue d'ici 2040 par rapport à l'accélération des énergies renouvelables.

1.2.3 Les cartes de travaux d'Enedis et du SIÉML 2024

Principaux travaux HTA 2024 Enedis

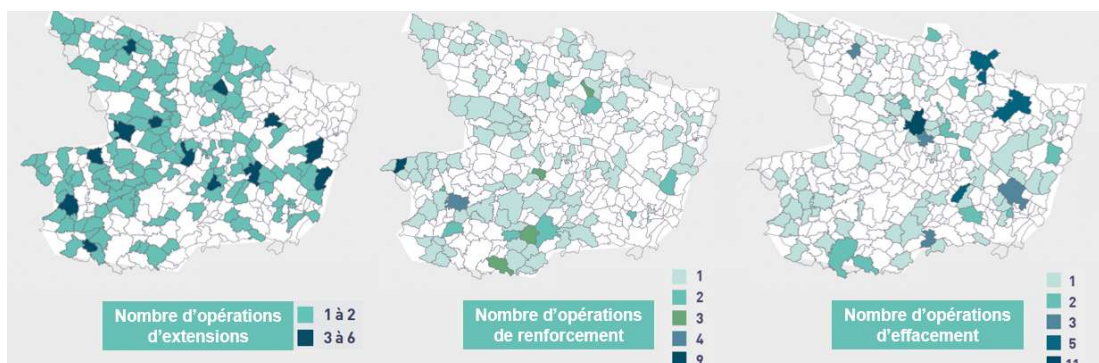


Investissements BT 2024 (nombre d'affaires)



Cartographie des investissements Siéml 2024

(état des mandatements de travaux 2024 au 01/01/2025 janvier 2025)



1.2.4 Le stock de réseaux dits « sensibles »

Le Siéml attache une attention et un suivi particulier des **stocks de réseaux dits « sensibles »**, c'est-à-dire pour lesquels les risques d'incident sont plus élevés que la moyenne des réseaux concédés. Il s'agit notamment des réseaux aériens en fils nus, des réseaux aériens en fils nus de faibles sections, des réseaux souterrains en câble papier imprégné, et des réseaux âgés de plus de quarante ans. Le tableau et les schémas ci-dessous synthétisent l'évolution de ces stocks.

Stock de réseaux sensibles (en km)	2020	2021	2022	2023	2024	Évolution 2020/2024
Réseaux HTA de plus de 40 ans	2 077	2 376	2 585	2 826	3 110	+ 49 %
Réseaux HTA aériens de faibles sections	28	25	22	16	15	- 46 %
Réseaux HTA souterrains CPI	180	167	164	158	153	- 15 %
Réseaux BT de plus de 40 ans	2 454	2 398	2 299	2 262	2 217	- 10 %
Réseaux BT aériens nus	1 787	1 695	1 563	1 438	1 287	- 28 %
Réseaux BT aériens de faibles sections	478	447	394	343	282	- 41 %
Réseaux BT souterrains CPI et NP	78	78	77	-	-	-

En Maine-et-Loire, les **réseaux sensibles HTA et BT** (aérien nu de faible section, isolation papier, et âgés de plus de 40 ans) **ont tendance à diminuer dans le temps**, conformément aux ambitions du schéma directeur des investissements (SDI) et des programmes pluriannuels d'investissements (PPI) signés dans le cadre du nouveau contrat de concession de la distribution publique d'électricité.

Les communes avec les stocks de réseaux BT aériens nus les plus importants sont Angers (42 km), Cholet (41 km), Saumur (30 km), Baugé-en-Anjou (26 km), Longué-Jumelles (20 km) et Doué-la-Fontaine (17 km) (données 2023). Les communes avec stocks de réseaux BT aériens nus de faibles sections les plus importantes sont Baugé-en-Anjou (10 km), Longué-Jumelles (8 km), Durtal (5 km), Mouliherne (4 km), Cheviré-le-Rouge (4 km) et Montreuil-Bellay (4 km) (données 2023).

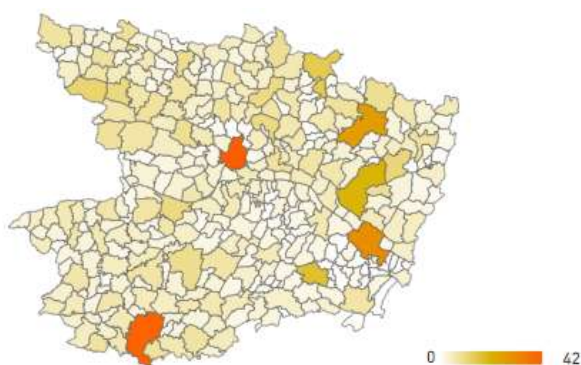


Figure 2 - Stock de réseaux BT aériens nus par commune déléguée (km) - 2023

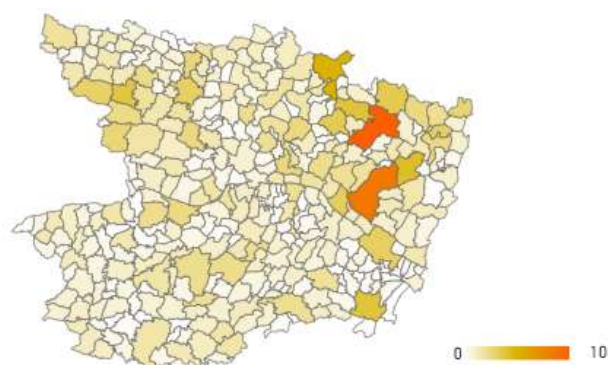


Figure 2 - Stock de réseaux BT aériens nus de faibles sections par commune déléguée (km) - 2023

Seuls les **réseaux HTA de plus de 40 ans et entre 30 et 40 ans voient leurs stocks augmenter**, notamment du fait de la politique de « prolongation de vie des ouvrages » menée par le gestionnaire de réseau, récemment requalifiée par Enedis de politique de « rénovation programmée ». En 2024, 56 % du réseau HTA a plus de 30 ans (+ 2,7 points), et 26 % environ (+ 2,2 points) a plus de 40 ans. Même si l'indicateur d'âge est suivi régulièrement dans les différents exercices de contrôle, le Siéml rappelle 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.

Focus – La politique Enedis de rénovation programmée des ouvrages aériens HTA

Le réseau HTA reste en grande partie aérien et sensible aux aléas climatiques. Face à ce constat, Enedis s'est fixé deux enjeux stratégiques :

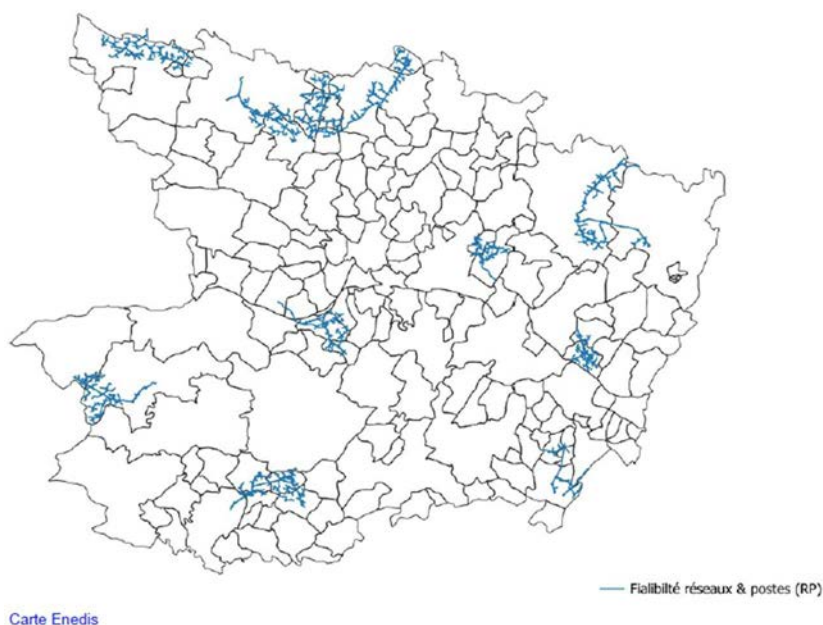
- (1) réduire la vulnérabilité aux aléas climatiques majeurs en enfouissant les lignes dans les zones sensibles aux risques vent et bois, conformément à son plan aléas climatiques (PAC) ;*
- (2) améliorer la fiabilité dans la durée des lignes aériennes pérennes qui ne seront pas enfouies à court terme, en réalisant des campagnes de remplacement des éléments altérés tels que les armements, les isolateurs ou les attaches au travers d'une politique de rénovation programmée.*

Les travaux de rénovation programmée (RP) consistent ainsi à remettre à niveau des tronçons de réseau aérien en modifiant ou remplaçant des éléments identifiés lors d'un diagnostic détaillé de l'ouvrage. D'après le concessionnaire, cette action vise à maîtriser durablement la fiabilité des ouvrages aériens et ainsi contribue à l'atteinte des objectifs de continuité de la desserte électrique.

Cependant, le Siéml n'est à ce jour pas en mesure de contrôler, qualifier et évaluer les politiques de rénovation programmée engagées depuis quelques années par le concessionnaire Enedis. Un contrôle spécifique sur le sujet pourrait utilement être réalisé à compter de 2025 afin d'évaluer la pertinence et l'impact de ces politiques sur la qualité de la distribution publique d'électricité.

La carte ci-dessous indique **les principaux travaux de rénovation programmée en 2024**.

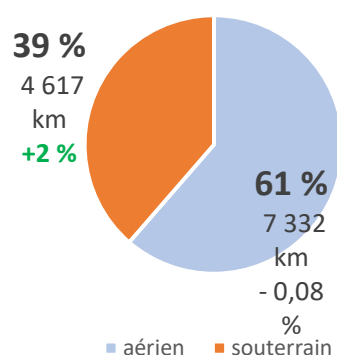
Les principaux travaux de rénovation programmée en 2024



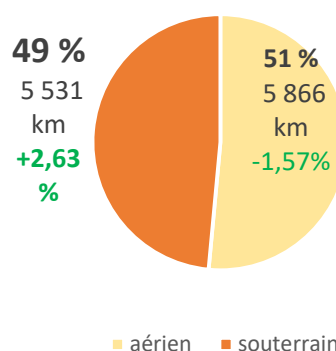
A noter toutefois que, malgré la **diminution continue des stocks de réseaux HTA et BT aérien nu**, ces derniers restent encore particulièrement présents sur la concession malgré leur caractère incidentogène :

- **le réseau BT aérien nu**, qui a baissé de 10,5 % par rapport à 2023, représente encore à fin 2024 plus de 22 % du linéaire BT aérien total, contre 9,87 % au niveau national.
- **le réseau BT aérien de faibles sections**, qui a baissé de 17,8 % par rapport à 2023, représente 4,8 % du réseau BT aérien de la concession contre 3 % en moyenne au niveau national (données nationales 2022). Les efforts poursuivis et notables de renouvellement de ces ouvrages doivent être poursuivis, conformément aux objectifs du schéma directeur des investissements.

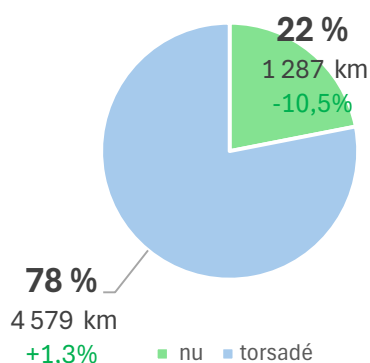
Répartition du réseau HTA



Répartition du réseau BT



Répartition du BT aérien en 2024



1.3 Linky : le déploiement en diffus pour la régularisation des derniers clients

Dans le cadre de ses missions de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité Enedis a réalisé depuis fin 2015 le déploiement généralisé des compteurs Linky, conformément à la directive européenne 2009/72 et la loi n° 2015-992 du 17 août 2015. Cette phase initiale s'est achevée fin 2021.

Depuis lors, une nouvelle organisation s'est mise en place pour continuer le déploiement en diffus du compteur Linky, en adéquation avec la délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 24 février 2022. Cette nouvelle phase devrait permettre de régulariser la majorité des situations. Ainsi en 2024, Enedis a posé à l'échelle nationale 1,2 million de compteurs Linky, soit une baisse de 15 % par rapport à 2023.

Ce volume est réparti à hauteur :

- de 41,5 % par le remplacement de compteurs anciennes générations (- 12,5 points),
- de 34 % par le raccordement de nouveaux clients (+ 4,5 points),
- de 24 % par la maintenance des compteurs Linky (+ 8 points).

Linky est un outil important pour l'exploitation du réseau. En 2024, on note, au niveau national, une hausse de 40 % du nombre de télé-opérations qui permettent un gain de temps, de coût, de baisse de CO². Elles contribuent à faire de la maintenance préventive pour prévenir les ruptures du neutre qui causent des surtensions chez les clients.

Linky contribue aussi à faciliter la facturation par la communication des données. La facture électronique continue à se développer (+ 0,5 point pour les particuliers et + 5 points pour les clients non particuliers). Depuis le 1^{er} juin 2025, les clients non équipés de Linky, qui n'ont pas demandé le remplacement de leur compteur sont susceptibles de payer les frais de gestion pour la relève de leur compteur, soit 9,04 € HT tous les deux mois. Ils doivent également payer des frais de relevés additionnels si ceux-ci ne transmettent pas leur index de consommation une fois par an. **Le Siéml analysera dans un prochain contrôle, l'impact de cette répercussion tarifaire.**

Linky améliore la chaîne communicante. Enedis commence l'implantation de compteur répéteur sans client pour amplifier le signal, pour améliorer la performance de la chaîne communicante, qui est suivie par la CRE.

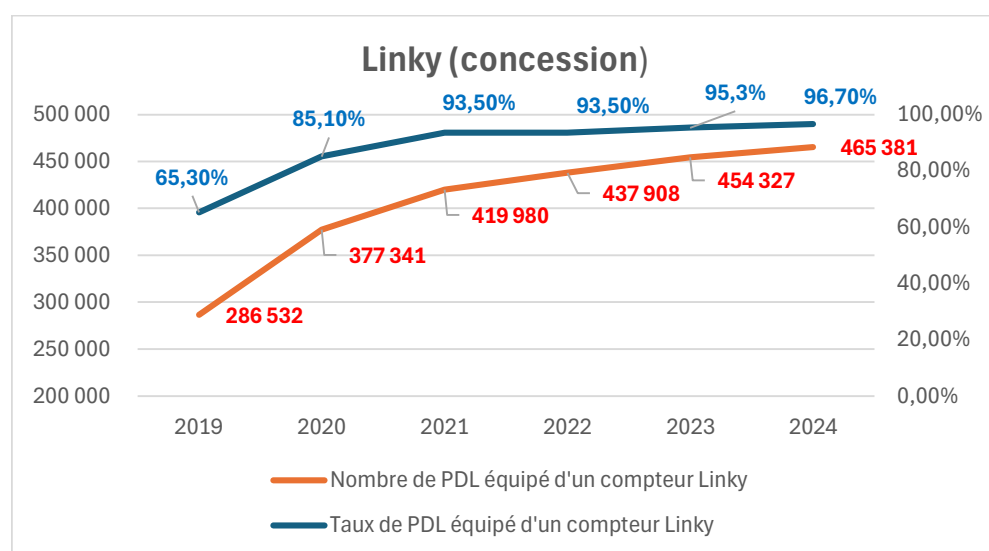
Linky est également une technologie évolutive. L'arrêt programmé de la 2G et de la 3G oblige Enedis à remettre à niveau ses équipements de transmission (communication au niveau du concentrateur) pour 2027. Elle s'appuie sur la technologie *long-term evolution for machines* (LTEM) qui garantit une pérennité de disponibilité jusqu'en 2040. Par ailleurs, les bénéficiaires du chèque énergie peuvent bénéficier d'un boîtier connecté à Linky « solution Infowatt » pour avoir les données de leurs consommations de façon très réactive.

La lutte contre la fraude électrique se poursuit. 120 000 points de comptage suspects ont été recensés au niveau national, ce qui équivaut à un coût annuel de 275 M€ ! Des plaintes sont déposées qui aboutissent à la condamnation des poseurs. Une campagne de communication nationale a été réalisée au 1^{er} semestre 2025. **Le Siéml analysera lors d'un prochain contrôle les moyens mis en œuvre au niveau local pour endiguer ce phénomène.**

A l'échelle de la concession départementale, on recense les indicateurs suivants :

Compteurs Linky en Maine-et-Loire	2024	Evolution 2023/2024 (%)
Taux de PDL équipé d'un compteur Linky	96,7	1,47
Nombre de PDL équipés d'un compteur Linky	465 381	2,43
Nombres de PDL ouverts à tous les services Linky	463 822	3,42
Nombres de PDL ouverts à tous les services Linky et associés à compte client lui permettant de visualiser les données de consommation et de production	23 769	- 6,73

Le SIéML s'interroge sur la baisse du nombre de points de livraison (PdL) ouvert à tous les services Linky et associés à un compte client lui permettant de visualiser les données de consommation et de production de 6,73 % par rapport à 2023 soit (- 1 714 clients).

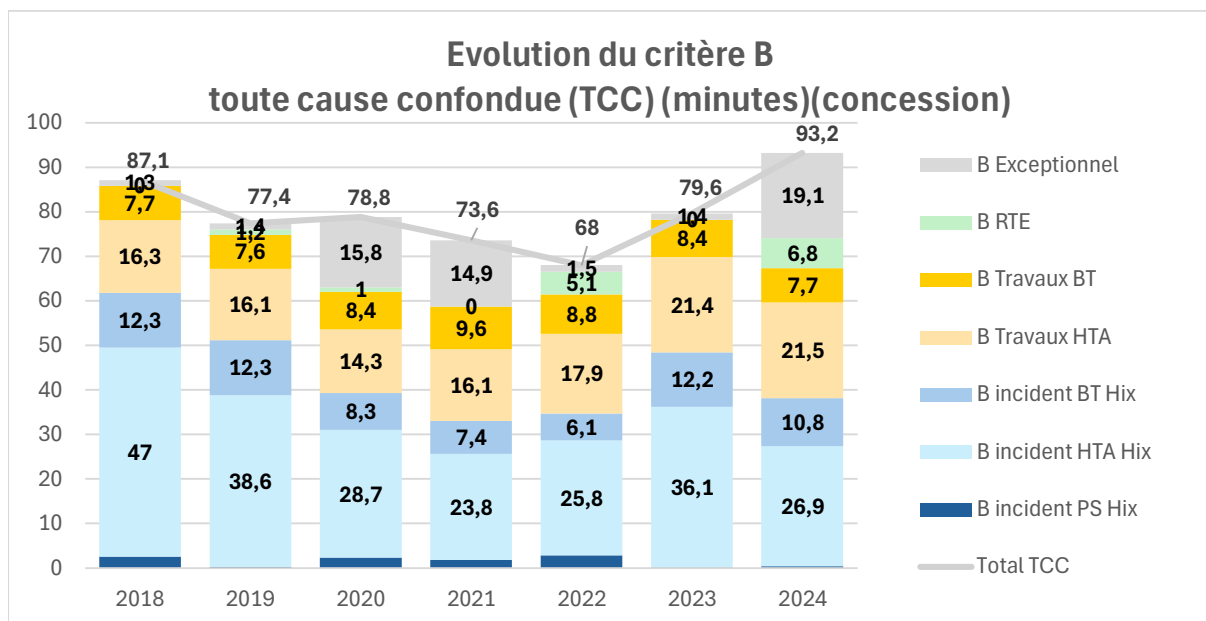
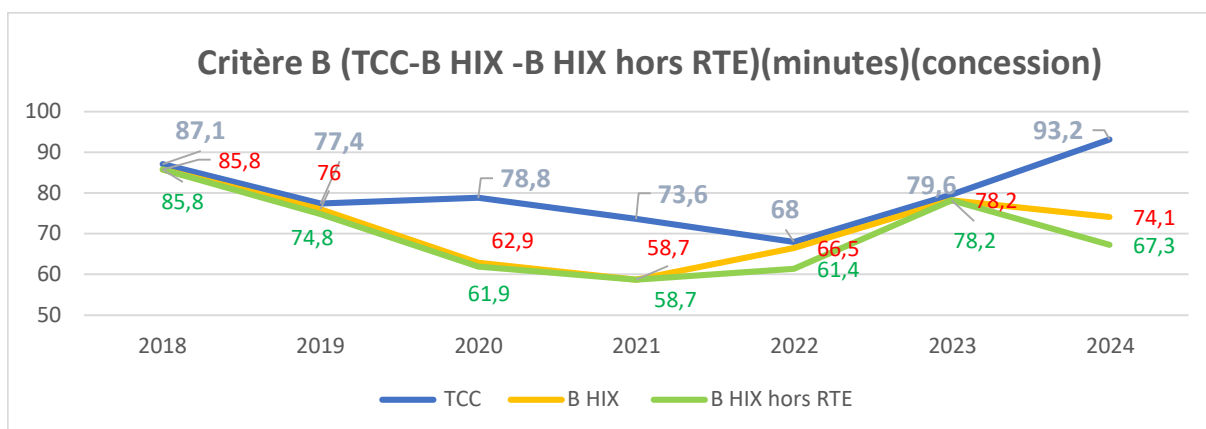


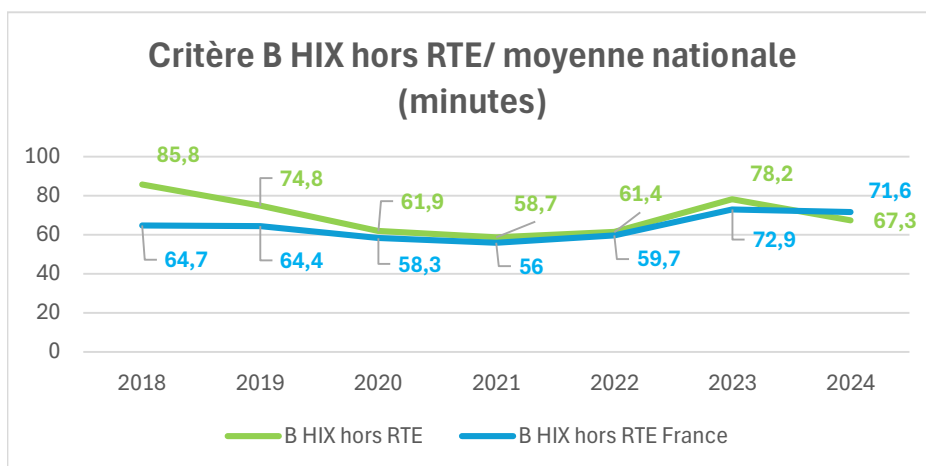
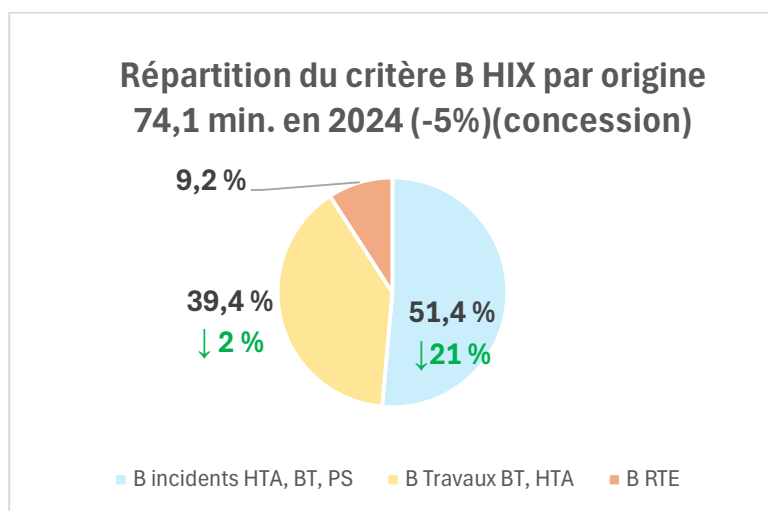
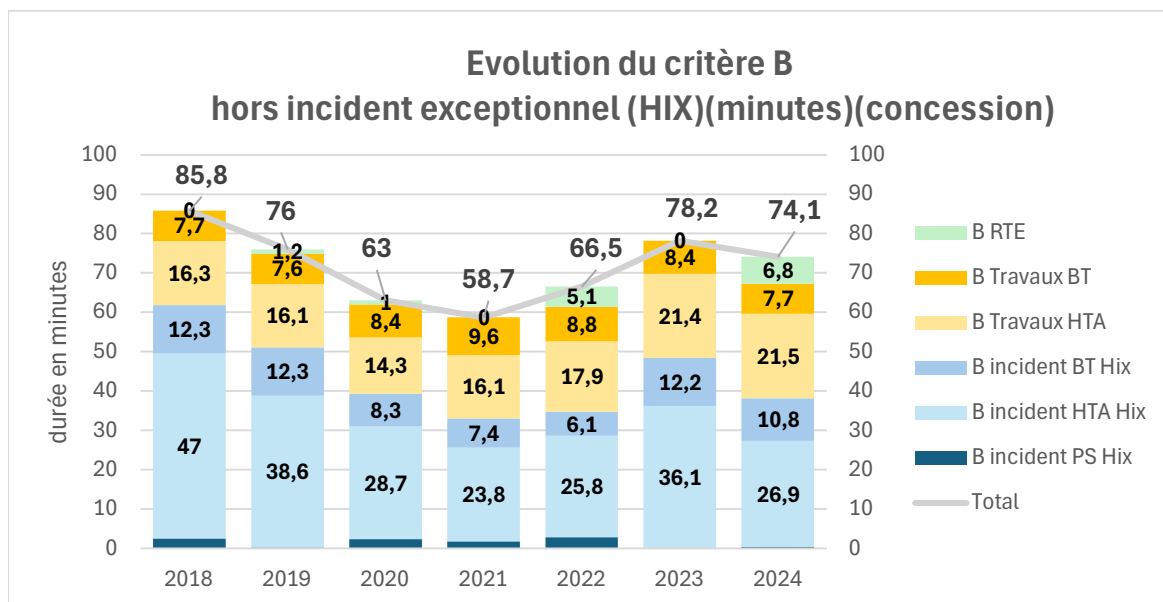
Synthèse Linky (concession)	
96,7 % des points de livraison sont équipés d'un compteur Linky (en progression de 1,5 %) (au-dessus de la moyenne nationale de 1,6 point).	■
Linky, un outil important pour l'exploitation du réseau pour agir à distance par rapport aux demandes des fournisseurs et permettre la maintenance préventive (gain de temps, d'argent, moins de déplacements). Linky est également une technologie évolutive. Enedis remet à niveau ses équipements de transmission (communication au niveau du concentrateur) pour 2027, à la suite de l'arrêt programmé de la 2G et de la 3G. Linky améliore la performance de la chaîne communicante suivie par la CRE. Enedis commence l'implantation de compteur répéteur sans client pour amplifier le signal.	■
Linky contribue aussi à faciliter la facturation par la communication des données. La facture électronique continue à se développer (+ 0,5 point pour les particuliers contre + 5 points pour les clients non particuliers). Les clients qui ne sont pas équipés d'un compteur Linky et qui n'en n'ont pas fait la demande doivent désormais payer des frais de gestion pour la relève de leur compteur (9,04 € HT tous les 2 mois). A ceux-ci pourront s'ajouter des frais de relevés additionnels si les index ne sont pas transmis à EDF annuellement. Le Siéml analysera dans un prochain contrôle les conséquences tarifaires pour l'utilisateur.	■
La lutte contre la fraude électrique se poursuit. Une campagne de communication nationale a été réalisée au premier semestre 2025 pour alerter sur ce phénomène et sur les condamnations encourues. Le Siéml s'interroge sur les moyens mis en œuvre au niveau local pour endiguer ce phénomène.	?
Un remplacement qui diminue (de 12,5 points) au profit de la maintenance (+ 8 points) et des raccordements (+ 4 points) (données nationales).	■
Le SIÉML s'interroge sur la baisse du nombre de PdL ouvert à tous les services Linky et associés à un compte client lui permettant de visualiser les données de consommation et de production de 6,73 % par rapport à 2023 soit (- 1 804 clients).	?

1.4 Le diagnostic qualité

1.4.1 Un critère B élevé

Les graphiques ci-dessous synthétisent l'évolution du **critère B toutes causes confondues (TCC)**, **hors incident exceptionnel (climatique) (HIX)**, **hors incident exceptionnel (hors RTE)** à l'échelle de la concession de Maine-et-Loire mais aussi du national. Pour rappel, le critère B correspond au **temps moyen de coupure pour un usager de la concession sur un an**. Cet indicateur est comptabilisé en minutes. On distingue le **temps de coupure pour travaux et pour incident**. On peut également isoler les incidents exceptionnels, au sens des classifications nationales, pour identifier les événements climatiques qui sortent des conditions « normales » d'exploitation du réseau.





1.4.1.1 La durée toute cause confondue (TCC) / hors incident exceptionnel (HIX) / HIX hors RTE de coupure

La durée moyenne de coupure toute cause confondue (TCC) s'élève à 93,2 minutes en 2024. Elle augmente de 17 % par rapport à 2023. Cette hausse est due aux tempêtes Caetano du 21 novembre 2024 et Darragh du 7 décembre 2024. Après une baisse de 2018 à 2022, **cette durée moyenne repart à la hausse et atteint un seuil haut en 2024** (+ 6,1 minutes par rapport à 2018, + 25,2 minutes depuis 2022).

La durée moyenne de coupure hors incident exceptionnel (HIX) est de 74,1 minutes en 2024. Celle-ci reste élevée bien qu'elle soit en baisse par rapport à 2023 qui a été une année très incidentogène (- 4,1 minutes, - 5 %). Après une baisse de 2018 à 2021, **cette durée moyenne dépasse les 70 minutes depuis deux années consécutives.**

La durée moyenne de coupure hors incident exceptionnel et hors RTE s'élève à 67,3 minutes en 2024. Elle est en baisse de 11 minutes, soit - 1,1 % par rapport à 2023. Toutefois depuis 2021, celle-ci repart à la hausse (+ 8,6 minutes). Cependant elle est **inférieure à la moyenne nationale** qui est de 71,6 minutes (- 4,3 minutes).

L'objectif national d'Enedis à l'horizon 2030 est de se situer en dessous des 60 minutes annuelles de coupure.

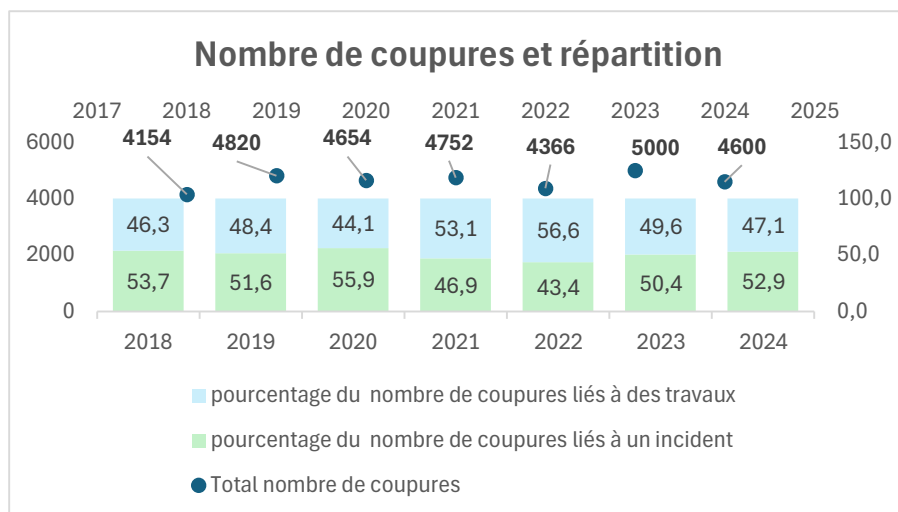
1.4.1.2 La répartition incidents / travaux / RTE

- **Le critère B est porté principalement par des incidents à 51,42 % (38,1 minutes)** en 2024, qui sont en baisse de - 21,28 % par rapport à 2023 mais se situe à un niveau plus élevé qu'en 2021-2022 tout en demeurant sous le niveau de 2018-2019 :
 - **les incidents HTA** représentent **36,3 % du critère B** soit 26,9 minutes le temps le plus important de coupure. Ce chiffre est en baisse de 25,48 % par rapport à 2023 mais est plus élevé qu'en 2021 et 2022 (+ 3 et + 1 minutes) ;
 - **les incidents BT** représentent **14,5 %, du critère B** soit 10,8 minutes. Ce chiffre est également en baisse de 11,5 % par rapport à 2023, mais demeure élevé par rapport à 2020, 2021, 2022 (respectivement + 2,5, + 3,4 et + 4,7 minutes).
- **Le critère B est porté par les travaux à 39,4 % (29,20 minutes)** en 2024, qui sont en baisse de - 2 % par rapport à 2023 mais apparaissent comme les plus élevés sur la période 2018-2024 (moyenne 25,9 minutes de 2018-2024) :
 - **les travaux HTA** représentent 29 % du critère B. Celui-ci atteint pour la seconde année consécutive son seuil le plus haut (21,5 minutes) depuis 2018.
 - **les travaux BT** représentent **10,4 % du critère B**. Ce chiffre est en baisse de - 8,3%. Il correspond au niveau de 2018 et 2019, années les plus basses sur la période 2018-2024.
- **Le critère B est porté par RTE à 9,2 % (6,8 minutes)** en 2024, qui est en hausse de 100 % par rapport à 2023.

1.4.2 Le nombre de coupures et d'incident HTA et BT pour 100 km de réseaux :

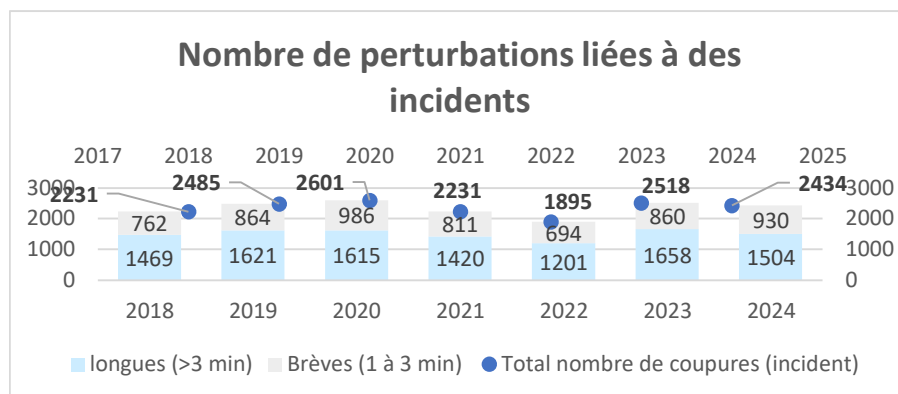
1.4.2.1 Le nombre de coupures liées à des incidents ou à des travaux :

Le nombre de coupures s'élève à 4 600 en 2024. Il est cohérent sur la période 2019-2024. **53 % des coupures sont liées à un incident et 47 % à des travaux en 2024.** Ces chiffres sont cohérents sur la période 2018-2024. On peut ajouter que le pourcentage de coupures liées aux travaux décroît depuis 2022 (- 9,5 points) ce qui est un signal positif.



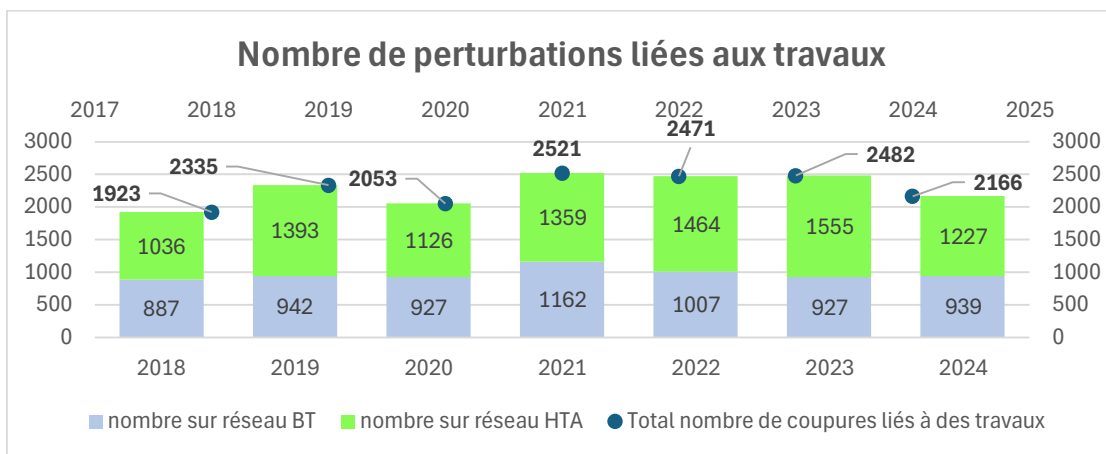
Le nombre de perturbation liées à ces incidents est cohérent sur la période 2018-2024 :

- le nombre de coupure brèves (1 seconde à 3 minutes) se situe à un niveau relativement élevé sur la période 2018-2024 (930 coupures) et a tendance à augmenter depuis 2022 ;
- le nombre de coupure longues (plus de 3 minutes) est cohérent sur la période 2018-2024 (1504 coupures).

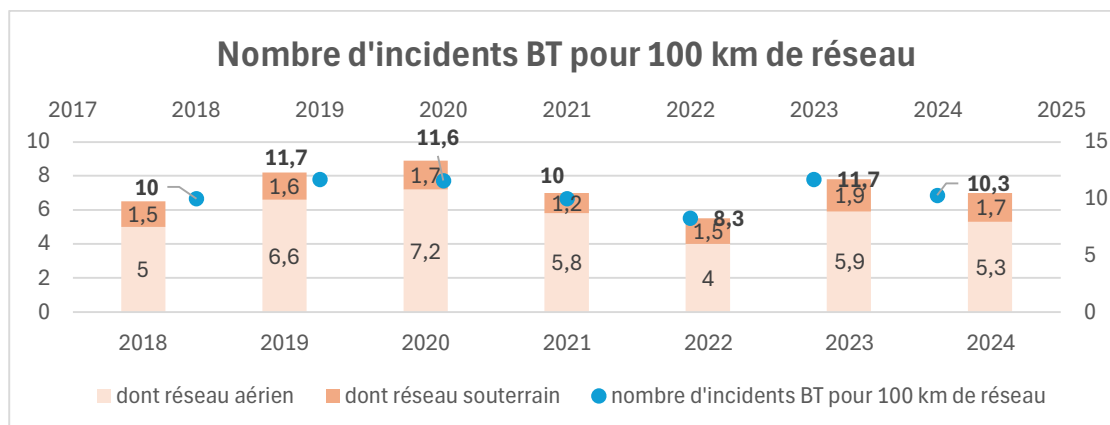
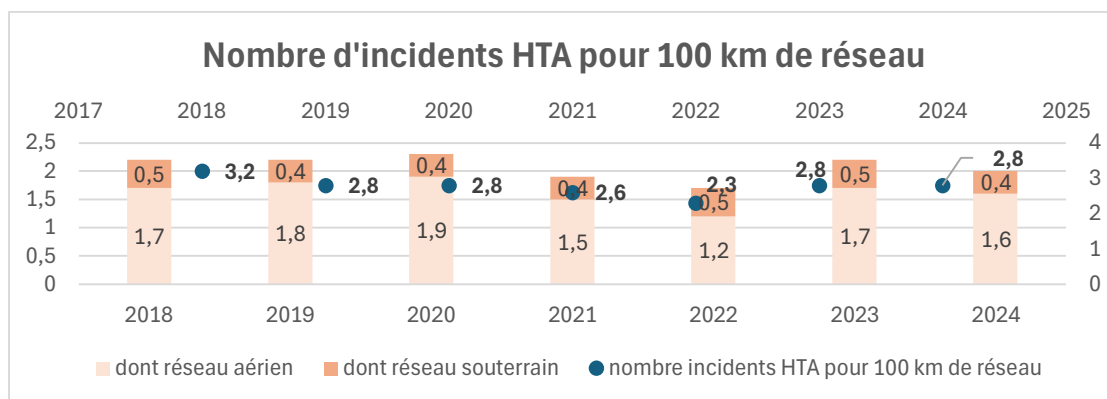


Le nombre de coupures liés aux travaux est cohérent sur la période 2018-2024 : il est en baisse depuis 2021 de 14 % et depuis 2023 de - 12,7 %. Il s'élève à 2 166 :

- les travaux sur le HTA génèrent plus de coupures que sur le BT. Les chiffres sont cohérents sur la période 2018-2024 ;
- depuis 2022, le nombre de coupures a également baissé sur le réseau HTA de 16,1 % et depuis 2023 de - 21 % ;
- depuis 2021, il a aussi baissé sur le réseau BT de 19 % et depuis 2023 on note une légère hausse de 1,3 %.



1.4.2.2 Le nombre d'incidents HTA et BT pour 100 km de réseau



Depuis 2022, on constate un **nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau** en hausse (stabilité entre 2023 et 2024) : il s'élève à 2,8 sur l'exercice 2024 ; ce chiffre est cohérent sur la période 2019 à 2024 bien qu'il se situe dans la **fourchette haute**.

Depuis 2022, on constate **une tendance à la hausse du nombre d'incidents BT pour 100 km** depuis 2022 malgré une baisse en 2024. Il s'élève à 10,3 en 2024 ; ce chiffre reste **cohérent** sur la période 2018-2024.

1.4.3 Seuils du décret qualité

1.4.3.1 Les clients mal alimentés en tenue de tension et en continuité d'alimentation

Les seuils du décret qualité continuent à être respectés en continuité de fourniture comme en tenue de tension :

- en continuité de fourniture, le taux de clients mal alimentés est de 0,8 %, sous le seuil de 5 % ;
- en tenue de tension 0,4 % de clients sont mal alimentés : ce taux reste lui aussi sous le seuil de 3 %.

	2021	2022	2023	2024
Seuil continuité fourniture	5 %	5 %	5 %	5 %
% de CMA continuité fourniture	0,4 %	0,8 %	1,2 %	0,8 %
Seuil tenue de tension	3 %	3 %	3 %	3 %
% CMA tenue de tension	0,6 %	0,6 %	0,4 %	0,4 %

1.4.3.2 Concernant la tenue de tension

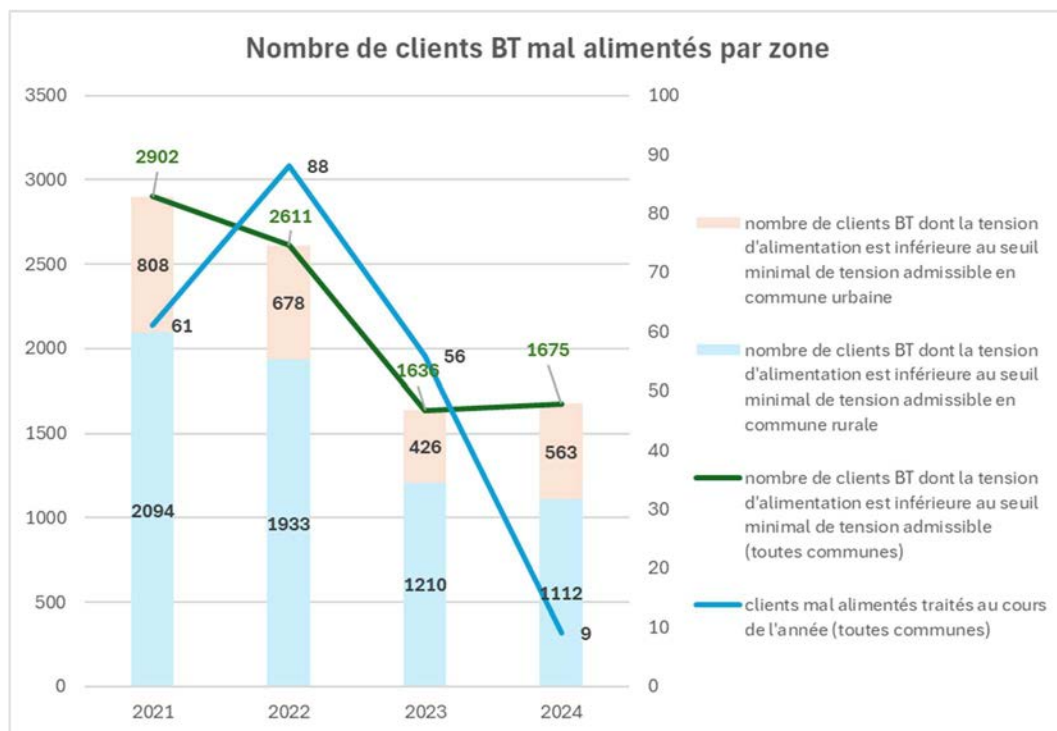
Taux de tenue de tension	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
% de clients mal alimentés (tenue de tension)	0,5%	0,6%	0,7%	0,6%	0,6%	0,4%	0,4%
Nombre de clients mal alimentés (CMA)(BT)	2 335	2 647	3 186	2 902	2 611	1 636	1675

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 de plus ou moins 10 % par rapport à la tension nominale 230/400 V), **stagne en 2024 après une période de diminution depuis 2020**. En Maine-et-Loire, on comptabilise ainsi 1 675 CMA au sens de la tenue de tension à fin 2024, soit une légère hausse de 2,4 % par rapport à 2023. **Cela correspond à 0,4 % 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.

Dans le détail :

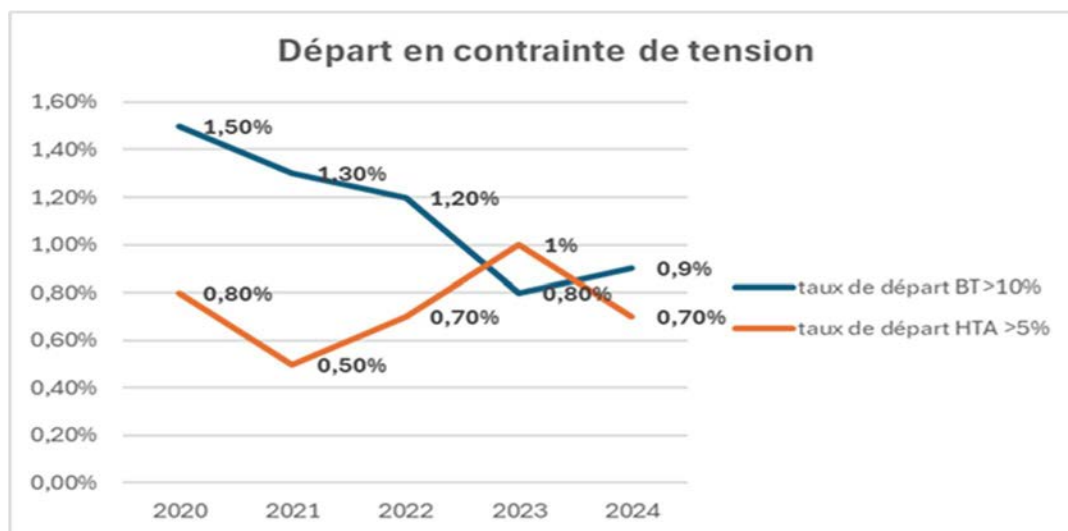
- en commune rurale, le nombre de clients mal alimentés par zone diminue de façon continue depuis 2021 (baisse de 46,8 %) (8,10 % par rapport à 2023).
- en commune urbaine, ce chiffre a diminué depuis 2021 (baisse de 30 %) malgré une hausse de 32 % par rapport à 2023.

En revanche, le nombre de CMA traités au cours de l'année est en forte baisse depuis 2021 (- 85 %).



Quant aux départs en contrainte de tension :

- pour le **taux de départ BT supérieur à 10 %**, la tendance depuis 2020 est un taux de départ en **baisse** depuis 2020 (- 0,6 point) malgré une légère hausse de 0,1 point en 2024 ;
- pour le **taux de départ HTA supérieur à 5 %**, la tendance depuis 2023 est un taux de départ en **baisse** (- 0,3 point).



1.4.3.3 Concernant la continuité de fourniture :

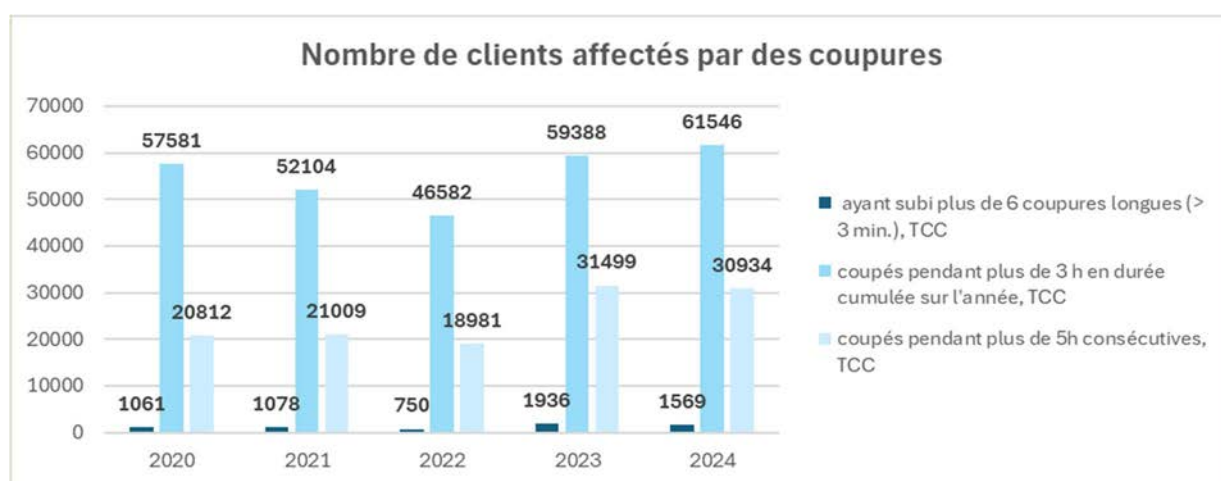
L'indicateur « nombre de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation » (c'est-à-dire ayant subi plus de 6 coupures longues supérieures à 3 minutes ou plus de 35 coupures brèves entre 1 seconde et 3 minutes ou plus de 13 heures de coupure cumulées) constitue l'un des critères permettant à Enedis et au Siéml de définir les zones prioritaires d'investissement à l'échelle du département, par période de quatre ans.

Au global, le nombre de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation atteint 3 600 clients à fin 2024. Après une amélioration en 2021, on constate **une tendance** de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation **en hausse** (hors année 2023, année marquée par de nombreuses tempêtes).

Nombre de CMA en continuité d'alimentation	2021	2022	2023	2024
Nombre de clients BT et HTA en dépassement	1 943	3 534	5 448	3 600
Taux de clients en dépassement	0,43 %	0,77 %	1,17 %	0,77 %

Le détail de chacune des catégories contractuelles est le suivant :

- **plus de 6 coupures longues supérieures à 3 minutes** : 1 569 clients concernés en 2024, c'est une hausse de 109 % par rapport à 2022, de 48 % depuis 2020, malgré une baisse de 19 % en 2024,
- **plus de 5 heures consécutives de coupures** : 30 924 clients concernés en 2024, c'est une hausse de 63 % depuis 2022, 48,6 % depuis 2020, malgré une baisse de 1,8 % en 2024.
- **coupures supérieures à 3 h sur l'année** : 61 546 clients en 2024, c'est une hausse de 32 % par rapport à 2022 (+ 14 964 clients), avec un niveau jamais atteint depuis 2020 (+ 3 965 clients), (+ 2158 clients, + 3.6 % par rapport à 2023).
- **Coupures brèves (1 s à 3 minutes)** : 0 client affecté en 2024 comme en 2023.



1.4.4 Synthèse du diagnostic qualité

Synthèse – diagnostic qualité et suivi des indicateurs d'incidents

1. Augmentation globale du critère B : depuis 2021, 2022 on constate une tendance à la hausse générale du critère B. Les tempêtes peuvent expliquer en partie cette hausse.

Critère B (en minutes)			
	2023	2024	Moyenne 2020-2024
TCC	80	93 (↑)	78,64
HIX	78	74 (↓)	68,1
HIX hors RTE	78,2	67.3 (↓)	65,5

- **Un critère B HIX dû à 51 % à des incidents sur le HTA et le BT.** Après un pic haut en 2023, il repart en hausse par rapport à 2021, 2022 mais demeure sous le niveau de 2018-2019.
- **Un critère B HIX dû à 39,4 % aux travaux.** Après un pic haut en 2023, il repart également en hausse par rapport à 2021 et apparaît un niveau élevé sur la période 2018-2024 (moyenne 25,9 minutes de 2018 à 2024).
- **Sur le HTA**, on atteint un pic haut non connu pour la seconde année consécutive (21,5 minutes) depuis 2018.
- **Alors que sur le BT**, on atteint un seuil bas équivalent à celui de 2018 (7,7 minutes).
- **Un critère B dû à 9 % à RTE** : ce seuil est anormalement élevé en 2024 et peut peut-être s'expliquer par des tempêtes.

- **Le Siéml sera vigilant** sur les prochains exercices de contrôle, sur **l'évolution du critère B** qui a pour objectif national à l'horizon 2030 de passer sous le seuil de 60 minutes de coupure.

Le Siéml sera attentif aux taux d'incidents ainsi qu'aux investissements réalisés par le concessionnaire en vue de fiabiliser le réseau et d'assurer durablement une desserte de qualité sur l'ensemble du département.

Le Siéml sera également attentif aux travaux sur la HTA, qui atteignent un pic haut pour la deuxième année consécutive. Le Siéml note l'effort d'Enedis par rapport aux travaux sur la BT afin de réduire le temps de coupure à l'utilisateur.

Le Siéml évaluera les politiques de renouvellement et de maintenance programmée en 2025 pour évaluer la pertinence et l'impact de ces politiques sur la qualité de la distribution publique d'électricité.

2. Le nombre de coupures et d'incidents pour 100 km :

Le nombre de coupures liées à des incidents ou à des travaux :

Le nombre de coupure totale s'élève à 4 600 en 2024. Il est cohérent sur la période 2019-2024. À 53 % les coupures sont liées à un incident et 47 % à des travaux en 2024.

On peut ajouter :

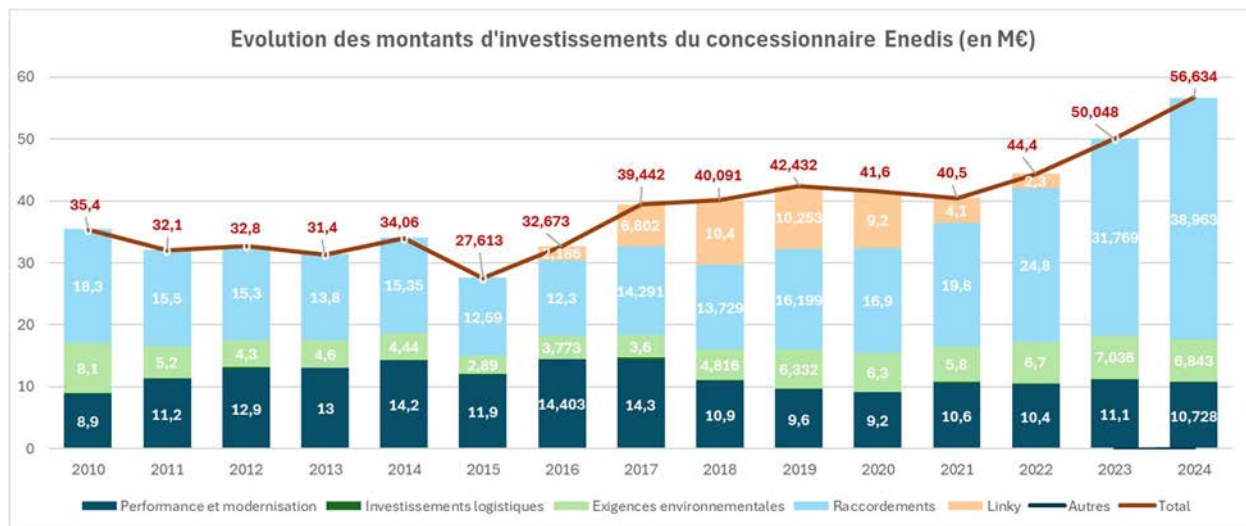
- que **le Siéml est satisfait que le pourcentage du nombre de coupures liées aux travaux décroisse depuis 2022** (- 9,5 points) ce qui est un signal positif.

- mais que le SIéML sera vigilant s'agissant des coupures liées aux incidents, en particulier le nombre de coupures brèves (1 seconde - 3 minutes) se situe à un <u>niveau relativement élevé</u> (930) sur la période 2018-2024 avec une tendance à la hausse depuis 2022.	
Le nombre d'incidents pour 100 km de réseau : - Depuis 2022, on constate un nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau en <u>hausse</u> (stabilité entre 2023 et 2024) : il s'élève à 2,8. Ce chiffre est cohérent sur la période de 2019 à 2024, bien qu'il se situe dans la fourchette haute. - Depuis 2022, on constate une tendance à la <u>hausse</u> du nombre d'incidents BT pour 100 km depuis 2022 malgré une baisse en 2024. Il s'élève à 10,3 en 2024. Ce chiffre reste cohérent sur la période 2018-2024.	■ ■
3. Les seuils du décret qualité sous les seuils réglementaires	■
La tenue de tension inférieure à 3 %	■
Le nombre de clients mal alimentés (CMA) au sens de la tenue de tension s'élève en 2024 à 1675 et poursuit <u>une tendance à la baisse</u> depuis 2021 (- 42 %), malgré une hausse de 2,38 % par rapport à 2023. Ce chiffre représente 0,36 % des clients de la concession et reste largement <u>sous le seuil réglementaire de 3 %</u>.	■
En revanche le SIéML s'interroge du faible nombre de CMA traités en tenue de tension en 2024 par rapport aux années précédentes.	■
Le taux de départ BT supérieur à 10 % est dans une <u>tendance à la baisse</u> depuis 2020 malgré une légère reprise en 2024 (+ 0,9 %) (+ 0,1 point).	■
Le taux de départ HTA supérieur à 5 % est en <u>baisse</u> depuis 2023 pour se situer à 0,7 % (<u>niveau équivalent à 2022</u>).	■
La continuité d'alimentation inférieure à 5 %	
Le nombre de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation atteint 3 600 clients à fin 2024 soit 0,77 % de clients mal alimentés qui se situe largement sous le seuil réglementaire de 5 %. Après une amélioration en 2021, on constate une tendance de clients mal alimentés au sens de la continuité d'alimentation en hausse (hors année 2023, année marquée par de nombreuses tempêtes). Le niveau actuel correspond au niveau de 2020.	■
Le détail de chacune des catégories contractuelles est le suivant : - plus de 6 coupures longues supérieures à 3 minutes : 1 569 clients concernés en 2024, c'est <u>une hausse</u> de 109 % par rapport à 2022, de 48 % depuis 2020, malgré une baisse de 19 % en 2024, - plus de 5 heures consécutives de coupures : 30 924 clients concernés en 2024, c'est <u>une hausse</u> de 63 % depuis 2022, 48.6 % depuis 2020, malgré une baisse de 1,8 % en 2024, - coupures supérieures à 3 h sur l'année : 61 546 clients en 2024, c'est <u>une hausse</u> de 32 % par rapport à 2022 (+ 14 964 clients), avec <u>un niveau jamais atteint depuis 2020</u> (+ 3965 clients), (+ 2158 clients, +3.6 % par rapport à 2023), - coupures brèves (1 seconde à 3 minutes) : 0 client affecté en 2024 comme en 2023.	■ ■ ■ ■
Le SIéML sera vigilant les prochaines années sur l'évolution du nombre de clients impactés par les coupures.	

1.5 Les investissements

1.5.1 L'évolution de la tendance générale

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



En 2024, les investissements atteignent 56,6 M€ (+ 13,1 % par rapport à 2023).

Depuis 2016, les investissements continuent leur progression (+ 73 % par rapport à 2016).

Depuis 2021, les investissements ont augmenté de + 39,8 % soit + 24 % en euros constants.

Depuis 2022, on note une accélération du montant d'investissements. On observe une augmentation notable des investissements d'Enedis par rapport aux volumes globaux historiques, portée notamment par le développement des raccordements de producteurs d'énergies renouvelables.

Les grands enjeux pour Enedis sont les suivants :

- faciliter la transition énergétique (raccordement, IRVE) ;
- accompagner les grands projets ;
- améliorer la résilience des réseaux et leur fiabilité (aléas climatiques) : le programme aléa climatique (PAC) et le programme de rénovation partagé (RP) et d'effort d'automatisation ;
- accélérer la RP sur l'aérien HTA par cycle d'investissements (cible 7 500 km de réseau traité /an),
- sécuriser les grands postes urbains dans les zones urbaines intenses (réduire la sensibilité des réseaux aux inondations) ;
- poursuivre en zone urbaine le renouvellement de câbles souterrains HTA et BT d'anciennes technologies où les risques sont les plus élevés ;
- poursuivre la croissance des investissements sur le renouvellement des composants les plus sensibles des postes sources ;
- répondre aux problèmes ponctuels de qualité localisés ;
- investir sur le HTA permettra d'améliorer la desserte en électricité.

Pour faire face à ces enjeux, une bonne coordination est nécessaire entre Enedis et l'AODE.

1.5.2 Des investissements dynamiques liés aux raccordements

Enedis précise que la hausse des raccordements pour les énergies nouvelles renouvelables et pour les infrastructures de recharge des véhicules correspond à une nouvelle phase d'électrification de la France. Au niveau national, 96 milliards sont prévus pour la période 2020-2040 dont 10 pour les EnR et 7,5 pour la mobilité électrique.

Au niveau de la concession le poste relatif aux raccordements des consommateurs et des producteurs augmente de façon continue depuis 2021. En 2024, il s'agit du principal poste d'investissements d'Enedis ; il représente 68,8 % des investissements totaux du gestionnaire de réseau.

Son montant d'investissements s'élève à **38,9 M€** en 2024 et **augmente** de 22,6 % par rapport à 2023 avec une hausse un peu moins élevée qu'en 2023 (+ 28,1 % par rapport à 2022). En 5 ans (2019-2024), ce montant a augmenté de 140,5 %. Cette évolution résulte d'un fort dynamisme des raccordements EnR sur le Maine-et-Loire.

1.5.2.1 Les investissements liés aux raccordements des consommateurs

En 2024, Enedis a investi 18,142 M€ pour le **raccordement des consommateurs HTA et BT**. Ces investissements représentent 46,6 % des investissements liés au raccordement, soit une légère baisse de 3,6% par rapport à 2023 :

- dont 16,964 M€ pour le raccordement de consommateurs BT (- 6,1% par rapport à 2023),
- dont 1,178 M€ pour le raccordement de consommateurs en HTA (+ 57,69 % par rapport à 2023).

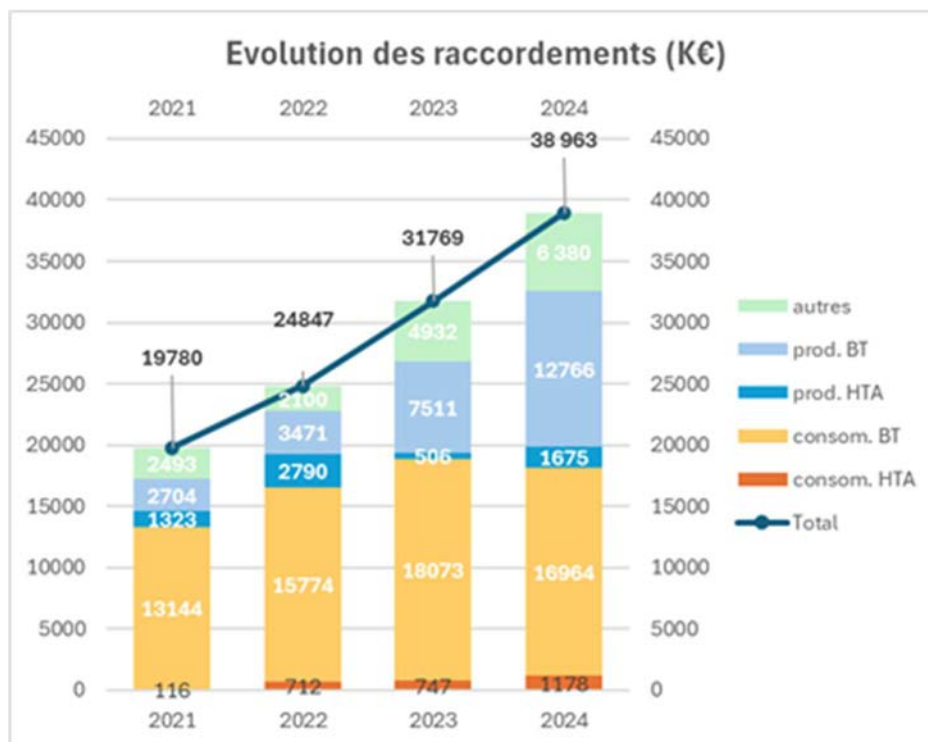
1.5.2.2 Les investissements liés aux raccordements des producteurs

En 2024, Enedis a investi 14,441 M€ pour le **raccordement des producteurs HTA et BT**. Ces investissements représentent 37,1 % des investissements liés au raccordement soit une **hausse importante** de 80 % par rapport à 2023 :

- dont 12,766 M€ pour le raccordement des producteurs BT (+ 70 % par rapport à 2023),
- dont 1,675 M€ pour le raccordement des producteurs HTA (+ 231 % par rapport à 2023).

1.5.2.3 Les investissements liés aux raccordements autres

En 2024, Enedis a investi 6,380 M€ de manière transversale pour les raccordements clients. Ces investissements représentent 16,37% des investissements liés aux raccordements soit une hausse de + 22,7 % par rapport à 2023. Ce poste d'investissement correspond notamment aux raccordements des ZAC, aux achats de transformateurs HTA/BT, aux compteurs communicants Linky, etc.



Ces évolutions sont en cohérence notamment avec l'essor des raccordements photovoltaïques et des raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) (cf point 1.1.2.5).

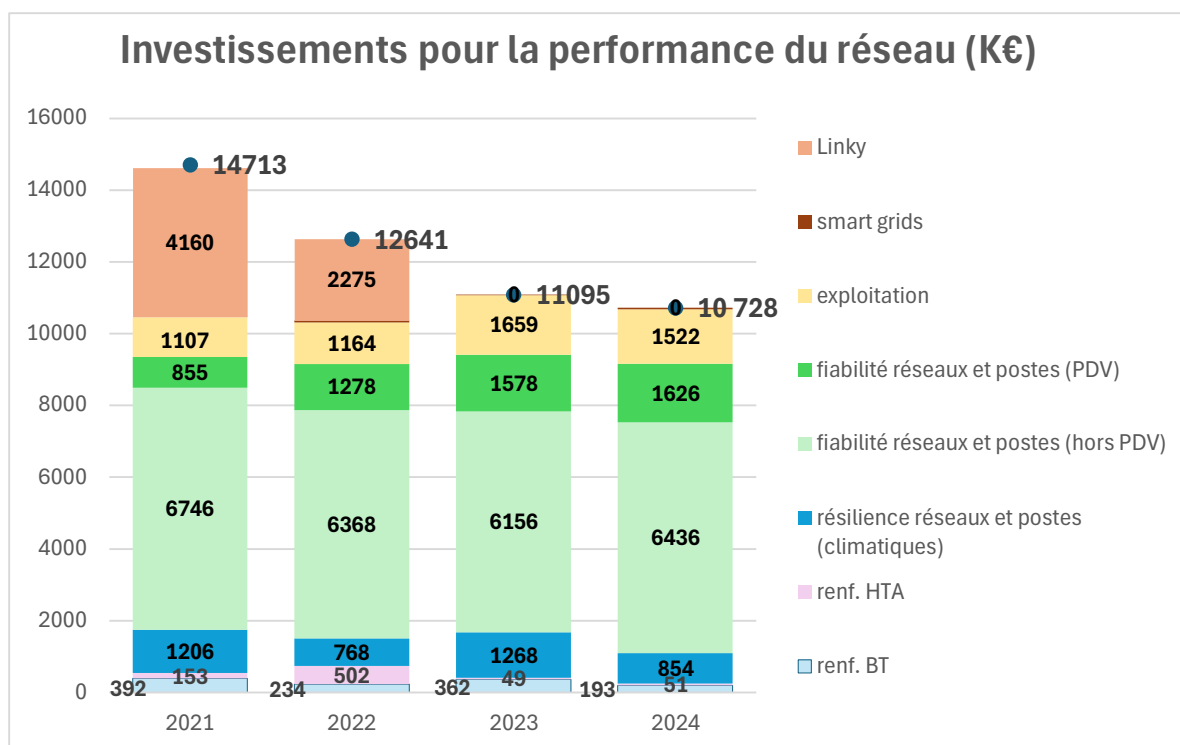
1.5.3 Les investissements liés à la performance et à la modernisation du réseau

1.5.3.1 L'évolution de la tendance générale pour la performance et la modernisation

Conformément à la politique RSE d'Enedis, des investissements sont prévus pour adapter le réseau aux aléas climatiques. La résilience des installations prévoit cinq axes :

- l'enfouissement des lignes moyenne tension (HTA) aériennes les plus exposées aux aléas climatiques ;
- la rénovation programmée de toutes les autres lignes HTA aériennes ;
- le renouvellement des réseaux souterrains HTA sensibles aux canicules ;
- le remplacement des lignes aériennes basse tension (BT) en « fils nus » ;
- la maîtrise du risque « inondation ».

Concernant le poste d'investissements pour la performance et la modernisation du réseau, celui-ci est en **baisse continue** depuis 2017. En 2024, ils s'élèvent à **10,728 M€** (soit - 3 % par rapport à 2023, et - 46 % par rapport à 2019). **La part des dépenses pour ce poste par rapport au montant total des investissements est en baisse continue depuis plusieurs années** (19 % en 2024, 22,1 % en 2023, 28,6 % en 2022, 36,3 % en 2021) (- 49,1 % de 2017 à 2024). Cette baisse s'exprime en partie par la fin du déploiement massif de Linky. Les compteurs Linky seraient désormais comptabilisés dans la catégorie des raccordements et ne constituent plus une rubrique particulière.



En 2024, Enedis a investi sur ce poste par rapport à 2023 :

- 6,436 M€ pour l'amélioration de la fiabilité des réseaux et des postes (+ 4,5 %),
- 0,051 M€ pour le renforcement des réseaux HTA (+ 4%),
- 1,626 M€ pour les programmes de prolongation de vie des ouvrages et de rénovation programmée (+ 3 %),
- 0,046 M€ pour les *smarts grids* (+ 109 %).
- 0,193 M€ pour le renforcement des réseaux BT (- 46,6 %),
- 0,854 M€ pour l'amélioration de la résilience des réseaux et des postes (- 32,6 %),
- 1,522 M€ pour les moyens d'exploitation (- 8,2 % par rapport à 2023),

1.5.3.2 Les investissements de renforcement HTA / BT en baisse

Sur la période 2021-2024, les investissements s'élèvent à 244 K€ soit 2,2 % des investissements pour la performance et modernisation du réseau. Ceux-ci baissent de 55 % entre 2021-2024 et de - 40% par rapport à 2023. Ces investissements sont variables selon les années avec une tendance à plus investir sur la BT. Les investissements sur les renforcements HTA sont en baisse de - 96,7 % de 2017 à 2024, et de - 89,9 % de 2022 à 2024 avec cependant une légère hausse en 2023 de 4 %.

Le Siéml alerte Enedis sur le faible montant des investissements consacrés pour le **renforcement des réseaux HTA et BT et principalement pour la HTA**, malgré la durée de coupure sur cette typologie d'ouvrage.

1.5.3.3 Les investissements de fiabilité (hors PDV)

Avec 6 436 k€ soit 60 %, c'est la part la plus élevée dans les investissements liés à la performance des réseaux. Ils sont **en baisse de - 4,6 % sur la période 2021-2024** (- 310 k€), mais **augmentent de + 4,5 % par rapport à 2023**. En revanche ils restent sous le niveau de 2021 de 310 k€.

Dans cette catégorie, nous retrouvons notamment les investissements pour :

- le renouvellement du HTA de FS,
- le renouvellement des câbles HTA CPI,
- le renouvellement du réseau BT aérien nu,
- les organes de manœuvre télécommandés,
- le rééquipement de postes HTA/BT.

A titre d'exemple, en 2024, 118 transformateurs au PCB (polluant chimiques persistants dans l'environnement) ont été dépollués en 2024. L'objectif est de résorber le stock à hauteur de 44 en 2025.

1.5.3.4 Les investissements de résilience de réseaux et postes (climatiques) en baisse

Avec 854 k€, ces investissements représentent 8,3 % des investissements liés à la performance de réseaux. Ils sont en baisse de – 29 % sur la période 2021-2024 (- 352 k€), et en baisse de 32 % par rapport à 2023.

1.5.3.5 Les investissements de prolongation de durée de vie (PDV) en hausse

Avec, 1 626 k€, ces investissements représentent 15 % des investissements liés à la performance de réseaux. De 2021 à 2024, on note une hausse continue du montant de ces investissements de + 90 % et une hausse par rapport à 2023 de + 4,5 %.

1.5.3.6 Les investissements liés à l'exploitation

Avec 1 522 K€, ces investissements représentent 14,1 % des investissements liés à la performance de réseaux. Ils sont en hausse de 37,4 % sur la période 2021-2024, et en baisse de 8,2 % par rapport à 2023 qui correspondait à une année de pic élevé de ce poste.

A titre d'exemple le linéaire d'élagage HTA est à son niveau le plus bas depuis 2020 (326 km) : il a baissé de 64,8 km pour la HTA par rapport à la moyenne de 2020 à 2024. Pour la BT, le linéaire d'élagage est stable par rapport à 2023 avec 50 km.

Il convient de faire remarquer que le gestionnaire de réseau tente de concilier sa politique d'élagage avec la préservation de la biodiversité :

- à compter de 2024, Enedis arrête progressivement l'élagage au printemps,
- Enedis est engagée dans deux projets européens pour réduire la mortalité des oiseaux sur les lignes électriques.

1.5.3.7 Les investissements liés au smart grids

Avec 46 000 €, ces investissements représentent 0,4 % des investissements liés à la performance de réseaux. Ils sont en baisse de 52 % sur la période 2021-2024, et en hausse de 109 % par rapport à 2023 qui correspondait à une année de pic bas de ce poste.

1.5.4 Les investissements liés aux travaux motivés par des exigences environnementales et réglementaires

Avec 6,843 M€ en 2024, ces investissements représentent 12 % des investissements. Ils sont en hausse de 18 % sur la période 2021-2024, et de - 2,7 % par rapport à 2023.

1.5.5 Les investissements logistiques

Avec 97 000 €, ces investissements représentent 0,171 % des investissements. Ils sont en baisse de 44 % sur la période 2021-2024, et de - 31,7 % par rapport à 2023.

1.5.6 Suivi des investissements du PPI 2024-2027

Au niveau des montants, les montants annuels prévus pour la modernisation des réseaux et pour la sécurité et obligations réglementaires sont largement dépassés hormis pour le poste climatique - sécurisation où ils sont inférieurs au montant annuel prévisible (- 149 000 €) (cf. point 4.2).

1.5.7 Synthèse des investissements

Synthèse – Évolution des investissements du gestionnaire de réseau Enedis	
• Depuis 2016, les investissements continuent leur progression et de façon plus soutenue depuis 2022. Ils s'élèvent à 56,6 M€ en 2024 (+ 39,8 % depuis 2021, soit + 24 % en euros constants) (+ 13,1 % par rapport à 2023).	
• Les investissements reposent à 69 % sur le dynamisme des raccordements qui sont en forte hausse ces dernières années (+ 140,5 % sur les 5 dernières années) (+ 22,6 % par rapport à 2023). Ils s'élèvent à 38,9 M€ : - 46,6 % concernent les raccordements aux consommateurs, qui connaissent une légère baisse en 2024 (- 3,6 % par rapport à 2023), avec une baisse pour les consommateurs en BT (- 6,1 %) compensée par une forte hausse en HTA (+ 57,69 % par rapport à 2023) ; - 37,1 % concernent les raccordements de producteurs, qui connaissent une forte hausse de 80 % par rapport à 2023 aussi bien pour la BT (+ 70 %) que pour la HTA (+ 231 %) ; - 16,37 % pour les raccordements autres (raccordements aux ZAC, aux achats de transformateurs ...), qui connaissent une hausse de 22,7 % par rapport à 2023. Ces évolutions sont cohérentes avec l'essor du raccordement du photovoltaïque et des raccordements d'IRVE.	
• Des investissements pour la performance et la modernisation en baisse continue depuis 2017 (- 49,1 % de 2017-2024) (Linky inclus). Ils s'élèvent à 10,728 M€. Ils représentent 19 % des investissements totaux alors qu'ils représentaient 26 % en 2021. Cette baisse s'explique en partie par la fin du déploiement massif de Linky. Les compteurs Linky seraient désormais comptabilisés dans la catégorie des raccordements et ne constituent plus une rubrique particulière.	
- Les investissements de renforcement sont en baisse de 55 % entre 2021-2024 et de - 40 % par rapport à 2023 et s'élèvent à 244 k€ soit 2,2 % des investissements liés à la performance et à la modernisation des réseaux. Les investissements sur le renforcement HTA sont en baisse de - 96,7 % de 2017 à 202 et de - 89,9 % de 2022 à 2024.	
- Les investissements de fiabilité (hors PDV) représentent 6,436 M€, soit 60 % des investissements liés à la performance des réseaux. Ceux-ci sont en baisse de 4,6 % sur la période 2021-2024 malgré une hausse de 4,5 % par rapport à 2023. En revanche ils restent sous le niveau de 2021.	

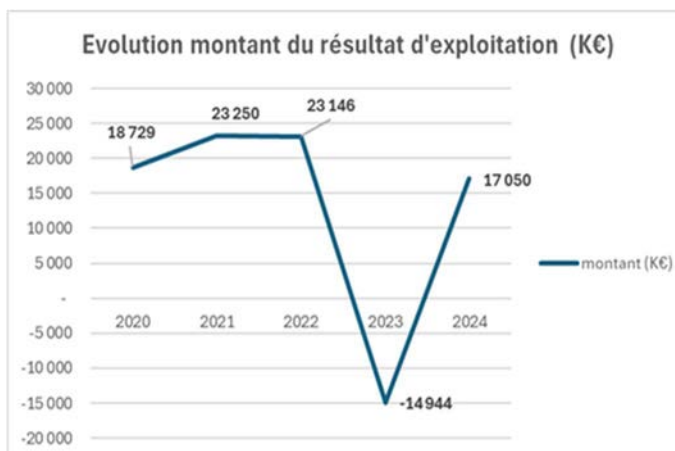
- les investissements de prolongation de durée de vie (PDV) représentent 1,626 M€ soit 15 % des investissements liés à la performance des réseaux. De 2021 à 2024, ces montants augmentent de 90 % avec une hausse de 4,5 % par rapport à 2023.	
- les investissements liés à l'exploitation représentent 1,522 M€ soit 14 % des investissements liés à la performance des réseaux. De 2021 à 2024, ces montants augmentent de 37,4 % et sont en baisse de 8,2 % par rapport à 2023 qui correspondait à une année de pic élevé de ce poste.	
- les investissements liés à la résilience (climatique) représentent 0,854 M€ soit 8,3 % des investissements liés à la performance des réseaux. Ils sont en baisse de – 29 % sur la période 2021-2024, et sont en baisse de 32 % par rapport à 2023.	
- les investissements liés aux smart grids représentent 46 000 €, soit 0,4 % des investissements liés à la performance de réseaux. Ils sont en baisse de 52 % sur la période 2021-2024.	
› Les investissements liés aux travaux motivés par des exigences environnementales et réglementaires représentent 6,843 M€ en 2024 soit 12 % des investissements. Ils sont en hausse de 18 % sur la période 2021-2024, et de - 2,7 % par rapport à 2023.	
› Les investissements logistiques représentent 97 000 € en 2024 soit 0,171 % des investissements. Ils sont en baisse de 51,5 % sur la période 2021-2024, et de - 31,7 % par rapport à 2023.	
› En conclusion, le montant d'investissements est en hausse et profite aux raccordements.	
› Le SIÉML alerte Enedis sur les points suivants : - sur la période 2021-2024, les investissements consacrés à la fiabilité hors PDV et à la résilience des réseaux qui représentent 60 % et 8 % de ces investissements, baissent de 4,6 % et de 29 % et se situent en dessous du niveau de 2021 (- 310 k€, - 352 k€). Il en est de même pour les renforcements qui sont en baisse de 55 % de 2021 à 2024. Le SIéml craint un sous-investissement sur ces catégories ; - dans le même temps les investissements liés à la prolongation de vie des ouvrages qui représentent désormais 15 % des investissements, augmentent de 90 % de 2021-2024 : le SIÉML sera vigilant sur l'évolution des incidents sur les prochains exercices afin de mesurer les effets de la politique de prolongation de vie des ouvrages.	 
• Concernant le suivi du PPI 2024-2027 , les engagements sont respectés. Attention au poste climatique - sécurisation qui est en dessous de la moyenne annuelle (-149 000 €).	 

1.6 Les produits et charges d'exploitation du concessionnaire

1.6.1 Le résultat d'exploitation

En 2024, le **résultat d'exploitation est de nouveau positif**, 17 050 k€, après une année 2023 où celui-ci était négatif à – 14 944 k€.

Il reste toutefois inférieur au montant de 2020, 2021, 2022.

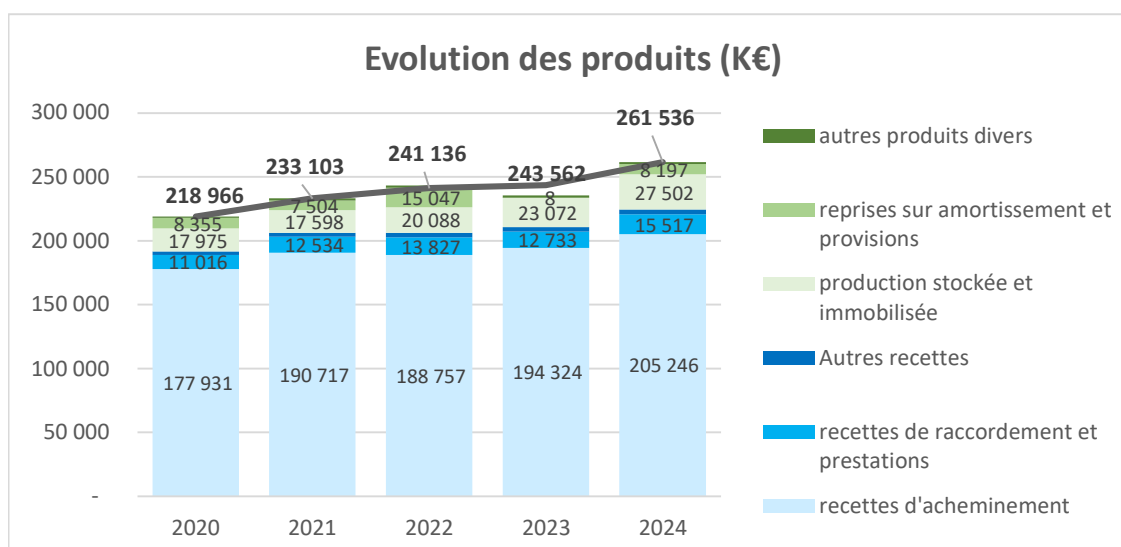
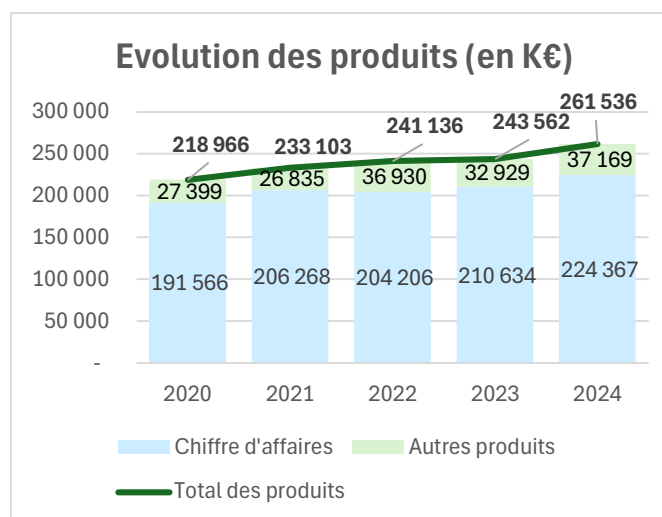


1.6.2 Les produits d'exploitation

En 2024, le **total des produits augmente de façon continue de 2020 à 2024 (+ 19,4 %)**

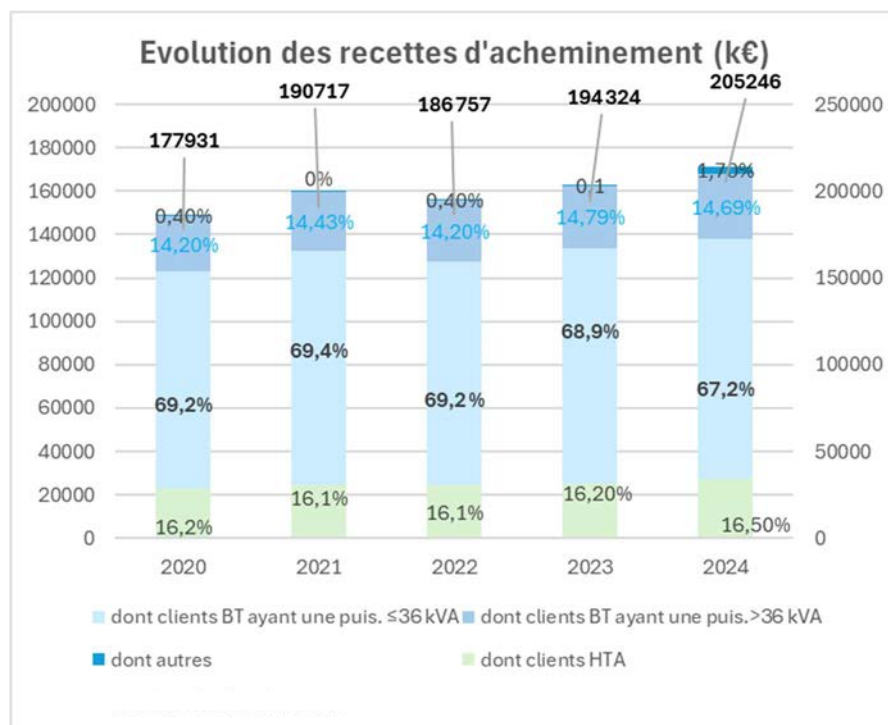
- un chiffre d'affaires en hausse (+ 6,52 % par rapport à 2023)
(+ 3,1 % de 2022 à 2023),

- idem pour les autres produits (+ 12,8 % par rapport à 2023)
(- 10,8 % de 2022 à 2023).



1.6.2.1 Des recettes d'acheminement en hausse constante

Les recettes d'acheminement s'élèvent à 205,246 M€ en 2024. Elles sont en constante augmentation depuis 2020 (+ 15,3 %) et de + 5,62 % par rapport à 2023 (contre + 3 % de 2022-2023). Cette dernière hausse s'expliquerait par l'indexation de la grille tarifaire du TURPE 6 au 01/08/2023 (+ 6,51 %) et au 01/11/2024 (+ 4,81 %).



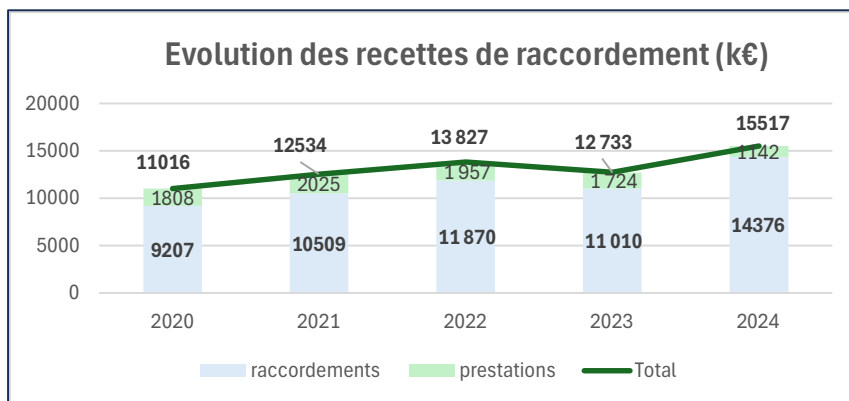
Les clients BT avec une puissance ≤ 36 kVA représentent 67,2 % des recettes d'acheminement. Ces recettes sont en hausse de 3 % par rapport à 2023.

Les clients BT avec une puissance > 36 KVA représentent 14,7 % des recettes d'acheminement. Ces recettes sont en hausse de 5 % par rapport à 2023.

Les clients HTA représentent 16,5 % des recettes d'acheminement. Ces recettes sont en hausse de 7 % par rapport à 2023.

Le Siéml s'interroge sur la hausse anormale des recettes autres (+ 2 742 %) et la nature de ces recettes : que recouvrent-elles ?

1.6.2.2 Les recettes liées aux raccordements en hausse continue



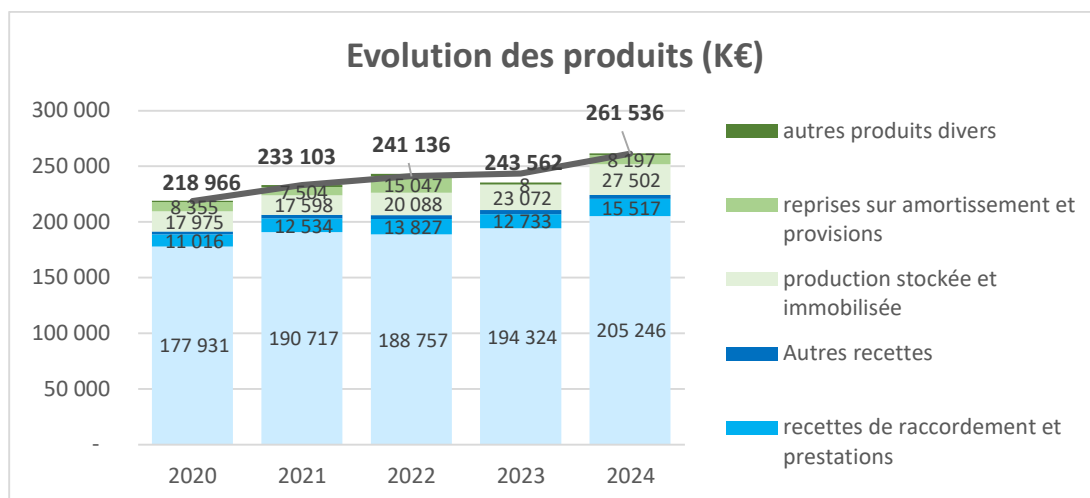
Les recettes de raccordement et prestations connaissent un pic haut et s'élèvent à 15,5 M€ :
+ 21,86 % par rapport à 2023 (+ 23,8 % depuis 2021).

Celle-ci est due à une forte hausse des recettes liées au raccordement (+ 30,57 % par rapport à 2023) (+ 36,8 % depuis 2021), qui pourrait se faire au détriment des prestations (- 33,76 % par rapport à 2023) (- 43,6 % depuis 2021). **En revanche les prestations sont à leur seuil le plus bas sur la période 2020-2024.**

1.6.2.3 La catégorie « autres produits »

Dans la catégorie « autres produits », qui s'élève à 37,169 M€ en 2024 :

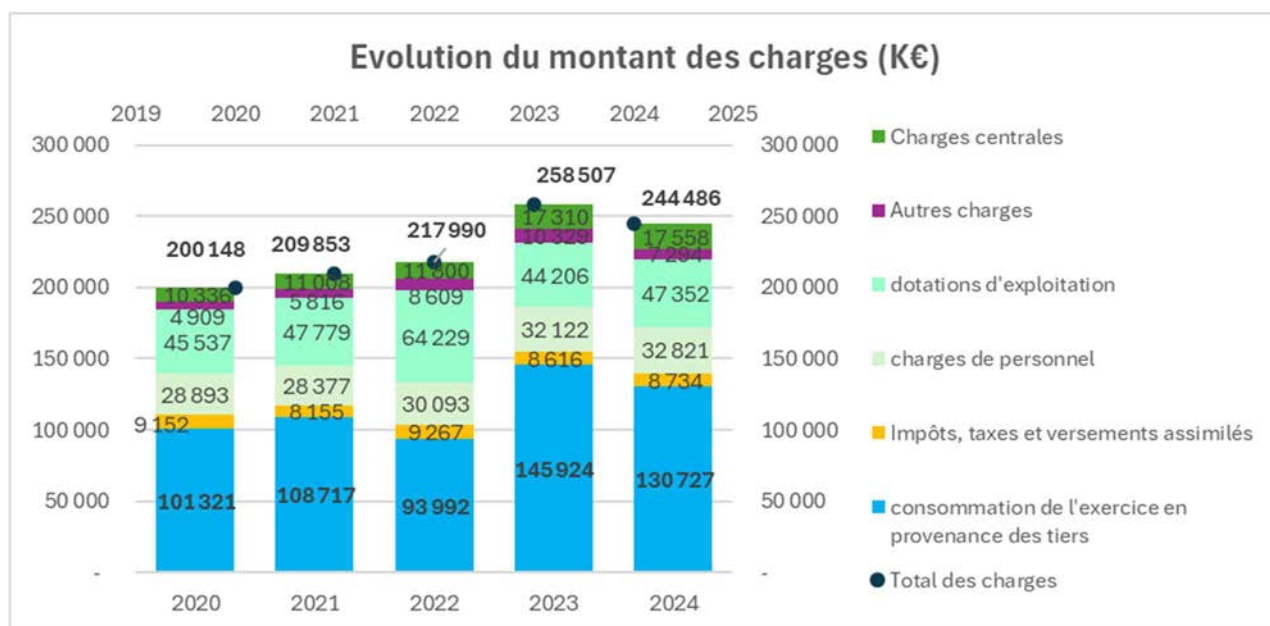
- **la production stockée et immobilisée s'élève à 27,502 M€ et augmente depuis 2021** (+ 19,2% par rapport à 2023) (+37 % par rapport à 2022) (+ 56,3 % par rapport à 2021) ;
- **la reprise sur amortissement du concédant s'élève à 318 k€ et augmente également depuis 2020** (hors année exceptionnelle en 2022) soit + 156,4 % (+ 67,3 % par rapport à 2023) ;
- **les reprises sur provisions pour renouvellement atteignent un pic haut 372 K€ en 2024** (soit + 53,7 % par rapport à 2023) (+ 66 % depuis 2021).



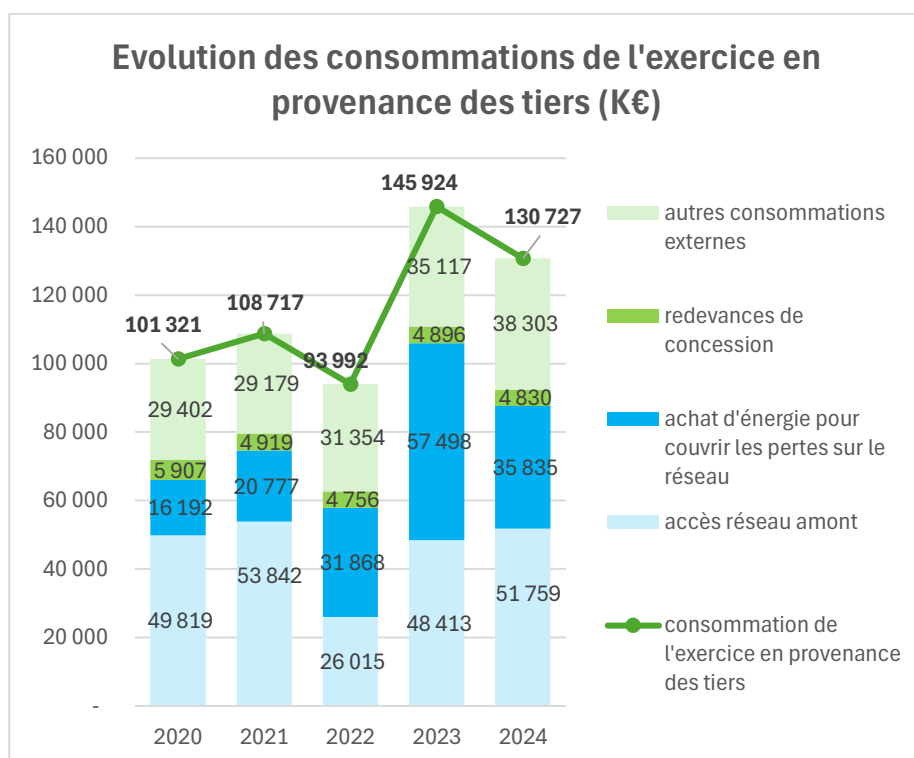
1.6.2.4 La synthèse des produits d'exploitation

La synthèse des produits d'exploitation	
En 2024, le total des produits augmente de façon continue de 2020-2024 (+ 19,4 %) : - un chiffre d'affaires en hausse (+ 6,52 % par rapport à 2023), - comme les autres produits (+ 12,8 % par rapport à 2023).	
Les recettes d'acheminement sont en constante augmentation depuis 2020 (+ 15,3 %) et de + 5,62 % par rapport à 2023. Cette dernière hausse s'expliquerait par l'indexation de la grille tarifaire du TURPE 6 au 01/08/2023 (+ 6,51 %) et au 01/11/2024 (+4,81 %). Le SIéML s'interroge sur la hausse anormale et la nature des recettes autres (+ 2 742 %)	 
Les recettes de raccordement et prestations connaissent un pic haut : + 21,86 % par rapport à 2023 (+ 23,8% depuis 2021). Ce pic est dû à une forte hausse des recettes liées au raccordement (+ 30,57 % par rapport à 2023) (+ 36,8 % depuis 2021), qui pourrait se faire au détriment des prestations (- 33,76 % par rapport à 2023) (- 43,6 % depuis 2021). En revanche les prestations sont à leur niveau le plus bas depuis 2020, ce qui soulève un questionnement.	  
Dans la catégorie « autres produits » : - la production stockée et immobilisée augmente depuis 2021 (+ 56,3 % par rapport à 2021) (+ 19,2 % par rapport à 2023) ; - la reprise sur amortissement du concédant augmente également depuis 2020 (hors année exceptionnelle en 2022) soit + 156,4 % + 67,3 % par rapport à 2023 ; - les reprises sur provisions pour renouvellement atteignent un pic haut en 2024 (soit + 53,7 % par rapport à 2023) (soit + 66 % depuis 2021).	

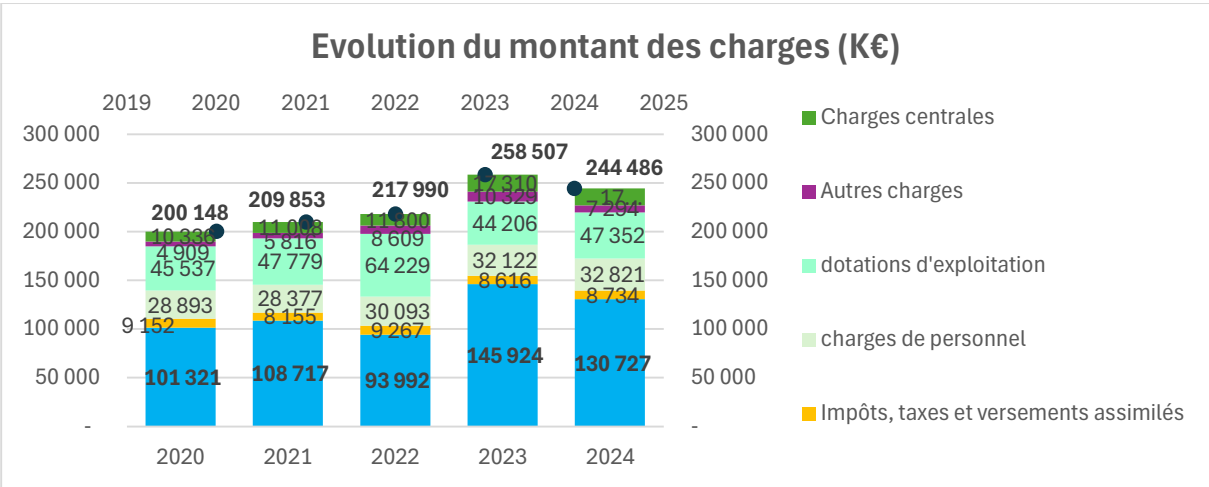
1.6.3 Les charges d'exploitation



Les charges d'exploitation s'élèvent à 244,486 M€ en 2024. Celles-ci sont dans **une tendance à la hausse depuis 2020** (+ 22,1 %) malgré une baisse de 5,42 % par rapport à 2023. Cette baisse est due à la diminution de consommation de l'exercice en provenance des tiers (- 10,4 %) et des autres charges (- 29,3 %). La baisse des consommations en provenance des tiers est liée à la baisse du montant d'achat d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau (- 37,6 % par rapport à 2023).



Le détail des catégories de charges d'exploitation en 2024		
Consommations de l'exercice en provenance des tiers :	Elles s'élèvent à 130,727 M€ et <u>augmentent</u> de 29 % par rapport à 2020 mais <u>baissent</u> de 10,4 % par rapport à 2023.	■
	Les charges liées à l'accès au réseau en amont qui s'élèvent à 51,759 M€ <u>augmentent</u> de 6,9 % par rapport à 2023 mais <u>baissent</u> par rapport à 2021 (la moyenne sur la période 2021-2024 est de 45,969 M€).	
	Les charges liées à l'achat d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau s'élèvent à 35,835 M€. Elles <u>augmentent</u> par rapport à 2021 de 72,4 % mais <u>baissent</u> par rapport à 2023 de – 37,6 % (moyenne 2020-2024 : 32,434 M€).	■
	Les redevances de concession qui s'élèvent à 4,830 M€, <u>baissent</u> de 1,3 % par rapport à 2023 et <u>baissent</u> de 1,8 % par rapport à 2021 (moyenne 2021-2024 : 4,850 M€).	
	Les autres consommations externes s'élèvent à 38,303 M€. Elles <u>baissent</u> de 9 % par rapport à 2023, mais <u>augmentent en continu</u> de 31,2 % par rapport à 2021.	■
Dotations d'exploitation :	Elles s'élèvent à 47,352 M€, et sont en <u>hausse</u> de 7 % par rapport à 2023, mais en baisse de 0,9 % par rapport à 2021 (pic haut en 2022) (moyenne 2021-2024 : 50,891 M€).	■
Charges de personnel :	Elles s'élèvent à 32,821 M€, soit une <u>hausse</u> de 2 % par rapport à 2023, + 15,6 % par rapport à 2021.	
Charges centrales :	Elles s'élèvent à 17,558 M€ soit une hausse de 1,4% par rapport à 2023, et une <u>forte hausse depuis 2021</u> (+ 59,5 %).	■
Impôts et taxes :	Ils s'élèvent à 8,734 M€ et sont en hausse de 1,4% par rapport à 2023 et 7 % par rapport à 2021 ; mais ils sont en baisse de 5,8 % par rapport à 2022 (moyenne 2021-2024 : 8,693 M€)	
Autres charges	Leur niveau fluctue beaucoup selon les années. Elles s'élèvent à 7,294 M€, soit une <u>baisse</u> de – 29,3% par rapport à 2023, - 15,2 % par rapport à 2022 (moyenne 2021-2024 : 8 M€).	
TOTAL DES CHARGES	Elles s'élèvent à 244,486 M€ et ont <u>tendance à augmenter en continu</u> depuis 2021 (+ 17 %) avec un pic haut en 2023 et en conséquence une baisse de 5,4 % en 2024 (moyenne 2021-2024 : 232,709 M€).	



1.6.4 Synthèse des résultats d'exploitation

Synthèse des résultats d'exploitation	
En 2024, le résultat d'exploitation est de nouveau positif , 17 050 K€, après une année 2023 où celui-ci était négatif à – 14 944 K€. Il reste toutefois inférieur au montant de 2020, 2021, 2022. Ce résultat est dû à :	
- une hausse des recettes d'acheminement de 11 M€ due à l'évolution des tarifs d'acheminement (TURPE 6) ;	
- une hausse des recettes de raccordement de 3,3 M€ due à l'essor des énergies renouvelables mais une baisse pour les prestations ;	
-une hausse de la production des biens immobilisés de 4,4 M€ ;	
- une baisse des consommations en provenance des tiers et en particulier une baisse de l'achat d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau de - 21,6 M ;	
- une baisse des autres charges de 3 M€.	

Compte-tenu de l'organisation d'Enedis et de l'interconnexion du réseau de distribution publique d'électricité sur l'ensemble du territoire national, certaines activités du distributeur sont organisées à une échelle qui dépasse le périmètre de la concession. Dans ce cadre, l'affectation des données financières à chaque concession se fait à la fois via les données disponibles à la maille locale qui sont affectées directement, soit via une répartition des données supra-locales vers chaque concession selon des clés de répartition. Ainsi, la différence entre le total des produits et le total des charges, que ceux-ci soient enregistrés nativement sur la concession ou qu'ils lui soient affectés, ne constitue pas en tant que tel le résultat d'exploitation d'Enedis au périmètre de la concession.

1.7 La localisation des ouvrages et la valorisation des ouvrages

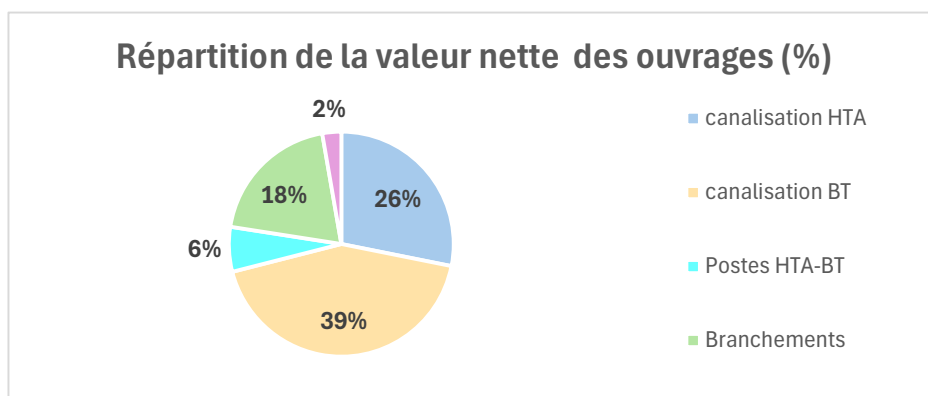
Concernant la valorisation des ouvrages, les valeurs présentées correspondent aux ouvrages concédés en exploitation, qu'ils aient été construits sous maîtrise d'ouvrage du concédant ou du concessionnaire. Dans le cadre des dispositifs dits de « valorisation des remises gratuites », le concessionnaire Enedis ne valorise cependant pas les travaux de l'autorité concédante réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage au coût réel, mais selon un barème de valorisation interne. Cela peut occasionner quelques différences dans les bases techniques et comptables du concessionnaire et de l'autorité concédante.

La valeur brute correspond à la valeur d'origine des ouvrages, évaluée à leur coût d'acquisition ou de production, ou à la valeur vénale (cas des colonnes « loi ELAN » notamment). Au 31 décembre 2024, elle est de 1 593,804 M€ (+ 4,5% par rapport à 2023). La valeur brute mesure l'investissement historique dans le patrimoine, tandis que la valeur nette illustre la valeur résiduelle après prise en compte de la dépréciation due à l'usage et au temps.

La valeur nette comptable correspond à la valeur brute diminuée des amortissements industriels pratiqués selon le mode linéaire sur la durée d'utilité des ouvrages. Au 31 décembre 2024, elle est de 884,790 M€ (+ 4 % par rapport à 2023).

Valeur des ouvrages concédés au 31/12/2024 (en k€)					
	valeur brute comptable	amortissements	valeur nette comptable	valeur de remplacement	provisions de renouvellement
Canalisations HTA	449 978	221 141	228 836	633 593	31 702
dont aérien	144 188	102 808	41 380	235 430	219 442
dont souterrain	305 790	118 334	187 456	398 163	9 760
Canalisations BT	562 594	214 322	348 271	747 365	14 359
dont aérien	134 520	63 636	70 884	200 627	5 070
dont souterrain	428 074	150 687	277 387	546 738	9 289
Postes HTA-BT	134 469	81 897	52 572	186 032	9 345
Transformateurs HTA-BT	61 178	27 992	33 186	88 865	6 178
Comptage	47 087	15 056	32 031	47 087	-
dont compteurs Linky	37 979	9 884	28 095	37 979	-
dont compteurs marché d'affaires	2 301	911	1 389	2 301	-
dont disjoncteurs	6 808	4 261	2 547	6 808	-
Branchements	291 323	130 379	160 944	390 644	12 394
dont branchement aériens	18 311	10 545	7 765	29 189	3 330
dont liaison réseaux souterraines et aéro-souterraines	216 568	91 232	125 336	286 318	7 819
dont dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines	56 444	28 602	27 843	75 138	1 245
Ouvrages collectifs de branchements	30 943	8 859	22 084	38 945	646
Autres bien localisés	10 973	6 163	4 810	12 181	79
Comptages non localisés	-	-	-	-	-
Autres bien non localisés	5 260	3 205	2 055	5 866	21
Total	1 593 804	709 014	884 790	2 150 128	74 724

La valeur nette des ouvrages est répartie de la façon suivante : les canalisations BT représentent 39 % et les canalisations HTA 26 %.



La valeur de remplacement représente l'estimation, à fin 2024, du coût de remplacement d'un ouvrage à fonctionnalités et capacités identiques. Elle fait l'objet, au 31 décembre 2024, d'une revalorisation sur la base d'indices spécifiques à la profession issus de publications officielles. L'incidence de cette revalorisation est répartie sur la durée de vie résiduelle des ouvrages concernés. Cette estimation prend en compte l'évolution des prix et des technologies pour évaluer le besoin financier en cas de renouvellement complet. Au 31 décembre 2024, elle est de 2 150,128 M€ (+ 5,1 % par rapport à 2023).

Concernant l'amortissement, les ouvrages sont amortis selon un mode linéaire sur des durées d'utilité spécifiques :

- **canalisations HTA/BT** : 40 ou 50 ans ;
- **compteurs Linky et disjoncteurs** : 20 ans ;
- **colonnes montantes électriques** : 60 ans ;
- **génie civil des postes** : 45 ans ;
- **postes de transformation** : 30 ou 40 ans ;
- **autres installations de montage** : 20 à 30 ans*.

**Certaines installations de comptage font actuellement l'objet d'un amortissement accéléré.*

La provision pour renouvellement est assise sur la différence entre la valeur d'origine des ouvrages et leur valeur de remplacement à fonctionnalités et capacités identiques. Elle est de 74,724 M€ en 2024 (- 2,3 % par rapport à 2023).

Elle est répartie de la façon suivante : la BT représentent 39 % et les canalisations HTA 26 %.

Enedis considère avoir pratiquement finalisé ses travaux d'amélioration de la localisation des ouvrages. Sont ainsi distingués :

- les compteurs Linky et marchés d'affaires ;
- les transformateurs HTA-BT ;
- les colonnes montantes électriques ;
- les branchements aériens ;
- les liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines ;
- les dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines ;
- les disjoncteurs.

A noter que des études ont été menées depuis 2020 par Enedis sur la tenue technique des ouvrages et ont abouti à une **durée de vie de 50 ans pour les branchements aériens**, au lieu de 40 ans précédemment. Elles vont se poursuivre sur les autres catégories de branchements.

Les réseaux BT fils nus ont par ailleurs fait l'objet d'une campagne de rapprochements entre les bases techniques et comptables. Une réunion de présentation du bilan de cette campagne a été tenue au Siéml le 18 décembre 2024. Engagée entre 2022 et 2024, cette démarche d'inventaire et de fiabilisation de ces réseaux basse tension « fils nus » s'inscrivait dans l'objectif national de suppression quasi totale de ces ouvrages à l'horizon 2035. Elle reposait sur un constat partagé entre Enedis et le Siéml : les bases de données techniques relatives aux fils nus présentaient historiquement un taux d'erreurs significatif, lié notamment aux dépannages d'urgence (remplacement du nu par du torsadé sans mise à jour exhaustive des bases) et à d'anciens chantiers insuffisamment tracés. Or, une connaissance fiable et homogène du patrimoine constituait un préalable indispensable à la planification efficace des programmes de résorption.

La méthodologie déployée s'est articulée autour de trois étapes complémentaires. La première a consisté en un diagnostic approfondi, mené à partir de visites virtuelles (Google Street View) et de contrôles de terrain, permettant de qualifier précisément la situation réelle des réseaux : fils nus déposés, remplacés par du torsadé ou par du souterrain. La seconde étape a porté sur la mise à jour immédiate des bases techniques SIG afin de rétablir un « jumeau numérique » fidèle du terrain, condition nécessaire à la sécurité d'exploitation. Enfin, la troisième étape a concerné la correction des bases comptables, selon une méthode partagée et encadrée, tenant compte de la granularité différente entre référentiels techniques et immobilisations, et du cadre juridique et comptable applicable aux ouvrages anciens.

Un algorithme national de correction a été élaboré afin d'harmoniser et d'automatiser les traitements. Celui-ci visait à aligner les longueurs de réseaux fils nus entre bases techniques et comptables, en privilégiant la requalification vers d'autres natures de réseaux (torsadé ou souterrain) sans création de valeur nouvelle, puis, le cas échéant, par des retraits résiduels. Selon Enedis, à l'issue de ce traitement, les écarts entre référentiels ont été significativement réduits, tout en garantissant la traçabilité des corrections et une restitution détaillée à destination des AODE.

Sur la concession du Siéml, l'inventaire est désormais achevé. Il fait apparaître un taux de fiabilisation de 17,08 %, supérieur à la moyenne régionale, traduisant à la fois l'intensité des dépannages lors d'événements climatiques et l'existence de dossiers anciens non immobilisés. Les fichiers de correction cartographique ont été finalisés et les impacts comptables correspondants ont été intégrés dans les comptes rendus annuels de concession 2024, puis détaillés dans le rapport de fiabilité. Cette opération a constitué une étape essentielle vers une gestion patrimoniale plus robuste et permis au passage de diminuer le linéaire théorique de fils nus à supprimer.

Résultats sur la concession du Siéml au 18 décembre 2024 de l'inventaire des fils nus BT

Somme de km fiabilisés	Km de fils nus déposés	Km de fils nus en torsadés	Km de fils nus en souterrain	Avancement fiabilisation	Pourcentage de fils nus corrigés
1670,89	172,5	110,88	1,70	100 %	17,08 %

Au 31 décembre 2024, un certain nombre d'ouvrages demeurent encore non localisés. Ces biens autres représentent une valeur brute estimée à 5,260 M€ (- 0,55 % par rapport à 2023) et pour une valeur nette de 2,055 M€ (- 15 % par rapport à 2023).

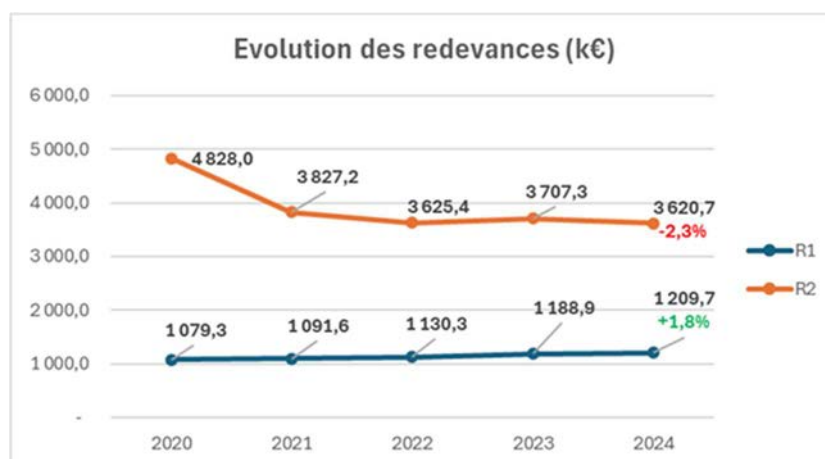
1.8 Les principaux flux financiers

1.8.1 Les redevances de concession

En 2024, **la redevance R1 a augmenté** de + 1,8 % par rapport à 2023 pour atteindre 1 209,7 k€. Cette hausse est continue depuis 2020. 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.

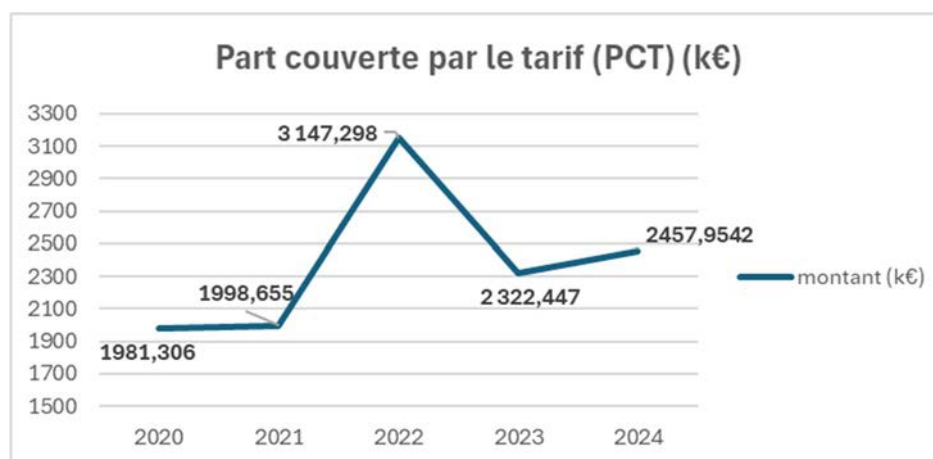
La redevance R2, quant à elle, **a diminué** de 2,3 % entre 2023 et 2024 pour atteindre 3 620,7 k€. Elle est à son **seuil le plus bas** sur la période 2020-2024 soit une baisse de 25 % par rapport à 2020. Pour mémoire, cette redevance dite « d'investissement » représente chaque année N une fraction 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.



1.8.2 Les autres principaux flux financiers

1.8.2.1 La part couverte par le tarif



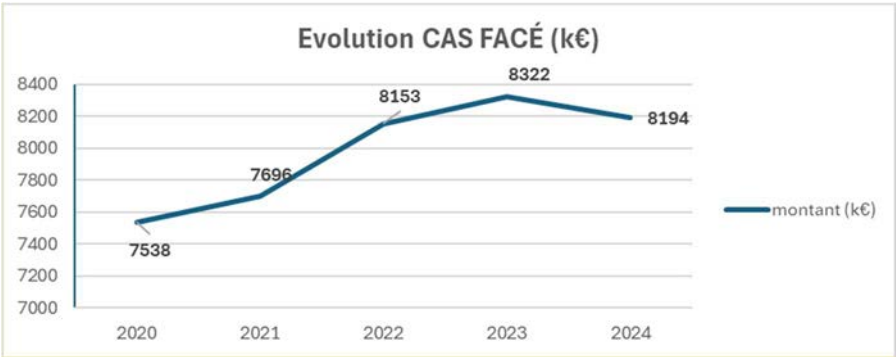
Les travaux de raccordement réalisés par le Siéml et qui ont fait l'objet d'une remise d'ouvrage au concessionnaire sont éligibles à la **part couverte par le tarif (PCT)**. En 2024, Enedis a versé au titre de la PCT pour la concession du Siéml, un montant de 2 457,954 k€ soit une hausse de 5,8 % par rapport à 2023. Depuis 2020, on constate **une tendance à la hausse** de + 24 %, malgré un pic à 3 147 k€ en 2022.

1.8.2.2 L'article 8 du cahier des charges

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 2024, la participation d'Enedis au titre de l'article 8 s'élève à 543,949 k€, soit en hausse de

6,8 % par rapport à 2023. Ce montant fluctue selon les années : sur la période de 2021 à 2024, la fourchette se situe entre 509 et 550 k€ par an.

1.8.2.3 Le CAS FACÉ



L'aide à l'électrification rurale dans le cadre du **CAS - Facé** s'est élevée en 2024 à 8 194 k€ soit une baisse de 1,5 % par rapport à 2023 après un pic haut en 2023, qui montre une hausse sur la période 2020 à 2024 (+ 8,7 %).

1.8.3 La synthèse des flux financiers

La synthèse des flux financiers en 2024		
Redevance		
R1	Elle s'élève à 1 209,7 k€. Cette hausse est continue depuis 2020 (+ 1,8 % par rapport à 2023).	■
R2	Elle s'élève à 3 620,7 k€. Elle est à son seuil le plus bas sur la période 2020-2024 soit une baisse de 25 % par rapport à 2020 et de – 2,3 % par rapport à 2023.	■
Autres flux financiers		
Part couverte par le tarif	Elle s'élève à 2 457,954 k€. Depuis 2020, on constate une tendance haussière de + 24 %, malgré un pic à 3 147 k€ en 2022 (+ 5,8 % par rapport à 2023).	■
Article 8 du cahier des charges	Il s'élève à 543,949 k€. Ce montant est en hausse de 6,8 % par rapport à 2023. Sur la période de 2021 à 2024, la fourchette du montant se situe entre 509 et 550 k€ par an.	■
Le CAS FACÉ	L'enveloppe notifiée au syndicat en 2024 s'élève à 8 194 k€. Ce montant est en baisse de 1,5 % par rapport à 2023 après une hausse continue sur la période 2020 à 2023.	■

2 LE CONTROLE DE LA SATISFACTION DES USAGERS

2.1 Le pourcentage de satisfaction des clients

Enedis continue d'afficher des taux de satisfaction client global élevé en 2024, sans qu'il soit véritablement possible pour le Siéml d'objectiver et d'apprécier ces niveaux de satisfaction client.

En 2024, Enedis et EDF ont **modernisé les parcours clients** avec une amélioration de la qualité des données clients et un outil de gestion de la relation clients qui permet entre autres la possibilité de prise de rendez-vous en ligne, d'échanger avec un agent d'accueil en visio, ce qui permet de gagner en efficacité pour visualiser la situation sur place et de prendre des photos en direct. La modernisation des espaces clients s'est poursuivie, ce qui permet aux clients de connaître leurs données de consommation dans un espace sécurisé avec notamment l'application « EDF et moi », « suivi conso ». Cela entraîne en conséquence une baisse conséquente des appels téléphoniques.

L'espace client entreprise a été revu. Au niveau national le nombre de comptes actifs a été multiplié par trois. Il permet à l'entreprise d'autoriser si elle le souhaite, une autre structure à consulter ses données. Le client peut saisir les interlocuteurs à prévenir en cas d'incidents HTA.

Le portail des collectivités avec l'espace « mesures et services » continue à se déployer. 75 % des collectivités locales utilisent le portail et un tiers a mis en place le suivi des données énergétiques.

Quant à **l'accueil dépannage**, la section panne et interruption a été repensée pour que le client puisse connaître par commune l'état du réseau électrique. Si les clients doivent subir une coupure pour travaux, ils sont avertis au préalable ; pour la HTA, ils sont avertis lorsqu'une coupure est détectée et lors de la fin de l'incident.

2.1.1 Le pourcentage de satisfaction pour l'accessibilité des accueils téléphoniques

Au niveau national, le nombre d'appel client a baissé de 13 % par rapport à 2023. Cette baisse s'explique par une meilleure orientation des appels, grâce au serveur vocal interactif en langage naturel, mais aussi du fait de la baisse des constructions neuves et de l'utilisation croissante par les clients des outils digitaux.

Il existe un numéro d'appel destiné à chaque catégorie d'usagers et pour les urgences-dépannages :

Numéro d'appel pour les usagers	
Clients particuliers	09 70 83 19 70
Clients entreprises	09 69 32 18 99
Clients Professionnels du bâtiment	09 69 32 18 77
Clients producteurs	09 69 32 18 00
Urgence – dépannage (24h/24 et 7j/7)	09 72 67 50 49

Pour les taux d'accessibilité de l'accueil hors dépannage (Direction régionale), on note :

- pour le service client, une amélioration de 3,4 points par rapport à 2023 (89,9 %) ;
- pour le service raccordement, une légère amélioration d'un point par rapport à 2023 (83,9 %), dans un contexte de demandes de raccordement en hausse pour les producteurs ;
- pour le service producteur d'électricité, une dégradation conséquente de – 10 points (78,1 %).

Accessibilité de l'accueil hors dépannage (en %) (direction régionale)	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Service client	92,8	83,9	87	82,8	86,5	89,9
Service raccordement	88	82,9	88,3	83,6	82,9	83,9
Service producteurs électricité	90,9	78	76,8	89,2	88	78,1

Pour le **taux d'accessibilité urgence dépannage (Direction régionale)**, on note une hausse des demandes liées aux évènements climatiques avec en conséquence un taux d'accessibilité à son niveau le plus bas à 67,81 % depuis 2021 avec un nombre d'appel supérieur (+ 23,6 %), et un nombre d'interventions supérieur (+ 8,5 %).

Accessibilité des accueils dépannage (clients BT<36 kVA) (département)	2021	2022	2023	2024
Taux d'accessibilité	79,50 %	80,30 %	83 %	67,80 %
Nombre d'appels reçus par l'accueil dépannage	26 762	22 141	20 588	25 456
Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage	8 772	8 691	8 249	8 953

2.1.2 Le pourcentage de satisfaction à la maille de la concession

Le pourcentage de satisfaction par segment est le suivant en 2024 :

- **client particuliers** : 92,6 % de satisfaction (+ 2,1 points par rapport à 2023, dans la moyenne nationale + 0,5 point par rapport au national) ;
- **client professionnels ≤ 36 KVA** : 90,1 % (+ 2,7 points par rapport à 2023 mais dans la moyenne nationale - 0,3 point) ;
- **client entreprise > 36 KVA** : 85,10 % (+ 4,5 points par rapport à 2023 mais inférieur de 6,4 points par rapport au national).

Le Siéml note la **progression des pourcentages de satisfactions** sur l'année 2024 : il exercera une **vigilance sur le segment client entreprise qui est inférieur à la moyenne nationale**.

2.1.3 Le pourcentage de satisfaction pour le raccordement au réseau à la maille de la concession

La politique RSE d'Enedis prévoit dans son axe stratégie bas carbone, d'accélérer le raccordement pour les EnR et des points de recharges pour véhicules électriques.

Le pourcentage de satisfaction pour le **raccordement au réseau** par segment est le suivant :

- **client particuliers** : 83,2 % de satisfaction (+ 7,1 points par rapport à 2023 et supérieur de 2,6 points par rapport au national) ;
- **client professionnels ≤ 36 KVA** : 85,9 % (+ 5,3 points par rapport à 2023 et inférieur de 2,2 points par rapport au national) ;

- **client entreprise > 36 KVA** : 85,20 % (+ 9 points par rapport à 2023 mais inférieur de 8,3 points par rapport au national).

Le Siéml note une **progression des pourcentages de satisfaction** sur l'année 2024 ; mails exercera une vigilance particulière **sur le segment des clients professionnels ainsi que plus encore sur le segment des clients entreprises**, qui sont inférieurs à la moyenne nationale.

2.1.4 Le pourcentage de satisfaction pour la qualité de fourniture au niveau régional

Le pourcentage de satisfaction pour la qualité de fourniture au niveau régional par segment est le suivant :

- **clients particuliers** : 84,7% de satisfaction (- 8 points par rapport à 2023 et inférieur de 6,9 points par rapport au national) ;
- **clients professionnels ≤ 36 KVA** : 97,3 % (+ 2,2 points par rapport à 2023 et supérieur de 2,2 points par rapport au national) ;
- **clients entreprises > 36 KVA** : 95,1 % (- 7,4 points par rapport à 2023 et supérieur de 2,6 points par rapport au national).

Le Siéml note :

- pour le segment des professionnels, une **progression des pourcentages de satisfaction** ;
- pour le segment entreprise, malgré une **importante baisse en 2024**, le **pourcentage de satisfaction reste supérieur à la moyenne nationale** ;
- pour le segment client particulier, une **vigilance** car il connaît une forte baisse en 2024 et est en dessous du niveau national.

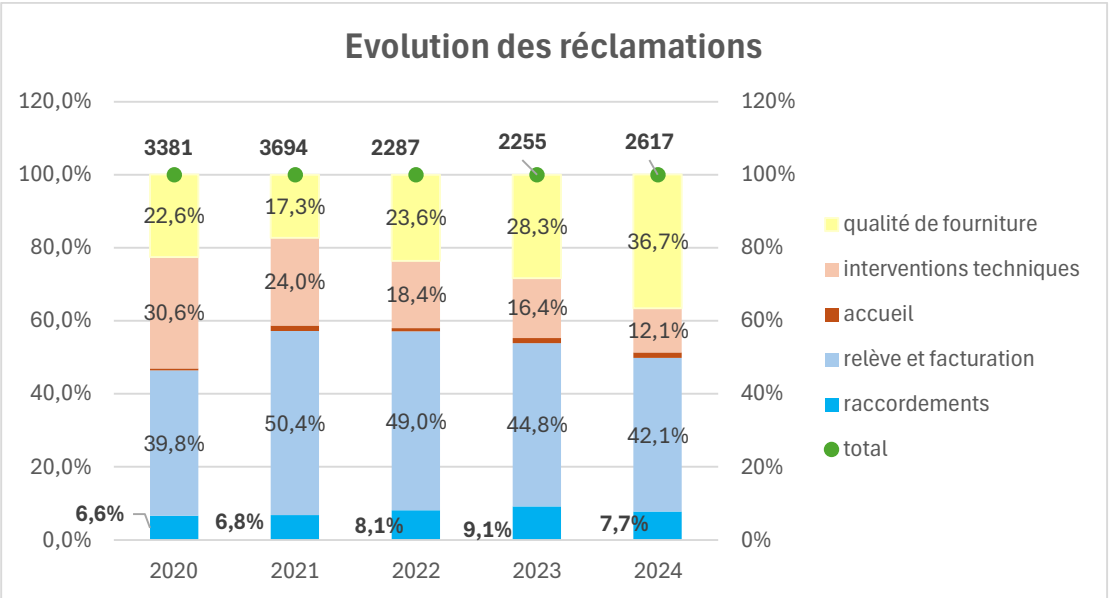
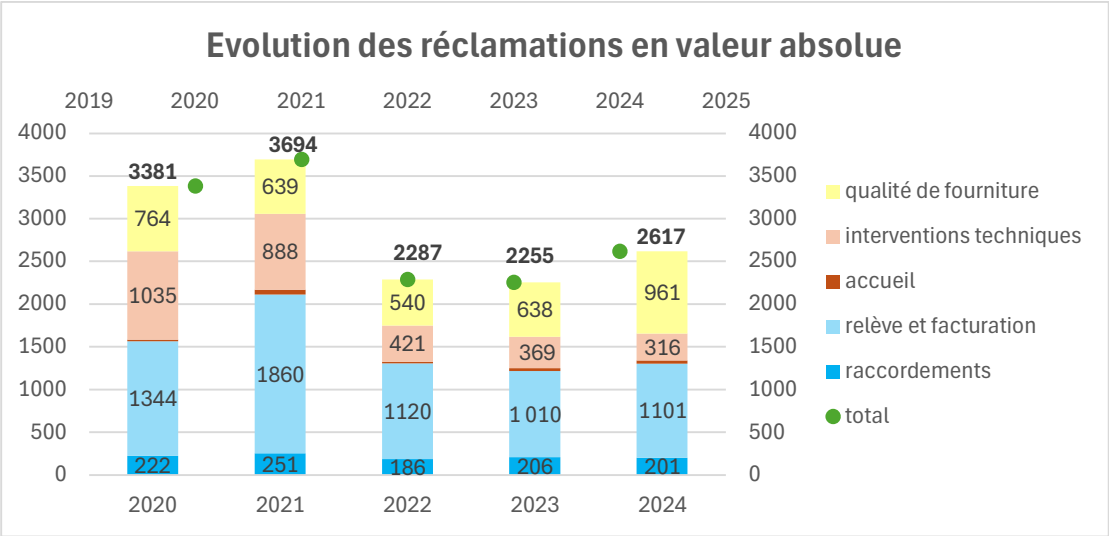
2.1.5 Synthèse de la satisfaction client

Synthèse satisfaction client		
Accueil hors dépannage		
Service client	En amélioration (89,9 % de satisfaction)	■
Service raccordement	En amélioration dans un contexte de forte demande (83,9 % de satisfaction)	■
Service producteurs	Vigilance sur le segment client entreprise avec une dégradation de 10 points.	■
Accueil dépannage	On note une hausse des demandes liées aux événements climatiques avec en conséquence un taux d'accessibilité à son niveau le plus bas (67,81 %) avec un nombre d'appel supérieur et avec un nombre d'interventions supérieur.	■
Satisfaction (concession)	Le Siéml note la progression des pourcentages de satisfactions sur l'année 2024	■
	Toutefois le Siéml est vigilant sur le segment client entreprise qui est inférieur à la moyenne nationale de 6,4 points.	■
Raccordement (concession)	Le Siéml note la progression des pourcentages.	■
	Le Siéml est vigilant sur les segments « professionnel » et surtout sur « les entreprises » qui sont inférieurs à la moyenne nationale de 2,2 points et 8,3 points.	■

Fourniture (concession)		
Professionnels	En progression et supérieur de 2,2 points à la moyenne nationale	■
Entreprises	Supérieur de 2,6 points à la moyenne nationale mais en forte baisse (- 7 points)	■
Particuliers	Inférieur à la moyenne nationale de 6,9 points et en forte baisse (- 8 points)	■

2.2 Gestion des réclamations

2.2.1 Réclamations d’Enedis



Le nombre de réclamations s’élève à 2 617 et est en hausse en 2024 de 16 % ; ce nombre reste sous le niveau de réclamations des années 2020 et 2021 mais au-dessus des niveaux de 2022 et 2023.

Cette hausse s'explique par **une hausse importante des réclamations liées à la qualité de la fourniture** (961), + 50,6 % par rapport à 2023 et connaît un pic jamais atteint depuis 2020.

A titre informatif, le niveau de réclamations concernant les interventions techniques n'a jamais été aussi bas (316), - 14% depuis 2023 et – 69 % depuis 2020.

Le premier poste de réclamations est celui de la relève facturation pour 42 %. Le nombre de réclamations concernant ce poste est cohérent par rapport à 2022. Il a augmenté de 9 % par rapport à 2023 après avoir atteint un seuil bas en 2023.

Le deuxième poste de réclamations est celui de la qualité de la fourniture pour 36,7 %. Ce poste progresse depuis 2021 pour atteindre son niveau le plus élevé en 2024 (+ 19,4 points).

On note que le **nombre de réclamations relatives aux interventions techniques** est à son niveau le plus bas depuis 2020 (316).

Le taux de réponse est en progression dans un délai inférieur à 15 jours de 98,7 % (+ 4,4 points depuis 2023).

2.2.2 Saisines du Médiateur national de l'énergie, d'EDF ou d'Engie

Les saisines du Médiateur national de l'énergie, d'EDF ou d'Engie s'élèvent à 5 297 et sont en baisse (- 8 % en 2024). La durée moyenne de traitement augmente très légèrement, 13,97 jours (+ 0,17 jour), pour un objectif de 21 jours. Pour 97,7 % des saisines, le dossier est clôturé dans un délai de 21 jours (+ 0,5 point).

2.2.3 Synthèse de la gestion des réclamations

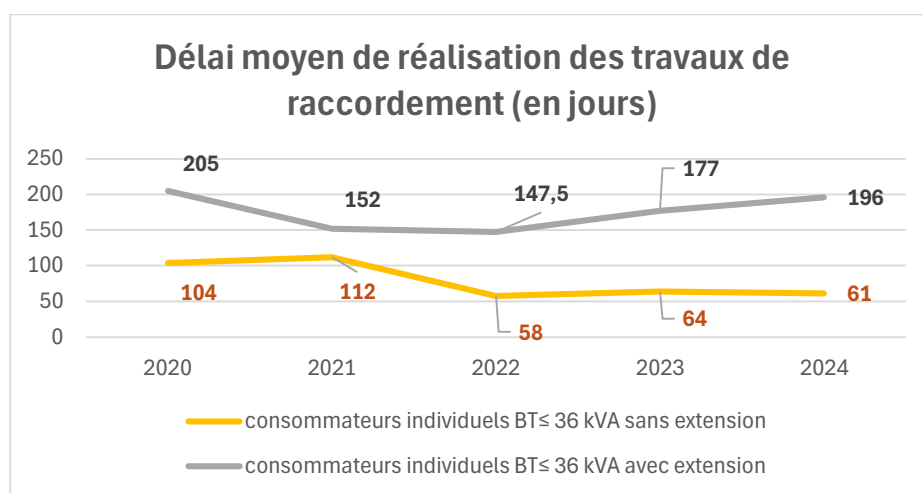
Synthèse de la gestion des réclamations		
Réclamations Enedis	Un nombre de réclamation en hausse de 16 %, sous le niveau de 2020-2021 mais au-dessus des niveaux de 2022 et 2023.	
Qualité de la fourniture	On note une hausse importante des réclamations liées à la qualité de la fourniture (961), + 50,6 % par rapport à 2023 et connaît un pic jamais atteint depuis 2020.	?
Facturation	42 % des réclamations (poste n°1 des réclamations) Cohérent par rapport à 2022	
Interventions techniques	Le nombre de réclamations pour interventions techniques est à son niveau le plus bas depuis 2020 (12,1 % des réclamations).	
Taux de réponse dans un délai inférieur à 15 jours	Taux élevé 98,7 %, en augmentation de + 4,4 points par rapport à 2023.	
Saisine du Médiateur de l'énergie, d'EDF ou d'Engie	Un nombre de saisine en baisse de 8%.	
Durée moyenne de traitement L'objectif est de 21 jours	13,97 jours	
Dossier clôturé dans un délai de 21 jours	97,7 % (+ 0,5 point)	

2.3 Délais de prestation

2.3.1 Le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT $\leq$ 36 kVA

Le délai moyen (en jours calendaires) de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT $\leq$ 36 kVA, sans extension de réseaux, est de 61 jours en 2024. On note une tendance à la baisse depuis 2020 de - 43 jours malgré un rebond en 2023 à 64 jours.

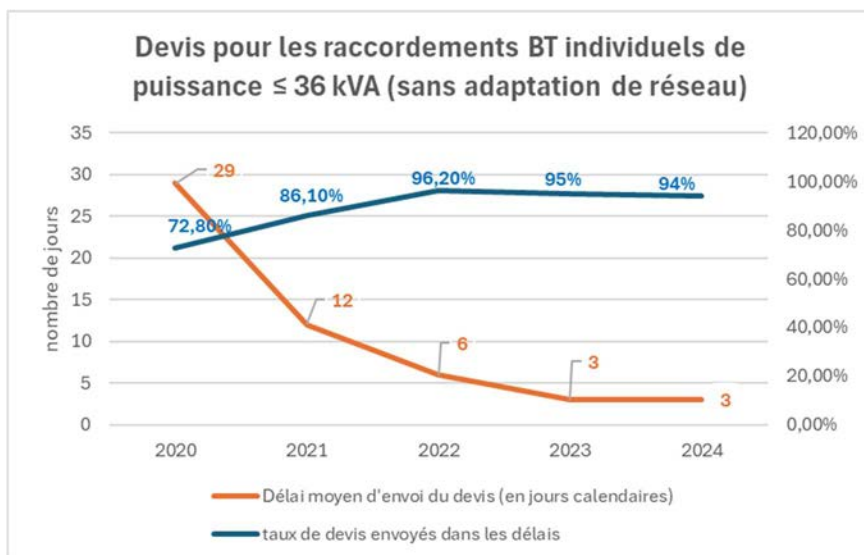
Le délai moyen (en jours calendaires) de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT $\leq$ 36 kVA avec extension est de 196 jours en 2024. Il est reparti à la hausse depuis deux années consécutives : + 19 jours par rapport à 2023, et + 48,5 jours par rapport à 2022 alors que le nombre de raccordement de consommation individuelles neuves est en baisse en 2024.



2.3.2 Le délai d'envoi du devis pour les raccordements BT individuels de puissance $\leq$ 36 kVA (sans adaptation de réseau)

Pour les raccordements BT individuels de puissance $\leq$ 36 kVA (sans adaptation de réseau), le délai moyen du devis en jours calendaires s'élève en 2024 à 3 jours : ce niveau est stable depuis 2023, mais est en forte baisse depuis 2020 (- 26 jours).

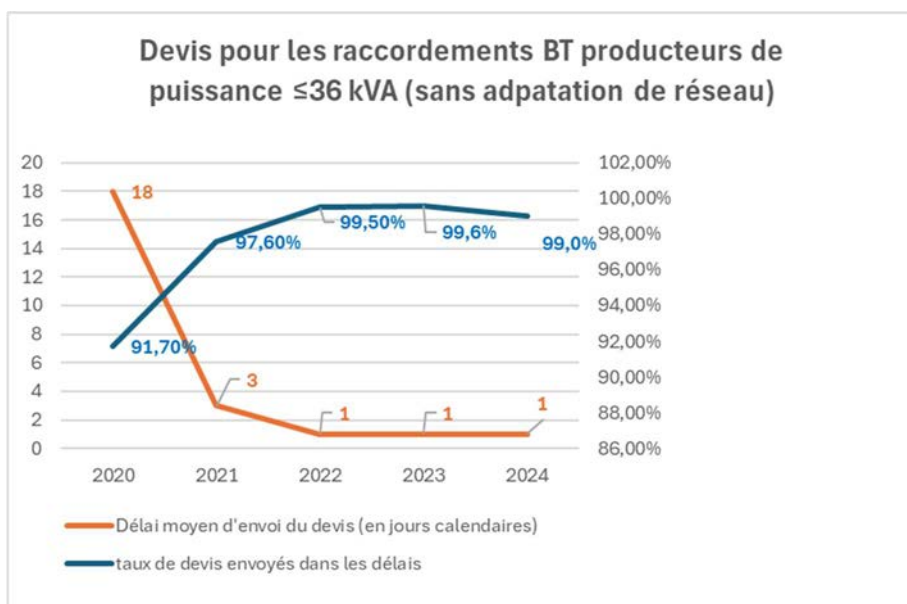
Le taux de devis envoyé dans les délais est de 94 % soit - 1 % par rapport à 2023 alors que le nombre de raccordement de ce type diminue en 2024. Ce taux se dégrade légèrement depuis 2022 (- 2,2 %).



2.3.3 Le délai d'envoi du devis pour les raccordements BT producteurs de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau)

Pour les raccordements BT producteurs de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau), le délai moyen du devis en jours calendaires s'élève en 2024 à 1 jour : ce niveau est stable depuis 2022, mais est en forte baisse depuis 2020 (- 17 jours).

Le taux de devis envoyé dans les délais est de 99 % soit - 0,6 % par rapport à 2023. Ce taux se dégrade très légèrement depuis 2022 (- 0,5 %).



En revanche, ces chiffres ne sont pas disponibles pour les raccordements BT entre 36 kVA et 250 kVA ni pour la HTA.

2.3.4 Synthèse – évolution des délais de prestation

Synthèse – évolution des délais de prestation : raccordements		
Le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA, <u>sans extension de réseaux</u>	Le délai moyen de réalisation des travaux (en jours calendaires) est de 61 jours en 2024. On note une tendance à la baisse depuis 2020 de - 43 jours malgré un rebond en 2023 à 64 jours.	■
Le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA <u>avec extension</u>	Le délai moyen de réalisation des travaux (en jours calendaires) est de 196 jours en 2024. Il est reparti à la hausse depuis deux années consécutives : + 19 jours par rapport à 2023, et + 48,5 jours par rapport à 2022 alors que le nombre de raccordement d'installation de consommation individuelles neuves serait en baisse en 2024.	■
Pour les raccordements BT individuels de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau)	Le délai moyen du devis (en jours calendaires) s'élève en 2024 à 3 jours : ce niveau est stable depuis 2023, et est en forte baisse depuis 2020 (- 26 jours).	■
	Le taux de devis envoyé dans les délais est de 94 % soit – 1 point par rapport à 2023 alors que le nombre de raccordement d'installation de consommation individuelles neuves de ce type diminue en 2024. Ce taux se dégrade légèrement depuis 2022 (- 2,2 %).	■
Pour les raccordements BT producteurs de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau)	Le délai moyen du devis (en jours calendaires) s'élève en 2024 à 1 jour : ce niveau est <u>stable depuis 2022</u> , et est en <u>forte baisse depuis 2020</u> (-17 jours).	■
	Le taux de devis envoyé dans les délais est de 99 % soit – 0,6 % par rapport à 2023. Ce taux se dégrade très légèrement depuis 2022 (- 0,5 %).	■
Ces chiffres ne sont pas disponibles pour les raccordements BT entre 36 kVA et 250 kVA ni pour la HTA.		■
-Le SIÉML sera vigilant sur le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA avec extension. Le SIÉML sera également attentif au taux de devis envoyé dans les délais pour les raccordements BT individuels de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau). Le SIÉML souhaiterait qu'Enedis transmette pour les années à venir les données concernant la BT et pour la HTA, non communiquées en 2024.		

3 LE CONTROLE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Au niveau national, Enedis et EDF bénéficient d'un monopole légal dans leur zone de desserte, respectivement, pour l'exploitation et le développement du réseau public de distribution d'électricité et pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV). Ces missions s'effectuent dans le cadre d'une péréquation tarifaire et d'une régulation nationale sous l'égide de la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Au niveau local, Enedis et EDF exercent leurs missions dans les conditions fixées par la loi et le contrat de concession signé avec chaque autorité concédante pour son territoire. EDF assure ainsi la fourniture d'électricité aux clients raccordés au réseau de distribution de la concession, bénéficiant des tarifs réglementés de vente. Au titre de l'année 2024, les principaux indicateurs sont les suivants.

3.1 Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)

3.1.1 Le cadre juridique

3.1.1.1 En 2024, des TRVE jusqu'à une puissance de 36 kVA

Le tarif réglementé de vente est un prix de l'électricité proposé uniquement par EDF et encadré par l'Etat et destiné aux particuliers et « petites entreprises » dont la puissance est inférieure à 36 kVA (article L.337-7 du code de l'énergie) :

- les particuliers sont les consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation,
- les petites entreprises sont les consommateurs finals non domestiques 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. Lorsque ceux-ci ne respectent plus les conditions, ils doivent faire résilier leur contrat auprès d'EDF.

Ce tarif réglementé protège le consommateur final car il évite les variations soudaines du marché. Il évolue généralement deux fois par an mais en 2024, une seule augmentation a eu lieu en février.

Les tarifs réglementés de vente sont les suivants :

Les tarifs
Le « tarif bleu » est proposé aux consommateurs finaux pour leurs sites situés en France métropolitaine et raccordés en basse tension, dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. <u>C'est le tarif de la quasi-totalité des clients bénéficiaires des TRV</u> (particuliers et petits professionnels notamment). Le tarif bleu distingue le tarif bleu <u>résidentiel</u> du tarif bleu <u>non résidentiel</u>.
Le tarif « tarif jaune » est l'ancien nom du tarif réglementé d'EDF pour les petites et moyennes entreprises notamment. Il concerne les compteurs d'une puissance comprise entre 37 kVA et 250 kVA. Il a disparu en 2016 avec la réforme des TRV, mais le profil de client « tarif jaune » reste utilisé.
Le « tarif vert » est l'ancien nom donné au tarif réglementé de l'électricité pour les industriels, les grandes collectivités et le grand tertiaire. Il concerne les organismes dont le compteur électrique disposait d'une puissance supérieure à 250 kVA. Comme le « tarif jaune », il a disparu en 2016 avec la réforme des TRV, mais le profil de client « tarif vert » reste utilisé.

3.1.1.2 À compter du 1er février 2025, nouveaux TRVE supérieurs à 36 kVA

La loi n° 2024-330 du 11 avril 2024 a élargi l'éligibilité aux tarifs réglementés de vente d'électricité en **supprimant, à compter du 1er février 2025, le plafond de 36 kVA de puissance souscrite, les autres conditions d'attribution demeurant inchangées**. Cette évolution s'est traduite par la création de deux nouveaux tarifs réglementés pour les sites de puissance supérieure à 36 kVA : le « tarif jaune – option base sup36 » et le « tarif vert haute tension ».

Cette mesure constitue une réponse attendue et globalement positive aux fortes tensions exprimées par de nombreux professionnels, notamment les artisans et commerçants fortement électro-intensifs comme les boulangers, lors de la crise énergétique de 2022. En rétablissant l'accès au TRV pour ces consommateurs, le législateur a réaffirmé le rôle protecteur de ce dispositif face à la volatilité des marchés, dans une logique de stabilité économique et de soutien au tissu productif local, position partagée par le Siéml.

3.1.1.3 Baisse générale des tarifs et évolution des signaux tarifaires envoyés par le TRVE aux consommateurs pour 2025

Après une période d'augmentation sensible notamment en 2024 (cf. notamment point 3.1.3 plus bas), la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a proposé et obtenu **une baisse moyenne d'environ 15 % des tarifs réglementés de vente à cette même date du 1er février 2025**, reflétant notamment la baisse des coûts d'approvisionnement à l'issue de la crise énergétique et visant à stabiliser les factures après la fin du bouclier tarifaire.

Cette révision tarifaire a aussi permis de faire évoluer indirectement les signaux tarifaires, en particulier la méthode de calcul de l'option Tempo, laquelle a vu sa baisse nettement plus modérée que les autres options TRVE au 1^{er} février 2025, traduisant une volonté de conserver une incitation plus marquée à la flexibilité des usages en période de tension sur le réseau.

3.1.1.4 Méthodologie de calcul de certaines briques de coûts et de risques des TRVE à la suite de la fin de l'accès régulé à l'énergie nucléaire

La fin programmée de l'ARENH conduit à une évolution profonde de la méthodologie de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité, en modifiant structurellement les briques de coûts et de risques qui les composent. Le remplacement progressif d'un mécanisme d'accès à une électricité nucléaire à prix administré par une logique de couverture de marché expose davantage les TRVE aux conditions de marché de gros, notamment à travers l'intégration accrue des coûts d'approvisionnement à terme, des primes de risque et des hypothèses de couverture. Si cette évolution vise à refléter plus fidèlement les coûts économiques du système électrique et à sécuriser l'équilibre financier du fournisseur historique dans un cadre post-ARENH, elle a pour effet mécanique de **rapprocher les TRVE de la conjoncture de marché**, avec un risque accru de volatilité tarifaire.

Cette trajectoire interroge la capacité des TRVE à conserver leur fonction historique de stabilisation des prix pour les consommateurs finals, en particulier les ménages et les petits professionnels, et appelle une **vigilance renforcée** sur les paramètres retenus, les horizons de lissage et les dispositifs d'amortissement mobilisés sous le contrôle de la Commission de régulation de l'énergie, afin de concilier réalisme économique, visibilité tarifaire et protection des usagers.

3.1.1.5 Synthèse du cadre juridique des TRV

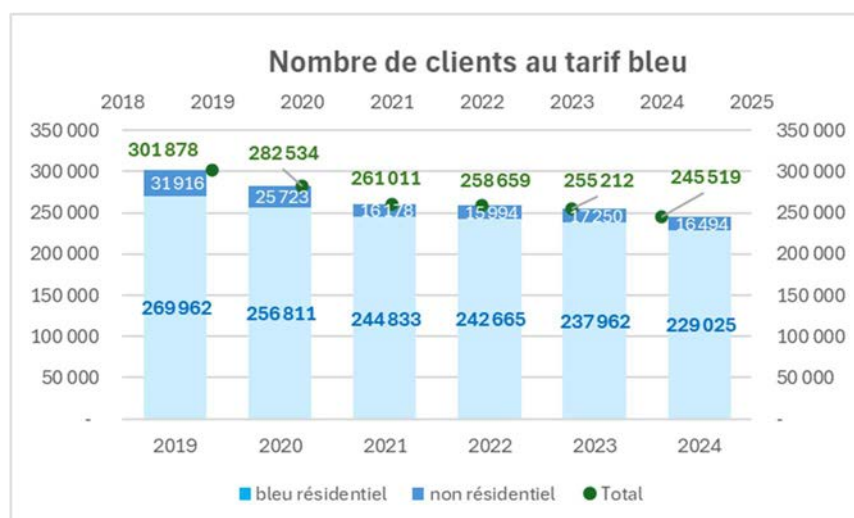
Synthèse du cadre juridique des TRV à compter de 2025
→ À compter du 1er février 2025, suppression du plafond de 36 kVA d'éligibilité aux TRVE et création de nouveaux tarifs réglementés pour les puissances supérieures (« tarif jaune – option base sup36 » et « tarif vert haute tension »), en réponse aux difficultés rencontrées par les petits professionnels électro-intensifs lors de la crise énergétique de 2022 et dans une logique de protection contre la volatilité des marchés.
→ À la même date, baisse moyenne d'environ 15 % des TRVE sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie , traduisant la détente des coûts d'approvisionnement après la fin du bouclier tarifaire, accompagnée d'une évolution différenciée des options tarifaires, notamment une baisse plus modérée de l'option Tempo afin de préserver des signaux incitatifs à la flexibilité en période de tension du système électrique.
→ Dans le contexte de la fin de l'accès régulé à l'électricité nucléaire, évolution de la méthodologie de calcul des TRVE intégrant davantage les coûts et risques de marché, rapprochant les tarifs réglementés de la conjoncture de marché et soulevant un enjeu de maintien de leur rôle historique de stabilisation et de protection des consommateurs.

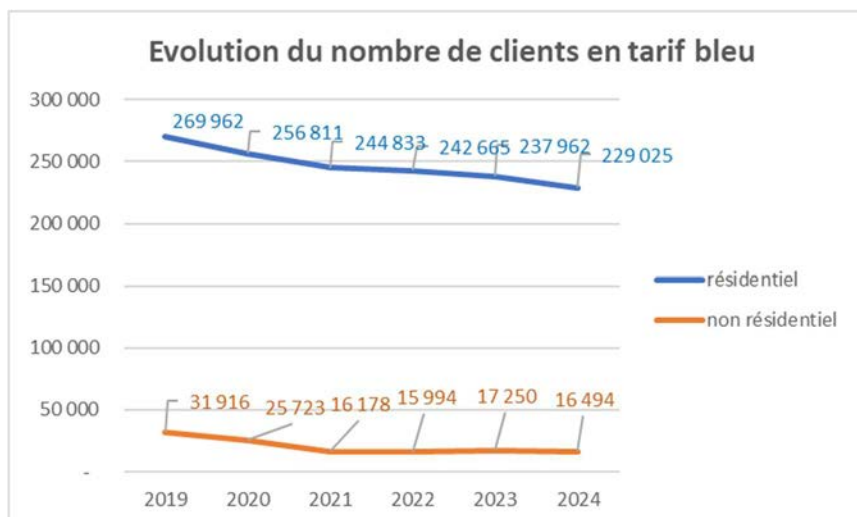
3.1.2 Le nombre de clients et l'évolution des tarifs

Le nombre de clients toutes catégories poursuit sa baisse et s'élève en 2024 à 245 548 clients (- 4 % par rapport à 2023 et – 18,7 % par rapport à 2019). Les clients bénéficiant d'un tarif réglementé de vente représentent 52 % des clients total.

Le nombre de clients tarif bleu toutes catégories, c'est-à-dire les clients résidentiels et non-résidentiels, poursuit sa baisse continue sur la période 2019-2024. Il s'élève à 245 519 clients, (- 3,8 % par rapport à 2023 et – 18,6 % par rapport à 2019). On note une baisse plus marquée en 2024 par rapport à 2022 et 2023 (de – 1 % à – 1,4 %), mais très en dessous des baisses de 2020 et 2021 (de – 6 % à - 8 %). A noter que cette évolution globale masque une forte différence par typologie de clients :

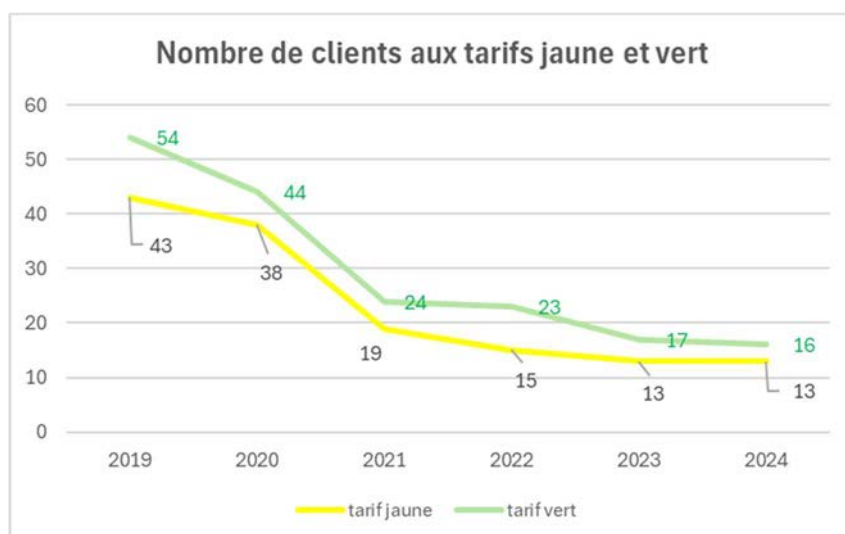
- le nombre de clients **résidentiels** au tarif bleu poursuit sa baisse continue sur la période de 2019 à 2024 (- 15,1 % par rapport à 2019, - 3,8 % par rapport à 2023) ; cette baisse s'accélère par rapport à 2022 (soit une baisse de 1,9 point),
- le nombre de clients **non-résidentiels** au tarif bleu a tendance à baisser sur la période de 2019 à 2024 malgré un rebond en 2023 (baisse de 4,4 % par rapport à 2023 et de - 48,3 % par rapport à 2019) ; il se situe à son niveau de 2021.





A noter le développement du **tarif Tempo**, incité par le gouvernement, qui poursuit son augmentation : il concerne 11 341 clients sur le périmètre de la concession. Il est en hausse de 41 % par rapport à 2023 (soit + 3 344 clients). Il s'agit du seul tarif qui gagne des clients. Ce tarif permet aux clients de disposer de prix du kWh fluctuant en fonction de la couleur du jour (bleu, blanc ou rouge) et du moment de la journée (heures pleines ou heures creuses). La couleur du jour est connue la veille pour le lendemain. Ce tarif incite ainsi les clients à diminuer leur consommation électrique lors des pics de consommation en hiver.

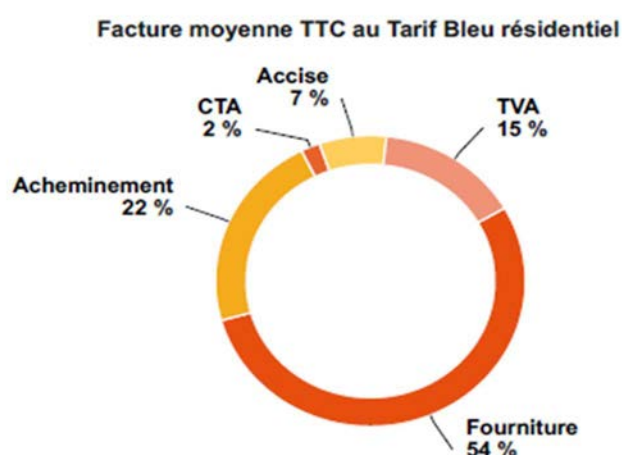
Le nombre de clients au tarif jaune et vert est en baisse constante depuis 2019 (- 70 %), conformément à la fin de ces tarifs réglementés.



3.1.3 Focus sur les tarifs bleus résidentiels et non résidentiels

Les 5 options tarifaires des tarifs bleus ont subi les hausses suivantes en 2024 :

Tarifs bleus (résidentiels et non résidentiels) : options tarifaires	
Résidentiels	Moyenne : + 9,5 %
Base	+ 8,6 % TTC (par rapport au TRV du 01/08/2023)
Heures pleines (HP)/ heures creuses (HC)	+ 9,8 % TTC (par rapport au TRV du 01/08/2023)
	A compter de novembre 2025 et jusqu'à fin 2027, EDF avertira ses clients des nouvelles plages horaires HP/HC. Une partie des 8 heures creuses, sera répartie en journée pour prendre en compte la production photovoltaïque.
Tempo	+ 14 % TTC (par rapport au TRV du 01/08/2023)
	Tarif lancé en 2022 par les pouvoirs publics qui encourage le consommateur à bénéficier d'un tarif moins élevé 300 jours dans l'année, mais majoré pendant les 22 jours connaissant des pics de consommation (entre le 1 ^{er} novembre et le 31 mars hors week-end)
Non résidentiels	Moyenne : + 5,7 % TTC
EJP en extinction	+ 10 % TTC (par rapport au TRV du 01/08/2023)



La facture moyenne annuelle estimée d'un client tarif bleu résidentiel en France consommant 4,6 MWh par an est de 1 308 € TTC sur la base des TRV de l'année 2024.

Les taxes représentent au total et en moyenne 24 % de la facture TTC. En 2024 on note une hausse de l'accise de 1 €/MWh à 21 €/MWh du fait d'une **sortie progressive du bouclier tarifaire**.

Source : opendata CRE S1-2024 (base de données TRV à fin 2022)

Les conditions générales de vente ont évolué en 2024, pour les clients bleus résidentiels avec l'obligation d'un conseil tarifaire à la souscription, la visibilité de l'évolution du prix sur 12 mois, la révision de l'échéancier en cas d'évolution d'un certain seuil, l'obligation d'information en fin de contrat.

3.1.3.1 La synthèse du nombre de clients et de l'évolution des tarifs

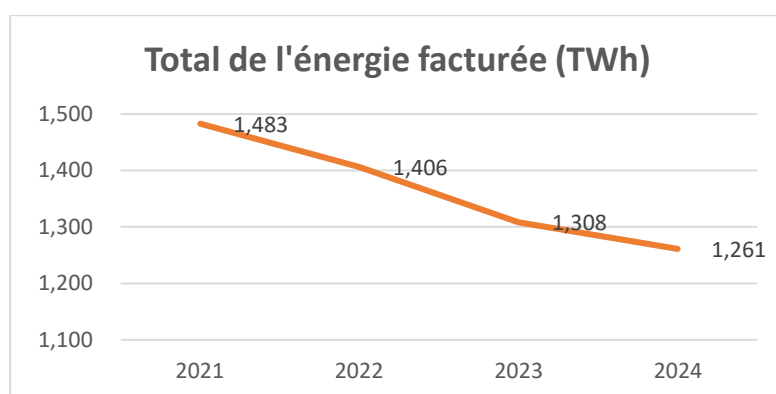
La synthèse du nombre de clients et de l'évolution des tarifs en 2024
Le nombre de clients poursuit sa baisse (- 4 % par rapport à 2023 et -18,7 % par rapport à 2019).
Les tarifs bleus augmentent de + 8,6 % TTC à + 14 % selon l'option tarifaire. On note une hausse de l'accise du fait d'une sortie progressive du bouclier tarifaire.
Jusqu'à fin 2027, EDF avertira ses clients des nouvelles plages horaires HP/HC. Quelques heures creuses seront réparties en journée pour prendre en compte la production photovoltaïque.

3.1.4 Le volume d'énergie facturé

En 2024, **EDF a poursuivi l'accompagnement de ses clients à consommer mieux et moins** :

- par la solution « suivi conso » qui permet au client de connaître le montant et le volume de ses consommations des jours, mois, années passées depuis l'avant-veille ;
- par l'application Edf et moi pour le pilotage du chauffage connecté ;
- par la solution Infowatt qui est un boîtier connecté au compteur Linky destiné aux clients bénéficiaires du chèque énergie de connaître ses consommations de façon très fine (ex : dernière heure ...) ;
- les conseils rubrique « mes éco et moi », défis utiles...

Le volume d'énergie facturée à l'ensemble des clients de la concession s'élève à 1,261 TWh en 2024 et **continue à diminuer** : - 3,58 % par rapport à 2023 et - 15% par rapport à 2021 !



3.2 Le montant des recettes d'EDF en hausse et des coûts commerciaux en baisse

Le montant des recettes continue à augmenter et s'élève en 2024 à 275,1 M€ (+ 1,3 % par rapport à 2023, + 20 % par rapport à 2022). Bien que le volume d'énergie facturé baisse, cette croissance s'explique notamment par une hausse moyenne des prix des tarifs réglementés au 1er février 2024. La hausse du prix est de 9,5 % TTC pour le tarif bleu résidentiel et + 5,7 % TTC pour le tarif bleu non résidentiel), conformément aux mesures prises par l'État pour faire face à la crise des prix de l'énergie (avec la réduction du bouclier tarifaire et le relèvement de l'accise).

Les coûts commerciaux pour le tarif bleu s'élèvent en 2024 à 19 159 k€. Ceux-ci sont en baisse sur la période 2019-2024 (- 13,9 %) (- 1,6 % par rapport à 2023).

3.3 La lutte contre la précarité énergétique

Les indicateurs liés aux difficultés de paiement des clients résidentiels sont en hausse en 2024 : à l'échelle de la concession, le nombre de clients bénéficiaires d'un **accompagnement énergie a augmenté de 41,3 %** et par rapport à 2023 et s'élève à 3 968 en 2024. Ces augmentations s'expliquent en partie par la hausse du tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE), par la fin des chèques énergie exceptionnels, par la non-automatisme d'envoi de l'ensemble des chèques énergie. En 2024, 20 859 chèques énergie ont été distribués sur le périmètre de la concession soit - 7,4 % par rapport à l'année 2023.

EDF est partenaire de l'Observatoire national de la précarité énergétique qui alimente des indicateurs et un centre de ressources pour les actions contre la précarité énergétique. Elle met à disposition un outil cartographique GEODIP pour localiser et diagnostiquer la précarité énergétique locale.

EDF poursuit par ailleurs son partenariat local avec l'agence d'urbanisme de la région angevine (AURA) qui effectue une étude sur la précarité énergétique avec les données d'impayés à la maille rue.

EDF fait également partie du réseau RAPPEL (réseau des acteurs de la pauvreté et de la précarité énergétique dans le logement).

EDF s'est ainsi engagée sur 3 volets :

- en premier lieu, l'aide au paiement se concrétise par des échéanciers, l'acceptation du chèque énergie, le cofinancement au travers du Fonds de solidarité pour le logement (FSL). Le fond social du logement géré par le Département permet de financer les dettes de loyers notamment pour les factures d'énergie. Son montant est en hausse dans le Maine-et-Loire de 12,9 % ;
- en second lieu, l'accompagnement s'effectue par des partenariats avec les travailleurs sociaux des collectivités, les associations (Emmaüs, le Secours catholique, la Croix rouge française, ou Unis cité), les structures de médiation sociale. Avant la sortie de la trêve hivernale, les conseillers solidarité d'EDF réalisent des campagnes téléphoniques vers des clients en difficulté pour mettre en œuvre des solutions adaptées. Des conseillers solidarité travaillent en lien avec les CCAS et CIAS avec des numéros de téléphone, portail d'accès au service solidarité d'EDF dédiés aux travailleurs sociaux ;
- en troisième lieu, la prévention passe par des d'aides à la rénovation thermique et des actions de pédagogie aux bonnes pratiques : par exemple un jeu-questions sur les éco gestes (MAEM box) ou des kits de maîtrise de la demande d'énergie pour les personnes en situation de précarité énergétique. Les bénéficiaires du chèque énergie se voient proposer par Enedis un boîtier connecté à leur compteur intelligent (la solution Info Watt) pour avoir accès au détail de leurs consommations de façon très réactive et fine (ex : consommation de la dernière heure).

Depuis avril 2022, Enedis a remplacé les coupures pour impayés par une limitation de puissance à 1 kVA pour les particuliers en dehors de la période de la trêve hivernale. Au cours de l'année 2024, on recense ainsi **2 710 opérations de réduction de puissance**, soit **une hausse de 19,1 %** par rapport à 2023. Le nombre de réduction de puissance effectuées pendant la période hivernale a été multiplié par 2 par rapport à 2023. Elle s'élève en 2024 à 710. **Le nombre de résiliation de contrats à l'initiative du fournisseur s'élève en 2024 à 60 et a baissé de 45,9 % par rapport à 2023.**



Données Enedis/EDF

Le Siéml poursuivra lors des prochains exercices le renforcement de son contrôle sur la fourniture d'électricité au tarif réglementé de vente.

3.4 La synthèse sur les clients au tarif réglementé

Synthèse sur les clients au tarif réglementé
Les tarifs réglementés de vente et l'évolution de la facture Au 01/02/2025, le plafond de 36 kVA est supprimé pour bénéficier des tarifs réglementés de vente. En revanche, les autres conditions demeurent inchangées (consommateurs finals domestiques, consommateurs finals non domestiques employant moins de 10 personnes, avec un chiffre d'affaires inférieur à 2 M€). Les TRV ont augmenté au 1^{er} février 2024 de 9,5 % TTC pour le tarif bleu résidentiel et + 5,7 % TTC pour le tarif bleu non résidentiel. La facture pour les tarifs bleus a ainsi augmenté de + 8,6 % TTC à + 14 % selon l'option tarifaire. On note par ailleurs une hausse de l'accise par rapport à la sortie du bouclier tarifaire. Une décrue du TRV a été amorcée avec, à compter du 1^{er} février 2025, une baisse moyenne d'environ 15 %
Le nombre de clients Le nombre de clients poursuit sa baisse (- 4 % par rapport à 2023 et -18,7 % par rapport à 2019). Il s'élève à 245 548.
Le volume d'énergie facturée Le volume d'énergie facturée à l'ensemble des clients de la concession continue à diminuer : - 3,58 % par rapport à 2023 et - 15% par rapport à 2021. Il s'élève à 1,261 TWh en 2024.
L'évolution des conditions générales de vente en 2024 pour les consommateurs résidentiels Dans les modifications apportées, on peut citer par exemple : l'obligation d'un conseil tarifaire à la souscription, la visibilité de l'évolution du prix sur 12 mois, la révision de l'échéancier en cas d'évolution d'un certain seuil, l'obligation d'information en fin de contrat.
Le montant des recettes d'EDF et des coûts commerciaux Le montant des recettes continue à augmenter de + 1,3 % par rapport à 2023, et de + 20 % par rapport à 2022. Il s'élève en 2024 à 275,1 M€. Les coûts commerciaux pour le tarif bleu sont en baisse sur la période 2019-2024 (-13,9 %) (- 1,6 % par rapport à 2023). Ils s'élèvent en 2024 à 19 159 k€.
La précarité énergétique Les indicateurs liés aux difficultés de paiement des clients résidentiels sont en hausse en 2024. A l'échelle de la concession, le nombre de clients bénéficiaires d'un accompagnement énergie a augmenté de 41,3 % et par rapport à 2023 et s'élève à 3 968 en 2024. Ces augmentations s'expliquent en partie par la hausse du tarif réglementé de vente d'électricité, par la fin des chèques énergie exceptionnels, par la non automacité d'envoi de l'ensemble des chèques énergie. En 2024, 20 859 chèques énergie ont été distribués sur le périmètre de la concession soit une baisse de 7,4 % par rapport à l'année 2023. Depuis avril 2022, Enedis a remplacé les coupures pour impayés par une limitation de puissance à 1 kVA pour les particuliers en dehors de la période de la trêve hivernale. EDF s'est également engagée à accompagner au mieux les clients pour l'aide au paiement, à faire de la prévention, à travailler en partenariat avec les associations sociales et les CCAS/CIAS.

4 MOMENTS CLÉS 2024-2025

4.1 Inventaire 2025 pour l'électrification rurale

2025 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 (DGE) 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 ont échangé à plusieurs reprises au cours de l'année 2025 pour compiler les données 2023 et 2024 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/B...
- **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 Facé.

Après concertation et validation commune entre Enedis et le Siéml, l'inventaire 2025 pour l'électrification rurale a été adressé aux services de l'État le 6 juin 2025.

4.2 Renouvellement du Programme pluriannuel d'investissement pour la période 2024-2027

Conformément aux dispositions du cahier des charges de concession et à la **convention dédiée au programme pluriannuel d'investissement (PPI) pour la période 2024-2027**, un suivi annuel technique et financier du PPI est réalisé chaque année entre le Siéml et Enedis.

Pour le nouveau programme d'investissements portant sur la période 2020-2024, Enedis et le Siéml ont fait le choix de se concentrer de nouveau sur des actions ciblées d'amélioration de la qualité de fourniture, de la performance et de la modernisation du réseau. Les critères de définition des zones prioritaires n'ont pas changé afin de pouvoir mener une évaluation de long terme des évolutions. A la suite de demandes du Siéml, les parties ne s'interdisent toutefois pas de revoir ces critères à la fin de la présente période afin d'évaluer l'opportunité de définir de nouveaux indicateurs de sélections des zones prioritaires d'investissements, portés par des enjeux complémentaires aux enjeux de qualité (comme les investissements en faveur des énergies renouvelables et de la transition énergétique par exemple).

L'engagement financier du concessionnaire sur le PPI 2024-2027 est de 11 M€, soit une augmentation du volume global d'environ 17 % par rapport au précédent PPI, malgré un nombre de communes prioritaires à la baisse.

Pour la première année du PPI 2024-2027, les investissements ont été réalisés conformément aux engagements, avec toutefois un léger bémol :

- pour les réseaux HTA aléas climatiques, le linéaire réalisé est en déficit d'un kilomètre par rapport à la pente moyenne annuelle programmée ;
- pour l'adaptation des réseaux HTA au régime neutre compensé, aucun transformateur adapté n'a encore été posé, pour un objectif annuel à titre indicatif de trois.

Au niveau des montants, **les montants annuels prévus pour la modernisation des réseaux et pour la sécurité et obligations réglementaires sont largement dépassés hormis pour le climatique-sécurisation** où ils sont inférieurs au montant annuel prévisible (- 149 k€). Ce constat financier confirme le constat sur le montant des investissements liés à la résilience climatique en 2024 (cf. point 1.5.3.4)

Les deux tableaux ci-dessous synthétisent le suivi du PPI 2024-2027, à la fois d'un point de vue financier (tableau 1) et technique (tableau 2).

Engagement financier prévisionnel (k€)	Total PPI 2024 -2027	Montant indicatif par an	Réalisation en 2024	Cumul
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine				
II.1 Investissements pour la performance des réseaux				
Climatique - sécurisation	2 760	690	541	541
Modernisation des réseaux	8 040	2010	3 220	3 220
II. 2 investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes				
Sécurité et obligations règlement.	200	50	127	127
Total de l'engagement (k€)	11 000	2750	3 888	3 888

	Rappel des ambitions du SDI		PPI 2024-2027 Quantités techniques			PPI 2024-2027 Suivi technique	
	Sur la durée SDI (30 ans)	Prorata /an (à titre indicatif)	4 ans	Prorata / an (à titre indicatif)	Périmètre retenu	Réalisation 2024	Cumul total
Réseaux BT aériens de fils nus faible section (km)	130	4,3	22 km	5,5	zones prioritaires	14,6 km	14,6 km
Réseaux BT aériens de fils nus hors faible section (km)	160	5,3					
Réseaux HTA aérien fiabilisés par rénovation programmée (km)	820	27,3	150	37,5	zones prioritaires	37 km	37 km
Réseaux HTA aériens à risques aléas climatiques de type FS sécurisées (km)	30	1	10	2,5	zones prioritaires	1,5 km	1,5 km
Réseaux HTA à risque bois aléas climatiques de type bois sécurisés (km)	50	1,7					
Réseaux HTA souterrains de type CPI (km)	120	4	12	3	concession	3,3 km	3,3 km
Ajout d'organes de manœuvre télécommandés (nombre OMT)			45	11	concession	21	21
Adaptation des réseaux HTA au régime de neutre compensé : nombre de transformateurs HTB/HTA concernés	16		3		concession	0	0

Les rencontres régulières avec Enedis, les partages des programmes annuels de travaux entre le concessionnaire et l'autorité concédante, les conférences départementales de l'énergie organisées sous l'égide du préfet, ainsi que les suivis annuels réalisés par le Siéml dans le cadre de ses missions de contrôle, permettent de faire vivre dans la durée cette gouvernance locale et partagée des investissements sur le réseau de distribution publique d'électricité.

4.3 Renouvellement de la convention annexe relative à la transition énergétique 2024-2027

Dans le cadre du contrat de concession de la distribution publique d'électricité et afin de répondre aux enjeux énergétiques des territoires, le Siéml et Enedis ont souhaité dès 2019 mettre en place des conventions de partenariat de quatre ans sur les enjeux de la transition énergétique. La première convention étant arrivée à son terme, l'année 2024 a été marquée par la signature de cette nouvelle convention pour 2024-2027. Cette nouvelle convention a été signée le 17 mai 2024.

Sept axes de travail ont été définis, Enedis et le Siéml ont défini un certain nombre d'actions qu'ils souhaitent pouvoir engager sur la période 2024-2027. Toutes les actions identifiées comportent un périmètre de travail, un objectif cible, un détail des sous-actions potentielles et jalons nécessaires, ainsi que des indicateurs de suivi et de réalisation. Au total, vingt actions ont été listées pour la nouvelle période 2024-2027.

Un arbitrage annuel sera réalisé par un comité de pilotage qui validera les actions retenues pour l'année à venir. Chaque programme annuel ainsi validé fera l'objet d'un bilan et d'une actualisation en comité de pilotage.

En synthèse, pour la période de 2024 à 2027, Enedis et le Siéml s'accordent pour travailler ensemble sur les actions suivantes :

Convention de transition énergétique 2024-2027	
Axe 1 – La planification énergétique et la prospective énergétique	
› Favoriser la connaissance et l'appropriation des politiques énergétiques nationales et locales.	
› Contribuer aux différents documents de planification territoriale.	
Axe 2 – La maîtrise de la consommation et de la pointe électrique	
› Sensibiliser au passage de l'hiver et aux risques de déséquilibre offre-demande.	
› Poursuivre les actions de maîtrise des consommations du parc d'éclairage public.	
› Renforcer les actions de maîtrise des consommations et de rénovation énergétique.	
› Anticiper conjointement les enjeux liés au pilotage de la recharge des véhicules électriques pour le passage de la pointe électrique.	
› Aider à l'analyse de l'impact de l'électrification des modes de chauffage sur le réseau.	
Axe 3 – L'intégration des énergies renouvelables	
› Réaliser un bilan partagé de l'expérimentation Enedis-Siéml-Hespul.	
› Construire un tableau de bord partagé des énergies renouvelables (EnR).	
› Renforcer l'accompagnement du Siéml auprès des collectivités pour le raccordement EnR.	
Axe 4 – Le développement vertueux et cohérent des nouveaux usages	
› Accompagner le développement de la mobilité électrique.	
› Partager les analyses des impacts du développement de la recharge en résidentiel collectif.	
› Suivre les expérimentations liées aux nouveaux usages (flexibilités, stockage, etc...).	
› Faciliter le développement de l'autoconsommation collective.	
› Mener une veille partagée sur les usages des projets de stockage sur le département.	
Axe 5 – Le bilan carbone de la concession	
› Initier le bilan carbone de la concession départementale sur la partie travaux.	
› Construire un plan d'actions visant à réduire l'empreinte carbone de la concession.	
Axe 6 – La lutte contre la précarité énergétique	
› Participer conjointement à l'élaboration d'un diagnostic de la précarité énergétique.	
› Renforcer les actions en faveur de la lutte contre la précarité énergétique.	
Axe 7 – Les opportunités d'expérimentations	
› Répondre à des appels à projets nationaux ou européens pour faire du Maine-et-Loire un terrain d'expérimentation de nouveaux outils ou services en faveur de la transition énergétique.	

Depuis le renouvellement du plan d'actions relatif à la transition énergétique, **plusieurs volets ont connu des avancées tangibles**. Le nouveau plan de tension d'Enedis a été présenté et un dialogue à ce sujet a été amorcé, toujours en cours. Le groupe de travail sur le calcul du bilan carbone des chantiers progresse, tout comme le suivi de l'étude relative à la précarité énergétique menée sur le périmètre de l'Agence d'urbanisme de la région angevine. À l'inverse, d'autres dossiers peinent à se concrétiser. Les échanges structurés sur la planification des réseaux, à la suite de la publication du PDR et du PAC d'Enedis restent attendus. Les travaux relatifs à la maîtrise des consommations et de la pointe électrique sont en suspens, dans l'attente d'une rencontre entre Enedis et les services de conseil en énergie du Siéml sur les données et outils de suivi. Le bilan de l'expérimentation menée avec HESPUL, la mise en

place d'un tableau de bord partagé des EnR, ainsi que le lancement des échanges sur les nouveaux usages ou la mobilité électrique, demeurent également à l'arrêt. Dans ce contexte contrasté, une relance du plan d'actions apparaît nécessaire afin de dépasser les points de blocage identifiés, de prioriser les dossiers en attente et de redonner une dynamique collective à la démarche. **L'organisation en début d'année 2026 d'un bilan à mi-parcours, assorti de perspectives opérationnelles pour 2026 constituerait une étape structurante pour remettre l'ensemble des partenaires en mouvement**, étant entendu que la difficulté de suivi de l'ensemble de ces dossiers est en grande partie de la responsabilité du Siéml.

4.4 Le protocole d'accord FNCCR – Enedis du 26 juin 2024

A l'issu congrès national de la FNCCR qui s'est tenu à Besançon du 26 au 28 juin 2024, les représentants de la fédération et d'Enedis ont **signé un nouveau protocole d'accord permettant de conforter le socle contractuel édifié en 2017**. Neufs thématiques ont été identifiées dans ce protocole d'accord. Elles devraient permettre de faciliter la mise en œuvre des nouveaux modèles contractuels sur les territoires.

- 1. Clarifier les conséquences comptables et financières du terme des contrats de concession**
Un nouveau modèle de rédaction de l'article 49 B du cahier des charges de concession relatif au « renouvellement ou expiration de la concession » est proposé. Cette reformulation doit permettre de sécuriser juridiquement les stipulations contractuelles encadrant la fin de la concession, en garantissant le droit du concessionnaire d'obtenir réparation des préjudices liés à la fin de contrat, sans que cette indemnité constitue une libéralité de la part de l'autorité concédante. Le déploiement de cette nouvelle rédaction doit donner lieu à la conclusion d'un avenant au contrat de concession par chaque autorité concédante.
- 2. Engager des travaux sur la maîtrise d'ouvrage des raccordements de producteurs d'énergies renouvelables**
La FNCCR et Enedis se sont accordés sur le lancement d'une expérimentation nationale avec la réalisation de 50 tests sur l'ensemble du territoire dans lesquels, en zone d'électrification rurale, la maîtrise d'ouvrage pour des travaux d'extension dans le cadre d'un raccordement producteur d'une puissance inférieure ou égale à 120 kVA sur un bâtiment public existant, serait confiée à l'autorité concédante. Par courrier du 17 juillet 2024, le Siéml s'est porté candidat auprès de la FNCCR. Une liste de sites potentiels a ensuite été identifiée, sans que celle-ci n'ait débouché à ce jour sur une éligibilité. Les discussions sont toujours en cours.
- 3. Renouveler en temps utile les programmes pluriannuels d'investissements**
La FNCCR et Enedis proposent une note méthodologique relative aux modalités de négociation et de renouvellement des PPI. A noter que le Siéml et Enedis ont d'ores et déjà renouvelé leur programme pour la période 2024-2027 dans des conditions satisfaisantes de coopération (cf. plus haut point 4.2).
- 4. Inciter davantage à la sécurisation au travers des programmes de travaux d'intégration des ouvrages dans l'environnement (article 8A)**
La FNCCR et Enedis proposent également des pistes d'amélioration des conventions communément appelées « article 8 », signées localement entre le concessionnaire et les autorités concédantes. A noter que le Siéml et Enedis disposent d'ores et déjà d'une rédaction satisfaisante de leur conventions « article 8 ».
- 5. Clarifier la prise en compte dans la redevance de concession des dépenses liées à la transition énergétique**
La FNCCR et Enedis proposent de signer un nouvel avenant à l'accord-cadre national relatif aux investissements éligibles au terme I de la part R2 de la redevance de concession, conclu le 28 juin

2019 entre la FNCCR, France Urbaine et Enedis. Une annexe précisera les conditions d'éligibilité des investissements et la nature des dépenses prises en compte. Le Siéml se satisfait de cette évolution qui permettra de faciliter les échanges entre l'autorité concédante et le concessionnaire lors de la validation des montants de redevance.

6. **Mettre à disposition des autorités concédantes des données pertinentes pour accélérer la transition énergétique**

La FNCCR et Enedis s'accordent sur un ensemble de bonnes pratiques devant permettre de faciliter l'accès aux services de données d'Enedis par les autorités concédantes.

7. **Soutenir ensemble les démarches sociétales et environnementales dans les territoires**

La FNCCR et Enedis souhaitent inciter les territoires à prendre en compte les enjeux sociétaux et environnementaux dans leurs politiques d'aménagement du territoire, via notamment la mise en œuvre d'achats responsables, la réduction de l'empreinte carbone des chantiers, la promotion des métiers de la transition énergétique dans les territoires, etc. Ces enjeux sont traités en local dans le cadre de la démarche RSO du Siéml et de la convention transition énergétique 2024-2027 signée entre le Siéml et Enedis.

8. **Accompagner la certification des comptes des autorités concédantes**

La FNCCR a engagé des travaux en matière d'élaboration des comptes des autorités concédantes en vue de la certification des comptes publics et de la fiabilisation des immobilisations comptables. Enedis s'engage ainsi à accompagner la FNCCR dans cette démarche. Le Siéml participe aux groupes de travail de la FNCCR et se tient prêt à mettre en œuvre toute méthodologie qui pourrait être proposée dans ce cadre.

9. **Mettre à disposition des autorités concédantes des données de consommation en vue du reversement à leurs communes membres d'une fraction de la part communale de l'accise sur l'électricité**

Afin de répondre aux préoccupations exprimées par la FNCCR et les autorités concédantes, et dans l'attente qu'une solution pérenne puisse être apportée par les services de l'État, Enedis s'engage à transmettre à chaque autorité concédante concernée des données de consommation complémentaires de celles annexées à chaque arrêté préfectoral. Par courrier du 16 juillet 2024, le Siéml a formalisé auprès d'Enedis une demande officielle de mise à disposition de ces données complémentaires. Ce dossier n'a pas connu d'avancées significatives depuis.

4.5 Quelques exemples de participations, partenariat, mécénat, parrainage

Le 15 novembre 2024, le Siéml a organisé **son 8ème Forum départemental de l'énergie**. Enedis a pu intervenir à cette occasion pour mettre l'accent sur le potentiel du photovoltaïque en Maine-et-Loire, porté par l'autoconsommation.

Le 22 septembre 2024, au Siéml s'est tenu **le 8ème Salon du véhicule électrique et de la mobilité alternative**. Le Siéml et Enedis y tenait un stand commun.

Le 20 septembre 2024, Enedis a participé au **Congrès de l'AMF49** à Chemillé.

En février 2024, dans le cadre de l'événement « **Made in Angers** », Enedis a proposé au grand public la visite du site technique de Beaucouzé et d'un poste source.

Par délibération du comité syndical du 26 mars 2024, le Siéml et Enedis ont renouvelé leur modèle de convention tripartite avec les communes souhaitant réaliser des **fresques afin d'embellir les postes de distribution publique d'électricité**. Initié depuis 2014, ce partenariat entre Enedis et le Siéml est

de plus en plus apprécié par les collectivités de Maine-et-Loire. En 2024, **11 fresques** ont pu être réalisées à l'échelle de la concession pour améliorer le cadre de vie, réduire les incivilités et permettre à des jeunes de participer à la vie de leur commune dans le cadre d'une structure socio-éducative ou d'une association.

En 2024, Enedis a sensibilisé plusieurs acteurs à la prévention des accidents dus aux risques d'électrification. Le gestionnaire de réseau a créé une application sur smartphone qui alerte de la proximité d'une ligne aérienne d'Enedis et RTE, une page internet « tension attention » pour sensibiliser les professionnels et les particuliers. Une convention a été passée en 2024 avec le secteur agricole (MSA). Enedis a également sensibilisé aux risques électriques dans les bidonvilles et fait une évaluation sur chaque site.

EDF a de son côté participé à la diminution de la précarité énergétique par de nombreuses actions détaillées au point 3.3.

4.6 Les évolutions du FACÉ en 2024 et les perspectives 2025

Au cours de l'année 2024, le Compte d'affectation spéciale « Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale » (**FACÉ**) a continué de jouer **un rôle central dans le financement des investissements des autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) en zones rurales**, en particulier pour le renforcement, la sécurisation et la résorption des réseaux les plus fragiles. Si le niveau global des crédits ouverts et consommés est resté globalement stable, (357,1 M€ en cumulant les crédits de la loi de finances pour 2024 et les crédits de report issus de l'exercice 2023 pour le programme principal, et 9,8 M€ au titre du programme spécial), l'exercice 2024 a de nouveau mis en évidence un décalage persistant entre les besoins d'investissement des territoires ruraux et la capacité effective de mobilisation des crédits, dans un contexte marqué par la hausse des coûts des travaux, la complexification des opérations et les contraintes pesant sur l'ingénierie locale. L'accumulation d'un solde important au sein du CAS, souvent mise en avant, ne saurait ainsi masquer les difficultés opérationnelles rencontrées par les collectivités pour transformer ces crédits en chantiers réalisés, ni la nécessité d'un dispositif plus lisible, plus souple et mieux calibré au regard des enjeux contemporains des réseaux ruraux.

S'agissant de la répartition des aides pour 2024, un arrêté ministériel a confirmé la priorité donnée aux opérations structurantes du réseau, notamment le renforcement des ouvrages, la sécurisation des réseaux à fils nus et les travaux d'enfouissement répondant à des enjeux de sécurité ou de résilience.

Le Siéml s'est vu notifier une enveloppe de 6,815 M€. La répartition nationale des opérations et l'affectation de l'enveloppe aux communes du Maine-et-Loire traduisent une orientation globalement cohérente avec les besoins du Siéml, même si elles interrogent la capacité du FACÉ à accompagner pleinement, à enveloppe constante, l'accélération attendue des investissements liée à la transition énergétique, à l'électrification des usages et à l'adaptation des réseaux au changement climatique.

La fin de l'année 2024 a été marquée par l'adoption d'un nouveau cadre réglementaire, avec la publication du décret du 30 décembre 2024, entré en vigueur au 1er janvier 2025, réformant les règles d'attribution et de gestion du FACÉ. Cette évolution, attendue de longue date, visait à moderniser le dispositif, à clarifier les catégories de travaux éligibles et à introduire davantage de souplesse dans l'allocation des aides. Si cette réforme a constitué une avancée positive, elle appelle toutefois une vigilance particulière quant à ses modalités de mise en œuvre, afin de garantir l'égalité de traitement entre territoires, la sécurité juridique des décisions et la préservation de la vocation première du FACÉ : soutenir durablement l'électrification et la résilience des réseaux ruraux.

Par ailleurs, les perspectives ouvertes pour l'année 2025 ont constitué un enjeu crucial pour l'avenir du dispositif. **La loi de finances pour 2025 a en effet prévu une évolution majeure du mode de financement du FACÉ, avec la perspective d'un adossement progressif à une fraction de l'accise sur l'électricité en substitution de la contribution des gestionnaires de réseaux.** Si cette évolution peut répondre à des exigences de conformité juridique et offrir une ressource potentiellement plus dynamique, elle soulève des interrogations fortes quant à la pérennité, à la prévisibilité et au niveau futur des moyens consacrés à l'électrification rurale, sujets sur lesquels le Siéml, en lien avec la FNCCR, entend rester particulièrement vigilant.

Enfin, **la perspective d'une réforme des critères de ruralité au sens du FACÉ** doit intégrer une difficulté très opérationnelle, particulièrement sensible en Maine-et-Loire : **l'essor des communes nouvelles a mécaniquement fait franchir à certaines collectivités des seuils démographiques** qui les font apparaître « moins rurales » sur le papier, alors même que leur réalité reste celle d'un territoire très étendu, composé d'anciens bourgs et hameaux, avec un linéaire de réseau important, des coûts d'investissement élevés par usager et des besoins de sécurisation comparables, voire supérieurs, à ceux des communes rurales restées juridiquement inchangées. En l'état, une lecture strictement démographique peut donc conduire à des effets de bord : elle pénalise des territoires qui ont rationalisé leur organisation communale sans que la structure physique du réseau, ni les contraintes d'exploitation et d'investissement, aient diminué.

Une évolution des critères apparaît dès lors nécessaire pour mieux coller à la réalité des charges : en tenant compte, au-delà du seul nombre d'habitants, de paramètres tels que la dispersion de l'habitat, la surface communale, la densité, le linéaire de réseau à maintenir ou le nombre de points de livraison. L'enjeu est clair : préserver l'équité du FACÉ et éviter qu'une réforme territoriale, vertueuse par ailleurs, ne se traduise par une perte de solidarité pour des réseaux qui restent pleinement « ruraux » dans leurs contraintes. **L'année 2025 aura été sur ce sujet sensible, déterminante** pour amener des solutions susceptibles de convenir aux communes nouvelles comme aux communes classiques, sans déstabiliser au passage la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le gestionnaire de réseau et les AODE ; **l'objectif étant que la réforme soit prête pour le renouvellement des conseils municipaux en mars 2026.** Les détails de la réforme seront présentés dans le cadre du contrôle de l'exercice 2025.

4.7 Conférence départementale loi NOME au titre de l'année 2024

Les **conférences instituées par l'article 21 de la loi NOME** de 2010 sont un lieu de partage et de dialogue entre les deux maîtres d'ouvrage en vue de répondre aux objectifs de sécurisation et d'amélioration de la qualité du réseau. 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.

L'édition 2025 de la conférence départementale loi NOME s'est tenue le 17 novembre dernier. Elle a permis de mettre en évidence cette année encore la solidité du cadre de gouvernance de la distribution publique d'électricité en Maine-et-Loire. Elle a offert une opportunité supplémentaire de témoigner de la **qualité du dialogue entre le Siéml et Enedis**, qui réalisent tous les deux d'importants travaux sur le réseau électrique, et de faire remonter au niveau national (comité du système public de distribution d'électricité) la cohérence des investissements concomitants des deux maîtres d'ouvrage. Depuis 2020, la tenue annuelle et régulière de ces conférences sous l'égide du préfet, traduit une volonté partagée du Siéml et d'Enedis de piloter la concession dans la durée, avec transparence, continuité et exigence de résultats, au service des communes et des usagers.

Le diagnostic partagé du réseau montre un système globalement robuste, capable d'absorber à ce stade les évolutions actuelles des usages et le développement rapide de la production décentralisée. La progression du nombre de producteurs d'énergies renouvelables, majoritairement photovoltaïques, et une couverture locale de près de 21 % de l'énergie distribuée illustrent cette dynamique. Dans le même temps, les indicateurs de qualité de fourniture restent maîtrisés, malgré des aléas climatiques marquants, confirmant la pertinence des choix d'investissements engagés ces dernières années.

Dans ce contexte, les politiques d'investissement d'Enedis et du Siéml apparaissent globalement complémentaires. Enedis concentre ses efforts sur les exigences réglementaires, la résilience du réseau et l'adaptation aux nouveaux usages, notamment par la modernisation des infrastructures HTA et des postes sources. Le Siéml, en tant qu'autorité organisatrice et propriétaire des réseaux, intervient de manière ciblée sur le renforcement, la sécurisation, l'effacement et l'extension des réseaux, en réponse directe aux besoins de proximité et d'aménagement des communes et aux enjeux de qualité de l'alimentation électrique.

La convergence de ces stratégies repose sur une **planification partagée**, structurée autour des schémas directeurs et des programmes pluriannuels d'investissement. Les critères techniques communs, notamment ceux issus du décret qualité, permettent d'identifier collectivement les zones prioritaires et d'optimiser l'efficacité des moyens mobilisés (cf. point plus haut relatif au PPI). Cette coordination garantit que chaque euro investi contribue à la fois à la performance du réseau, à sa résilience face aux aléas et à l'accompagnement de la transition énergétique locale.

Enfin, l'année 2025 illustre concrètement la **vitalité de cette coopération**, à travers de nombreux temps forts : conventions spécifiques, groupes de travail techniques, échanges prospectifs, actions de sensibilisation des élus et coordination sur des sujets structurants comme le financement ou l'éligibilité aux aides. Cette relation de confiance entre le Siéml et Enedis constitue un levier essentiel pour définir des politiques d'investissement cohérentes, génératrices de synergies durables, et pleinement adaptées aux réalités et aux ambitions du territoire.

Evolutions des investissements cumulées du SIÉML et d'ENEDIS (en M€)



Depuis quelques années, on note un essor tout particulier des investissements d'Enedis portés par les investissements pour le raccordement des clients, consommateurs et producteurs (cf. point plus haut sur les investissements de la concession).

4.8 Différend concernant les conditions de mise en service d'une installation EnR

En 2023 pour mémoire, un différend relatif aux conditions de mise en service d'une installation éolienne sur la commune d'Angrie a conduit la société d'exploitation éolienne Angrie à saisir le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) à l'encontre d'Enedis. Le litige portait sur le refus du gestionnaire de réseau de constater la prise d'effet du contrat d'accès au réseau (CARD-I) alors que seules quatre des cinq éoliennes prévues étaient construites et injectaient leur production. Par décision du 27 mars 2024, le CoRDIS a confirmé le caractère strictement contractuel de la mise en service, laquelle ne peut intervenir que pour l'ensemble de l'installation en l'absence de stipulations prévoyant une mise en service par tranches, et a relevé qu'Enedis avait à plusieurs reprises alerté le porteur de projet sur cette exigence. Les demandes de la société ont en conséquence été rejetées. Ce dossier, déjà présenté de manière plus approfondie dans le rapport de contrôle de l'an dernier, illustre **l'importance d'un dialogue territorial étroit et d'un accompagnement renforcé des porteurs de projets d'énergies renouvelables dans leurs relations avec les gestionnaires de réseau.**

4.9 Du TURPE 6 au TURPE 7

Au cours de l'année 2024, l'actualité du Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) a été marquée par une **révision tarifaire significative** décidée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Initialement prévue pour le 1^{er} août 2024, l'augmentation annuelle du tarif d'acheminement a été reportée et finalement fixée au **1^{er} novembre 2024**, avec une hausse d'environ 4,8 %, traduisant principalement l'évolution des charges d'exploitation, de maintenance et de modernisation des réseaux de distribution et de transport. Sur proposition de la CRE, cette hausse n'a toutefois pas été immédiatement répercutée dans les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) pour les ménages et TPE, afin de préserver la lisibilité et la stabilité des prix pour les consommateurs.

Parallèlement, une consultation publique a été lancée par la CRE au second semestre 2024 en vue de préparer le TURPE de la prochaine période pluriannuelle (2025-2028), dite TURPE 7. Cette consultation a notamment envisagé une hausse structurelle plus significative, de l'ordre de 10 % en 2025, suivie de révisions annuelles indexées sur l'inflation, afin de permettre aux gestionnaires de réseaux de disposer des ressources nécessaires pour assumer leurs missions dans un contexte de forte évolution des besoins du système électrique.

Outre ces évolutions tarifaires classiques, le calendrier même du TURPE a connu un mouvement exceptionnel à la charnière 2024-2025. La CRE a décidé que **l'actualisation annuelle du tarif d'utilisation des réseaux, qui intervient habituellement au 1^{er} août, serait anticipée au 1^{er} février 2025** pour la partie tarifaire de l'exercice 2025, afin d'aligner cette révision avec la dynamique favorable des marchés de gros et d'atténuer l'impact de la hausse sur les tarifs réglementés de vente (cf. point plus haut à ce sujet).

Sur la période d'ouverture 2025-2028, les décisions prises en début d'année 2025 ont configuré le paysage à venir : la délibération de la CRE n° 2025-78 du 13 mars 2025 a fixé l'entrée en vigueur du **TURPE 7 HTA-BT au 1^{er} août 2025**, avec une structure tarifaire renouvelée pour une durée d'environ quatre ans, intégrant des ajustements visant à mieux accompagner la transformation du système énergétique, la modernisation des infrastructures et la montée en puissance des énergies renouvelables. Les modalités annuelles d'évolution des barèmes devraient, quant à elles, respecter le calendrier habituel (au 1^{er} août) après cette première étape, soit en août 2026 pour la première évolution.

5 SYNTHÈSE, CONCLUSION

Globalement, il est proposé de constater que pour chacun des concessionnaires le service public de la distribution d'électricité sur le département a été exécuté dans de bonnes conditions.

5.1 Synthèse sous forme de tableau

SYNTHESE	
LE CONTROLE TECHNIQUE ET FINANCIER	
Les usagers (Enedis)	
Les consommateurs (Enedis)	
Par rapport aux consommateurs, on note un nombre d'usagers en faible croissance (+ 1 %) avec une consommation qui baisse par consommateur (+ 0,4 %) et qui confirme la baisse de consommation observée depuis 2021 (- 8,8 %).	■
Par rapport aux consommateurs, on constate une baisse des raccordements individuels pour les installations neuves (- 20,3 % par rapport à 2023) après une tendance à la hausse depuis 2020. Il se peut que cette baisse soit liée à une baisse du nombre de permis de construire délivrés et de mise en chantier.	
Les producteurs (Enedis)	
Par rapport aux producteurs, on remarque un nombre d'usagers en forte croissance continue (+ 63 % par rapport à 2018 et + 25,6 % par rapport à 2023).	■
Cette tendance est due au fort développement du photovoltaïque (+ 25,6 % par rapport à 2023, + 111,9 % depuis 2018). 99,6 % des clients producteurs sont des producteurs photovoltaïques sur la concession.	
Dans cette logique, le raccordement des producteurs est en hausse continue depuis 2019 (+ 23,5 % par rapport à 2023).	
Le nombre de raccordement d'IRVE se poursuit après une année record en 2023	
Par rapport aux producteurs, on note, une quantité d'énergie injectée en baisse de 6,5 % par rapport à 2023 du fait d'une baisse de production de l'éolien due à des vents moins favorables et des épisodes de prix négatifs qui n'ont pas favorisé la production. Mais ce point est à relativiser car depuis 2019, la quantité injectée a augmenté de 60 %.	■
En conséquence le taux d'énergie produite de façon renouvelable et consommée baisse de 1,5 point et se situe à 20,85 % . Le Maine-et-Loire se situe sous la moyenne régionale à - 2 points.	

Le patrimoine	
Par rapport au patrimoine, on constate un linéaire en légère hausse, + 0,4 % pour le BT et + 0,7 % pour le HTA. Le linéaire en souterrain augmente de 2 % en HTA et 2,6 % en BT. Il s'élève à 23 346 km. Le linéaire en souterrain augmente de 2 % en HTA et 2,6 % en BT. Il s'élève à 23 346 km. La moyenne départementale d'enfouissement des réseaux BT est de 48,5 % contre 45,4 % au niveau national. La moyenne départementale d'enfouissement des réseaux HTA est de 39 % contre 49 % au niveau national. Cela tient en partie à la géographie des lieux et à de longs linéaires en espace rural.	 
Le linéaire mis en service augmente pour la BT et atteint son niveau le plus haut depuis 2021 (67,7 km). En revanche le linéaire mis en service pour la HTA et est à son niveau le plus bas depuis 2021 (76,561 km).	 
Le linéaire mis en service sur la BT et la HTA repose sur les extensions en forte hausse qui connaisse un pic haut pour la BT (+ 76,4 % par rapport à 2021 pour le BT et + 73,3 % par rapport à 2021 pour le HTA) (+ 54,3 % pour le HTA par rapport à 2023, + 37,3 % pour le BT par rapport à 2023). En revanche, le linéaire mis en service sur le renforcement et sur le renouvellement est en baisse. Le renforcement et le renouvellement sur la HTA sont à leurs niveaux le plus bas depuis 2021 (10,867 km et 16 km). Il en est de même pour la BT (1,181 km et 20,328 km).	 
Par rapport aux réseaux sensibles, le linéaire de réseaux diminue : - sur la HTA, sur l'aérien, le réseau aérien nu représente 99,9 % du réseau aérien avec – 5,9 km par rapport à 2023. Le linéaire en faible section diminue de 1,6 km sur 15 km. En souterrain, le linéaire de câble de papier imprimé baisse de 3,3 km sur 154 km. Ces deux derniers linéaires sont inférieurs à la moyenne nationale ; - sur la BT, sur l'aérien, le linéaire de fils nus diminue de 151 km, soit - 10,5 % par rapport à 2023. Le linéaire de faible section diminue de 61 km, soit - 17, 8 % par rapport à 2023 ; - mais l'âge des réseaux continue à augmenter, et le réseau HTA est plus vieillissant que le réseau BT. Le pourcentage des réseaux supérieur à 30 et à 40 ans continue à augmenter et représentent 56,3 % du linéaire total pour la HTA et 39 % pour la BT. Par rapport au PPI 2024-2027, pour l'année 2024, les objectifs annuels sont globalement atteints	  

Linky	
96,7 % des points de livraison sont équipés d'un compteur Linky (en progression de 1,5 %) (au-dessus de la moyenne nationale de 1,6 point) Linky, un outil important pour l'exploitation du réseau pour agir à distance par rapport aux demandes des fournisseurs et permettre la maintenance préventive (gain de temps, d'argent, moins de déplacements). Linky contribue aussi à faciliter la facturation par la communication des données. La facture électronique continue à se développer (+ 0,5 points pour les particuliers, + 5 points pour les clients non particuliers). Linky est également une technologie évolutive. Enedis remet à niveau ses équipements de transmission (communication au niveau du concentrateur) pour 2027 suite à l'arrêt programmé de la 2G et de la 3G. Linky améliore la performance de la chaîne communicante suivie par la CRE. Enedis commence l'implantation de compteur répéteur sans client pour amplifier le signal. Depuis le 1^{er} août 2025, les clients qui ne sont pas équipés d'un compteur Linky et qui n'en n'auraient pas fait la demande sont facturés des frais de gestion pour la relève de leur compteur (9,04 € HT tous les 2 mois). A ceux-ci peuvent s'ajouter des frais de relevés additionnels si les index ne sont pas transmis annuellement. Le Siéml observera avec attention l'impact de cette mesure sur les usagers. La lutte contre la fraude électrique se poursuit. Une campagne de communication nationale a été réalisée au premier semestre 2025 pour alerter sur ce phénomène et sur les condamnations encourues. Le Siéml s'interroge sur les moyens mis en œuvre au niveau local pour endiguer ce phénomène. Un remplacement qui diminue (de 12,5 points) au profit de la maintenance (+ 8 points) et des raccordements (+ 4 points) (données nationales). Le SIÉML s'interroge sur la baisse du nombre de points de livraison ouverts à l'ensemble des services Linky et associés à un compte client lui permettant de visualiser les données de consommation et de production. Cette baisse est de 6,73 % par rapport à 2023, soit - 1 804 PdL.	■ ? ?

La qualité	
Qualité : critère B	
Par rapport à la qualité on observe une dégradation du critère B depuis 2021, 2022. Le critère B hors incident exceptionnel s'élève en 2024 à 74,1 minutes. Les tempêtes peuvent expliquer en partie cette hausse. Le Siéml sera vigilant sur les prochains exercices de contrôle , sur l'évolution du critère B qui a pour objectif national à l'horizon 2030 de passer sous le seuil de 60 minutes de coupure.	
Le critère B HIX incident représente 51 % du critère B total (38,1 minutes). Bien qu'il ait connu un pic haut en 2023, il repart à la hausse depuis 2021-2022 mais demeure sous le niveau de 2018-2019.	
Le critère B HIX travaux représente 39,4 % du critère B total (29,2 minutes). Après un pic haut en 2023, il repart également en hausse par rapport à 2021 et apparait un niveau élevé sur la période 2018-2024 (moyenne 25,9 min. de 2018-2024).	
Sur le HTA, on atteint un pic haut non connu pour la seconde année consécutive (21,5 minutes) depuis 2018.	
Mais sur le BT, on atteint un seuil bas équivalent à celui de 2018 (7,7 minutes).	
Qualité : nombre de coupures	
Par rapport au nombre de coupures liées à des travaux, le Siéml est satisfait que le nombre de coupures liées aux travaux diminue depuis 2021 (- 14 % par rapport à 2021) ce qui est un signal positif .	
Par rapport au nombre de coupures liées à des incidents, le SIÉML sera vigilant sur le nombre de coupures brèves (1 seconde à 3 minutes) qui se situe à un niveau relativement élevé (930) sur la période 2018-2024 avec une tendance à la hausse depuis 2022.	
Qualité : seuils du décret qualité	
Les seuils du décret qualité demeurent sous les seuils réglementaires.	
Par rapport à la tenue de tension , 0,36 % des clients de la concession sont mal alimentés soit un taux bien en dessous du seuil réglementaire fixé à 3 %.	
En revanche le SIÉML s'interroge du faible nombre de CMA traités en tenue de tension en 2024 par rapport aux années précédentes.	
Par rapport à la continuité d'alimentation , 0,77 % des clients sont mal alimentés. Ce taux se situe bien en dessous du seuil réglementaire fixé à 5 %.	

Par rapport à la qualité et au seuil du décret qualité, et à la continuité d'alimentation , à partir de 2021, on constate une tendance de clients mal alimentés en hausse (hors année 2023, année marquée par de nombreuses tempêtes).	■
Le nombre de clients ayant connu des coupures supérieures à 3 heures dans l'année a atteint un pic haut jamais atteint en 2020. Le Siéml sera vigilant dans les exercices de contrôle à venir sur l'évolution du nombre de clients impactés par les coupures.	■
Évolution des investissements d'Enedis	
Depuis 2016, les investissements continuent leur progression et de façon plus soutenue depuis 2022. Ils s'élèvent à 56,6 M€ en 2024 (+ 39,8 % depuis 2021, soit + 24% en euros constants) (+13,1% par rapport à 2023).	■
Investissements : les raccordements	
Les investissements reposent à 69 % sur le dynamisme des raccordements qui sont en forte hausse ces dernières années (+ 140,5 % sur les 5 dernières années) (+ 22,6 % par rapport à 2023). Ils s'élèvent à 38,9 M€ : - 46,6 % concernent les raccordements aux consommateurs, qui connaissent une légère baisse en 2024 (- 3,6 % par rapport à 2023) mais une forte hausse en HTA (+ 57,69% par rapport à 2023), mais une baisse pour les consommateurs en BT (- 6,1 %) ; - 37,1 % concernent les raccordements de producteurs, qui connaissent une forte hausse de 80 % par rapport à 2023 aussi bien pour le BT (+ 70%) que pour le HTA (+ 231 %) ; - 16,37 % pour les raccordements autres (raccordements aux ZAC, aux achats de transformateurs ...), qui connaissent une hausse de 22,7 % par rapport à 2023. Ces évolutions sont cohérentes avec l'essor du raccordement du photovoltaïque et des raccordements d'IRVE.	■
Investissement de performance et de modernisation des réseaux	
Des investissements pour la performance et la modernisation en baisse continue depuis 2017 (- 49.1 % de 2017-2024) (Linky inclus). Ils s'élèvent à 10,728 M€. Ils représentent 19 % des investissements totaux alors qu'ils représentaient 26 % en 2021. Cette baisse s'explique en partie par la fin du déploiement massif de Linky. Les compteurs Linky sont désormais comptabilisés dans la catégorie des raccordements et ne constituent plus une rubrique particulière.	■
Les investissements de renforcement sont en baisse de 55 % entre 2021-2024 et de - 40% par rapport à 2023 ; ils s'élèvent à 244 k€ en 2024, soit 2,2 % des investissements liés à la performance et à la modernisation des réseaux. Les investissements sur le renforcement HTA sont en baisse de - 96,7 % de 2017 à 2024, de – 89,9 % de 2022 à 2024.	■

Le Siéml souligne et alerte Enedis sur le faible montant des investissements consacrés pour le renforcement des réseaux HTA et BT et principalement pour le HTA malgré la durée de coupure sur ces ouvrages.	
Les investissements de fiabilité (hors PDV) représentent 6,436 M€, soit 60 % des investissements liés à la performance des réseaux. Ceux-ci sont en baisse de 4,6 % sur la période 2021-2024 malgré une hausse de 4,5 % par rapport à 2023. En revanche ils restent sous le niveau de 2021. Le Siéml sera vigilant sur le montant des investissements relatifs à cette catégorie.	
Les investissements liés à la résilience (climatique) représentent 0,854 M€ soit 8,3 % des investissements liés à la performance des réseaux. Ils sont en baisse de – 29 % sur la période 2021-2024, et en baisse de 32 % par rapport à 2023. Le Siéml sera vigilant sur le montant d'investissements de cette catégorie qui est déterminante pour la résilience des réseaux lors des tempêtes et épisodes de chaleur.	
Les investissements liés aux smart grids représentent 46 000 €, soit 0,4 % des investissements liés à la performance de réseaux. Ils sont en baisse de 52 % sur la période 2021-2024. Le Siéml sera vigilant sur l'évolution de ce poste d'investissement qui est important pour la modernisation des réseaux.	
Les investissements liés à l'exploitation représentent 1,522 M€ soit 14 % des investissements liés à la performance des réseaux. De 2021 à 2024, ces montants augmentent de 37,4 % et sont en baisse de 8,2 % par rapport à 2023 qui correspondait à une année de pic élevé de ce poste.	
Les investissements liés à la prolongation de vie des ouvrages qui représentent désormais 15 % des investissements (1,626 M€), augmentent de 90 % de 2021-2024. Le Siéml exercera sa vigilance quant à l'évolution des incidents sur les prochains exercices afin de mesurer les effets de la politique de prolongation de vie des ouvrages.	
Investissements d'Enedis pour le PPI 2024-2027	
Concernant le suivi du PPI 2024-2027, les engagements sont globalement respectés pour cette première année.	
En revanche, le SIÉML note pour le poste climatique sécurisation un investissement en dessous de la moyenne annuelle (- 149 000 €).	

Résultats d'exploitation	
En 2024, le résultat d'exploitation est de nouveau positif , 17 050 K€, après une année 2023 où celui-ci était négatif à – 14 944 K€. Il reste toutefois inférieur au montant de 2020, 2021, 2022.	
Ce résultat est dû à : - une hausse des recettes d'acheminement de 11 M€ due à l'évolution des tarifs d'acheminement (TURPE 6), - une hausse des recettes de raccordement de 3,3 M€ due à l'essor des énergies renouvelables mais une baisse pour les prestations, - une hausse de la production des biens immobilisés de 4,4 M€, - une baisse des consommations de tiers, en particulier une baisse de l'achat d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau de 21,6 M€, - une baisse des autres charges de 3 M€.	■
Valeur des ouvrages au 31 décembre 2024	
La valeur nette comptable s'élève à 884 790 k€, les amortissements à 884 790 k€, la valeur de remplacement de 2 150 128 k€.	
Les flux financiers en 2024	
En 2024, les flux financiers ont baissé pour le Siéml de - 23,332 k€	■
Redevance	
La R1 s'élève à 1 209,7 k€. Cette hausse est continue depuis 2020 (+ 1,8 % par rapport à 2023). Mais la R2 qui s'élève à 3 620,7 k€ est à son seuil le plus bas sur la période 2020-2024 soit une baisse de 25 % par rapport à 2020 et de – 2,3 % par rapport à 2023.	■ ■
Autres flux financiers	
La part couverte par le tarif s'élève à 2 457,954 k€. Depuis 2020, on constate une tendance à la hausse de + 24% , malgré un pic à 3 147 k€ en 2022 (+ 5,8 % par rapport à 2023). Pour l'article 8 du cahier des charges , Il s'élève à 543,949 k€. Ce montant est en hausse de 6,8 % par rapport à 2023. Mais pour le CAS FACÉ , qui s'élève à 8 194 k€, ce montant est en baisse de 1,5 % par rapport à 2023 après une hausse continue sur la période 2020 à 2023.	■ ■ ■

LE CONTROLE DE LA SATISFACTION DES USAGERS	
La satisfaction des usagers	
Accueil hors dépannage	
Les service clients et raccordement affiche un taux de satisfaction en amélioration (89,9% et 83,9 % dans un contexte de forte demande pour le raccordement.	■
Pour le service producteur, sur le segment entreprise, le Siéml note une vigilance avec une dégradation de 10 points.	■
Accueil dépannage	
On note une hausse des demandes liées aux évènements climatiques avec un taux d'accessibilité à son niveau le plus bas (67,81 %).	■
Satisfaction (concession)	
Le Siéml note la progression globale des pourcentages.	■
Le Siéml est vigilant sur le segment client entreprise qui est inférieur à la moyenne nationale de 6,4 points.	■
Raccordement (concession)	
Le Siéml note globalement une progression des pourcentages.	■
Le Siéml est vigilant sur les segments « professionnel » et surtout sur « les entreprises » qui sont inférieurs à la moyenne nationale de 2,2 points et 8,3 points.	■
Fourniture (concession)	
La fourniture pour les particuliers est inférieure à la moyenne nationale de 6,9 points et en forte baisse (- 8 points).	■
Pour la fourniture, pour les professionnels , la satisfaction clients est en progression et supérieure à 2,2 points à la moyenne nationale. Pour la fourniture, pour les entreprises , la satisfaction est supérieure à 2,6 points à la moyenne nationale mais est en forte baisse (- 7 points).	■

Réclamations (concession)	
Un nombre de réclamation qui est en hausse de 16 % mais qui se situe sous le niveau de 2020-2021 mais au-dessus des niveaux de 2022 et 2023.	
Le nombre de réclamations pour interventions techniques est à son niveau le plus bas depuis 2020 (12,1 % des réclamations).	
Évolution des délais de prestation : raccordements	
Le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA, <u>sans extension de réseaux</u> (en jours calendaires)	
Ce délai est de 61 jours en 2024. On note une tendance à la baisse depuis 2020 de - 43 jours malgré un rebond en 2023 à 64 jours.	
Le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA <u>avec extension</u>	
Le délai moyen de réalisation des travaux (en jours calendaires) est de 196 jours en 2024. Il est reparti à la hausse depuis deux années consécutives : + 19 jours par rapport à 2023, et + 48,5 jours par rapport à 2022 alors que le nombre de raccordement d'installation de consommation individuelles neuves serait en baisse en 2024.	
Pour les raccordements BT individuels de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau)	
Le délai moyen du devis (en jours calendaires) s'élève en 2024 à 3 jours : ce niveau est stable depuis 2023, et est en forte baisse depuis 2020 (- 26 jours).	
Le taux de devis envoyé dans les délais est de 94 % soit – 1 point par rapport à 2023 alors que le nombre de raccordement d'installation de consommation individuelles neuves de ce type diminue en 2024. Ce taux se dégrade légèrement depuis 2022 (- 2,2 %).	
Pour les raccordements BT producteurs de puissance ≤ 36 kVA (sans adaptation de réseau)	
Le délai moyen du devis (en jours calendaires) s'élève en 2024 à 1 jour : ce niveau est <u>stable depuis 2022</u> , et est <u>en forte baisse depuis 2020</u> (-17 jours).	
Le taux de devis envoyé dans les délais est de 99 % soit – 0,6 % par rapport à 2023. Ce taux se dégrade très légèrement depuis 2022 (- 0,5 %).	
En revanche, ces chiffres ne sont pas disponibles pour les raccordements BT entre 36 kVA et 250 kVA ni pour laHTA.	

LE CONTROLE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ	
Les tarifs réglementés de vente et l'évolution de la facture	
Au 01/02/2025, le plafond de 36 kVA est supprimé pour bénéficier des tarifs réglementés de vente. En revanche, les autres conditions demeurent inchangées (consommateurs finals domestiques, consommateurs finals non domestiques employant moins de 10 personnes, avec un chiffre d'affaires inférieur à 2 M€). Les tarifs réglementés de vente ont augmenté au 01/02/2024 de 9,5 % TTC pour le tarif bleu résidentiel et de + 5,7 % TTC pour le tarif bleu non résidentiel, après une période de hausse, notamment en 2024. La facture pour les tarifs bleus avait en effet augmenté en 2024 de + 8,6 % TTC à + 14 % selon l'option tarifaire. On notait par ailleurs une hausse de l'accise par rapport à la sortie du bouclier tarifaire. A compter de novembre 2025 et jusqu'à fin 2027, EDF avertira ses clients des nouvelles plages horaires HP/HC. Sur 8 heures d'heures creuses, une partie sera répartie en journée pour prendre en compte la production photovoltaïque.	
Le nombre de clients	
Le nombre de clients poursuit sa baisse (- 4 % par rapport à 2023 et - 18,7 % par rapport à 2019). Il s'élève à 245 548.	
Le volume d'énergie facturée	
Le volume d'énergie facturée à l'ensemble des clients de la concession continue à diminuer : - 3,58 % par rapport à 2023 et – 15 % par rapport à 2021. Il s'élève à 1,261 TWh en 2024.	
L'évolution des conditions générales de vente en 2024 pour les consommateurs résidentiels	
On peut citer par exemple comme modifications, l'obligation d'un conseil tarifaire à la souscription, la visibilité de l'évolution du prix sur 12 mois, la révision de l'échéancier en cas d'évolution d'un certain seuil, l'obligation d'information en fin de contrat ...	
Le montant des recettes d'EDF et des coûts commerciaux	
Le montant des recettes continue à augmenter de + 1,3 % par rapport à 2023, et de + 20 % par rapport à 2022. Il s'élève en 2024 à 275,1 M€. Les coûts commerciaux pour le tarif bleu sont en baisse sur la période 2019-2024 (- 13,9 %) (-1,6 % par rapport à 2023). Ils s'élèvent en 2024 à 19 159 k€.	

La précarité énergétique	
Les indicateurs liés aux difficultés de paiement des clients résidentiels sont en hausse en 2024. A l'échelle de la concession, le nombre de clients bénéficiaires d'un accompagnement énergie a augmenté de 41,3 % et par rapport à 2023 et s'élève à 3 968 en 2024. Ces augmentations s'expliquent en partie par la hausse du tarif réglementé de vente d'électricité (TRVE), par la fin des chèques énergie exceptionnels, par la non automacité d'envoi de l'ensemble des chèques énergie. En 2024, 20 859 chèques énergie ont été distribués sur le périmètre de la concession soit – 7,4 % par rapport à l'année 2023. Depuis avril 2022, Enedis a remplacé les coupures pour impayés par une limitation de puissance à 1 kVA pour les particuliers en dehors de la période de la trêve hivernale. EDF s'est également engagée à accompagner au mieux les clients pour l'aide au paiement, à faire de la prévention, à travailler en partenariats avec les associations sociales et les CCAS/CIAS.	
MOMENTS CLES 2024-2025	
Inventaire pour l'électrification rurale en 2025	
2025 est l'année de l'exercice bisannuel d'inventaire pour l'électrification rurale. Il permet à l'État de collecter les données utiles afin de déterminer les besoins en financement pour la répartition annuelle des aides du Facé. Après concertation et validation commune entre Enedis et le Siéml, l'inventaire 2025 pour l'électrification rurale a été adressé aux services de l'État le 6 juin 2025.	
Renouvellement du programme pluriannuel d'investissement 2024-2027	
2024, est le premier exercice de ce second PPI. L'engagement financier du concessionnaire sur le PPI 2024-2027 est de 11 000 k€, soit une augmentation du volume global d'environ 17 % par rapport au précédent PPI, malgré un nombre de communes prioritaires à la baisse. Globalement les objectifs sont respectés pour cette première année (cf. synthèse sur les investissements).	
Convention de transition énergétique 2024-2027	
Le 17 mai 2024, la convention de partenariat transition énergétique 2024-2027 a été signée pour cette seconde période. Au total, vingt actions ont été identifiées pour la nouvelle période 2024-2027. Plusieurs volets ont connu des avancées tangibles. L'organisation en début d'année 2026 d'un bilan à mi-parcours, assorti de perspectives opérationnelles pour 2026 constituerait une étape structurante pour poursuivre les actions engagées.	

La refonte du FACÉ opérationnelle en 2026 ?	
La fin de l'année 2024 a été marquée par l'adoption d'un nouveau cadre réglementaire, avec la publication du décret du 30 décembre 2024, entré en vigueur au 1er janvier 2025, réformant les règles d'attribution et de gestion du FACÉ. Cette évolution, attendue de longue date, visait à moderniser le dispositif, à clarifier les catégories de travaux éligibles et à introduire davantage de souplesse dans l'allocation des aides. L'absence d'une réforme des critères de ruralité au sens du FACÉ pénaliserait à terme certaines communes nouvelles qui franchiraient les seuils démographiques d'éligibilité alors que celles-ci restent dans les faits « rurales ». Une évolution des critères apparaît dès lors nécessaire pour mieux coller à la réalité géographique de ces communes (seuil démographique, grille de densité, concertation entre l'AODE et le gestionnaire ...). L'objectif est que la réforme soit prête pour le renouvellement des conseils municipaux en mars 2026.	
Du TURPE 6 au TURPE 7	
Au cours de l'année 2024, la CRE a acté une révision du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 6) au 1^{er} novembre 2024, avec une hausse d'environ 4,8 %, traduisant principalement l'évolution des charges d'exploitation, de maintenance et de modernisation des réseaux de distribution et de transport. Le calendrier même du TURPE a connu un mouvement exceptionnel à la charnière 2024-2025. La CRE a décidé que l'actualisation annuelle du tarif d'utilisation des réseaux, qui intervient habituellement au 1^{er} août, serait anticipée au 1^{er} février 2025 de 7,7 % pour la partie tarifaire de l'exercice 2025, afin d'aligner cette révision avec la dynamique favorable des marchés de gros et d'atténuer l'impact de la hausse sur les tarifs réglementés de vente. La délibération de la CRE n° 2025-78 du 13 mars 2025 a fixé l'entrée en vigueur du TURPE 7 HTA-BT au 1^{er} août 2025 pour une durée d'environ 4 ans. Ces ajustements visent à mieux accompagner la transformation du système énergétique, la modernisation des infrastructures et la montée en puissance des énergies renouvelables. La première évolution de ce barème aura lieu en août 2026.	

5.2 Conclusion

Le rapport de contrôle 2024 confirme la solidité du service public de distribution d'électricité dans le Maine-et-Loire, dans un contexte de transition énergétique marqué par la reprise modérée des usages, la montée en puissance des énergies renouvelables et une sollicitation accrue des réseaux. Il met en évidence une consommation en légère hausse, une production locale structurellement dynamique mais plus sensible aux aléas climatiques, ainsi qu'un patrimoine globalement maîtrisé, dont le vieillissement appelle toutefois une attention renforcée.

Les investissements d'Enedis atteignent un niveau élevé, principalement portés par les raccordements de producteurs, illustrant l'accélération de la transition énergétique sur les territoires. Cette dynamique positive doit cependant s'accompagner d'un effort soutenu en faveur de la modernisation et de la performance des réseaux, afin de garantir dans la durée la qualité, la résilience et la sécurité d'alimentation. La qualité de fourniture demeure globalement satisfaisante malgré l'impact croissant des événements climatiques, tandis que la progression de la précarité énergétique rappelle l'importance de l'accompagnement des usagers.

L'année 2024 marque enfin un renouvellement majeur du cadre contractuel et stratégique de la concession, inscrit dans un environnement national en pleine recomposition. Dans cette perspective, le rapport souligne la nécessité d'un pilotage partagé et prospectif entre le concédant et le gestionnaire de réseau, conciliant développement des usages, intégration des énergies renouvelables et adaptation des infrastructures. Il ouvre ainsi une nouvelle phase pour la concession départementale, où la robustesse du service devra s'articuler avec les ambitions climatiques et sociales des territoires.

