

Distribution publique d'électricité

RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

Au titre de l'année 2024



RAPPORT DE CONTRÔLE DE LA CONCESSION DE DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

CONTRAT

TRAVAUX

POSTE DE TRANSFORMATION

INVESTISSEMENT

RESEAUX

QUALITE DE L'ENERGIE

CONCESSIONNAIRE

INCIDENT

SERVICE PUBLIC

BIENS DE RETOUR

ELECTRICITE

AUTORITE CONCEDANTE

SECURITE

REDEVANCE

DROIT DU CONCEDANT

SATISFACTION DES USAGERS

CRITERE B

Toute délégation d'un service public nécessite que l'autorité concédante contrôle annuellement le bon accomplissement des missions de service public qu'elle a confiées à un tiers, le concessionnaire. (Article I 2224-31 du CGCT).

Virginie BAILLY
Directrice du TE 51
Agent assermentée

SOMMAIRE

Edito

Préambule

I – LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE DANS LA MARNE

1 – La concession	P. 10
2 – Le contrat de concession TE 51 – ENEDIS-EDF	P. 12
3 – Le Compte Rendu d'ACTivité des concessionnaires (CRAC)	P. 13

II – LE PATRIMOINE TECHNIQUE

1 – L'infrastructure électrique	P. 14
2 – Le réseau Haute Tension de type A (HTA)	P. 16
3 – Les postes de transformation HTA/BT	P. 20
4 – Les transformateurs HTA/BT	P. 23
5 – Le réseau Basse Tension (BT)	P. 26
6 – L'âge des ouvrages	P. 30

III - LA QUALITE DE FOURNITURE

1 – Le critère B	P. 34
2 – Le réseau HTA	P. 38
3 – Le réseau BT	P. 49
4 – Les contraintes électriques	P. 56
5 – L'Elagage	P. 61

IV – LES TRAVAUX

1 – Les travaux ENEDIS	P. 62
2 – Le s travaux TE 51	P. 67
3 – La comparaison des travaux TE 51/ENEDIS	P. 70
4 – Le patrimoine technique BT enregistré par ENEDIS	P. 70

V - LES USAGERS DE LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

1 – Les producteurs d'électricité	P. 74
2 – Les consommateurs d'électricité	P. 76
3 – Les raccordements des usagers	P. 79
4 – La satisfaction des usagers	P. 80
5 – Les usagers en difficulté	P. 84
6 – La solidarité et la lutte contre l'exclusion	P. 84

VI - LES ELEMENTS FINANCIERS

1 – Le compte d'exploitation de la concession TE 51	P. 88
2 – Les dépenses du concessionnaire	P. 94
3 – Les immobilisations en concession	P. 97

CONCLUSION	P. 106
-------------------	--------

Edito

La consommation d'électricité a baissé ces dernières années sous l'effet des campagnes de maîtrise de l'énergie et de l'augmentation de prix dues à la crise énergétique. Dans le même temps, la France produit une énergie de plus en plus décarbonée (nucléaire et renouvelable) dont l'excédent est exporté vers les pays voisins qui bénéficient aussi de cette énergie produite sans émission de gaz à effet de serre.

L'exportation de l'énergie passe ainsi par un réseau performant, des connexions supranationales de qualité et des femmes et hommes qui agissent chaque jour pour la sûreté des approvisionnements électriques. Collectivement, nous garantissons aux générations futures un approvisionnement et une distribution de l'électricité plus propre et plus vertueuse.

La mission de contrôle,

A l'échelle de la Marne, le Territoire d'Energie 51 (TE51) et son concessionnaire, ENEDIS, travaillent, chacun dans sa zone de desserte, pour assurer la distribution à tous les usagers d'une électricité de qualité. Parmi les missions qui incombent à l'autorité concédante d'une délégation de service public (DSP), il y a la mission de contrôle de la distribution d'électricité.

L'essentiel du contrôle repose sur les inventaires enregistrés et immobilisés des ouvrages de la concession. Ils constituent notre patrimoine et bien entretenus et correctement développés, renouvelés, et améliorés, ils évitent les incidents et permettent la distribution de l'électricité en continu.

Bonne lecture de ce rapport de contrôle !

Les principales lois d'organisation de la distribution publique d'électricité

Loi municipale du 5 avril 1884

attribue aux communes l'organisation du service public de la distribution de l'électricité.

Loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie

nomme les communes, autorité concédante des réseaux publics de distribution d'électricité. Elles sont propriétaires de ces réseaux.

Loi du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz

nationalise les entreprises de production, de transport et de distribution d'électricité et crée un établissement public, EDF, chargé d'assurer le service public de l'électricité. Les régies et les entreprises locales de distribution (ELD) existantes subsistent.

Loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

confirme EDF et les ELD comme gestionnaires des réseaux publics de distribution. Elle redéfinit leurs missions qui vont de l'exploitation et du développement des réseaux aux obligations de transparence dans l'accès des clients à ces réseaux. Cette loi crée la Commission de Régulation de l'énergie (CRE¹) et entame l'ouverture à la concurrence pour la fourniture d'énergie.

Loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

sépare juridiquement les activités de fourniture et de distribution pour toutes les entreprises ayant plus de 100 000 clients.

Loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME)

Le 1^{er} janvier 2008, la SA ERDF (ENEDIS), filiale à 100 % d'EDF voit le jour. ERDF devient le gestionnaire des réseaux de distribution d'électricité. Les biens, droits et obligations, liés à cette activité notamment les contrats de concession lui sont transférés. EDF garde la production et la fourniture d'électricité.

Loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TECV)

instaure un Accès Régulé à l'Energie Nucléaire Historique (ARENH) pour les fournisseurs alternatifs et elle supprime les tarifs réglementés de vente pour les gros et moyens consommateurs au 1^{er} janvier 2016.

Loi du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (ELAN)

précise les données à fournir par les gestionnaires de distribution dans le compte rendu annuel d'activités (CRAC).

Loi du 8 novembre 2019 relative à l'Energie et au Climat (EC)

Elle fixe les objectifs chiffrés de la transition énergétique,

Loi du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique renforcement de la résilience face à ses effets

indique que les colonnes montantes électriques sont des ouvrages électriques appartenant au Réseau Public de Distribution d'électricité sauf décisions contraires des propriétaires.

fixe un objectif de neutralité carbone en 2050, afin de répondre à l'urgence climatique et à l'Accord de Paris.

Issue d'une partie des 146 propositions de la Convention citoyenne pour le climat, elle conçoit ou renforce des dispositifs pour réduire l'impact humain sur l'environnement.

Toutes ces lois ont modifié et fait évoluer le secteur de l'électricité en France depuis plus de 100 ans. Cependant, certaines de ces lois sont aujourd'hui abrogées et remplacées par le Code de l'Energie. L'article 4 de l'ordonnance n°2011-504 a codifié la partie législative du Code de l'Energie.

¹ La CRE est l'autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.



PREAMBULE

Les réseaux de distribution publique d'électricité appartiennent aux communes. L'exploitation de ces réseaux est un service public communal qui a pour objet d'assurer à tous les usagers un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de distribution et de fournir à tous une énergie continue et de bonne qualité.

Le service public de la distribution d'électricité est essentiellement géré en France sous le régime juridique de la concession. Celle-ci est une des formes de la Délégation de Service Public (DSP) qui permet à une personne morale de droit public de confier la gestion d'un service public dont elle a la responsabilité à un délégataire, public ou privé, dont la rémunération est liée au résultat d'exploitation du service. Pour la distribution de l'électricité, les délégataires ne peuvent être que les opérateurs historiques, EDF et ENEDIS ou les Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Le Syndicat Intercommunal d'Energies de la Marne (SIEM) dit « Territoire d'énergie MARNE » a été créé le 24 décembre 1948 de la volonté des communes du département de se regrouper pour gérer ce service public. Le TE 51 est l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Electricité (AODE) pour le compte de ses communes adhérentes. Après un premier contrat signé en 1993 écourté en 2019, le TE 51 signe le 13 novembre 2019 avec l'opérateur historique EDF-ENEDIS, un nouveau contrat de concession pour la distribution d'électricité pour une période de 30ans, de 2020 à 2050. EDF assure la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente en favorisant la maîtrise de la demande en énergie et ENEDIS, la distribution de l'électricité. Pour cela, le concessionnaire exploite, développe, entretient et renouvelle sur son secteur d'intervention le patrimoine de la concession afin de permettre le raccordement des consommateurs et des producteurs en garantissant la continuité et la qualité de l'énergie distribuée. EDF se rémunère par les contrats aux tarifs réglementés de vente de l'électricité et ENEDIS auprès de tous les abonnés par le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité).

Le cahier des charges et ses annexes issus du contrat de concession expose les droits et obligations de chaque partie notamment la répartition de la maîtrise d'ouvrages des travaux, le calcul des redevances et les conditions du contrôle par le TE 51 de l'exécution du contrat de service public délégué à EDF et ENEDIS.

Ce contrôle est primordial puisque l'autorité concédante reste en dernier ressort responsable de l'exécution de ce service public. Chaque année, le TE 51 contrôle la qualité et la continuité de la fourniture d'électricité, les inventaires du patrimoine physique et comptable, l'état du patrimoine, les données financières de la concession et les relations du concessionnaire avec les usagers. Le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 pris en application de l'article 153 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte précise les éléments qui doivent figurer dans le Compte Rendu d'Activité de Concession (CRAC) et met en place un inventaire détaillé et localisé des ouvrages.

I – La distribution d’électricité dans la MARNE

1. La concession

Au 31 décembre 2024, le TE 51 est le syndicat départemental de la distribution publique d’électricité de la MARNE. Toutes les communes adhèrent au TE 51 pour cette compétence en tant que communes ou par l’intermédiaire d’un groupement de communes (CU ou CC).

Les collectivités adhérentes au TE 51 :

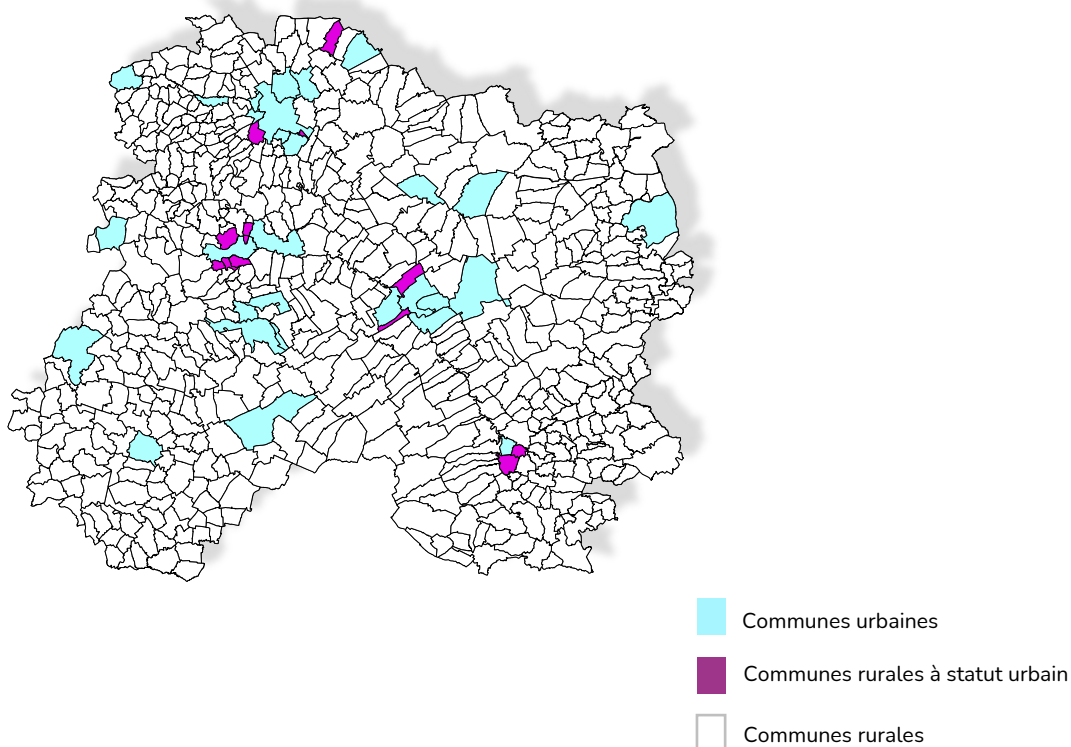
- 454 communes,
- La communauté Urbaine du Grand Reims (143 communes),
- La communauté de communes de la Grande Vallée de la Marne (14 communes).

Le statut des communes : urbaines ou rurales

Pour l’INSEE et jusqu’en 2020, le rural est défini comme l’ensemble des communes n’appartenant pas à une unité urbaine de plus de 2 000 habitants dans un espace présentant une certaine continuité du bâti. Pour la distribution publique d’électricité, les communes sont réparties selon la législation relative aux aides pour l’électrification rurale et sont dites urbaines, rurales ou rurales à statut urbain².

- 572 communes rurales,
- 26 communes urbaines,
- 13 communes rurales à statut urbain au titre de la distribution publique d’électricité.

Statut des communes au 31 décembre 2024



² Décret n°2014-496 du 16 mai 2014, arrêté préfectoral du 30 septembre 2014 et avenant n°10 au contrat de concession du 27 mai 1993.

Cette notion de ruralité électrique concerne quatre domaines :

- **la maîtrise d'ouvrages des travaux,**
Dans les communes urbaines ou rurales à statut urbain, le TE 51 effectue seulement les travaux d'enfouissement de réseaux,
- **les recettes du FACE³,**
Elles ne sont utilisables que pour les travaux dans les communes rurales,
- **la perception de la part communale de la TICFE⁴**
le TE 51 perçoit de droit la TICCFE dans les communes rurales et par délibérations concordantes d'une commune et du TE 51 pour les communes urbaines,
- **l'enregistrement comptable par ENEDIS des ouvrages concédés.**
Tous les ouvrages électriques, de la sortie des postes source aux compteurs, constituent le patrimoine concédé. Ils appartiennent ab initio au TE 51 et sont considérés comme des biens de retour qui lui reviendront en fin de contrat. Pendant la durée du contrat de concession, ces ouvrages sont utilisés et entretenus par ENEDIS qui les enregistre dans sa comptabilité suivant des règles précises selon le caractère rural ou urbain des communes (voir partie « les éléments financiers).

Les chiffres 2024 de la concession :

- 611 collectivités,
- 565 021 habitants,
- 343 134 abonnés,
- 3 597 de GWh d'électricité acheminés,
- 8 056 producteurs,
- 7 537 km de réseau HTA,
- 6 229 postes de transformation HTA/BT,
- 5 164 km de réseau BT,
- 20 669 départs BT,
- 15,05m de réseau BT par abonnés,
- 21,96 m de réseau HTA par abonnés,
- 55 abonnés par poste de transformation HTA/BT,
- 17 abonnés par départ BT,
- 1 043 687 k€ de valeur brute des ouvrages,
- 41,91 % de taux d'amortissement des ouvrages,
- 67,9 mn de critère B,
- Taux d'incidents par 100 km de réseau HTA : 3,02,
- Taux d'incidents par 100 km de réseau BT : 9,57.

³ CAS FACE : Compte d'Affectation Spéciale pour le Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification Rurale

⁴ Taxe intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité

2. Le contrat de concession TE 51-ENEDIS-EDF

2^{ème} contrat de concession, signé le 13 novembre 2019 pour une durée de 30 ans, il organise le service public de la distribution d'électricité sur le territoire marnais.

Ce contrat signé par EDF, ENEDIS et le TE 51 comprend :

- une convention de concession pour le service public du développement, de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente,
- un cahier des charges de concession pour le service public du développement, de l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électriques aux tarifs réglementés de vente.
- 8 annexes dont 6 relatives aux clients, aux tarifs et aux prestations du concessionnaire. Les 2 annexes restantes correspondent aux éléments locaux de ce contrat.

Les annexes 1 et 2 du cahier des charges de concession (CCC)

L'annexe 1 au cahier des charges de concession détaillent les modalités de calcul de la redevance, la répartition de la maîtrise d'ouvrage, l'intégration des ouvrages dans l'environnement (article 8) ainsi que les données à fournir par le concessionnaire à l'autorité concédante pour sa mission de contrôle.

Le concessionnaire verse à l'autorité concédante deux redevances :

- la R1, redevance de fonctionnement, basée sur la durée du contrat, le périmètre, la population et les longueurs des réseaux électriques de la concession,
- la R2, redevance d'investissement, repose essentiellement sur les travaux d'effacement, de renforcement réalisés par le TE 51 à l'année N-2. Le montant de ces travaux, déduit des aides perçues (subventions), entre dans le calcul de cette redevance. Plus le syndicat investit sur le réseau, plus la redevance est élevée.

L'annexe 2 au CCC comprend le diagnostic technique de la concession, le Schéma Directeur des Investissements (SDI), les Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI), les programmes annuels ainsi que la part couverte par le tarif (PCT) pour les travaux d'extension réalisés par le TE 51.

Le diagnostic technique de la concession, basé sur la période 2014-2018 a été établi par ENEDIS et le TE 51. Le SDI d'ENEDIS porte sur les priorités d'investissements respectives d'ENEDIS et du TE 51 dans le respect de la répartition de la maîtrise d'ouvrages définie par le cahier des charges. Il définit des valeurs repères en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissements. Il est construit en concertation entre ENEDIS et le TE 51. Il se divise en trois horizons, court, moyen et long terme. Il ambitionne de conduire le réseau électrique d'aujourd'hui vers le réseau électrique de demain, modernisé, sécurisé et intelligent, capable de fournir à tous les usagers une énergie de qualité et continue. Ce schéma se décompose en périodes quadriennales sous la forme de Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI).

Ces PPI sont définis par le TE 51 et ENEDIS. Ils reprennent les données retenues dans le SDI. Le premier PPI porte sur la période 2020 à 2023. Les Programmes ultérieurs seront construits en concertation entre les parties et en coordination avec l'actualisation du diagnostic technique. Ils seront intégrés par voie d'avenant au contrat de concession.

Chaque PPI est décliné en programmes annuels listant précisément les travaux à réaliser au cours de l'exercice considéré dans un souci de coordination des maîtrises d'ouvrages respectives. Le programme annuel fixe les objectifs de travaux et de coûts estimés associés pour le gestionnaire du réseau.

L'annexe 2 bis concerne le versement de la part couverte par le tarif (PCT). Déjà présente dans le précédent contrat de concession sous la forme d'un avenant renouvelable périodiquement, la part couverte par le tarif correspond à la prise en charge par ENEDIS des coûts de raccordement couvert par le TURPE pour tous les travaux de raccordement dont le TE 51 est maître d'ouvrage. Ce versement est équivalent à la part couverte par le tarif (PCT) dont bénéficie le gestionnaire du réseau de distribution lorsqu'il est lui-même maître d'ouvrage des travaux de raccordement. La part restante du coût de raccordement représente la contribution maximale supportée par la collectivité en charge de l'urbanisme ou par le pétitionnaire.

2.1. Les modifications du cahier des charges de concession

Un seul avenant a été signé. Il concerne le deuxième programme pluriannuel d'investissements pour la période 2024-2027. Il reprend dans l'annexe 2B l'engagement financier des travaux prévus :

Finalités	Total 2024-2027
Investissement pour l'amélioration du patrimoine	11 000 k€
- Dont renforcement des réseaux HTA :	700 k€
- Dont climatique-sécurisation :	1 600 k€
- Dont modernisation des réseaux HTA et BT :	8 700 k€

Le suivi des prévisions se fera annuellement selon un tableau prévu dans l'avenant °1 et repris dans ce rapport au chapitre « Les travaux » page 64.

3. Le Compte Rendu d'Activité (CRAC) du concessionnaire

L'article L 2224-31 du CGCT précise que le concessionnaire tient à la disposition de l'autorité concédante dont il dépend les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences de celle-ci. L'article 44 du cahier des charges de concession (CCC) énonce que le compte rendu d'activité du concessionnaire (CRAC) doit contenir des informations relatives aux réseaux, aux travaux neufs, à l'exploitation du réseau dont les incidents, les quantités livrées et les recettes correspondantes ainsi que les consommations des clients aux tarifs réglementés.

Doivent aussi figurer sur ce document :

- des indications sur le degré de satisfaction des usagers,
- des données financières sur la concession, charges et produits d'exploitation,
- des données sur les inventaires techniques et comptables du patrimoine concédé dont la valeur brute, la valeur nette comptable, la valeur de remplacement et l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages concédés destinées à financer les travaux des PPI.

Le compte rendu d'activité est le premier élément de la mission de contrôle de l'autorité concédante.

Ses données se retrouvent dans tous les chapitres de ce rapport. Il est à télécharger sur le site du TE 51, www.siem.fr. Le concessionnaire doit présenter, à l'autorité concédante, ce document dans un délai de six mois suivant l'exercice considéré.

II – Le patrimoine technique

1. L'infrastructure électrique

Le réseau électrique français est l'ensemble des infrastructures (production, transport et distribution) qui achemine l'énergie électrique des centres de production vers le consommateur final d'électricité. Le réseau de transport HTB est à très haute tension de 63 000 à 400 000 V. Il a une structure maillée qui permet le transit de très grandes quantités d'énergie sur de grandes distances avec le minimum de pertes. Ce réseau garantit une sécurité d'alimentation pour tous et une solidarité entre les régions et les états voisins. Il dessert en énergie les grands consommateurs industriels (tarif vert) et le réseau de distribution.

L'électricité passe des réseaux de transport aux réseaux de distribution par l'intermédiaire des postes sources.

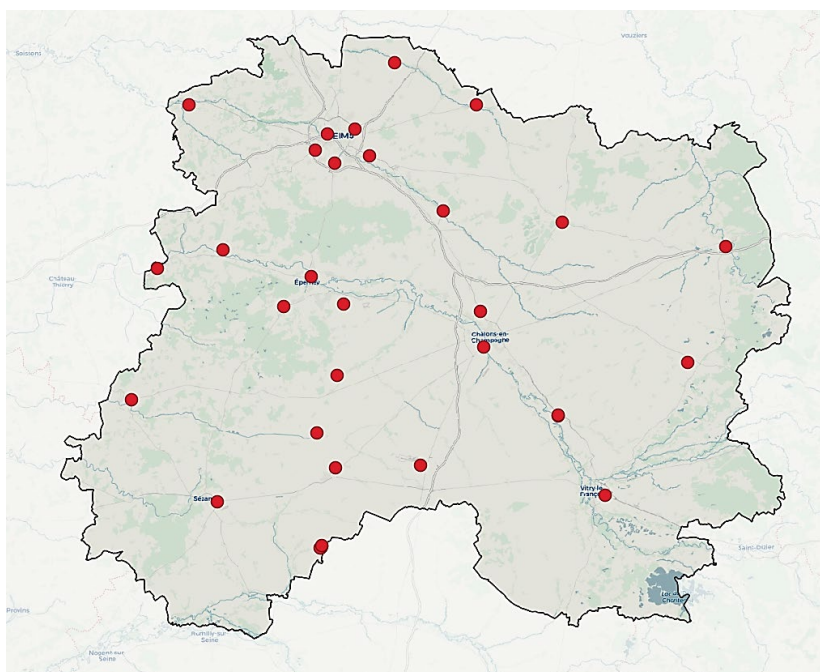
1.1. Les postes sources

Les postes sources sont des ouvrages électriques que se partagent le concessionnaire ENEDIS et le gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité (RTE). Dotés de transformateurs qui permettent de modifier les valeurs de tension et d'intensité du courant, les postes sources abaissent la très Haute Tension en Haute Tension (15 000 et 20 000 volts). Cette dernière alimente les canalisations HTA, appelées « départs ».

Au 32 décembre 2024, 39 postes sources desservent la concession dont 7 situés hors du département de la MARNE



Le poste source de FAUX-FRESNAY (source :google EARTH)



Liste des postes sources alimentant la concession :

Commune	Code INSEE	Nom du poste	Année de mise en service
CONDE SUR SUIPPE	02211	GUIGNICOURT	1986
FERE EN TARDENOIS	02305	FERE EN TARDENOIS	1983
FLEVILLE	08171	FLÉVILLE	1990
BARBUISE	10291	BARBUISE	2001
ROMILLY/SEINE	10323	ROMILLY	1996
BOULT SUR SUIPPE	51074	BAZANCOURT	1980
BRUGNY-VAUDANCOURT	51093	CUBRY	2014
CHATILLON-SUR-MARNE	51136	PRIEURE	1977
LA CHAUSSEE SUR MARNE	51141	LA CHAUSSEE 63 kV	1975
LA CHAUSSEE SUR MARNE	51141	LE POTEAU	2016
VAL DES MARAIS	51158	AULNAY AUX PLANCHES	1984
COMPERTRIX	51160	COMPERTRIX	1978
CONTAULT LE MAUPAS	51166	MAUPAS	1993
DORMANS	51217	DORMANS	1981
EPERNAY	51230	EPERNAY	1977
FAUX-FRESNAY	51243	COTELETTE (LA)	2019
FAUX-FRESNAY	51243	PETITES NOUES	2019
FAUX-FRESNAY	51243	TAUPINIERES (LES)	2019
FERE-CHAMPENOISE	51248	FERE CHAMPENOISE	1977
FISMES	51250	FISMES	1982
HAUSSIMONT	51285	EUROPORT	1999
MAROLLES	51352	MAROLLES	1980
MONTMIRAIL	51380	MONTMIRAIL	1982
OIRY	51413	OIRY	1981
ORMES	51418	ORMES	2012
PONTFAVERGER-	51440	PONTFAVERGER	1987
RECY	51453	RECY	1986
REIMS	51454	LINGUET	1974
REIMS	51454	MURIGNY	1980
REIMS	51454	NOUETTES	1974
REIMS	51454	SAINT BRICE	1985
SAINTE-MENEHOULD	51507	STE MENEHOULD	1964
SEPT-SAULX	51530	SEPT SAULX	1992
SEZANNE	51535	SEZANNE	1983
SUIPPES	51559	SUIPPES	1980
VERTUS	51612	VERTUS	1975
SAINT_DIZIER	52448	SAINT DIZIER	1982
REVIGNY SUR ORNAIN	55427	REVIGNY	1976
SAUDRUPT	55470	SAUDRUPT	1965

1.2. Les postes sources dans le détail

Dans les 32 postes sources présents sur le territoire marnais, l'ensemble des transformateurs HTB/HTA cumule une puissance totale de 2 974 MégaVoltAmpère (MVA). A cela s'ajoute une puissance de 510 MVA sur les postes sources situés hors du département. Parmi ces transformateurs, ils restent 4 transformateurs avec une tension secondaire HTA de 15 kV.

2. Le réseau Haute Tension de type A (HTA)

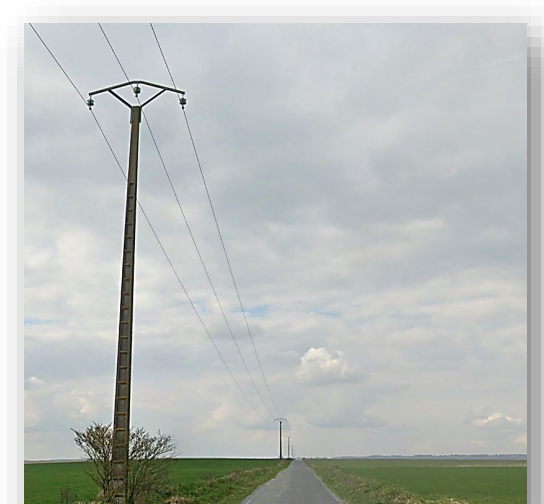
C'est à la sortie des postes sources que commencent le patrimoine du TE 51 et la mission de service public pour ENEDIS. Le réseau HTA est le premier maillon de la distribution de l'énergie vers le client. Ces lignes ont un niveau de tension de 20 000 V (ou 15 000 V sur certaine portion)

2.1. Les données générales du réseau HTA (d'après les fichiers d'ENEDIS)

Au 31 décembre 2024, la concession est desservie par **7 537,58 km de réseaux HTA** décomposés comme suit :

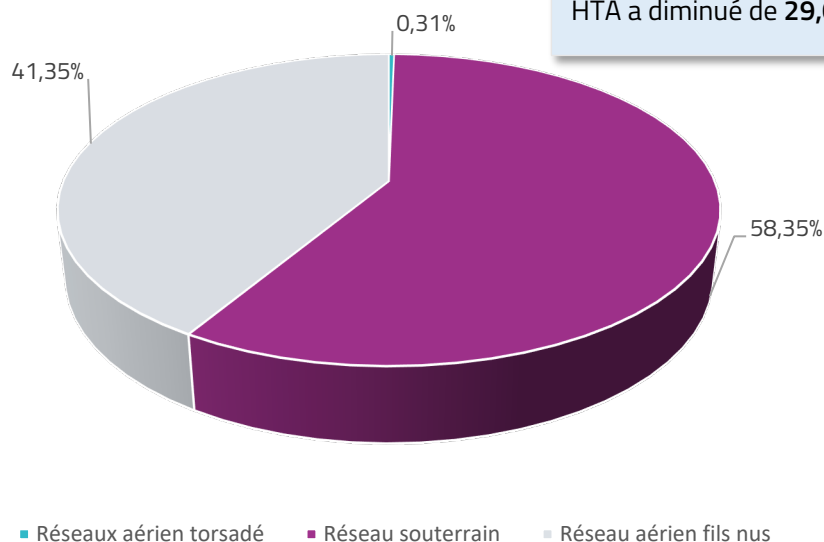
▪ Réseau souterrain :	4 398,46 km
▪ Réseau aérien torsadé (Câbles Pré Assemblés) :	23,17 km
▪ Réseau aérien (fils nus) :	3 117,03 km
✓ Dont faible section	7,13 km.

Au cours de l'année 2024, le réseau HTA a augmenté de 150,71 km.



Ligne aérienne HTA suspendu entre Pleurs et Linthelles
(source : Google maps)

Type de réseau HTA (%)

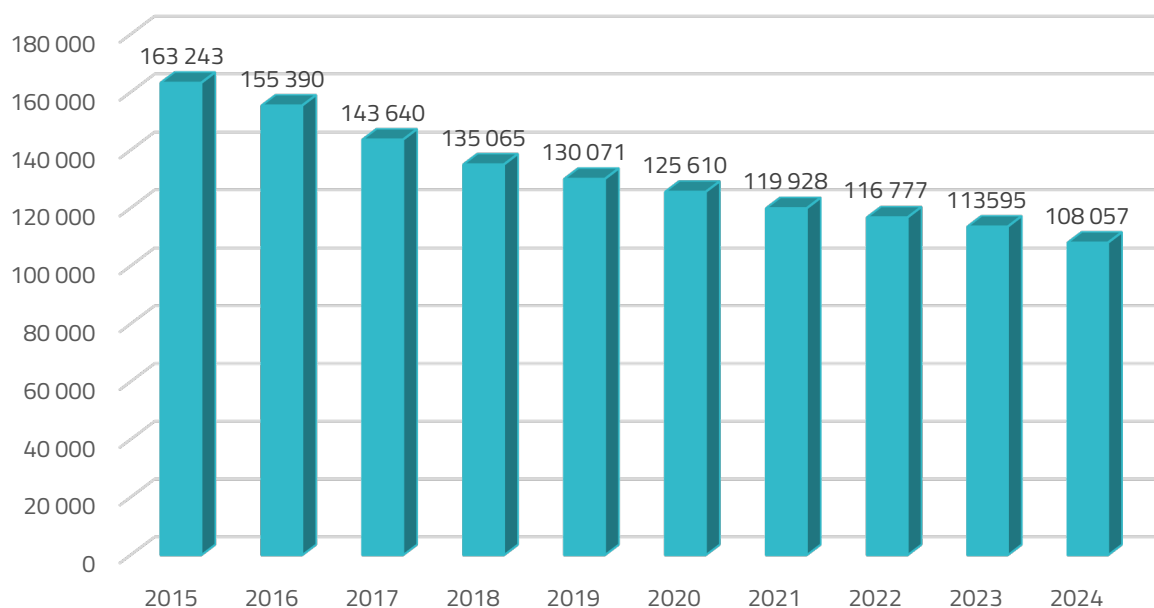


A retenir : Le réseau HTA souterrain s'est allongé de **179,78 km** pendant que le réseau aérien HTA a diminué de **29,07 km**

Cas particulier des Câbles Papiers Imprégnés HTA (CPI)

Les câbles souterrains papiers imprégnés sont une technologie ancienne datant d'il y a une cinquantaine d'années. Ils sont notamment caractérisés par leurs fragilités importantes. Ils sont très sensibles à la chaleur. Ils sont encore très répandus sur le réseau HTA puisqu'Enedis en dénombre encore **108,05 km en 2024 soit 2,45 % des réseaux HTA souterrains**. La fiabilité de ces données transmises par Enedis est néanmoins limitée.

Evolution des Câbles HTA souterrains CPI en m

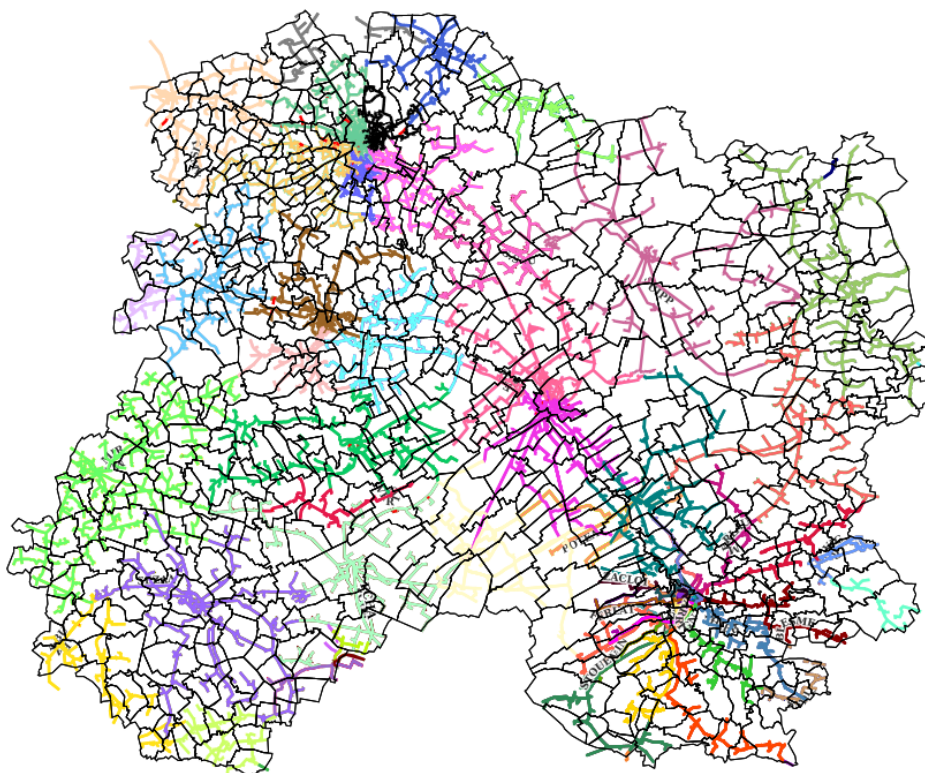


Les départs HTA :

462 départs composent le réseau HTA marnais :

- 281 sont en réseaux souterrains,
- 180 sont mixtes. Ils comprennent des réseaux aériens et souterrains,
- 1 est aérien.

Comme le montre la carte ci-après, ils permettent la desserte de l'ensemble du territoire de la concession :



2.2. Les caractéristiques du réseau HTA

2.2.1. Par métal

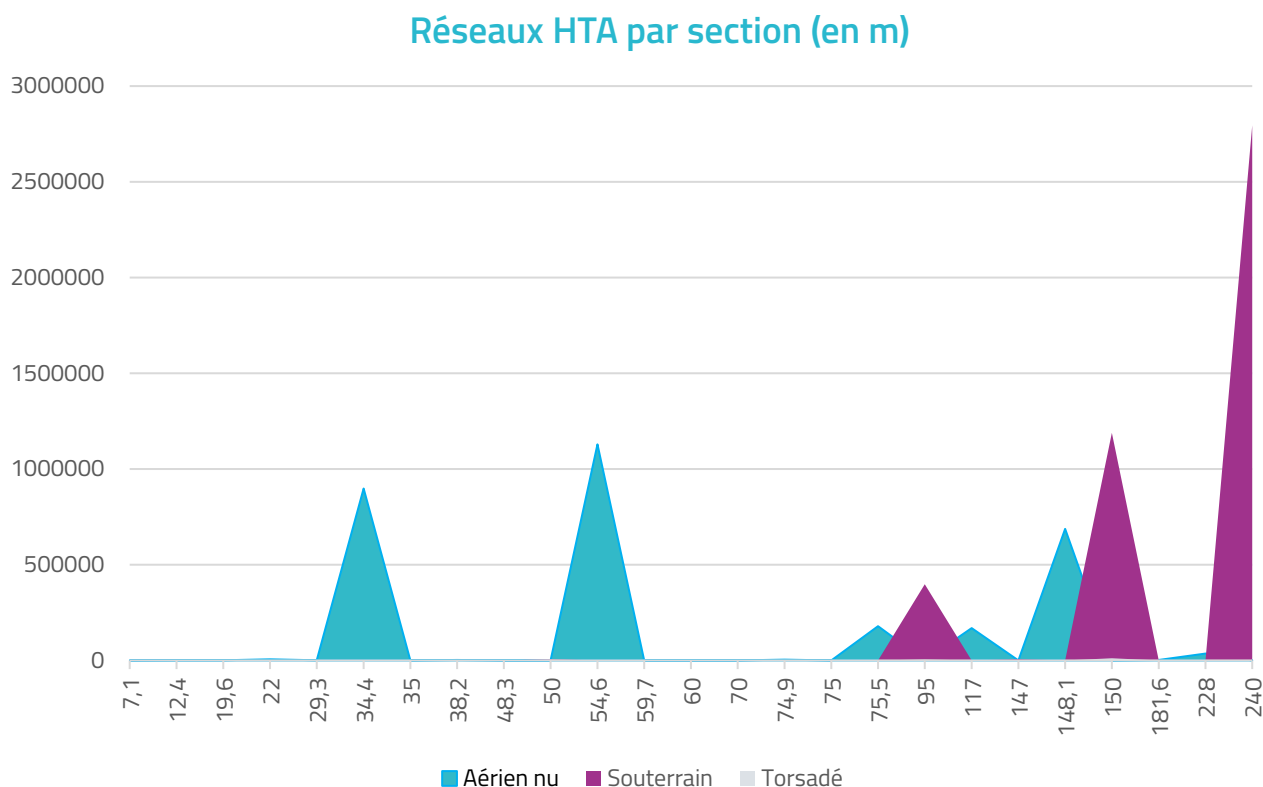
Trois métaux sont essentiellement utilisés pour les réseaux de la concession marnaise, le cuivre, l'aluminium et l'almelec. Ce dernier est un alliage d'aluminium, de magnésium et de silicium. Il est principalement utilisé dans la construction des réseaux électriques aériens car ses caractéristiques mécaniques lui permettent de résister aux contraintes liées à l'environnement (vent, gel, neige et variation de température).

MÉTAL (en m)	Aérien nu	Torsadé	Souterrain
ALUMINIUM	3 765	23 168	4 017 780
ALMELEC	3 103 147	0	0
CUIVRE	9 046	0	380 677
TOTAL	3 115 948	23 168	4 398 457

99,59 % du réseau électrique aérien est réalisé en almelec alors que le réseau souterrain est à 91,35 % en aluminium. Le cuivre, tout réseau confondu, ne représente que 5,17 %.

2.2.2. Par section

25 sections différentes de fils électriques se retrouvent dans les réseaux électriques marnais. Les réseaux aériens à eux seuls, comptabilisent 16 sections allant d'un diamètre de 7,1 à 228². Les câbles souterrains sont plus classiques avec 3 sections importantes ; 95mm², 150mm² et 240mm².

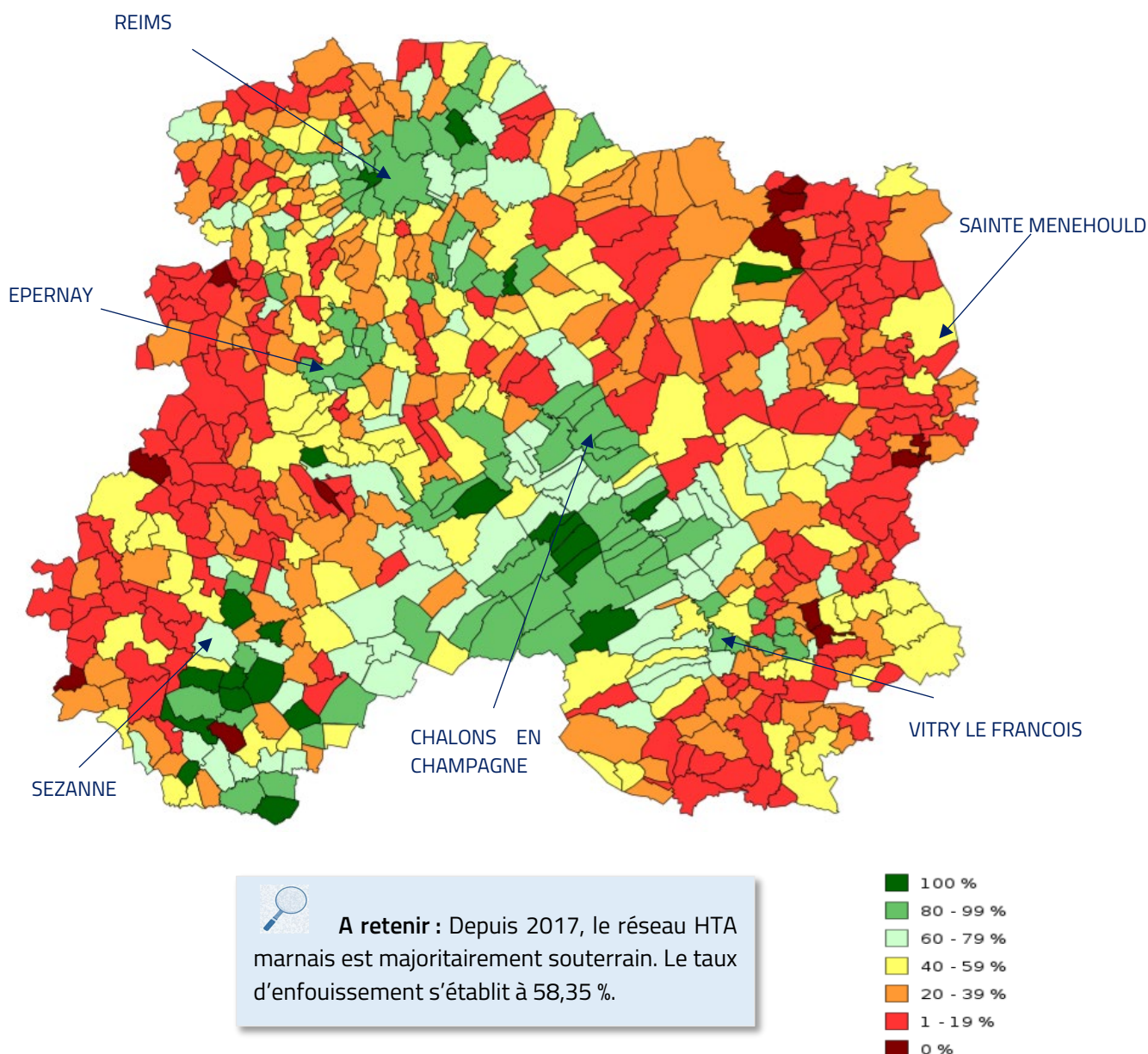


Les réseaux CPA (ou torsadé) sont trop peu nombreux pour apparaître dans ce graphique.

2.3. Le réseau HTA souterrain communal

58,35 % du réseau HTA marnais est en souterrain et ses câbles traversent 621 communes.

Taux de réseau HTA souterrain par commune



Nous observons toujours des disparités importantes sur la concession. Le réseau HTA est majoritairement souterrain sur les communes urbaines que sont Reims, Châlons, Epernay et Sézanne ainsi que sur la zone centrale du département. A l'inverse les réseaux HTA sont très majoritairement aériens dans l'extrême ouest du département dans les secteurs d'Esternay, Montmirail et Dormans ainsi que dans l'est du département sur les secteurs de Vitry-Le-François, Vanault-Les-Dames et Sainte-Menehould.

3. Les postes de transformation HTA/BT

Le poste de transformation HTA/BT de la distribution publique (DP) assure la transition entre les réseaux haute tension de type A (HTA) et basse tension (BT). Dans le cas de notre concession, l'électricité d'une tension de 20 000 V ou 15 000 V passe dans un transformateur qui abaisse sa tension à 400 V. Puis, elle est répartie sur les différents départs BT qui alimentent le client final. L'alimentation du poste de transformation peut être aérienne ou souterraine.



Poste de transformation de type UP à Gueux
(Source Google maps)

Le poste HTA/BT est composé :

- d'un équipement permettant de le connecter au réseau HTA,
- d'un transformateur dont la puissance peut être comprise entre 25 kVA et 1000 kVA,
- d'un tableau BT permettant la répartition de l'énergie électrique sur les départs BT.

3.1. Les données générales des postes de transformation

La concession compte au 31 décembre 2024, 6229 postes de transformation HTA/BT dont :

- 6 208 de distribution publique (DP),
- 3 DP-Production,
- 18 mixtes (DP et clients).

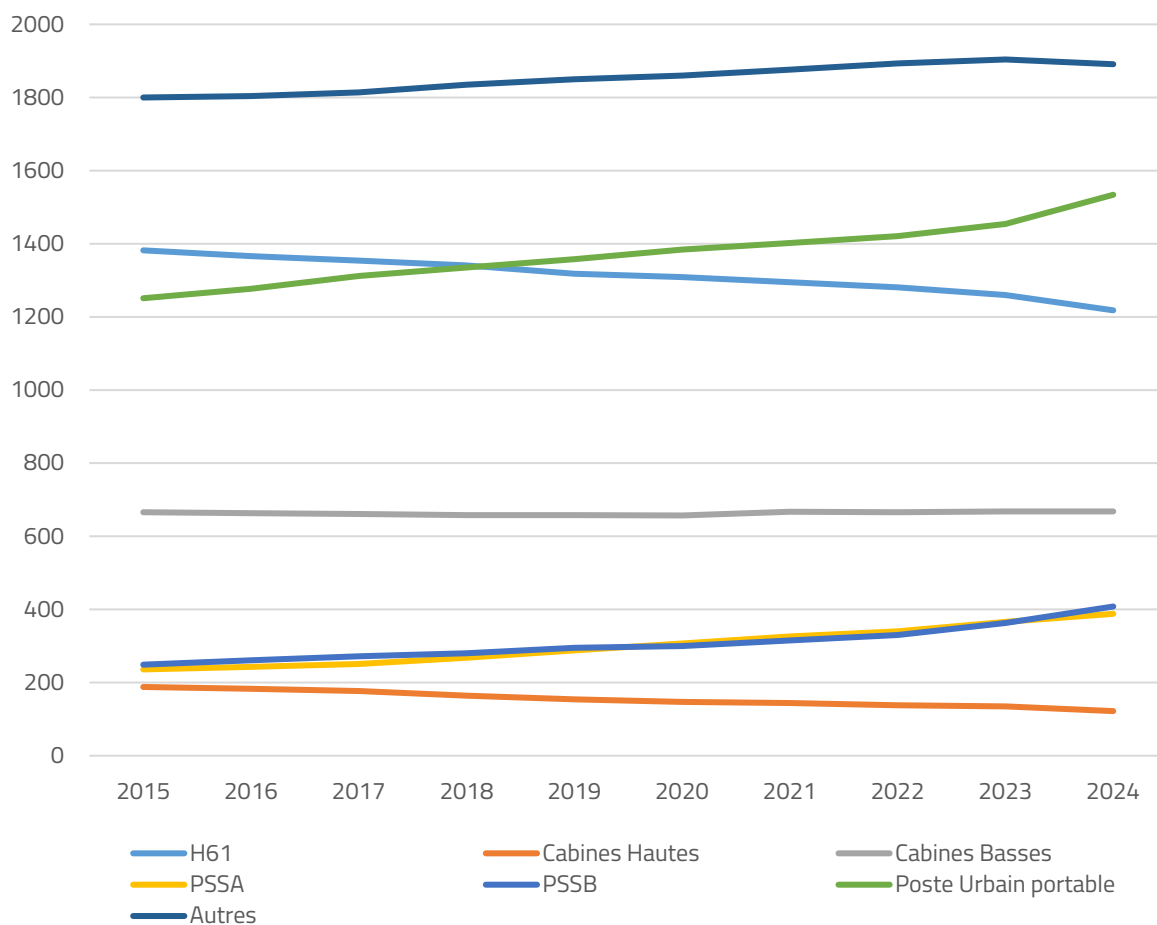
Les postes de transformation HTA/BT se répartissent par type de poste, comme suit :

▪ Cabine basse (CB)	671
▪ Cabine de chantier	2
▪ Cabine haute (CH)	122
▪ Poste enterré (EN)	8
▪ Poste sur poteau (H61)	1218
▪ Poste en immeuble (IM)	590
▪ Poste rural compact simplifié (PRCS)	162
▪ Poste rural compact (RC)	550
▪ Poste rural socle (RS)	67
▪ Poste sur sol de type A (PSSA)	388
▪ Poste sur sol de type B (PSSB)	408
▪ Poste urbain compact (UC)	509
▪ Poste urbain portable (UP)	1534

Une fiabilisation de ces données a été réalisée ces dernières années. Au 31 décembre 2024, l'enregistrement par ENEDIS de ces ouvrages dans l'inventaire technique est fiable à plus de 99,6%. Il reste quelques unités qui sont absentes du fichier ou mal renseignées (type de poste).

3.2. Les données particulières sur les postes de transformation

Evolution des différents types de poste de transformation



Le nombre de poste est globalement en hausse constante. **La hausse par rapport à 2023 est de 0.6%.** Cela reflète l'augmentation globale de la puissance transitée sur nos réseaux.

Dans le détail, les postes sur poteau (H61) et les cabines hautes (CH) sont en net recul. Ce sont les ouvrages les plus anciens, les plus vulnérables et les moins performants. Ils sont essentiellement alimentés par des réseaux aériens. Ils sont remplacés selon les cas par des poste de type PRCS, PSSA, PPSB ou des UP dont le nombre progresse régulièrement depuis 10 ans.



Poste H61 à Trefols (source Google maps)

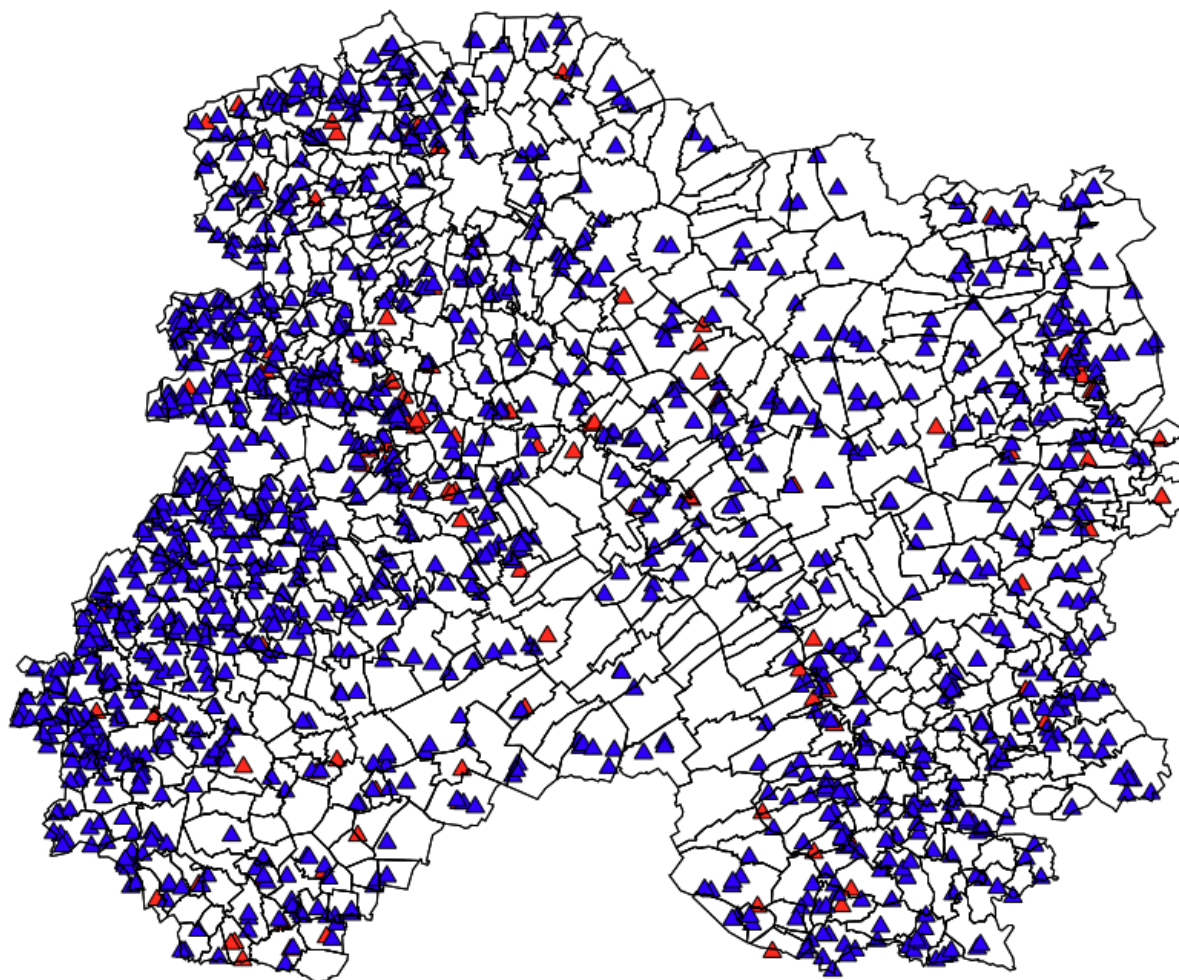


Poste Cabine Haute à Marcilly sur Seine (source Google maps)

En 2024, Enedis dénombre :

- 434 communes qui possèdent un poste de type H61
- 122 communes qui possèdent au moins un poste Cabine Haute
- 450 communes qui possèdent au moins l'un des deux types de poste.

Répartitions des postes H61 et Cabine Haute sur la concession



▲ H61

▲ Cabine Haute



A retenir : Le nombre de poste de transformation sur la concession est en hausse de 0,6 % et s'établit à 6 248 unités.

Il reste 122 postes de transformation Cabine Haute sur la concession en baisse d'environ 5% par an et 1218 postes H61 en baisse d'environ 1,5% par an.

Les postes Cabines Hautes sont assez uniformément répartis sur le département. A l'inverse la localisation des postes H61 est assez disparate. Ils sont encore très nombreux dans l'extrême ouest du département dans les secteurs d'Esternay, Montmirail et Dormans ainsi que dans l'est du département sur Vitry-Le-François, Vanault-Les-Dames et Sainte-Menehould.

4. Les transformateurs HTA/BT



Stock de transformateur sur le site Enedis Farman

Avec la signature de l'avenant n°9 dit protocole ENEDIS-FNCCR en janvier 2014, plusieurs ouvrages intègrent la catégorie des biens localisés. Les transformateurs ont été les premiers à devenir des biens localisés. Ainsi, depuis 2015, ils sont enregistrés dans la commune où ils se trouvent.

Le transformateur joue un rôle essentiel dans les réseaux électriques. Il adapte le niveau de tension aux besoins des usagers. Il permet de réduire ou d'augmenter la tension du réseau sans en modifier la fréquence. Il est composé d'un noyau de fer et de deux bobines de cuivre. Le courant s'enroule dans la première bobine où il est converti en énergie magnétique puis dans la seconde pour diminuer sa tension ou le cas échéant l'augmenter.

4.1. Les données générales des transformateurs

La concession au 31 décembre 2024 compte **6248 transformateurs installés** dans 6 229 postes de transformation HTA/BT dont :

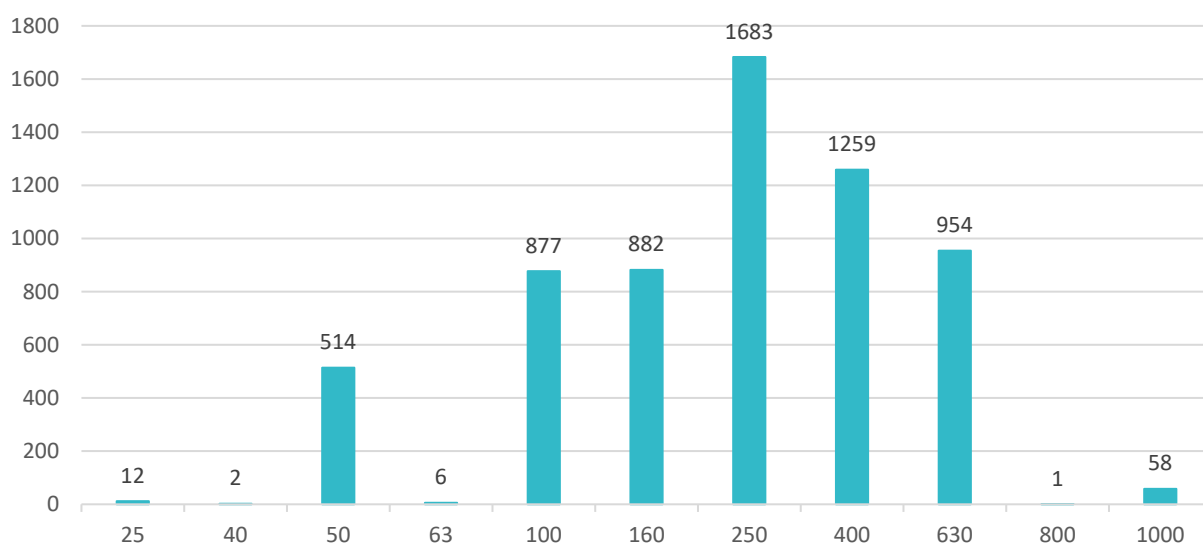
- 6 143 postes avec un seul transformateur,
- 51 postes avec deux transformateurs,
- 1 poste avec 3 transformateurs.

Les transformateurs se répartissent par leur puissance électrique et leur tension.

La puissance des transformateurs :

La puissance électrique est mesurée en kilovoltampère (kVA). Elle correspond à la puissance maximale que peut délivrer le transformateur. **Les puissances des transformateurs de la concession vont de 25 à 1000 kVA.** La puissance totale des transformateurs installés est de 1 839 448 kVA soit **une moyenne de 294,41 kVA par transformateur.**

Nombre de transformateurs par puissance

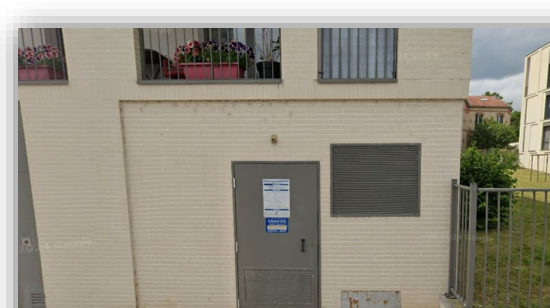


Les transformateurs de puissance 25, 40 et 63 kVA ne sont plus utilisés. On pose encore des 50 et 100 kVA notamment dans les postes préfabriqués tels les PRCS ou les PSS. A l'autre extrémité, les transformateurs de puissance supérieure à 630 kVA bien qu'encore assez rare sont de plus en plus utilisés. En 5 ans, leur nombre a augmenté de 43,9 %. **Le transformateur le plus utilisé est le « 250kVA ».** Il représente plus d'un quart des transformateurs posés dans la Marne.

4.2. Les données particulières des transformateurs

Les transformateurs sont intrinsèquement liés au type de poste de transformation dans lequel ils sont installés :

- Les postes sur poteau ont des transformateurs H61 de 25 kVA à 160 kVA. Ils peuvent être de type :
 - TPC (ou TIS). Ils possèdent un disjoncteur BT incorporé contre les surintensités.
 - Non protégé. Ces transformateurs tendent à disparaître.
- Les postes maçonnés (CH, CB, EN, IM,...) ont des transformateurs de 40 à 1000 kVA. Ils peuvent être de type :
 - Cabine extérieur (non protégé)
 - TIS avec disjoncteur BT incorporé contre les surintensités.
- Les postes préfabriqués(PRCS, RS, RC, SA, SB, PAC, PUC) ont des transformateurs de 50 à 1000 kVA. Ils peuvent être de type :
 - Cabine extérieur (non protégé)
 - TIS avec disjoncteur BT incorporé contre les surintensités.



Poste en immeuble à Epernay (source Google maps)

4.3. Le stock de transformateur

La concession possède également un stock de transformateur inutilisé. Il s'agit des transformateurs déposés lors de travaux d'effacement ou de renforcement et qui peuvent être réutilisés dans d'autres travaux ou en remplacement d'un transformateur défaillant.

Le stock est constitué d'une part des transformateurs « Enedis » déposé dans le cadre de travaux effectués sous leur maîtrise d'œuvre et d'autre part des transformateurs « TE 51 » déposé dans le cadre de nos travaux.

4.4 Cas particulier des Auto-Transformateurs

La concession au 31 décembre 2024 compte **41 auto-transformateurs**. Ces autotransformateurs permettent notamment le raccordement des consommateurs de type C3. Ils concernent les clients dont les installations n'ont pas été adapté lors du passage du réseau HTA de 15 kV à 20kV. Ils sont situés sur les communes suivantes :

- Ay-Champagne,
- Châlons-en-Champagne,
- La Chaussée sur Marne,
- Compertrix,
- Connantray-Vaufrey,
- Dizy,
- Epernay,
- L'Epine,
- Fagnières,
- Fismes,
- Oiry,
- Recy,
- Reims
- Saint Martin sur le Pré,
- Vertus,
- Villers le Château.

5. Le réseau Basse Tension (BT)

5.1. Les données générales sur le réseau (d'après les fichiers ENEDIS)

Au 31 décembre 2024, la longueur du réseau BT de la concession s'élève à 5 164,316 km répartis en 20 669 départs :

- Réseau souterrain 3 907,55 km,
- Réseau aérien torsadé (CPA) 1 080,40 km,
- Réseau aérien nu 176,36 km,
Dont fils nus faible section : 19,48 km.



Réseau aérien fils nus à Sainte Menehould (source Google maps)

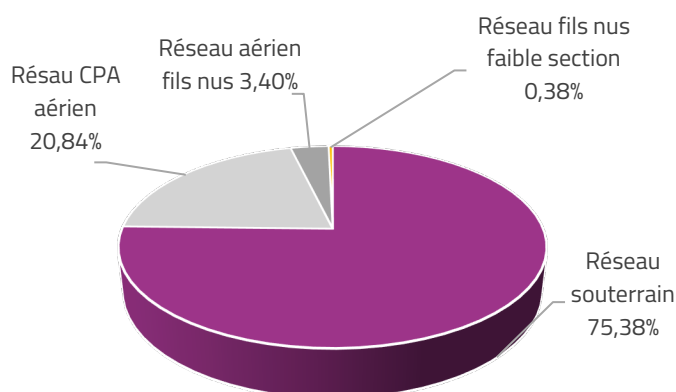
Au cours de l'année 2024, le réseau BT a augmenté globalement de 48,21 km.

Dans le détail,

- Le réseau souterrain s'est allongé de 95,71 km,
- Les réseaux aériens ont diminué de - 47,54 km,
 - Le réseau aérien torsadé de - 12,05 km,
 - Le réseau aérien nu - 35,49 km,
Dont fils nu faible section : -9,35 km.



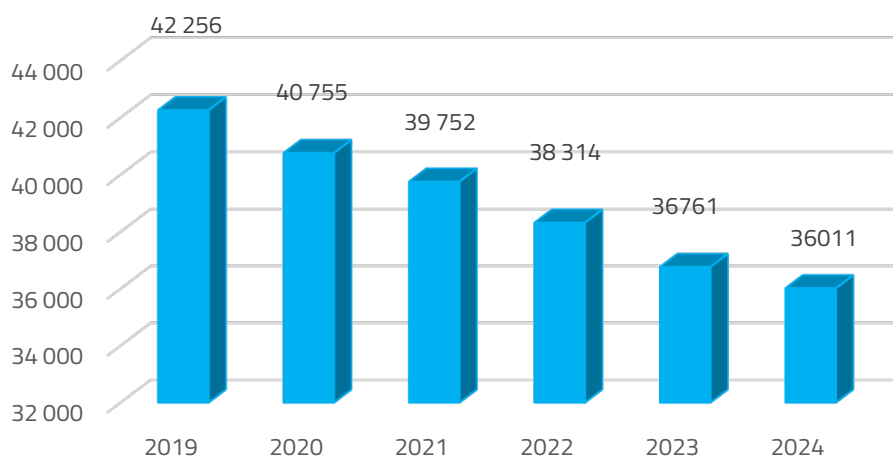
A retenir : Il ne reste que 3,76 % de réseaux BT aériens de fils nus dont 0,38 % de faible section. Un programme de résorption des fils nus est mis en place par Enedis conjointement avec le TE 51 pour que les fils nus disparaissent totalement de la concession.



Cas particulier des Câbles Papiers Imprégnés (CPI)

Les câbles souterrains papiers imprégnés BT sont proportionnellement moins répandus sur notre concession que les câbles HTA. Au 21 décembre 2024, Enedis en dénombre 36,01 kms soit 0,92% des câbles BT. Ces données ont une fiabilité relative.

Evolution des câbles CPI BT en m



* Nous ne disposons pas de données avant 2019

5.2. Le réseau BT souterrain communal

Au 31 décembre 2024, **75,4 % du réseau de la concession est enregistré en réseau souterrain.**

Dans le détail :

- 60 communes ont leur réseau entièrement en souterrain :

ARGERS	HAUSSIMONT	SAINT-MARTIN-AUX-CHAMPS
AUBERIVE	ISLE-SUR-MARNE	SAINT-QUENTIN-LES-MARAIS
AUBILLY	ISSE	SAINT-REMY-SOUS-BROYES
BANNAY	JONQUERY	SAINT-VRAIN
BERMERICOURT	JUSSECOURT-MINECOURT	SCRUPT
BOUILLY	LA CROIX-EN-CHAMPAGNE	SOMSOIS
BOULEUSE	LE FRESNE	THAAS
BRAUX-SAINT-REMY	LES GRANDES-LOGES	THIBIE
BROUILLET	LHERY	THILLOIS
CERNON	LISSE-EN-CHAMPAGNE	TOGNY-AUX-BOEUFs
CHAMPFLEURY	MARSANGIS	TRECON
CHAMPIGNY	MERY-PREMECY	TRESLON
CHEPY	MONCETZ-L'ABBAYE	TROIS-PUITS
CHERVILLE	MONTBRE	VANDEUIL
CONTAULT	MUTIGNY	VASSIMONT-ET-CHAPELAINE
CORFELIX	OUTREPONT	VATRY
DAMPIERRE-SUR-MOIVRE	OYES	VILLERS-AUX-NOEUDS
DOMMARTIN-LETTREE	POURCY	VILLERS-LE-CHATEAU
EUVY	SAINT-EUPHRAISE-ET-CLAIRIZET	VILLERS-SOUS-CHATILLON
GERMINON	SAINT-JEAN-SUR-MOIVRE	VITRY-LA-VILLE

- 1 commune n'a pas de réseaux souterrains

ROUVROY RIPONT

- 20 communes ont moins de 20 % de réseau BT souterrain :

ALLEMANT

COURTAGNON

NESLE-LA-REPOSTE

ARZILLIERES-NEUVILLE

ECLAIRES

OGNES

BINARVILLE

FONTAINE-EN-DORMOIS

SUIZY-LE-FRANC

CHANTEMERLE

LA VILLE-SOUS-ORBAIS

VAVRAY-LE-PETIT

CHATILLON-SUR-MORIN

LE BUISSON

VILLIERS-AUX-CORNEILLES

CORBEIL

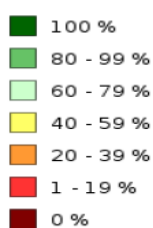
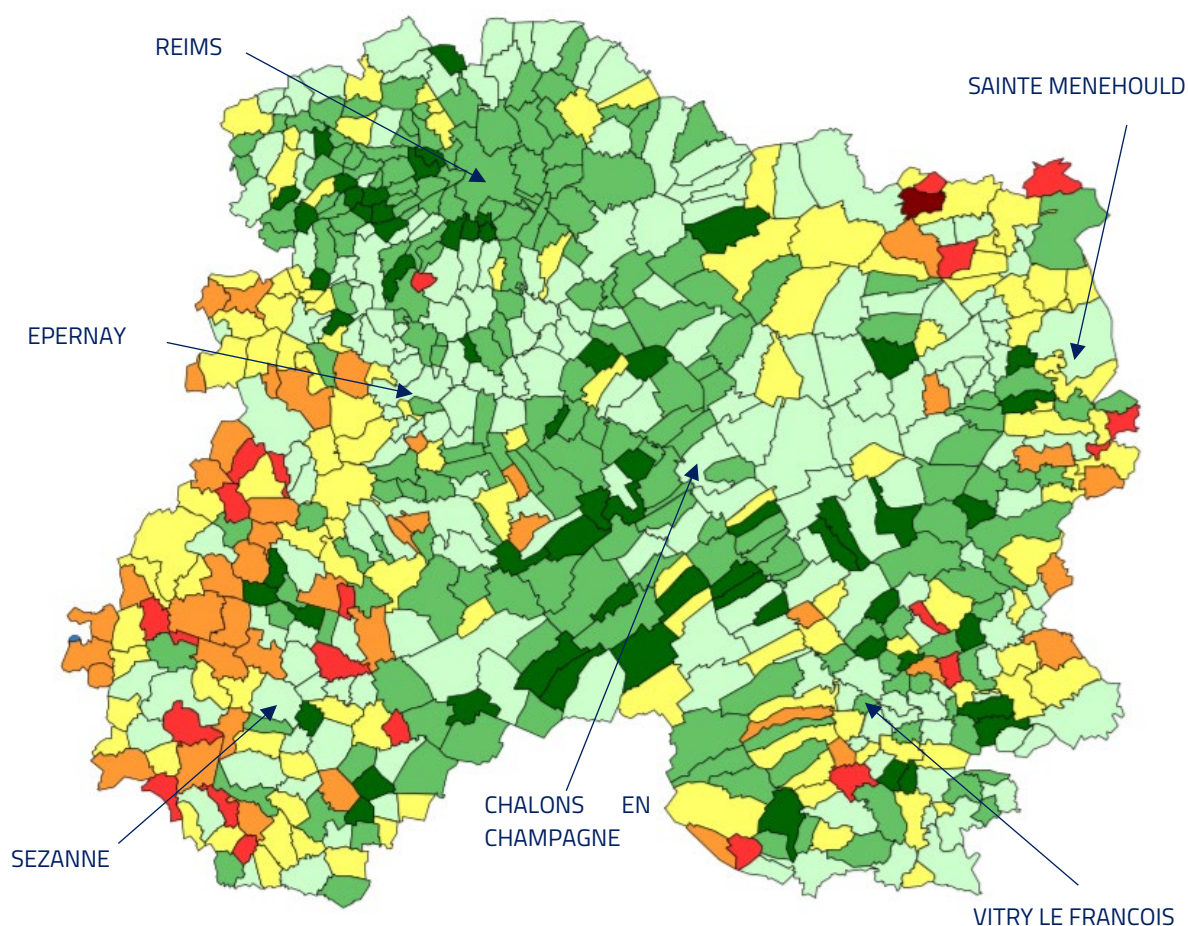
MARGNY

VIRGINY

COURJEONNET

MORSAINS

LE TAUX DE RESEAU SOUTERRAIN PAR COMMUNE



A retenir : Le taux de réseau BT souterrain s'établit à 75,4 % sur la concession. Néanmoins d'importantes différences persistent entre les extrêmes est et ouest du département et le reste de la concession.

5.3. Les caractéristiques du réseau BT

Selon leur utilisation, les réseaux électriques n'ont ni le même métal ni la même section.

5.3.1. Par métal

Comme pour les réseaux HTA, trois métaux sont utilisés pour les réseaux BT de la concession marnaise, le cuivre, l'aluminium et l'almelec.

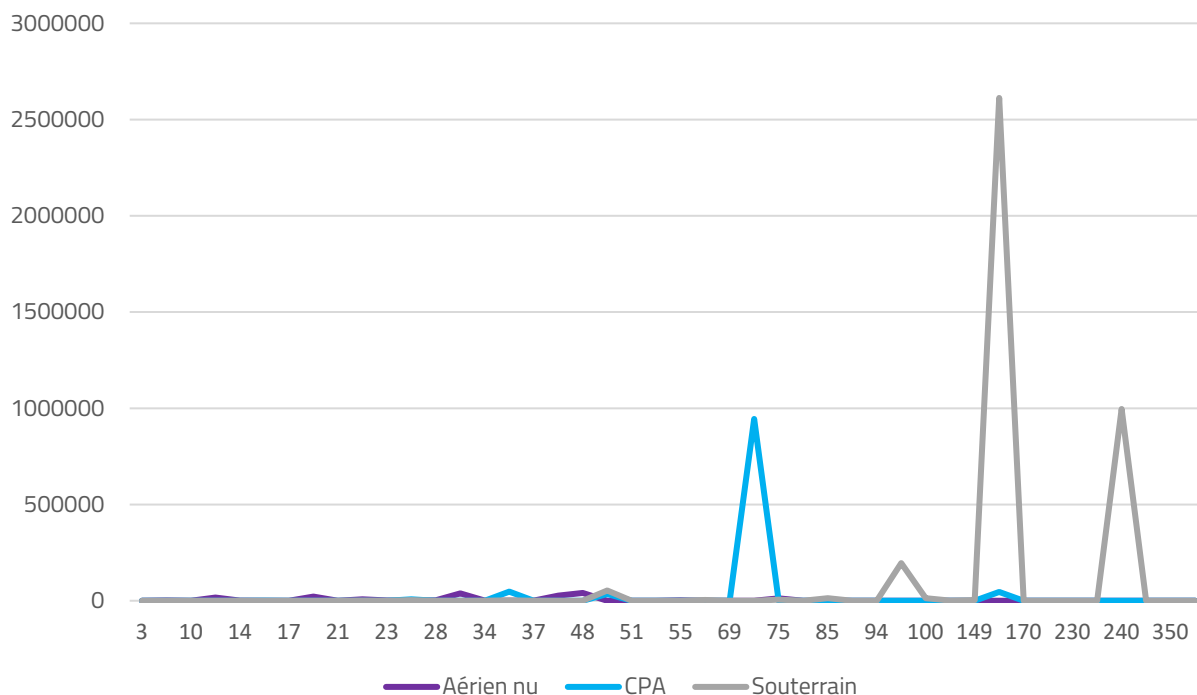
MÉTAL (en m)	Aérien nu	Torsadé	Souterrain
AL	3 119	1 079 975	3 837 268
AM	1 126	0	0
CU	172 117	429	70 282
TOTAL	176 362	1 080 404	3 907 550

L'aluminium est de très loin le métal le plus présent. Le réseau torsadé et les câbles souterrains sont à 99,96 % et à 98,20 % en aluminium. A contrario 97,59% fils nus sont réalisés en cuivre.

5.3.2. Par section

44 sections différentes de fils électriques apparaissent dans les fichiers du concessionnaire pour les réseaux BT. 21 pour les fils nus, 6 pour le réseau torsadé et 27 pour les câbles souterrains. Malgré cette multitude, plusieurs diamètres sont récurrents comme le 70mm² pour le CPA et 95mm², 150mm² et 240mm² pour le réseau souterrain.

Réseaux BT par section et type en mètres



On remarque l'omniprésence des réseaux souterrains tout particulièrement de la section de câbles 150mm² qui totalisent à eux seuls, 2 612 295 m de réseau soit 50,58 % du réseau total.

6. L'âge des ouvrages

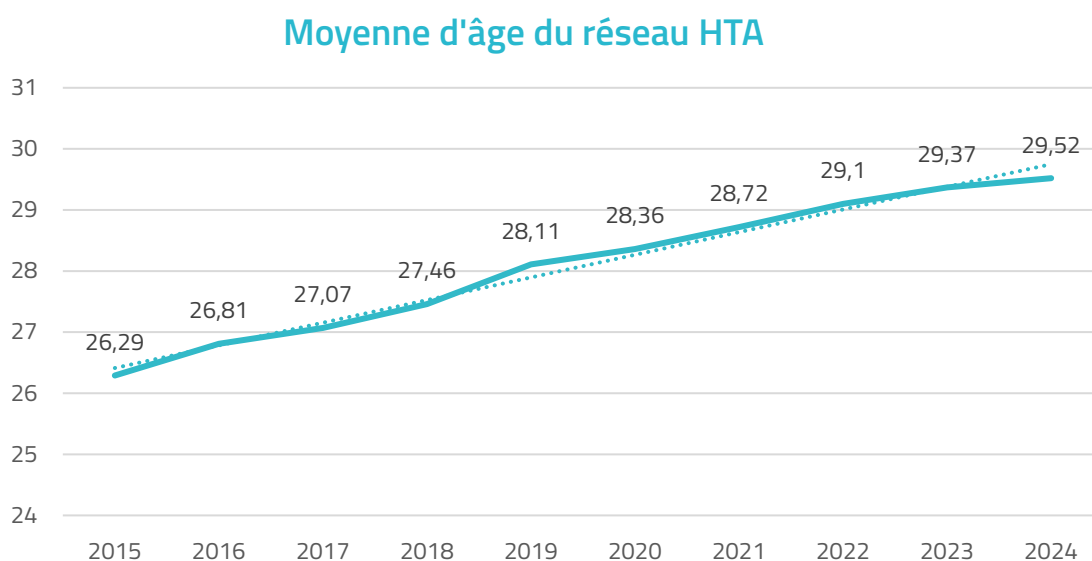
Chaque catégorie de biens a une durée de vie spécifique. Cette période représente le temps durant lequel Enedis considère que l'ouvrage remplit en toute sécurité les fonctions pour lesquelles il est installé. Les durées de vie retenues par Enedis sont de :

- 30 ans pour les postes de transformation HTA/BT préfabriqués et de 45 ans pour les postes maçonnés,
- 30 ans pour les transformateurs,
- 40 ou 50 ans pour les réseaux HTA et BT.

Il est néanmoins intéressant d'analyser l'âge moyen de chaque ouvrage avec ses durées de vie. Enedis a une politique de renouvellement des ouvrages qui dépend principalement des incidents et non de leur durée de vie. Cela a bien évidemment un impact sur l'âge de nos réseaux.

6.1 Réseaux HTA :

Au 31 décembre 2024, l'âge moyen de l'ensemble **des réseaux HTA est de 29,52 ans**. L'âge moyen du réseau HTA est sur une tendance de vieillissement constant même si nous observons une légère baisse de la tendance sur cette année 2024. Les investissements réalisés ne suffisent pas à compenser le vieillissement naturel.



Dans le détail, l'âge moyen est de **46,07 ans pour les réseaux aériens** et de **21,70 ans pour les réseaux souterrains**. Nous pouvons donc constater que les réseaux aériens HTA dépassent leur durée de vie (40 ans). Le raccordement des productions éoliennes et photovoltaïques, de plus en plus important, nécessite généralement la création de nouveaux réseaux souterrains à chaque raccordement. Cela tend à faire baisser l'âge moyen de ces réseaux.



A retenir : Le réseau HTA vieillit. En 2024, son âge moyen a augmenté de 0,15 ans. Cela constitue néanmoins une baisse par rapport aux années précédentes mettant en lumière une augmentation des investissements.

Cela nous amène à constater et encourager le besoin d'investissement sur ces réseaux aériens HTA.

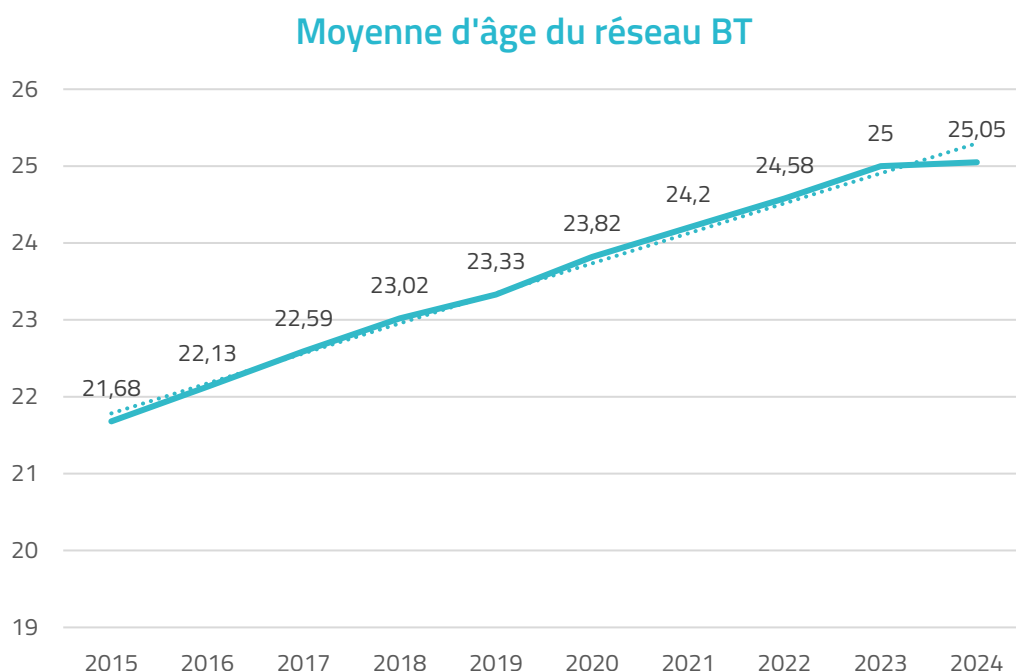
Afin de palier au vieillissement de ces réseaux aérien HTA que l'on peut observer sur l'ensemble des concessions, Enedis déploie, depuis 2012 à l'échelle nationale, une politique de prolongement de durée de

vie des ouvrages (PDV) ou de rénovation programmée (RP). Cette démarche vise à optimiser le cycle de vie des lignes aériennes en ciblant le remplacement des composants les plus critiques et les plus dégradés. Son objectif est d'allonger la durée de vie des ouvrages concernés de 15 ans. Cela permet à Enedis, en attendant le renouvellement des lignes aérienne HTA par des réseaux souterrains, d'améliorer les réseaux.

6.2 Réseaux BT :

Au 31 décembre 2024, l'âge moyen des réseaux BT est de 25,05 ans. En comparaison aux réseaux HTA, les réseaux BT ont une moyenne d'âge beaucoup plus faible (-4,47ans). Cela est dû en grande partie à un taux de souterrain plus élevé des réseaux BT.

Au même titre que les réseaux HTA, les **réseaux BT ont une tendance au vieillissement sensiblement similaire**. 2024 semble faire exemption à ce vieillissement avec une moyenne d'âge quasiment similaire à 2023. (+0,05 ans). Cette constatation est à relativiser en raison d'une fiabilisation des données Enedis notamment au niveau des réseaux fils nus. Il sera donc nécessaire de vérifier cette tendance avec les données 2025.



L'âge moyen **des réseaux BT souterrain est de 20,13 ans** tandis que **les réseaux aériens ont une moyenne d'âge de 39,46 ans**. Les réseaux BT sont donc plus jeunes que les réseaux HTA.

Néanmoins, les réseaux **fils nus avec une moyenne d'âge de 46,13 ans** et en **particulier les réseaux fils nus faibles sections avec 47,76 ans** pour une durée de vie programmée à 40 ans restent bien évidemment les réseaux BT les plus vieillissant.



A retenir : Les réseaux BT fils nus avec une moyenne d'âge de 46,13 ans sont bien évidemment les réseaux les plus anciens de la concession et doivent être une priorité dans le renouvellement.

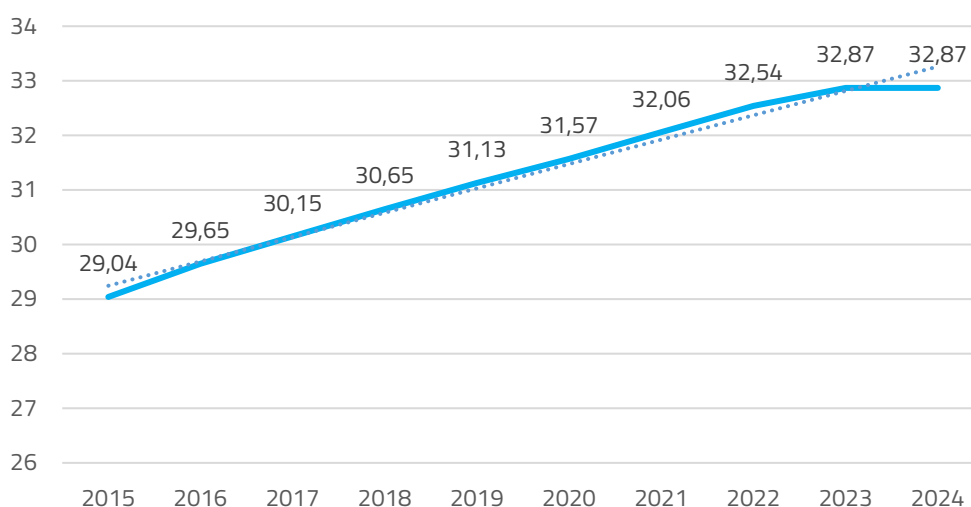
6.3. Age des postes de transformation et des transformateurs

L'âge moyen de l'ensemble des postes de transformation en **2024 sur la concession est de 32,86 ans** pour une durée de vie programmée de 45 ans pour les postes maçonnés, 30 ans pour les postes préfabriqués et les postes sur poteau.

On retrouve sensiblement la même tendance au vieillissement des réseaux BT et HTA avec **une augmentation annuelle moyenne de 0,43 an**, cette tendance est encore plus forte que pour les réseaux HTA (+0,36 an) et pour les réseaux BT (+0.37 an).

2024 semble, comme pour les réseaux BT, faire exception à ce vieillissement avec une moyenne d'âge égale à 2023. Cela devra être vérifié avec les données 2025.

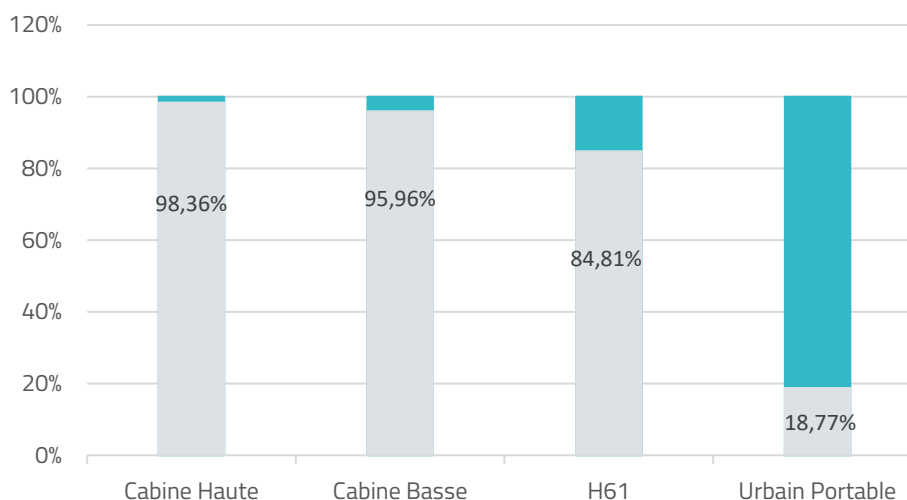
Moyenne d'âge des postes de transformation



Dans le détail, l'âge moyen des différents postes de transformation est de :

- 59,40 ans pour les Cabines Hautes,
- 51,67 ans pour les Cabines Basses,
- 44,86 ans pour les postes H61,
- 20,93 ans pour les postes Urbain Portable (PAC).

% poste dépassant leur durée de vie



Les postes **Cabines Hautes, Cabines Basses et H61** ont très majoritairement dépassés leur durée vie.



A retenir : L'âge moyen des postes de la concession est supérieur aux réseaux BT et HTA avec 32,86 ans. Ils sont l'élément qui vieillit le plus avec une augmentation annuelle de l'âge du parc de 0,43 ans.

Les transformateurs qui équipent ces postes (seules données qu'Enedis possède sur les équipements des postes) **sont plus « jeunes » avec 26,06 ans**. Cela s'explique bien évidemment par les remplacements de transformateur dans le cadre de la maintenance ainsi que pour les adaptations aux charges.



Réponse d'Enedis : le concessionnaire souhaite attirer notre attention sur leur politique d'investissement qui repose essentiellement sur l'incidentologie plutôt que sur l'âge des ouvrages. Ses investissements ont donc moins d'impact sur le vieillissement des réseaux de la concession.

III – La qualité de fourniture

L'électricité est aujourd'hui un produit de 1^{ère} nécessité. Elle représente 25,1% de la consommation d'énergie en France. Dans le cadre de la transition énergétique, elle sera un enjeu majeur dans le remplacement des énergies fossiles. Sa qualité est, de ce fait, primordiale et fait l'objet d'une surveillance toute particulière de la part de notre syndicat. Le réseau de distribution basse et moyenne tension est l'ossature principale du transport des énergies renouvelables. Il est donc primordial.

L'analyse proposée dans ce rapport est réalisée de façon à avoir une image globale de la qualité de l'électricité sur notre concession.

1. Le critère B

Le critère B est un des indicateurs pour mesurer la qualité du réseau. Il correspond à la durée annuelle moyenne de coupure par installation de consommation raccordée en BT.

Dans un premier temps, il est repris, ci-dessous, les valeurs du critère. Le critère B se compose des durées de coupure dues :

- aux incidents intervenus sur les réseaux BT et HTA,
- aux travaux effectués sur les réseaux BT et HTA,
- aux réseaux amonts de la concession (réseaux de transport et poste source).

Dans un premier temps, il est repris, ci-dessous, les valeurs du critère depuis 2018 :

Critère B - Détail (mn)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Critère B National	63,9	64,3	58,4	56,02	59,49	72,93	71,57
Critères B concession (toutes causes confondues)	48,4	42,3	45,1	63,9	41,0	55,9	67,9
Critères B HIX (toutes causes confondues hors incidents exceptionnels)	47,1	41,8	34,5	54,2	40,4	55,1	66,1
Dont origine RTE (incident sur le réseau de transport)	1,1	0,3	0,1	1,3	1,3	0,7	0,4
Dont incident sur le réseau de distribution publique	35,5	27,7	23,4	38,3	26,5	38,2	44,65
Dont incident poste source	0,7	0,1	0,4	1,8	0,1	0,4	0,57
Dont incident réseau HTA	26,3	19,5	16,1	24,9	18,8	29,3	35,44
Dont incident réseau BT	8,5	8,1	6,9	11,6	7,6	8,5	8,64
Dont travaux sur le réseau de distribution publique	10,5	13,82	11	14,6	12,6	16,2	21,07
Dont travaux sur le réseau HTA	7,3	10,32	7,5	9	8,2	9,4	13,61
Dont travaux sur le réseau BT	3,2	3,5	3,5	5,6	4,4	6,8	7,46

La valeur du critère B 2024 s'établit à 67,9 mn sur notre concession. Il est en hausse importante par rapport à 2023 (+17.67%) alors que dans le même temps la valeur de ce dernier au national connaît une légère baisse de -1.9% s'établissant à 71,57 mn. Malgré cette hausse importante, notre département demeure très bien placé par rapport au reste du pays.

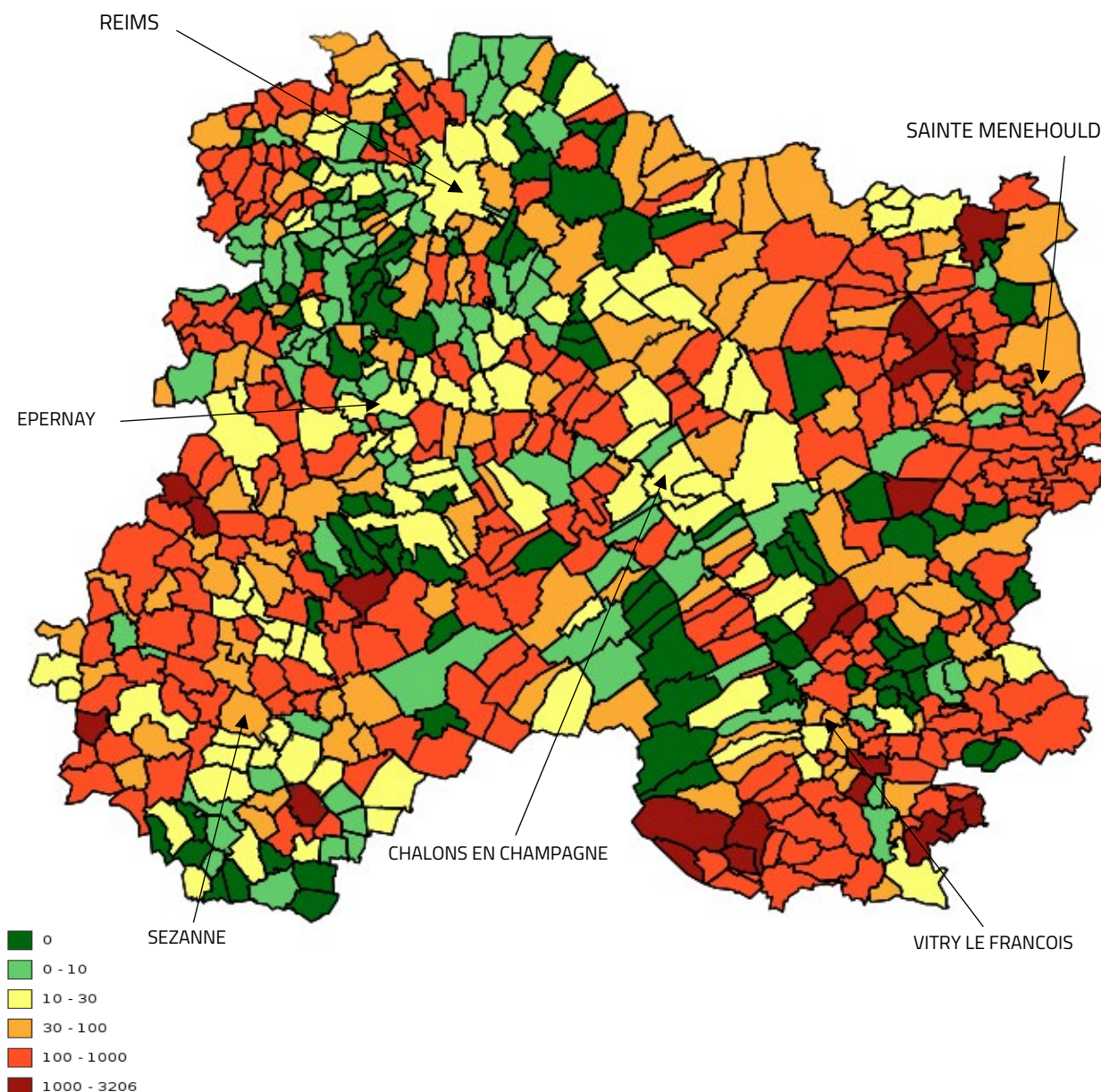
Ces résultats sont la conséquence :

- D'une augmentation importante des temps de coupure, **conséquence d'incidents sur le réseau HTA (+6,14min)** alors que dans le même temps les incidents sur le réseau BT sont plutôt stables.
- D'une hausse des temps de coupure due principalement aux **travaux sur les réseaux HTA (+4,21min)**.

Ces 2 constatations amènent à considérer qu'il y a un besoin d'investissement important à réaliser sur les réseaux HTA dans les prochaines années. L'augmentation de la durée du temps de coupure due aux travaux sur les réseaux HTA montre que le processus est engagé.

Le critère B peut également être évalué commune par commune. La carte ci-dessous nous donne l'évaluation du critère B par communes. Ces données doivent être analysées avec toutes les précautions d'usage. Le critère sur une même commune peut être très variable d'une année à l'autre. Néanmoins, on retrouve certaine similitude avec les cartes des taux de réseaux HTA et BT sur le département. Une très large partie centrale du département semble plus avantagée sur les temps de coupure en corrélation à des taux de réseau souterrain plus élevés.

Critère B par commune

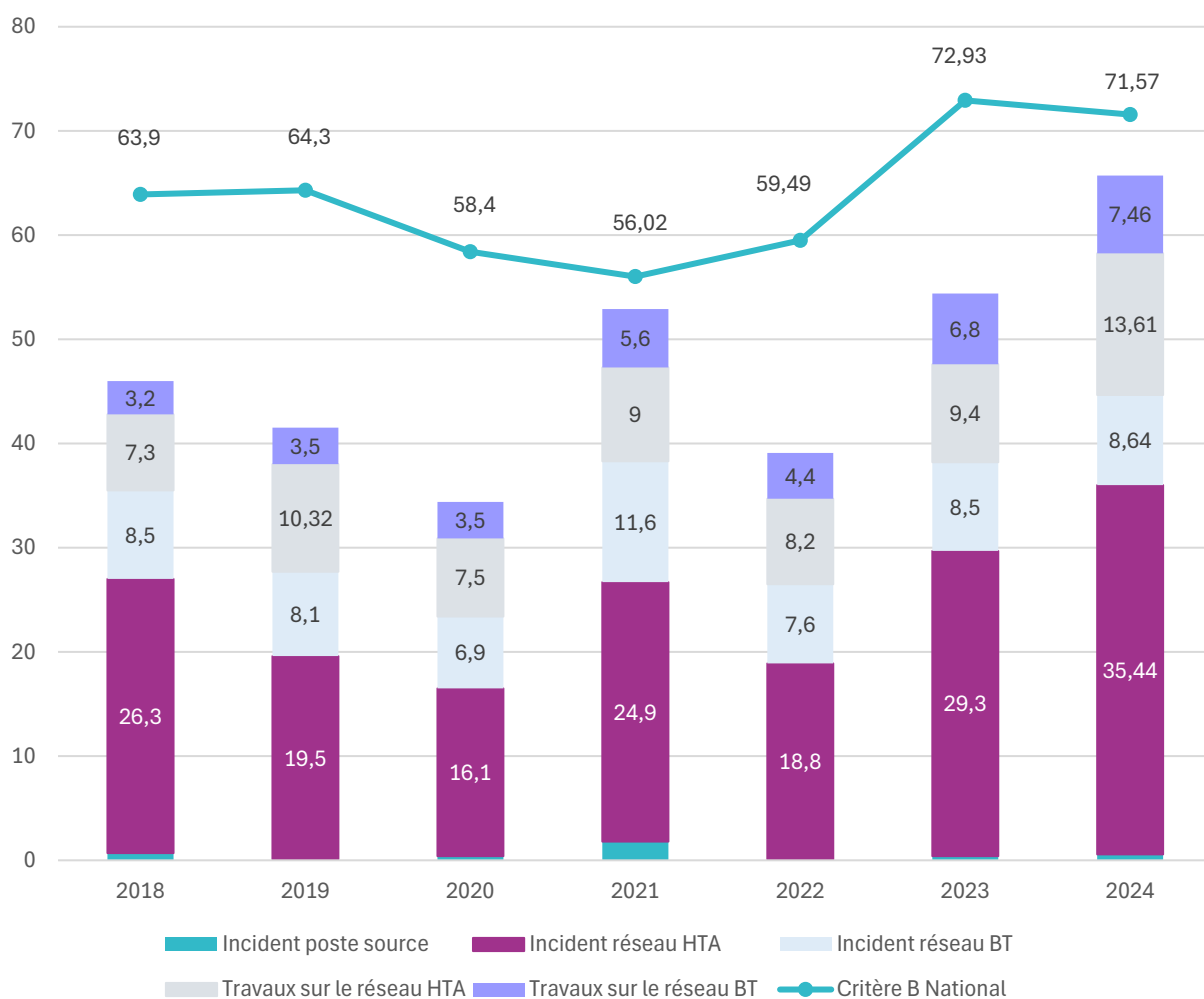


Il est également intéressant de comparer, afin d'avoir une vision décorrélée des événements exceptionnels, le critère B HIX (dit « hors événement exceptionnel »).

A titre de rappel, sont considérés comme événements exceptionnels (source CRE) :

- les destructions dues à des actes de guerres, émeutes, pillages, sabotages, attentas, atteintes délictuelles,
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables imputables à des tiers (incendies, explosions, chute d'avion),
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de productions raccordées au réseau de transport,
- les catastrophes naturelles au sens de la loi,
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que celles-ci ne résultent pas du comportement ou de l'inaction du GRD,
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée, dès lors que d'une même journée et avec la même cause, au moins 100 000 utilisateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution, sont privés d'électricité.

Répartition du critère B HIX



Dans la Marne, les dernières années n'ont pas connu d'évènements exceptionnels majeurs. Le critère B HIX reste très proche du critère B. (toutes causes confondues)

Autre indice de fiabilité des réseaux, le critère B climatique est le temps moyen de coupure d'alimentation BT dû aux aléas climatiques par usager. Il est de **20,54 min pour l'année 2024**. Il est **en hausse est de 2,33 min par rapport à 2023**. Ce chiffre se situe au-dessus des valeurs habituellement observées sur la concession (moyenne de 19,10 min sur la période 2009/2019).

Même si le département de la Marne n'a pas connu de catastrophe naturelle au sens de la loi, l'année 2024 a été marquée par des précipitation très excédentaire (+21% sur la région Grand Est selon Météo France) et surtout des vagues de chaleur intenses en été. Ce nouveau type d'intempérie impacte principalement les réseaux souterrains. Tout ceci a eu un impact sur la hausse du critère B TCC.



A retenir : Le critère B toutes causes confondues s'établit à 67,9 min en 2024. Les incidents ainsi que les travaux sur le réseau HTA sont la principale cause de cette hausse. Une hausse de 11,34% du critère Bclimatique est également à noter.

2. Le réseau HTA

2.2. Les interruptions de fourniture

2.2.1. La surveillance des réseaux

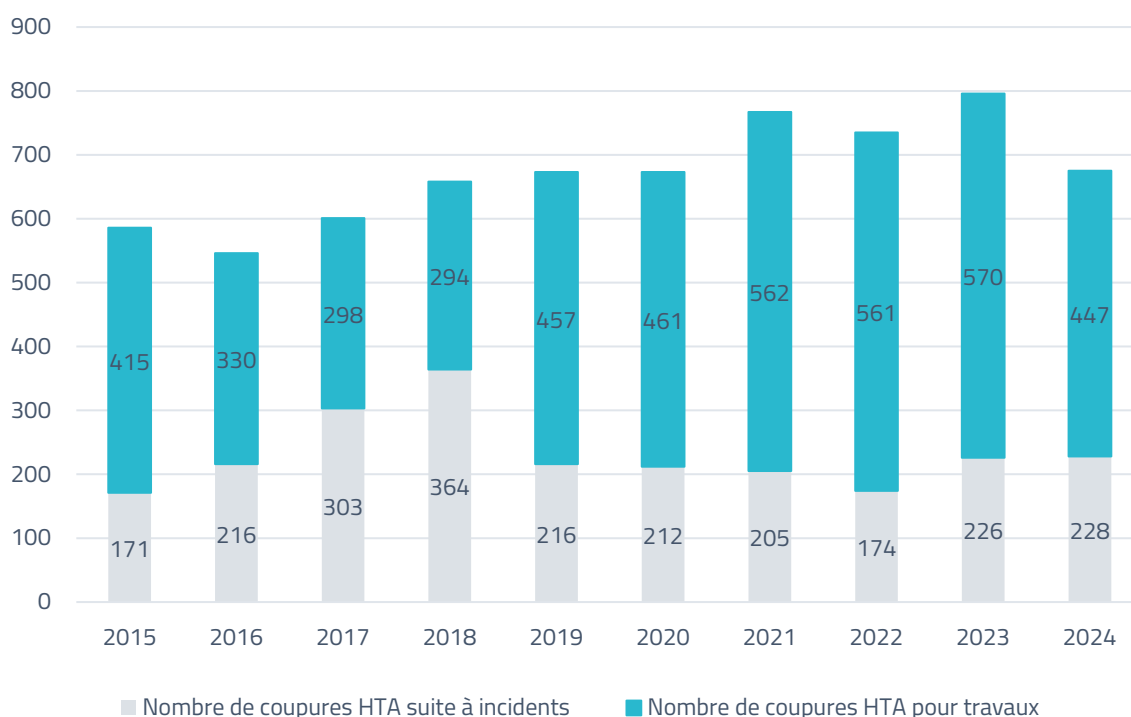
Comme évoqué dans le détail patrimonial, la concession, en 2024, était alimentée par 462 départs HTA pour une longueur de 7537,58 km. Ce réseau de structure a été le **siège de 675 interruptions de fourniture dites « coupures longues »** car supérieures à 3mn (-121 par rapport à 2023 soit -17,93%). Même si ce chiffre peut apparaître élevé, il est très proche de la moyenne depuis 10 ans qui s'établit à 671.

Il est toutefois nécessaire de scinder ce chiffre en deux types d'évènements afin de mieux l'appréhender. En effet, 66,6 % de ce volume de coupure correspond à des arrêts d'alimentation à la suite de travaux du concessionnaire ou du TE 51 dans le cadre de maintenance lourde et d'opérations d'investissement programmées, celles-ci n'ayant pu être réalisées sous tension ou évitées par la mise en place de groupes électrogènes.

Ainsi en 2024 ces coupures peuvent se décomposer en :

- 228 coupures suite à incidents (+2 par rapport à 2023 soit +0,88 %),
- 447 coupures pour travaux (-123 par rapport à 2023 soit -27,52 %).

Nombre d'interruptions de fourniture

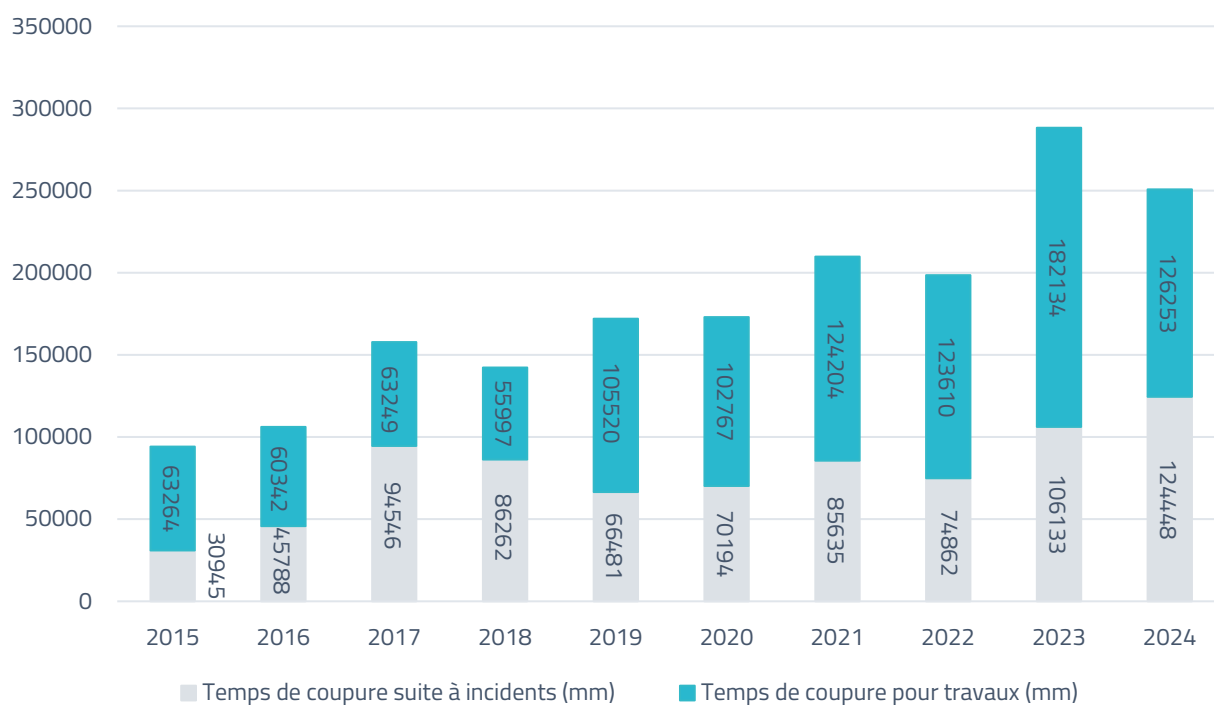


L'impact de ces coupures se mesure principalement en termes de durée. Elles peuvent ainsi se décomposer en :

- 124 448 minutes de coupure à la suite d'incidents (+18 315 min par rapport à 2023 soit +17,16 %),
- 126 253 minutes de coupure à la suite de travaux (- 55881 min par rapport à 2023 soit -30,68 %).

Les temps de coupure à la suite d'incidents sont donc en forte hausse. Comme le montre le graphisme ci-dessous, il s'agit de **la durée la plus élevée depuis 10 ans**. Le temps de coupure pour travaux, bien qu'en baisse par rapport à 2023, est également à un niveau très élevé. Il se positionne en 2^{ème} position depuis 10 ans.

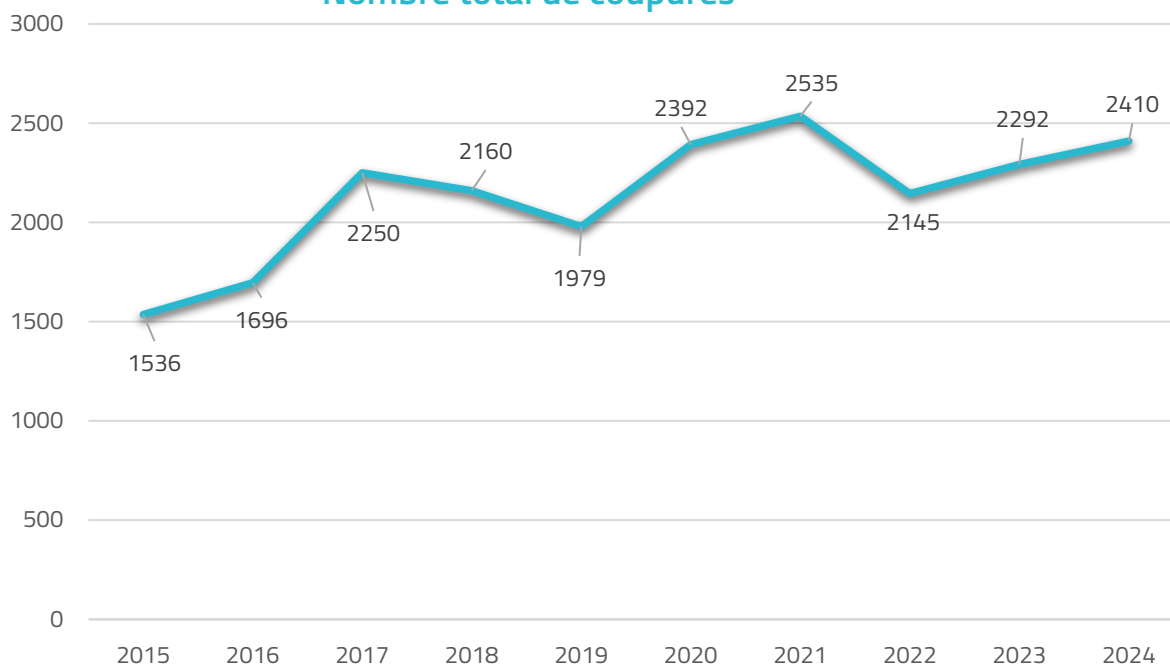
Les interruptions de fourniture en temps



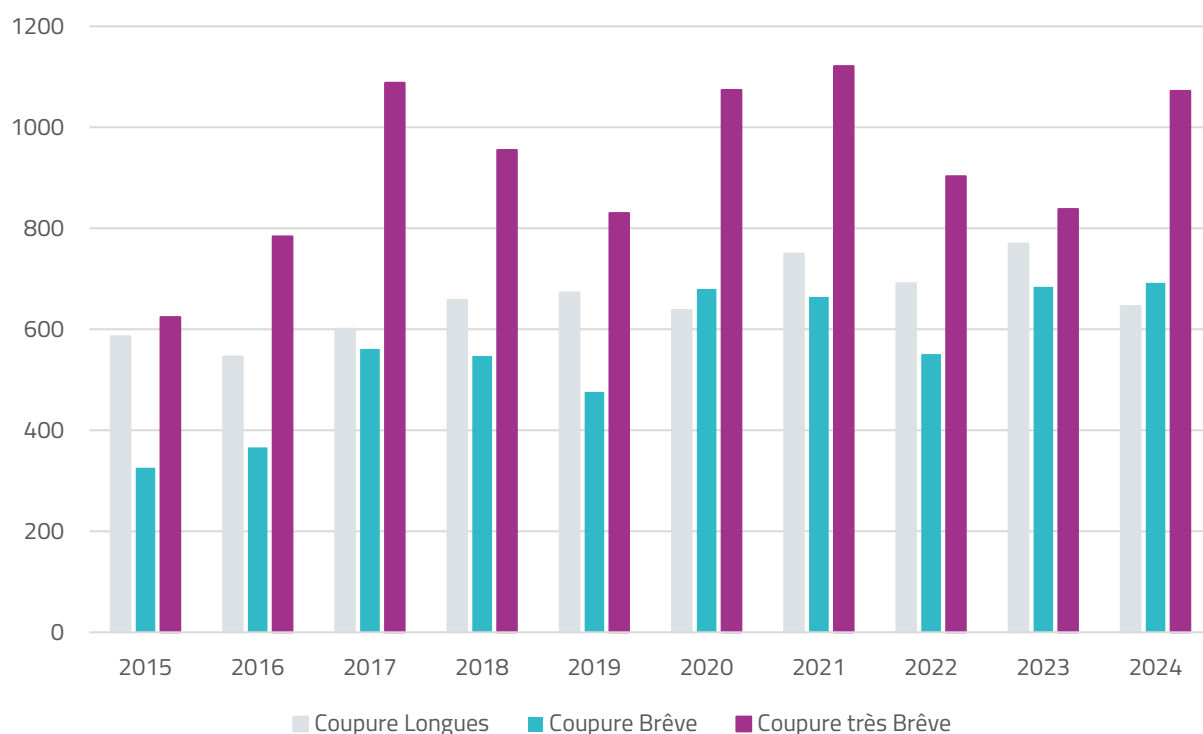
Les coupures « brèves » et « très brèves »

Deux autres types de coupure surviennent régulièrement sur les réseaux HTA. Il s'agit des coupures dites « brèves » si leur durée est inférieure à 3mn et « très brèves » (ou « microcoupure ») si elles ont une durée inférieure à 1 seconde.

Nombre total de coupures



Détail des coupures longues brèves et très brèves



Comme indiqué sur les graphiques ci-dessus, le nombre total de coupure est globalement en hausse en 2024. Il s'établit en 2^{ème} position sur la dernière décade.

On constate également une hausse des coupures « très brèves ». Même si elles n'entrent pas dans l'évaluation de la qualité de la tension, ces dernières peuvent être très perturbatrices pour les particuliers et les petites entreprises ne disposant pas d'onduleur (par exemple). C'est pourquoi, la hausse de ce type d'interruption est toujours à signaler.



A retenir : De manière globale, les durées de coupure HTA sont à un niveau élevé en 2024. Cela corrobore l'augmentation du critère B sur notre département.

2.2.2. Analyse des coupures longues

2.2.2.1. Généralités

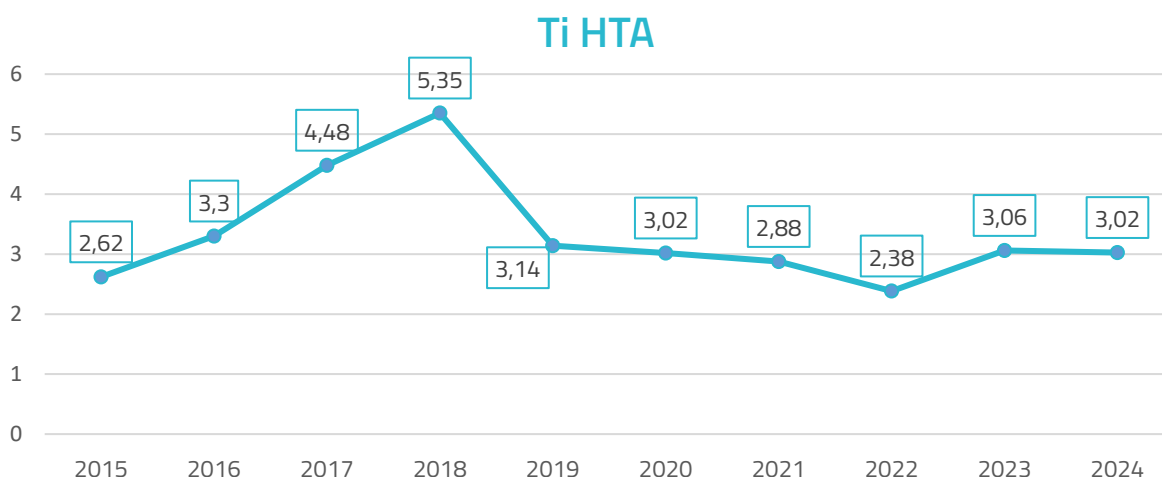
Comme exposé ci-avant, la concession marnaise a été le siège de 675 interruptions de fourniture d'électricité générant un total de 250 701 mn de coupure cumulées (soit environ 4 178 heures ou encore 174 jours).

2.2.2.2. Coupures suite à incidents

a) Taux d'incident par 100 km de réseau

Les 7 537,58 km de réseau HTA ont subi 228 coupures à la suite d'incident ce qui permet d'en déduire un taux d'incident (Ti) pour 100 km de :

$$TI = (228 \times 100) / 7537.58 = 3.02$$

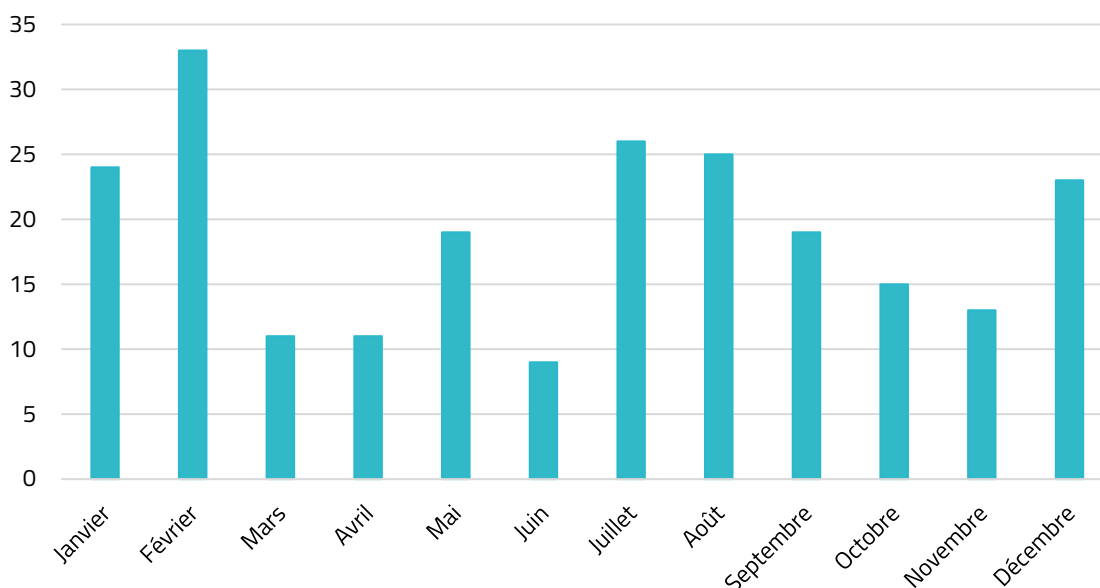


Le Ti_{2024} reste très stable par rapport aux précédentes années.

b) Répartition mensuelle des incidents

Mois	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre
Incidents	24	33	11	11	19	9	26	25	19	15	13	23

Nombre d'incidents par mois

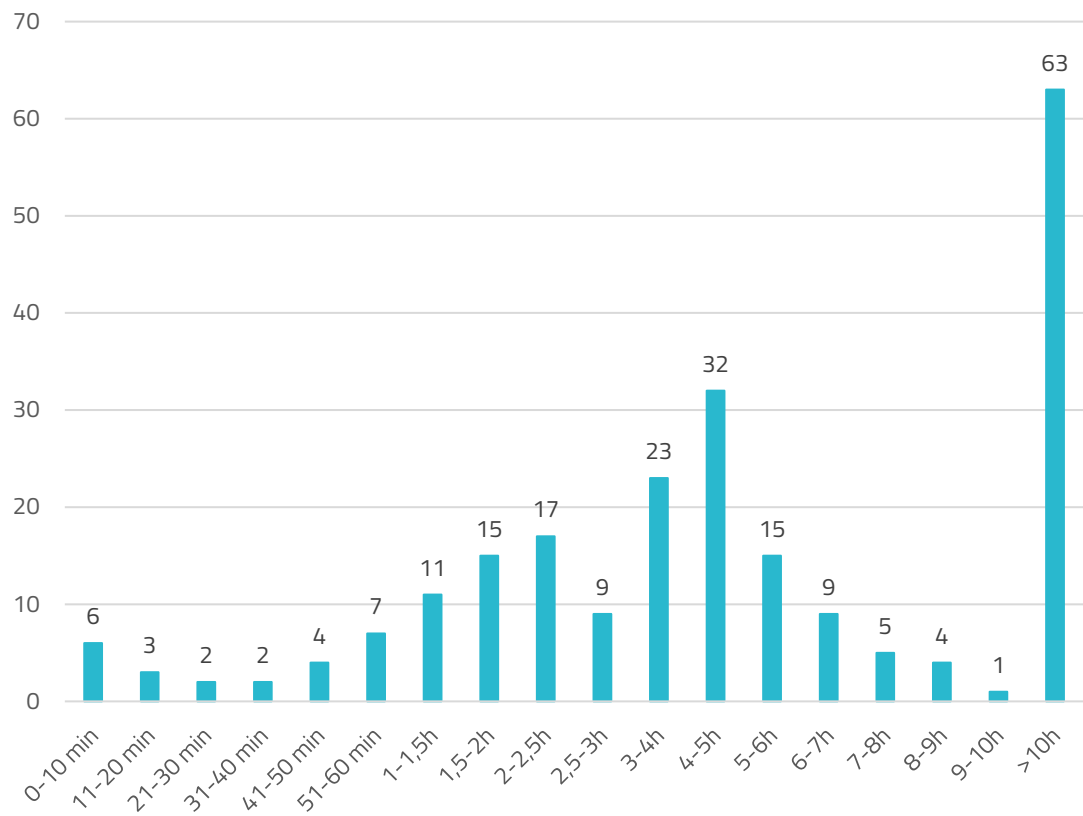


La moyenne d'incidents par mois est de 19. Dans le détail, **Les mois d'hiver (décembre/janvier/février) et d'été (juillet/aout/septembre) sont les plus soumis aux incidents.** Ces 6 mois où les aléas climatiques sont les plus nombreux comptabilisent 65% des incidents.

c) Durées des coupures pour incidents

La durée moyenne de coupure par incident est de 557,79 mn soit 9,3 heures avec une durée mini de 4 mn et maxi de 7 010 mn. Le graphique ci-dessous reprend le nombre d'incidents par plage de temps de coupure. Il met en évidence que la grande majorité des coupures sont de longues durées supérieures à 1h.

Nombre d'incidents par plage de temps de coupure



Sur les 228 incidents subis en 2024, 82 ont une durée supérieure à 6 h et ont impacté 53 091 abonnés.

Sur ces 82 incidents, 65 ont une durée supérieure à 10 h et font subir une interruption de fourniture à 43 078 abonnés.

Les 65 incidents sont les suivants :

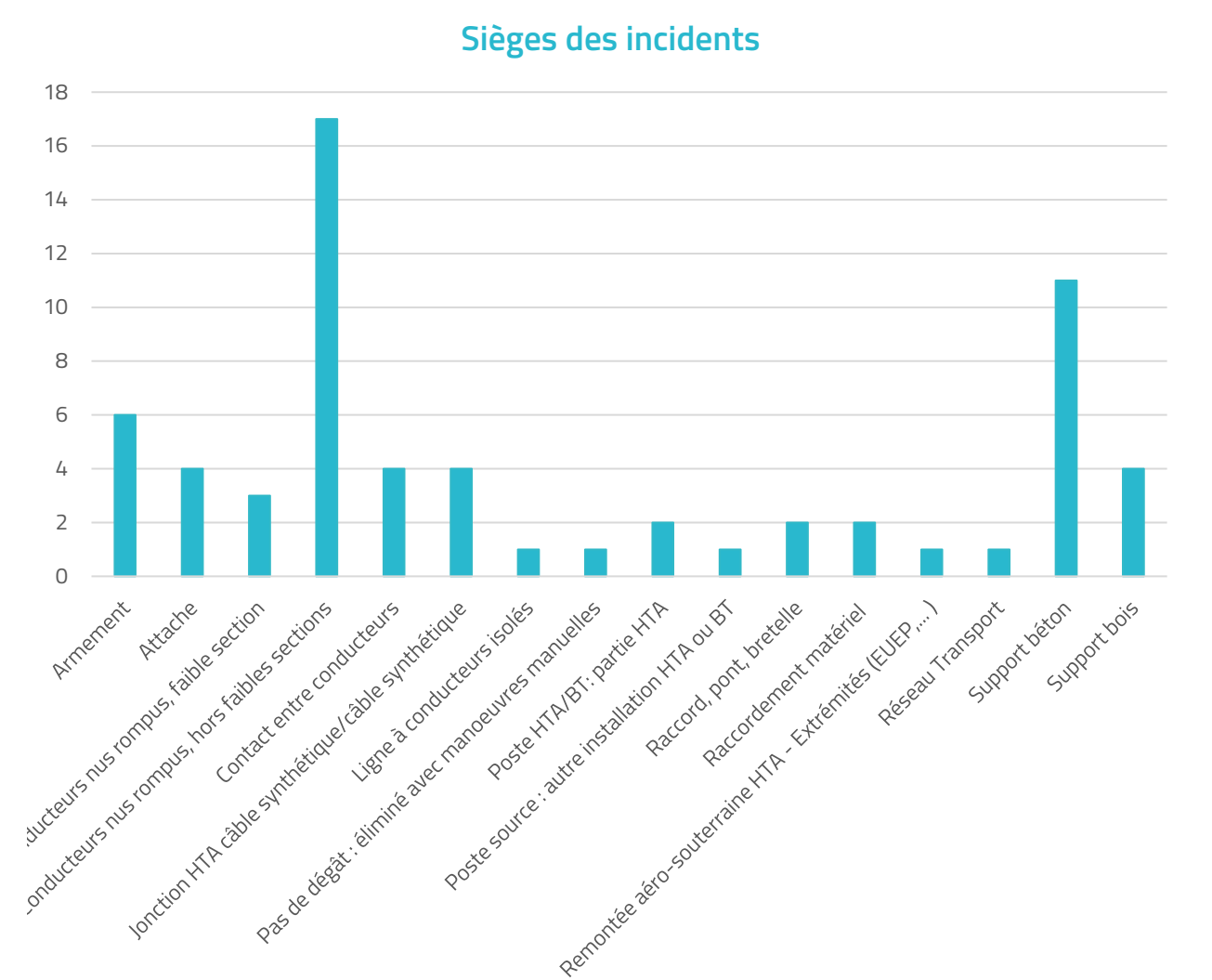
Nom du poste source	Date	Durée maximale (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
MAUPAS (A CONTAULT)	02/01/2024	983	31368	Contact entre conducteurs	Chute d'arbre par vent
CHAUSSEE (LA)	02/01/2024	1041	1354	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
ST-DIZIER	02/01/2024	1180	352	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
ST-BRICE	02/01/2024	1069	1481	Support béton	Abattage insuffisant
MAROLLES	08/01/2024	741	135	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute de branche par vent

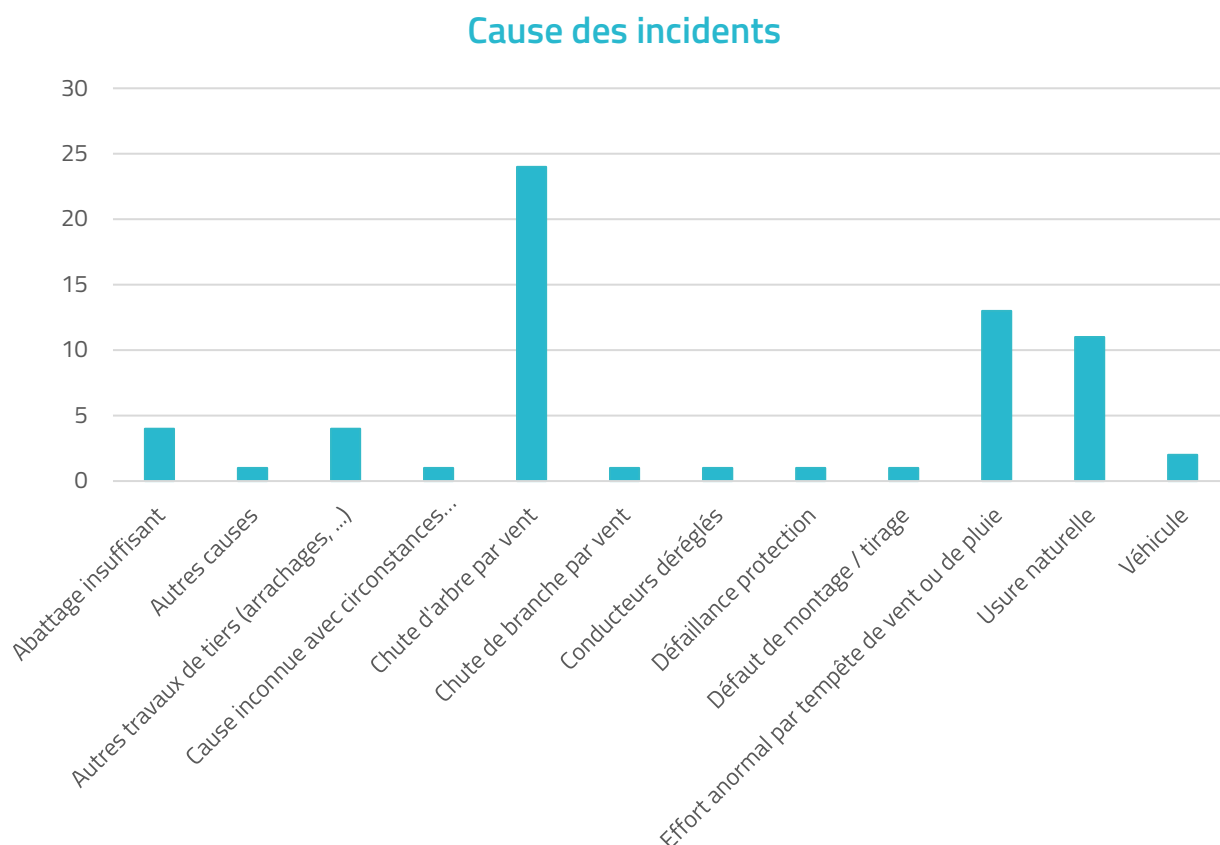
Nom du poste source	Date	Durée maximale (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
STE-MENEHOULD	08/01/2024	1758	333	Attache	Conducteurs déréglés
MAROLLES	18/01/2024	758	211	Remontée aéro-souterraine HTA - Extrémités (EUEP,...)	Usure naturelle
MONTMIRAIL	24/01/2024	1367	986	Armement	Usure naturelle
DORMANS	08/02/2024	756	195	Ligne à conducteurs isolés	Usure naturelle
RECY	21/02/2024	1170	446	Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	Cause inconnue avec circonstances atmosphériques normales
PRIEURE (LE)	22/02/2024	1199	382	Contact entre conducteurs	Effort anormal par tempête de vent ou de
MONTMIRAIL	22/02/2024	1414	27	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	22/02/2024	1395	627	Attache	Effort anormal par tempête de vent ou de
STE-MENEHOULD	22/02/2024	1333	423	Conducteurs nus rompus, faible section	Chute d'arbre par vent
DORMANS	22/02/2024	1113	336	Armement	Chute d'arbre par vent
RECY	22/02/2024	1306	1304	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
MONTMIRAIL	22/02/2024	1390	465	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
AULNAY (-AUX-PLANCHES)	22/02/2024	1175	365	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
STE-MENEHOULD	22/02/2024	1539	1826	Raccord, pont, bretelle	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
FISMES	22/02/2024	1583	567	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
ST-BRICE	22/02/2024	1008	344	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	22/02/2024	1375	624	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
SEZANNE	22/02/2024	1116	132	Attache	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
SEZANNE	22/02/2024	1178	103	Conducteurs nus rompus, faible section	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
MONTMIRAIL	24/02/2024	899	295	Conducteurs nus rompus, faible section	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	24/02/2024	974	164	Contact entre conducteurs	Chute d'arbre par vent
ST-BRICE	28/02/2024	777	506	Poste HTA/BT: partie HTA	Usure naturelle
SEZANNE	14/03/2024	2905	571	Poste HTA/BT: partie HTA	Usure naturelle
CHAUSSÉE (LA)	21/03/2024	1063	435	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Autres travaux de tiers (arrachages, ...)

Nom du poste source	Date	Durée maximale (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
MAUPAS (A CONTEAULT)	26/03/2024	910	637	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
SAUDRUPT	03/04/2024	902	794	Attache	Usure naturelle
OIRY	06/04/2024	1438	547	Raccordement matériel - Connecteurs séparables HTA	Usure naturelle
STE-MENEHOULD	15/04/2024	1342	1091	Support béton	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
RECY	15/05/2024	656	1300	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Abattage insuffisant
COMPERTRIX	19/05/2024	890	63	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
MAROLLES	29/06/2024	5479	377	Armement	Effort anormal par tempête de vent ou de
MAROLLES	07/07/2024	1666	407	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
MAROLLES	10/07/2024	629	392	Support béton	Effort anormal par tempête de vent ou de
MAROLLES	10/07/2024	1066	1398	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
ST-DIZIER	10/07/2024	2265	354	Support béton	Chute d'arbre par vent
MONTMIRAIL	20/07/2024	1134	661	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de
MONTMIRAIL	20/07/2024	1028	985	Support bois	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	20/07/2024	1416	866	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de pluie
CUBRY	20/07/2024	684	410	Raccord, pont, bretelle	Effort anormal par tempête de vent ou de
MAROLLES	01/08/2024	1712	217	Support béton	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	02/08/2024	984	118	Raccordement matériel - Connecteurs séparables HTA	Usure naturelle
STE-MENEHOULD	19/08/2024	618	294	Support béton	Autres travaux de tiers (arrachages, ...)
OIRY	20/08/2024	703	231	Contact entre conducteurs	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	24/08/2024	1238	826	Armement	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	24/08/2024	1318	293	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
MAROLLES	24/08/2024	1123	638	Support béton	Chute d'arbre par vent
COTELETTE	27/08/2024	2680	1	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Défaut de montage / tirage
MAROLLES	10/09/2024	797	217	Armement	Abattage insuffisant
STE-MENEHOULD	27/09/2024	7010	104	Support bois	Abattage insuffisant
FISMES	05/10/2024	1003	378	Support béton	Autres travaux de tiers (arrachages, ...)

Nom du poste source	Date	Durée maximale (mn)	Nombre total de clients coupés	Siège	Cause
FISMES	09/10/2024	940	139	Contact entre conducteurs	Chute d'arbre par vent
LINGUET	15/10/2024	4557	689	Support béton	Autres travaux de tiers (arrachages, ...)
ST-BRICE	06/12/2024	733	634	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Chute d'arbre par vent
MONTMIRAIL	06/12/2024	752	280	Armement	Chute d'arbre par vent
FERE-CHAMPENOISE	22/12/2024	3482	91	Support bois	Chute d'arbre par vent
MONTMIRAIL	20/06/2024	1568	295	Support béton	Véhicule
MONTMIRAIL	01/08/2024	1406	27	Support béton	Chute d'arbre par vent
FERE-CHAMPENOISE	13/09/2024	1591	413	Support bois	Véhicule
GUIGNICOURT	04/07/2024	695	6746	Réseau Transport	Autres causes
REVIGNY	05/07/2024	1350	5264	Poste source : autre installation HTA ou BT	Défaillance protection

Les histogrammes ci-après nous permettent de mettre en valeur les causes et les sièges de ces 65 incidents.





Dans le détail, Il est constaté qu'en 2024 les éléments les plus fréquents à l'origine de l'incident sont :

- Les conducteurs
- Les supports bétons
- Les Armements



A retenir : Les incidents sur les éléments des réseaux aériens HTA sont responsables des plus longues coupures.

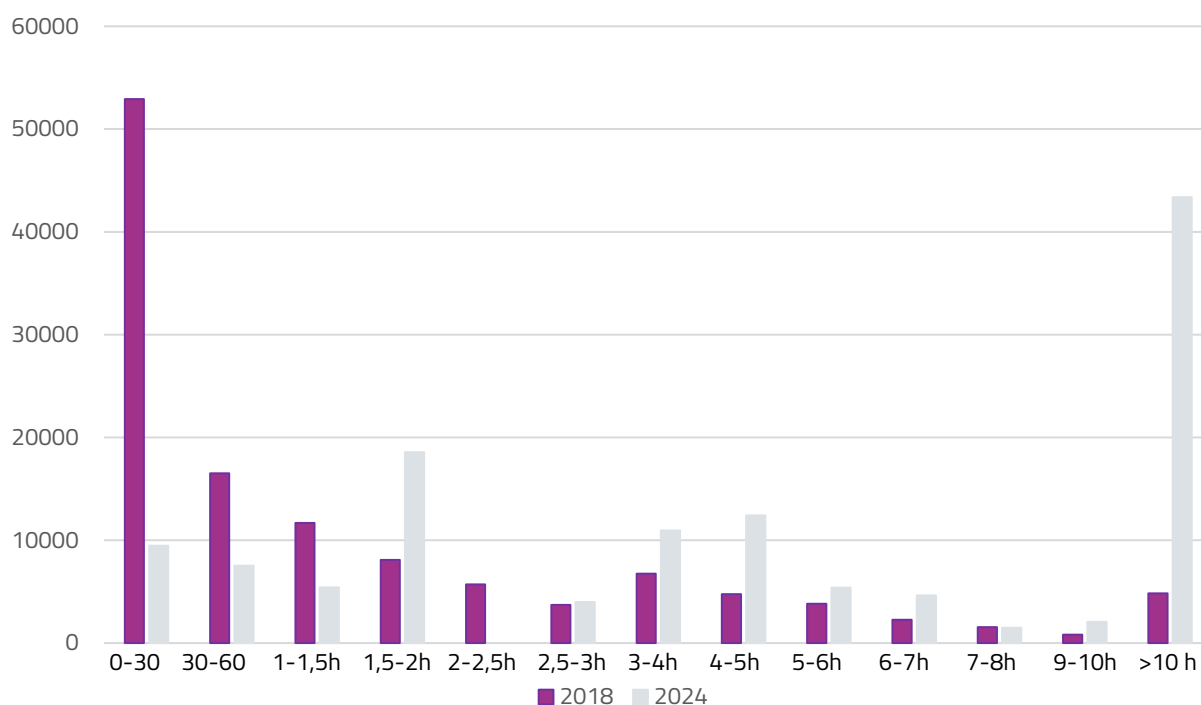
La première cause de ces incidents est de très loin les aléas climatiques devant l'usure naturelle des installations.

d) Impact des coupures sur les abonnés

Il ressort des tableaux fournis par ENEDIS que les coupures à la suite d'incidents sur le réseau HTA ont causé **une interruption de fourniture chez 136 500 abonnés (+9,17 % par rapport à 2023)**.

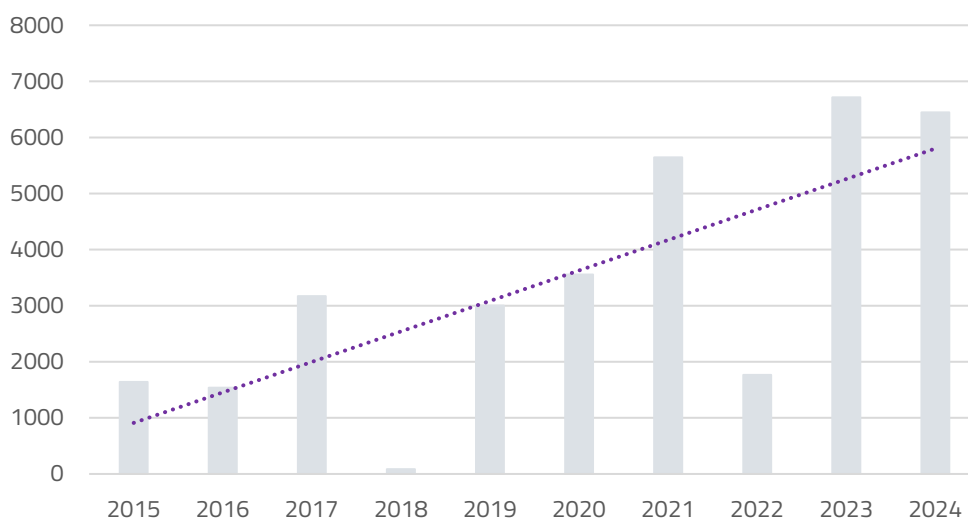
Si le nombre d'abonnés coupés est en augmentation, il est également intéressant de remarquer le glissement des temps de coupure. Comme le montre le graphique ci-dessous qui compare 2024 à 2018, le nombre de clients impactés par des plages de temps de coupure courtes (0-1,5h) est en forte baisse, tandis que dans le même temps, celles de plus longues durées (supérieures à 4h) connaissent une hausse des clients coupés très importante, notamment pour les coupures supérieures à 10H.

Nombre d'abonnés impactés par plage de temps de coupure



Si on analyse les données sur la dernière décade, même si des disparités importantes se produisent d'une année sur l'autre, on observe une tendance à l'augmentation progressive du nombre de clients coupés sur plus de 24h.

Nombre Clients coupés plus de 24h



A retenir : L'augmentation des durées de coupure à la suite des Incidents HTA a un réel impact pour les clients. En 2024, 6 447 clients ont connu une coupure de plus de 24h.

2.2.2.3. Coupures pour travaux

Les coupures pour travaux sont des interruptions de fourniture volontaires réalisées dans le cadre d'opérations d'entretien, de réparation ou de travaux neufs entrepris par ENEDIS ou le TE 51 lorsqu'il n'a pas été possible de les réaliser sous tension.

Cause	Nombre	Durée (mn)	Nombre de clients coupés
Adaptation aux charges	2	51	221
Corps étranger	2	436	143
Coupure à la demande des autorités (ou de GRDF)	3	277	513
Coupure HTA pour réparation suite à un incident BT	4	246	141
Maintenance lourde (prolongation durée de vie des ouvrages)	16	5404	1400
Réparation définitive suite à incident	47	14763	5147
Travaux de déplacement d'ouvrage à la demande de tiers	2	754	3
Travaux de maintenance courante (hors élagage)	73	16614	3303
Travaux de raccordement Producteurs	12	3194	274
Travaux de raccordement sous MOA Enedis	80	17869	3681
Travaux de raccordement sous MOA TE 51	4	1508	133
Travaux de tiers à proximité des ouvrages	1	116	78
Travaux d'élagage	45	7816	4324
Travaux délibérés (investissements) sous MOA Enedis	78	32309	3138
Travaux délibérés (investissements) sous MOA TE 51	25	6487	1956
Travaux urgents (mise en sécurité décidée par Enedis)	53	23313	6335
Total général	447	131157	30790

Le nombre de **coupures pour travaux HTA** est très fluctuant d'année en année malgré une tendance générale à la hausse. Il est en baisse de -27,52 % par rapport à 2023

Les causes principales de ces coupures sont :

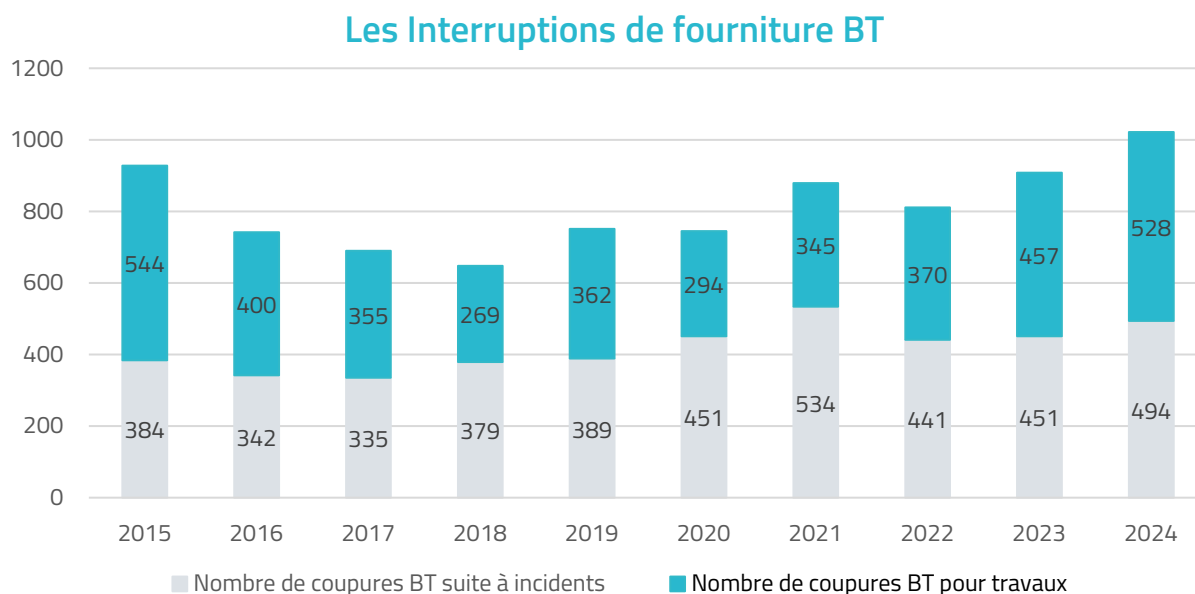
- Les travaux entrepris par le concessionnaire et le concédant (103),
- Les travaux de raccordement par le concessionnaire et le concédant (84),
- Les travaux de maintenance courante (73),
- Les travaux de mise en sécurité (53),
- Les travaux d'élagage (45),
- ...

3. Le réseau BT

3.1. Les interruptions de fourniture

Le réseau basse tension de la concession a été le siège de **1 022 coupures basse tension** répertoriées dans les bases statistiques du concessionnaire en 2024 pour une durée totale de 193 992 minutes (environ 3 233 h). Ces coupures se répartissent en deux groupes, les coupures à la suite d'incidents (494 pour une durée de 115 553 minutes) et les coupures pour travaux (528 pour une durée de 78 439 minutes).

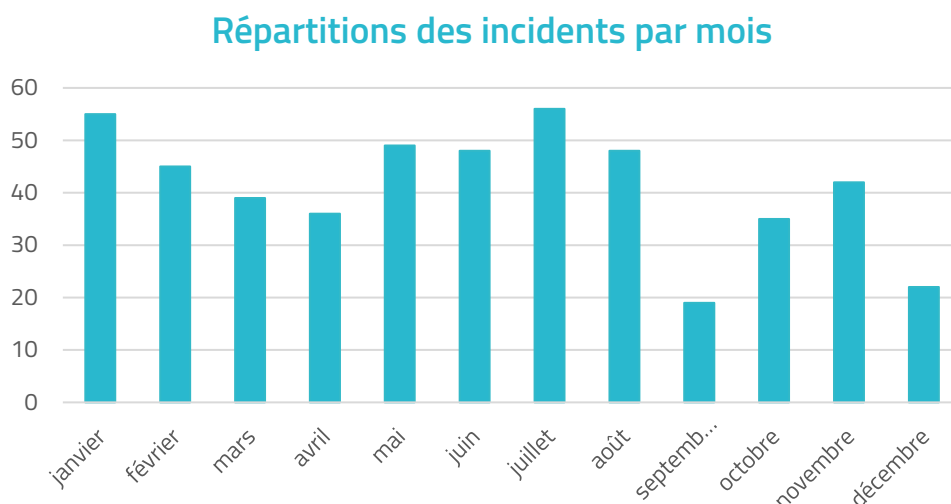
Comme présenté ci-dessous, ce nombre est en augmentation par rapport à 2023 et se trouve être supérieur à la moyenne de la décade présentée (812 interruptions de moyenne pour 1 022 interruptions en 2024). Sur les 10 dernières années, une tendance se précise depuis 2018. Il faut néanmoins pondérer ces chiffres par la croissance du linéaire de réseau BT sur ces 10 années qui est de 385,86 km soit +8,07%.



3.1.1. L'analyse des coupures longues à la suite d'incident

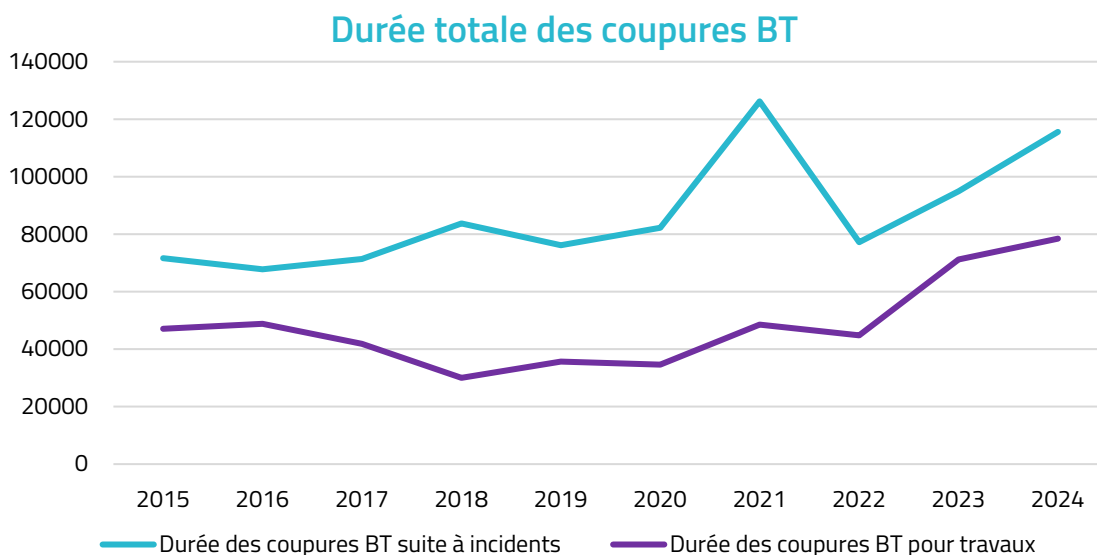
L'analyse suivante porte sur les 464 coupures à la suite d'incident répertoriées par ENEDIS.

3.1.1.1. Répartition mensuelle des coupures



On constate une moyenne mensuelle de 41,2 incidents par mois. Contrairement aux incidents HTA, **il ne se dégage pas de tendances fortes**. Les incidents sur le réseau BT sont répartis de manière plus uniforme durant l'année. Le réseau BT marnais très majoritairement souterrain est moins soumis aux aléas climatiques durant les mois d'été et d'hiver que le réseau HTA.

3.1.1.2. Durée des coupures



Alors que le nombre d'interruptions est relativement constant sur la dernière décade, leur durée a augmenté ces dernières années. Depuis 2015 on observe une hausse de **+61,3% de la durée totale des coupures pour incidents** et de **+66,6% de la durée totale de coupure pour travaux**. Il faut néanmoins pondérer ces chiffres par la croissance du linéaire de réseau BT sur ces 10 années qui est de 385,86 km soit +8,07%.

Pour 2024 on observe une poursuite de cette hausse avec **+21,73% de la durée totale des coupures pour incidents** et **+10,21% de la durée totale des coupures pour travaux**.

La durée moyenne d'une interruption de fourniture est de 189,81 mn en 2024 avec :

- une durée minimale de 4 mn pour 3 incidents à Vitry le François (Rupture de neutre) Montmirail (condensation/inondation dans un transformateur HTA/BT) et Pleurs (choc d'un véhicule dans un support béton)
- une durée maximale de 8 558 mn pour une chute d'arbre sur un réseau aérien en fils nus de faible section à Cormicy.

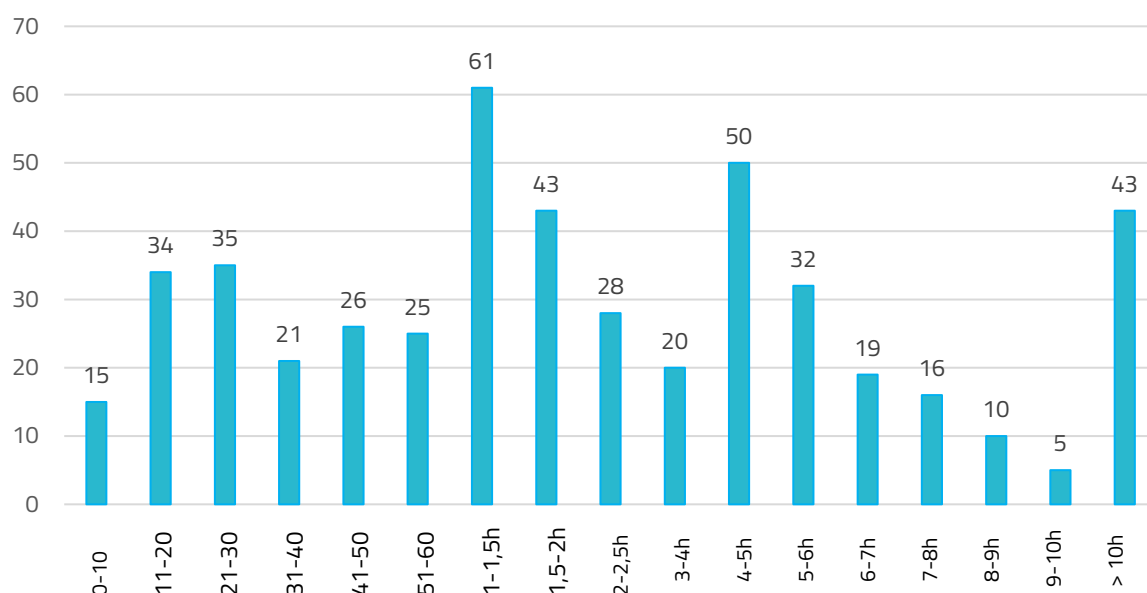
L'analyse de l'ensemble des données sur les coupures longues BT amène plusieurs remarques :

- la cause « usure naturelle » reste dominante comme cause d'incident (235 sur les 494 incidents répertoriés soit 52,4 % du total des incidents) et fait apparaître des besoins d'investissement sur les ouvrages basse tension vieillissant.
- **Certaines durées de coupure semblent toujours peu réalistes.** En effet, chaque année nous nous interrogeons sur les temps de coupure inférieurs à 60mn (151 sur 494 en 2024). Nous notons par exemple :
 - Un support béton à la suite d'un choc avec un véhicule réparé en 4 min
 - un câble synthétique endommagé suite à des travaux solutionnés en 5 min
 - une réparation de boîte de raccordement sur un câble CPI réparé en 10 min



Réponse d'Enedis : Ces durées sont bien réelles. Dans les cas cités précédemment, les usagers n'ont pas subi de coupure au moment de l'incident. La continuité du réseau a été maintenue. Les coupures sont consécutives à la réparation de l'ouvrage réalisés ultérieurement. Elles sont néanmoins associées à l'incident d'origine.

- Le graphique ci-après reprend le nombre d'incidents par plage de temps de coupure :



Il ne se dégage pas de réelle tendance sur cette répartition. Il est à noter 2 points :

- 156 incidents ont une durée inférieure ou égale à 2 heures (et peuvent, pour partie, entrer dans le questionnement précédent relatif aux durées de coupures annoncées dans le bilan transmis par ENEDIS).
- Les coupures ont une durée majoritairement comprise entre 1h et 1h30.
- 43 événements ont une durée supérieure à 10 heures.

Dans le détail, voici les 43 coupures dont la durée est supérieure à 10 heures :

Date	Durée (Min)	Commune	Siège de l'interruption	Cause de l'interruption	Nb Total Clients coupés
15/01/2024	701	LE GAULT-SOIGNY	Poste HTA/BT: partie BT	Dépassement de capacités électriques	25
15/01/2024	649	LE GAULT-SOIGNY	Poste HTA/BT: partie BT	Dépassement de capacités électriques	41
18/01/2024	1461	REIMS	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	47
22/01/2024	990	TINQUEUX	Ligne à conducteurs isolés	Elagage insuffisant	15
27/01/2024	771	VITRY-LE-FRANCOIS	Coffret hors sol BT	Dépassement de capacités électriques	81
30/01/2024	1371	HERMONVILLE	Boîte de coupure souterraine BT	Usure naturelle	10
01/02/2024	891	COURCY	Poste HTA/BT: partie BT	Usure naturelle	2
21/02/2024	1108	AUVE	Transformateur HTA/BT	Usure naturelle	3
22/02/2024	8558	CORMICY	Conducteurs nus rompus, faible section	Chute d'arbre par vent	3
22/02/2024	1246	NEUVY	Ligne à conducteurs isolés	Chute d'arbre par vent	2
22/02/2024	1261	VERRIERES	Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	Effort anormal par tempête de vent ou de	33

Date	Durée (Min)	Commune	Siège de l'interruption	Cause de l'interruption	Nb Total Clients coupés
23/02/2024	801	REIMS	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Usure naturelle	61
29/02/2024	716	AVIZE	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	29
06/03/2024	1044	ST-OUEN-DOMPROT	Transformateur HTA/BT	Usure naturelle	1
09/03/2024	773	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	39
20/03/2024	1022	MUIZON	Coffret hors sol BT	Usure naturelle	7
21/03/2024	873	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	70
23/03/2024	641	BETHENY	Autres accessoires BT	Usure naturelle	26
13/04/2024	1271	BAZANCOURT	Autres accessoires BT	Usure naturelle	33
22/04/2024	908	REIMS	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	89
23/04/2024	1412	REIMS	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	53
03/05/2024	841	VITRY-LE-FRANCOIS	Plein câble synthétique	Usure naturelle	49
06/05/2024	786	REIMS	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	59
18/05/2024	1200	LIVRY-LOUVERCY	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	31
25/06/2024	691	CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE	Plein câble synthétique	Usure naturelle	17
03/07/2024	758	LE BAIZIL	Pas de siège	Panne de groupe électrogène	54
13/07/2024	1060	EPERNAY	Accessoire de jonction BT pour câble CPI	Usure naturelle	22
21/07/2024	658	NOGENT-L'ABBESSE	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	42
26/08/2024	1020	REIMS	Poste HTA/BT: partie BT	Autres travaux de tiers (arrachages, ...)	16
26/08/2024	1026	CORBEIL	Transformateur HTA/BT	Coup de foudre	1
10/09/2024	933	EPERNAY	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	50
07/10/2024	627	REIMS	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	6
09/10/2024	663	COURCY	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Usure naturelle	16
28/10/2024	1169	BIGNICOURT/SAULX	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Usure naturelle	0
30/10/2024	1191	CHÂLONS-EN-CHAMPAGNE	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	27
01/11/2024	2448	REIMS	Accessoire de Jonction BT pour câble CPI	Usure naturelle	37
04/11/2024	1070	REIMS	Poste HTA/BT: partie BT	Fausse manoeuvre	1
12/11/2024	723	CHEMINON	Accessoire de jonction BT	Usure naturelle	123
20/11/2024	641	AUBERIVE	Rupture de neutre souterrain	Défaut de montage / tirage	19
29/11/2024	1077	SAINT-AMAND/FION	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	43

Date	Durée (Min)	Commune	Siège de l'interruption	Cause de l'interruption	Nb Total Clients coupés
10/12/2024	1101	FROMENTIERES	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	26
20/12/2024	1070	REIMS	Accessoire de branchement BT	Usure naturelle	100
20/05/2024	790	VITRY-LE-FRANCOIS	Incidents BT avec siège sur branchement BT	Malveillance	17

Sur l'analyse de ces 43 incidents, nous pouvons en tirer 4 remarques :

- L'usure naturelle est de loin la plus fréquente avec 29 incidents,
- On observe un certain équilibre entre communes rurales et urbaines (20 incidents en communes urbaines sur 44),
- Les aléas climatiques sont très minoritaires dans les causes de ces coupures contrairement aux réseaux HTA avec seulement 4 incidents,
- 87 clients ont connu une coupure supérieure à 24h .



A retenir : La durée des coupures à la suite d'incident BT est en forte hausse (+21,73% par rapport à 2023).

Néanmoins, les incidents BT ont un impact moindre pour les clients que les incidents HTA. En 2024, 87 clients ont connu une coupure de plus de 24h à la suite d'un incident sur le réseau BT.

3.1.1.3. Taux d'incident par 100 km de réseau BT

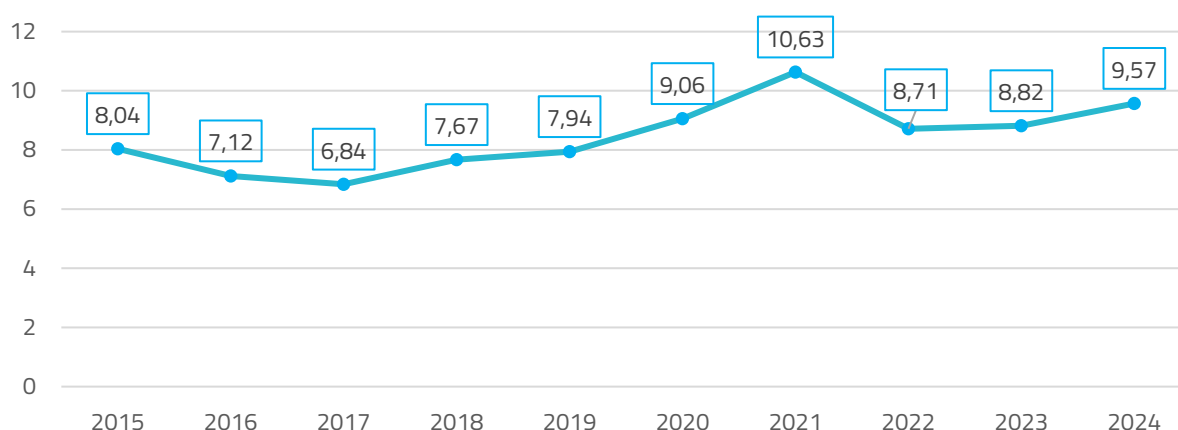
En 2024, il a été dénombré 494 incidents pour une longueur de réseau BT de 5 164,32 km.

Soit un taux d'incident T, aux 100 km de :

$$Ti = (494 \times 100) / 5\,164,32 = 9,57$$

On peut donc estimer une probabilité de **9,57 incidents** pour 100 km de réseau.

Ti BT



La probabilité d'incident aux 100 km de réseau BT est supérieure à la moyenne de ces 10 dernières années qui est de **8.44**. Sur ces 10 dernières années, ce taux a tendance à augmenter faiblement.

3.1.1.4. Analyse des incidents

a) Répartition des incidents selon leur siège

Siège synthèse	Nombre	% du nombre d'incidents	Durée (Min)	% du temps de coupure	Nombre Total Clients coupés
Branchement BT	86	17,41%	24 150	20,90%	3 063
Pas de dégât	26	5,26%	3 024	2,62%	938
Pas de siège	52	10,53%	6 903	5,97%	2 014
Poste HTA/BT	112	22,67%	23 710	20,52%	3 776
Réseau aérien	64	12,96%	21 414	18,53%	1 772
Réseau souterrain	154	31,17%	36 352	31,46%	6 226
Total général	494	100%	115 553	100%	17 789

Les réseaux souterrains et leurs composants restent les plus sensibles aux incidents avec 154 incidents soit près d'un tiers du nombre total d'incidents. Cela est bien sûr à nuancer fortement par la présence prédominante de réseaux souterrains en concession (75,7 %).

Si on ramène ces chiffres en proportion des différents réseaux, en calculant la probabilité d'incident pour 100 km de réseaux souterrains et aériens :

- le Ti_{sout} est de 3,94 alors que le $Ti_{aérien}$ est de 5,09.

Sans grande surprise, il ressort que le réseau BT aérien est plus vulnérable que le réseau souterrain.

b) Répartition des incidents selon leur cause

Cause synthèse	Nombre	% du nombre d'incidents	Durée (Min)	% du temps de coupure	Nombre Total Clients coupés
Travaux de tiers	54	10,93%	7 264	6,29%	1 719
Cause inconnue avec circonstances atmosphériques normales	5	1,01%	260	0,23%	409
Chute d'arbre ou de branche par vent	9	1,82%	10 699	9,26%	115
Condensation, inondation	7	1,42%	1 113	0,96%	354
Corps étranger	1	0,20%	185	0,16%	24
Coup de foudre	4	0,81%	1 527	1,32%	107
Défaillance protection	22	4,45%	2 762	2,39%	647
Défaut de conception/montage/tirage	16	3,24%	1 792	1,55%	594
Dépassement de capacités électriques	44	8,91%	8 051	6,97%	1 727
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	10	2,02%	2 262	1,96%	350
Elagage insuffisant	2	0,40%	1 065	0,92%	17
Fausse manoeuvre	8	1,62%	1 421	1,23%	138

Cause synthèse	Nombre	% du nombre d'incidents	Durée (Min)	% du temps de coupure	Nombre Total Clients coupés
Incendie d'origine externe	15	3,04%	2050	1,77%	973
Malveillance	9	1,82%	3026	2,62%	266
Oiseaux	3	0,61%	644	0,56%	4
Panne de groupe électrogène	22	4,45%	3309	2,86%	594
Usure naturelle	235	47,57%	63316	54,79%	9103
Véhicule	28	5,67%	4807	4,16%	648
Total général	494	100%	115553	100%	17789



A retenir : La cause principale d'incident BT est l'usure naturelle. Elle représente à elle seule 235 incidents soit 47,57 % du nombre total d'incidents, 54,79 % du temps global de coupure.

A noter également une présence importante du nombre d'incidents dus à des travaux de tiers qui représentent plus de 10 % des incidents.

A la vue de ces résultats, comme cela a déjà été développé dans le chapitre consacré à l'âge des ouvrages, il est aisé de déduire que notre concession vieillit et cela malgré les efforts de renouvellement tant d'Enedis que du TE 51 sur les réseaux. La politique d'investissement mis en avant par Enedis est donc primordiale afin que le service rendu aux abonnés demeure satisfaisant.



Réponse d'Enedis : Dans certain cas, l'enregistrement des causes sous l'appellation « usure naturelle » est réalisé par défaut par les agents Enedis. Cette catégorie est donc très certainement surévaluée. Enedis souhaite améliorer ces données dans l'avenir.

4. Les contraintes électriques

4.1. Le réseau haute tension (HTA)

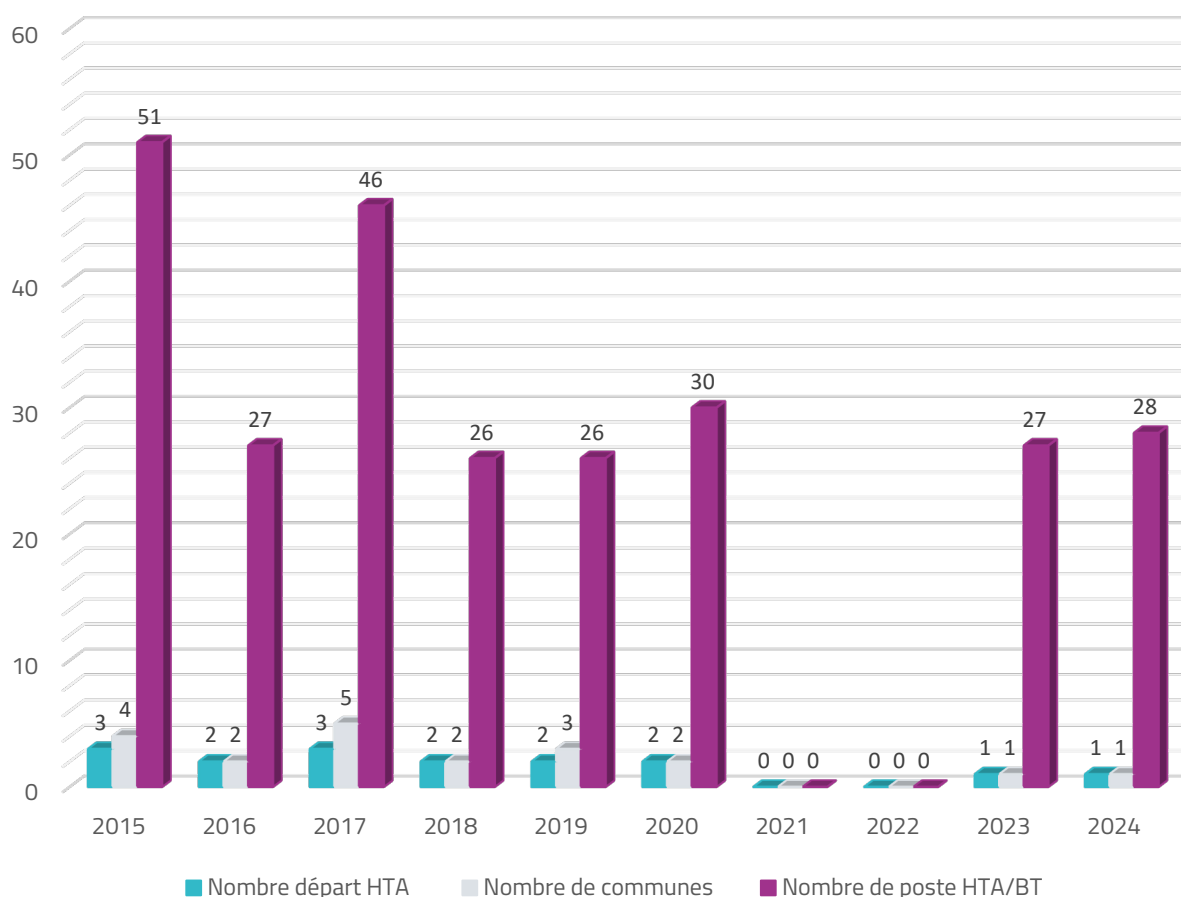
L'article 35 du cahier des charges de concession stipule que la tension de fourniture dans les conditions normales d'exploitation, mesurée au point de livraison, ne doit pas s'écarter de plus de 5 %, en plus ou en moins de la valeur de la tension contractuelle soit 20 000 V.

Sur le territoire de la concession, **99,78 %** des départs HTA entrent dans ces tolérances. Il persiste uniquement **1** départ (sur 462 au total) qui a atteint ou dépassé le seuil des 5% de chute de tension.

Ce départ impacte **une commune** et **28 postes de transformation HTA/BT**.

La chute de tension maximum constatée est de 7,91 %.

EVOLUTION DES DEPARTS EN CONTRAINTES



Depuis 10 ans le nombre de départ en contrainte de tension qui influe directement sur le nombre de poste HTA/BT en contrainte et donc de communes impactées restent très faibles. Il était même nul en 2021 et 2022. Depuis 2023, seul le départ HTA Mourmelon le Grand est le siège de chute tension supérieur à 5%.

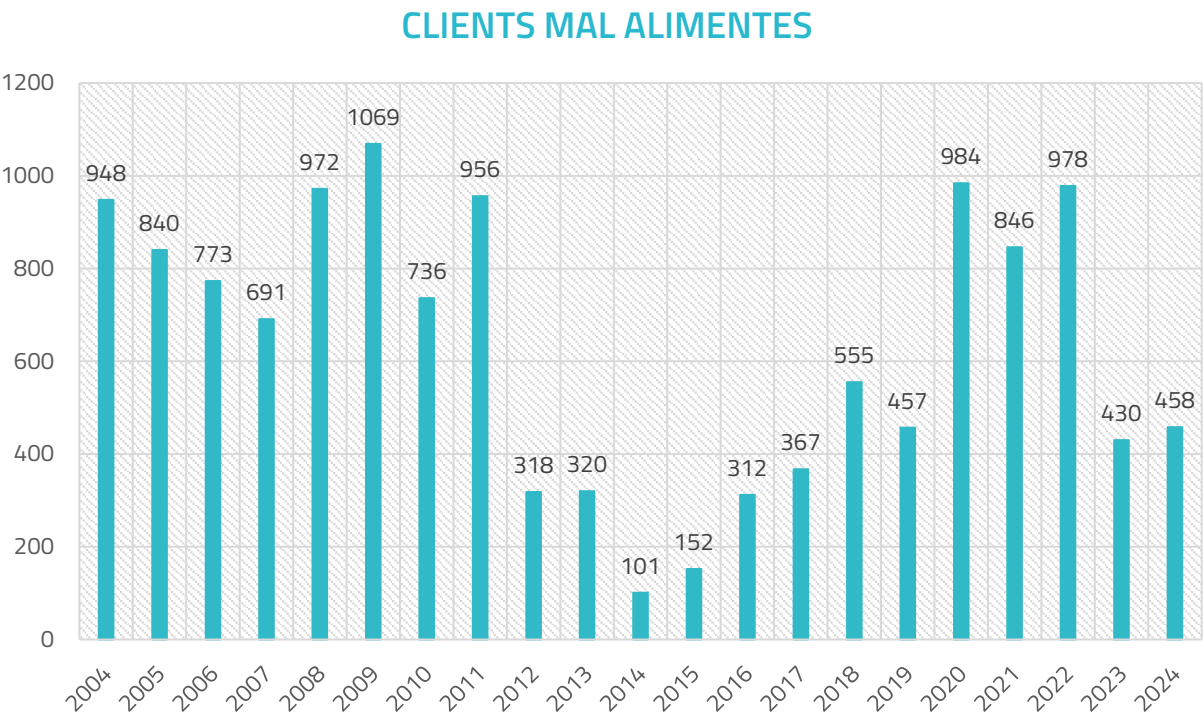
Ces bons chiffres que l'on connaît depuis 2012 reste la conséquence du décret qualité et son arrêté d'application datant de 2007 qui a fixé à 10 % la surtension maximale autorisée dans les réseaux HTA. Ce taux de 10 % auparavant fixé à 6 % a permis à ENEDIS d'augmenter la tension nominale ayant pour effet de limiter les chutes de tension dues aux pertes de transport et de transformation.

4.2. Le réseau basse tension (BT)

En 2024, dans la Marne, seuls **458 abonnés** (339 896 abonnés BT au total) **subissent des perturbations dues aux contraintes de chutes de tension**. Cela veut donc dire que 99,87 % des abonnés marnais sont desservis en énergie électrique dans des conditions satisfaisantes au sens de l'arrêté du 24 décembre 2007 relatif à la qualité de l'électricité.

(Ce dernier fixe la tension à 230 volts pour le courant monophasé et à 400 volts pour le courant triphasé, étant entendu que les tensions au point de livraison doivent être comprises entre 207 et 253 volts pour le monophasé (-10% < Δ < +10%) et entre 360 et 440 volts pour le triphasé.)

Le graphique ci-après, reprend le total des clients mal alimentés (CMA) depuis 2004 :



Nous pouvons constater que le nombre de CMA restent très faibles dans notre département. *(en moyenne de 631 CMA depuis 2004)* Après une hausse importante entre 2020 et 2022, le nombre est redescendu à un niveau très faible depuis 2023.

Les communes où sont situées les contraintes sont les suivantes :

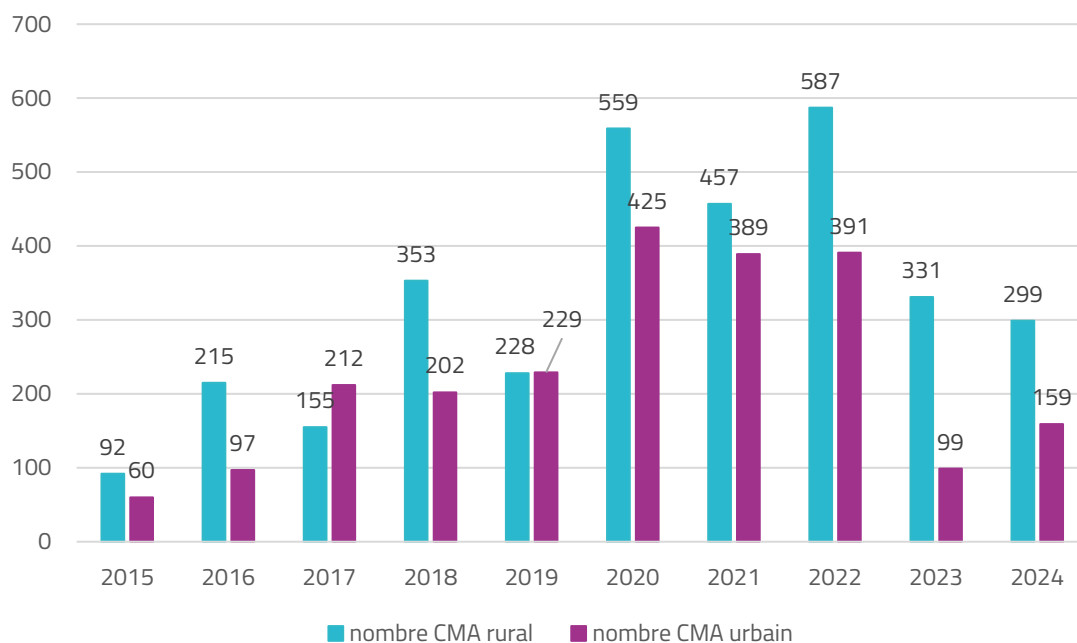
Libellé Commune	Nom du poste	Chute de tension totale (%)	Code GDO du départ BT	Nombre de CMA (clients mal alimentés)	Nombre d'abonnés du départ
AUMENANCOURT	ROUTE NEUFCHATEL	-14,06%	5102509100	14	28
AY	LES EAUX	-9,55%	5103008201	15	44
LE BREUIL	LE MONCET	-10,01%	5108504100	3	25
CHAINTRIX-BIERGES	BOURG	-11,09%	5110701301	1	25
COURGIVAUX	CHEMIN DE SEZANNE	-10,83%	5118505100	1	38
COURGIVAUX	L ETANG	-12,35%	5118507100	2	4

Libellé Commune	Nom du poste	Chute de tension totale (%)	Code GDO du départ BT	Nombre de CMA (clients mal alimentés)	Nombre d'abonnés du départ
DORMANS	LES VARENNES	-14,82%	5121735300	15	19
DROUILLY	EGLISE	-10,29%	5122001200	1	20
EPERNAY	BLOQUAUX	-12,95%	5123001160	15	129
ESTERNAY	LE MOULIN	-13,93%	5123716100	22	35
ESTERNAY	RETOURNE LOUP	-13,10%	5123729300	8	14
FROMENTIERES	RUE DE CHALONS	-11,19%	5126300017	14	20
FROMENTIERES	HERON	-12,34%	5126306100	4	22
LE GAULT-SOIGNY	MARRONNIER	-14,07%	5126400099	3	20
GERMINON	GERMINON	-11,09%	5126801600	1	24
GIFFAUMONT-CHAMPAUBERT	RUE NEUVE	-9,22%	5126902101	3	32
GIFFAUMONT-CHAMPAUBERT	RUE DU BOIS	-8,59%	5126915100	17	32
JONCHERY-SUR-VESLE	LES CHENEVIERES	-11,63%	5130813401	7	23
LOISY-SUR-MARNE	MAISON DE RETRAITE	-10,63%	5132812200	1	29
LOIVRE	POMPAGE	-14,48%	5132904001	9	24
MAILLY-CHAMPAGNE	EUROPE	-15,91%	5133802200	25	46
MONTMORT-LUCY	LUCY	-10,25%	5138108200	4	16
MORSAINS	LEUZE	-13,31%	5138601101	2	25
MOURMELON-LE-GRAND	CAMUS A.	-11,39%	5138808701	26	59
MOURMELON-LE-GRAND	CANROBERT	-9,05%	5138817100	1	26
LA NOUE	BOURG	-11,92%	5140701300	1	24
LA NOUE	POMMEROLE	-17,49%	5140708100	4	22
ORBAIS-L'ABBAYE	PETIT COUPIGNY	-10,03%	5141614101	1	7
PARGNY-SUR-SAULX	MELIN	-11,69%	5142302101	5	53
PRINGY	LA DIETTE	-9,50%	5144603101	5	18
PRINGY	LA DIETTE	-8,79%	5144603201	11	37
PRINGY	EGLISE	-8,64%	5144600091	5	27
REIMS	TUNISIE	-14,64%	5145459263	60	153
REIMS	ERNEST RENAN	-16,50%	5145459118	11	54
ROSNAV	LAVOIR	-13,12%	5146859001	23	28
ROUFFY	ROUFFY	-12,44%	5146959001	7	26
SAINT-AMAND-SUR-FION	BAS PRES	-13,38%	5147259007	34	37
SERMAIZE-LES-BAINS	CENTRE DE SECOURS	-12,90%	51531R0022	7	15
SOIZY-AUX-BOIS	BOURG	-11,53%	5154259001	16	37

Libellé Commune	Nom du poste	Chute de tension totale (%)	Code GDO du départ BT	Nombre de CMA (clients mal alimentés)	Nombre d'abonnés du départ
SOMMESOUS	LES OUCHES	-14,88%	51545S9006	15	21
SOMME-VESLE	SOMME VESLE	-9,30%	51548S9004	12	29
SONGY	LA HALLE	-9,48%	51552R9001	5	38
SUIPPES	ROUTE DE BUSSY	-14,62%	51559S9007	8	19
SUIPPES	EPINETTE	-14,71%	51559S9019	3	24
TAISSY	GENDARMERIE	-18,77%	51562S9010	5	27
TREFOLS	MONCETZ	-14,83%	51579R0014	2	3
TROIS-FONTAINES-L'ABBAYE	LE FAYS	-15,19%	51583T0003	1	16
VERDON	FRANSAUGES	-10,61%	51607S9002	1	15
VIENNE-LA-VILLE	MOULINET	-13,71%	51620R9005	1	2
VOUZY	PONT	-11,16%	51655S9003	1	33
Total général				458	1544

Sur ces 26 communes, 19 dépendent du régime rural de distribution et 7 du milieu urbain.

Répartition des clients mal alimentés Rural/Urbain



Le graphique ci-dessus permet de voir la répartition des CMA en fonction de la maîtrise d'ouvrage ENEDIS/TE 51 soit URBAIN/RURAL. Au cours des dernières années, nous constatons que **les clients mal alimentés sont majoritairement situés dans les communes à régime rural** (exceptions faites de 2017). Cela s'explique par les spécificités du réseau en domaine rural (longueur de réseau plus importante pour desservir moins de client).

Les communes, relevant du régime rural sont la compétence du TE 51. Les dossiers de renforcement sont élaborés en concertation avec les communes concernées en fonction de la situation, des travaux à entreprendre et des possibilités financières de la commune. Ils peuvent bénéficier des financements du fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACE).

Ces données sont obtenues par l'outil statistique GDO ENEDIS combiné aux données des compteurs LINKY. Néanmoins, malgré la mise en place de LINKY, **nous constatons toujours que les données communiquées sont parfois imparfaites et ne reflètent pas toujours la situation réelle sur le terrain.**

Nous pouvons citer 3 exemples de départ avec des abonnés mal alimentés :

- ORBAIS L'ABBAYE poste « Petit Coupigny » avec seulement 7 usagers C5 alimentés sur un réseau en CPA 70² et souterrain 150² de longueur maximum de 586m à plus de 10% de chute de tension.
- MOMTMORT LUCY poste « Lucy » avec 16 usagers C5 sur un réseau en CPA 70² et souterrain 150² de longueur maximum de 507m à 10,25% de chute de tension.
- COURGIVAUX poste « L'Étang » avec seulement 4 usagers C5 alimentés sur un réseau en CPA 35² et CPA 70² de longueur maximum de 436m à 12,35% de chute tension.

Il est paradoxale de constater des contraintes sur ce type de réseau rural alors que dans le même temps, certain départ BT urbain avec des longueurs et des sections comparables mais un nombre d'usager raccordé dépassant la centaine ne ressortent pas en contraintes.



A retenir : En 2024, la concession comptait 458 usagers considérés comme mal alimentés soit 0,13 % des clients (+6,51% par rapport à 2023).

4.3. L'indice local de la tenue globale de tension

Un indice local de tenue globale de la tension a été élaboré conjointement par la FNCCR et Enedis sur chaque département. Depuis l'arrêté du 16 septembre 2014, cette méthode d'évaluation est effective. Les paramètres pris en comptes pour le calcul de cet indice sont les suivants :

- Pourcentage de Clients Mal Alimentés
- Chute de tension HTA
- Prises des transformateurs HTA/BT
- Résidences secondaires
- Réclamations

En 2024, cet indice est de 1,98 qui reflète la qualité de notre réseau en termes de tenue de tension. A titre de comparaison, les départements qui ont un indice supérieur à 8 à l'issue de l'analyse locale sont éligibles à un programme d'amélioration. Ils étaient 9 sur les départements desservis par Enedis.

5. L'Élagage

Notre département possède un taux de boisement de 22% ce qui est inférieur à la moyenne nationale de 31%. L'élagage reste néanmoins un enjeu technique très important pour la continuité de service ainsi que pour la sécurité des personnes. En effet, la végétation peut avoir un impact sur l'intégrité du réseau et sur la qualité de l'acheminement de l'électricité. L'élagage et le débroussaillage garantissent aussi la sécurité des personnes et des biens à proximité des lignes électriques.

La responsabilité de l'élagage est partagée entre Enedis et les propriétaires selon les cas. L'élagage en domaine privé est à la charge du propriétaire dans les cas suivants :

- la plantation de l'arbre est postérieure à la ligne
- le réseau est situé sur le domaine public, l'arbre en domaine privé et les distances entre les branches et la ligne ne respectent pas la réglementation
- l'élagage sur la partie branchement individuel est toujours à la charge du propriétaire.

Le propriétaire peut réaliser lui-même l'élagage ou faire appel à une entreprise agréée de son choix et à ses frais. En cas de défaut d'élagage par un propriétaire, les frais et conséquences peuvent être mis à sa charge.

L'élagage est à la charge d'Enedis dans tous les autres cas.

Sur 2024, les données Enedis font état :

- **D'un linéaire traité en HTA de 125,55 km** pour une enveloppe financière de 712 000 €.
- **D'un linéaire traité en BT de 29,39 km** pour une enveloppe financière de 115 000 €.



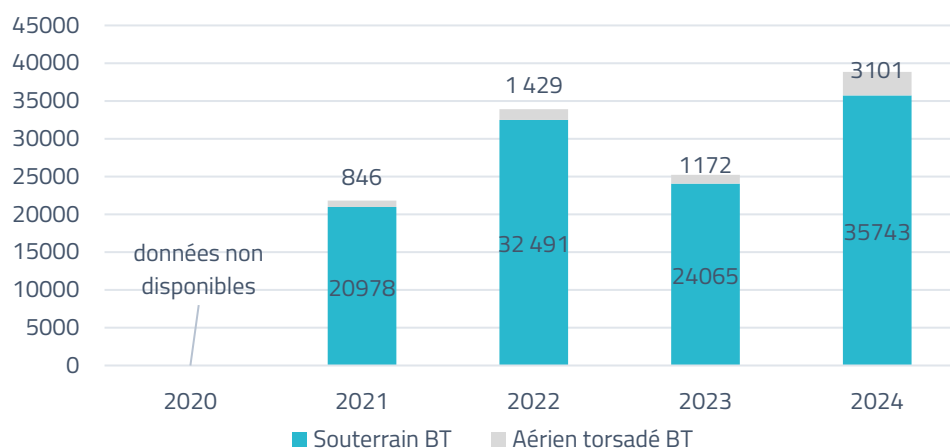
A retenir : En 2024 l'élagage réalisé par Enedis sur le linéaire HTA est en hausse de 3,19 % par rapport à 2023 et en hausse de 38,63 % sur le linéaire BT.

IV – Les travaux

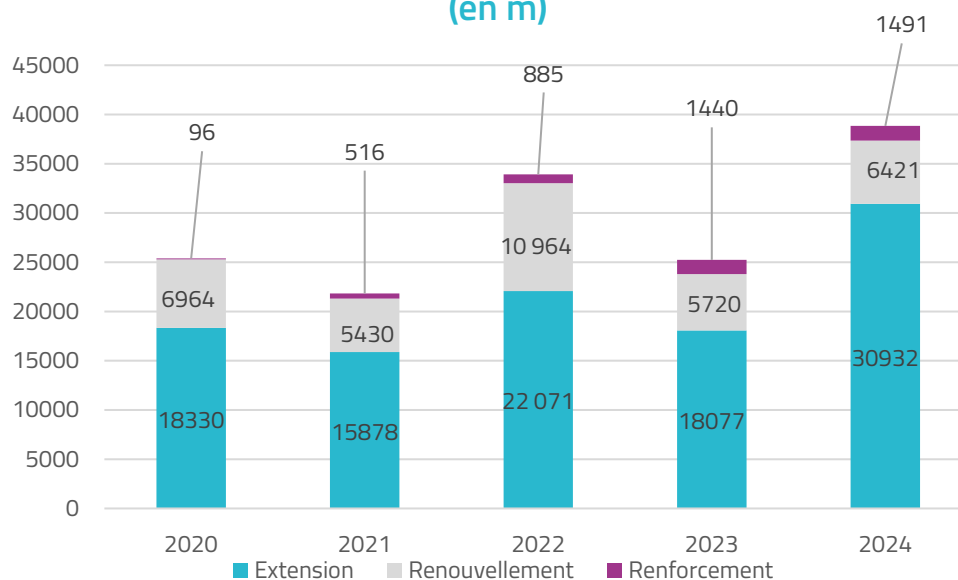
1. Les travaux Enedis

1.1. Chiffres généraux

Linéaires BT mis en service par type de réseau
(en m)



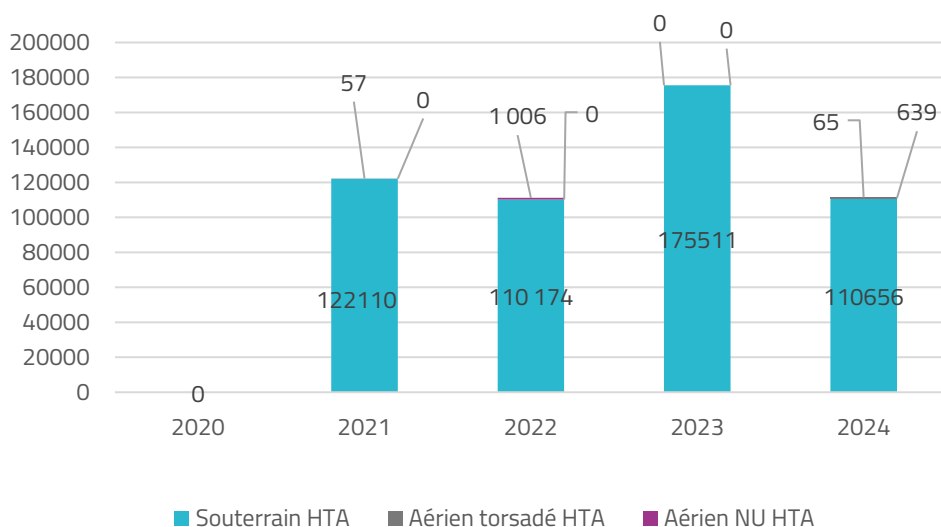
Linéaires BT mis en service par type de travaux
(en m)



A retenir : En 2024 les travaux BT réalisés par Enedis sont **en forte hausse par rapport à 2023 (+53,92%)**. Cette hausse concerne principalement les extensions de réseau. Il s'agit depuis 2020 de l'année la plus prolifique en termes de travaux Basse Tension.

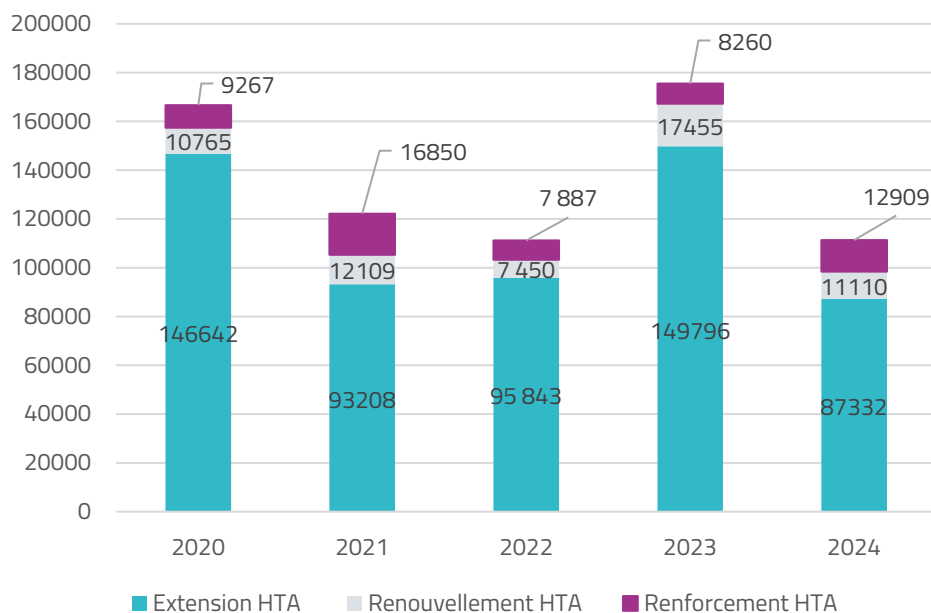
Enedis a réalisé **92% de ces travaux BT en technique souterraine BT**.

Linéaires HTA mis en service par type de réseau (en m)



**Les réseaux aérien sont très faibles et donc non visibles*

Linéaires HTA mis en service par type de travaux (en m)



A retenir : A l'inverse de la basse tension, les travaux HTA réalisés par Enedis sont en forte baisse par rapport à 2023 (-36,55%).

Enedis a réalisé 99,37% de ces travaux HTA en technique souterraine.

1.2. Travaux réalisés dans le cadre du PPI/SDI

Dans le cadre du nouveau cahier des charges de concession signé avec Enedis et EDF en 2019, il a été prévu la mise place :

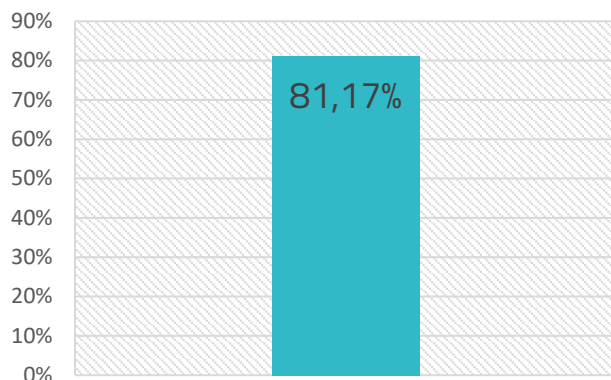
1. **D'un schéma directeur d'investissement (SDI).** Il est valable sur 30 ans, durée du contrat de concession. Il est fondé sur un diagnostic entre le TE 51 et Enedis. Il définit les ambitions de l'AODE sur la concession par l'intermédiaire notamment de valeurs repères. Les leviers et les valeurs qui ont été retenus sont les suivants :
 - ✓ Placer sous surveillance tous les départs HTA dépassant 5% de chute de tension (analyse annuelle).
 - ✓ Traiter les clients mal alimentés de façon à respecter le décret qualité, à méthode de calcul équivalente à celle en vigueur en 2019 (analyse annuelle).
 - ✓ Sécuriser 28 poches d'alimentation en équipant des réseaux en OMT (Organe de Manœuvre Télécommandé).
 - ✓ Traiter 140 km de réseau HTA à risque avéré (zones boisées).
 - ✓ Résorber 9 km de réseau HTA faible section.
 - ✓ Traiter en rénovation programmée le réseau HTA aérien (environ 21 kms / an jusqu'en 2039 et le porter à 35 km/an à partir de 2040).
 - ✓ Remplacer 41 km de réseau BT faibles sections.
 - ✓ Remplacer 120 km de réseau HTA CPI.
 - ✓ Remplacer 160 km du stock de réseau BT CPI, en priorisant les plus incidentogènes
 - ✓ Remplacer 26 km de réseau BT BBN (câbles BT isolés sans protection).
 - ✓ Résorber le stock de 479 supports tubulaires (échéance 2035)
2. **D'un Programme Pluriannuel d'Investissement (PPI).** Il est défini par période de 4 ans. Il doit chercher à atteindre les cibles du schéma directeur. Il doit comporter des objectifs quantifiés et un montant financier. Dans le cadre du 2^{ème} PPI valable sur la période 2024/2027, **l'engagement financier d'Enedis est de 11 M€ :**
 - ✓ dont 0,7 M€ en renforcement des réseaux HTA
 - ✓ dont 1,6 M€ climatique-sécurisation
 - ✓ dont 8,7M€ en modernisation des réseaux HTA et BT.

Suivi année 2024 des dépenses d'investissement du gestionnaire du réseau de distribution dans le cadre du PPI 2024 -2027

Investissements	Total prévisions d'investissements PPI	Réalisé de l'année 2024	Réalisé en cumulé à fin d'année n	Commentaires
- Dont renforcement des réseaux HTA :	700 K€	162,01 K€		
- Dont climatique-sécurisation :	1 600 K€	8,65 K€		
- Dont modernisation des réseaux HTA et BT	8 700 K€	2 102,16 K€		
Engagement financier total	11 000 K€	2 272,82 K€		

3. **D'un Programme annuel avec un liste des travaux à réaliser dans l'année.** Un suivi périodique de cette programmation doit être établi.

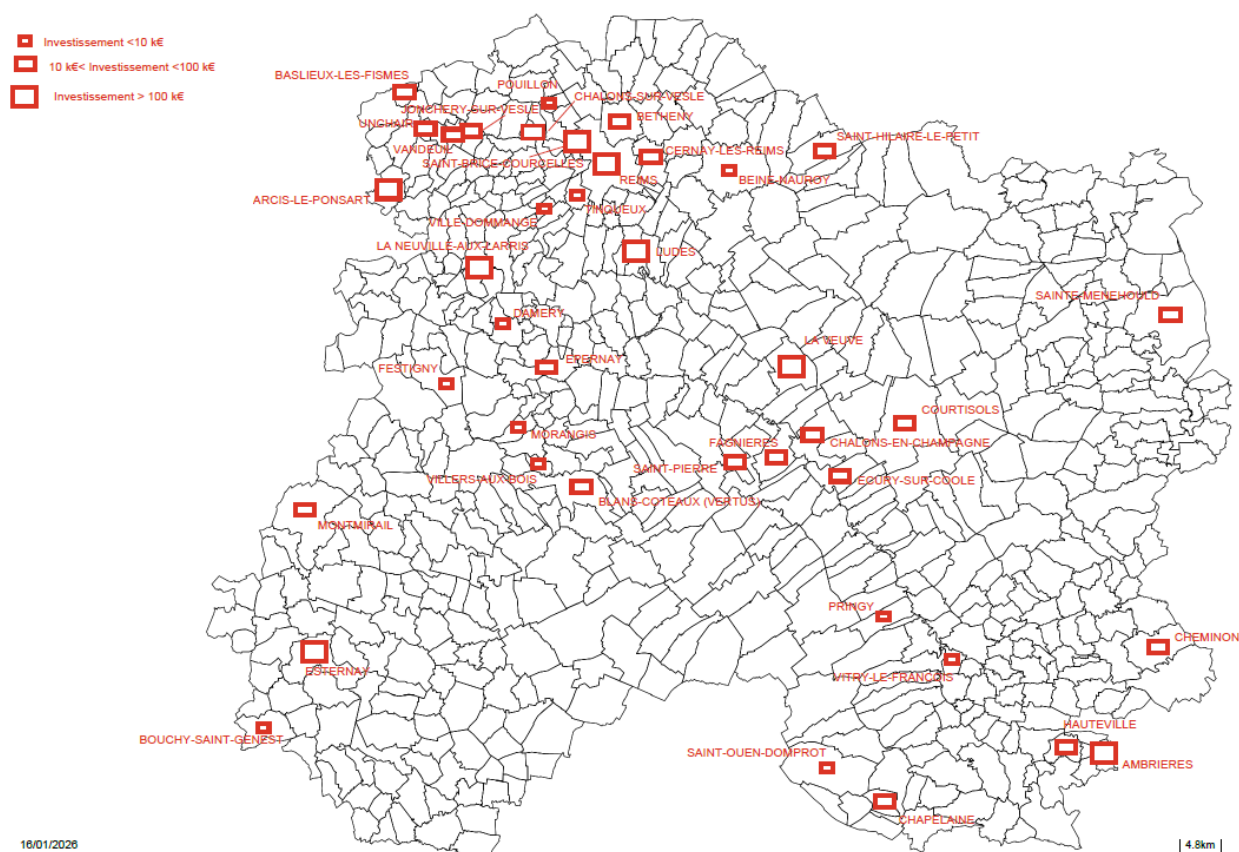
Dépense réalisée en 2024 par rapport aux prévisions



A retenir : En 2024, Enedis a réalisé 2,272 M € par rapport aux 2,8 M d'euros de dépense prévu dans le cadre du PPI en 2024. Cela représente 20,66 % des investissements à réaliser par Enedis sur le programme 2024/2027.

Le plan ci-après donne un aperçu de la localisation des chantiers et de leur importance financière dont le démarrage* était prévu en 2024 dans le cadre du PPI.

* *dépense réalisée Enedis en 2024. Dans certain cas, le démarrage peut ne concerner que les études.*



Synthèse des actions menées

Action sur le réseau	ml ou unité
BT	
Dépose réseau aérien Nu	1263
dont faibles sections	215
Dépose réseau aérien torsadé	49
Abandon réseau souterrain CPI	445
Pose réseau aérien CPA	1152
Pose réseau souterrain	2683
HTA	
Dépose réseau aérien nu	19837
Dépose réseau aérien torsadé	57
Abandon réseau souterrain CPI	3975
Rénovation programmée	50611
Pose réseau souterrain	18271
Pose poste de transformation	12
OMT installés (IAT, Armoire HTA, cellules motorisés,...)	5

Afin de pouvoir effectuer un suivi plus rigoureux des prochains programmes annuels, le TE 51 souhaite réaliser dans les prochaines années des contrôles de l'activité du concessionnaire dans le cadre du PPI sous forme d'audit. Cela nous semble indispensable afin de pouvoir nous assurer notamment de la bonne tenue des objectifs du SDI.



A retenir : Quelques grandes tendances du PPI 2024 :

- ✓ environ 20 kms de réseaux HTA effacés,
- ✓ 1,2 kms de réseaux BT fils nus déposés,
- ✓ environ 4 kms de réseaux CPI HTA remplacés,
- ✓ environ 0,4 kms de réseaux CPI BT remplacés,
- ✓ 12 postes de transformation posés et 5 OMT mis en place.

Réseau aérien fils nus avec supports tubulaire à Reims (source Google maps)

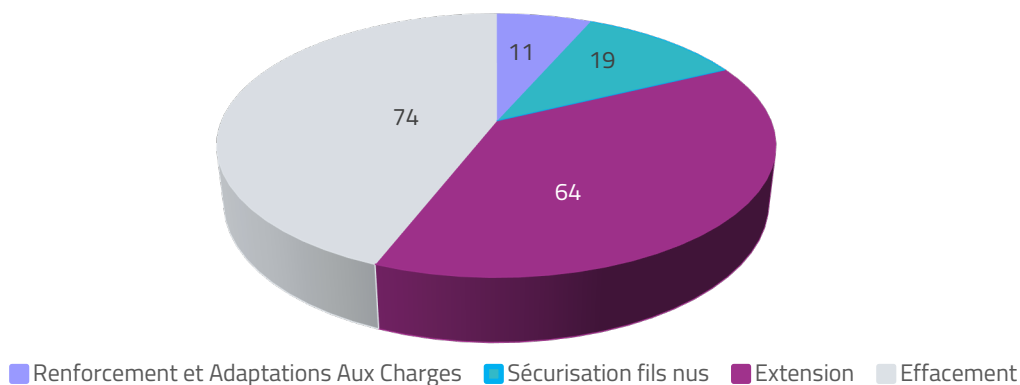
2. Les travaux TE 51

1.1 Bilan

168 opérations* de travaux sur le réseau ont été réalisées par le TE 51 au 31 décembre 2024 et ont été transmises à ENEDIS pour leur mise en concession.

* Ces chiffres sont issus des VRG établies par le syndicat. Ils peuvent différer des chiffres du patrimoine enregistré par Enedis au 31 décembre de l'année.

Opérations achevées en 2024



Dans le détail, ci-dessous, les ouvrages posés et déposés par type de travaux en 2024

Le réseau Haute Tension de type A (HTA)

TRAVAUX	Linéaires HTA (en m)	
	Posés	Déposés
	Câbles souterrains	Fils aériens nus
Extension	775	132
Renforcement et AAC	361	192
Effacement	4 629	5 342
Sécurisation fils nus	420	357
Total	6 185	6 023

Les postes de transformation HTA/BT

TRAVAUX	Postes de transformation HTA/BT	
	Posés	Déposés
Extension	6	0
Renforcement et AAC	3	3
Effacement	16	19
Sécurisation fils nus	2	2
Total	27	24

Les postes de transformation déposés sont des postes sur poteau (H61) et des Cabines Hautes.

Le réseau Basse Tension (BT)

TRAVAUX	Linéaires BT (en m)				
	Posés		Déposés		
	Câbles Aériens Torsadés	Câbles souterrains	Aérien nu Faibles Sections	Aérien nu	CPA
Extension		7 533		147	31
Renforcement et AAC	174	3 162		13	1 633
Effacement		27 485	254	1 552	20 603
Sécurisation fils nus	30	6 955	878	3 301	1 301
Total	204	45 134	1 132	5 013	23 568

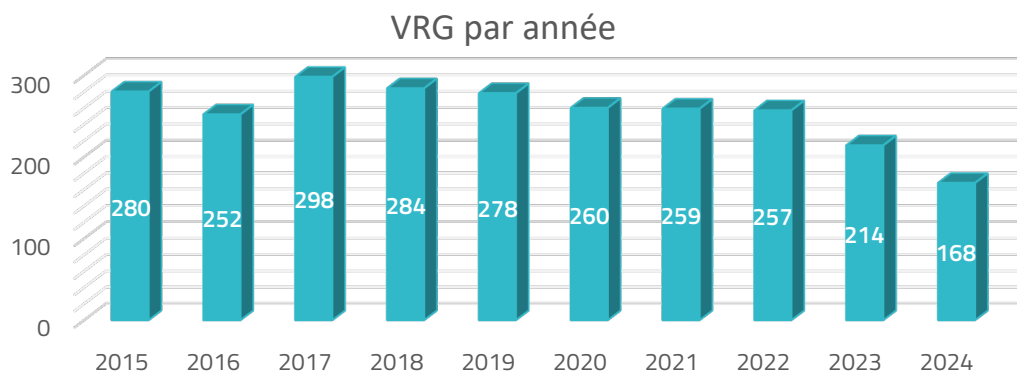


Chantier d'effacement du TE 51 réalisé par l'entreprise OMEXOM

2.2. Valorisation des chantiers réalisés par le TE 51

Depuis le protocole d'accord conclu entre Enedis et la FNCCR datant de 2009, une Valorisation des Remises Gratuites (VRG) des ouvrages de la concession est transmise à ENEDIS à la fin de chaque opération. Cet imprimé détaille tous les ouvrages installés sur la concession, le nombre et le type de linéaire, de postes de transformation et la puissance des transformateurs le cas échéant. Il est transmis au concessionnaire pour enregistrement dans le compte « biens concédés » de son bilan.

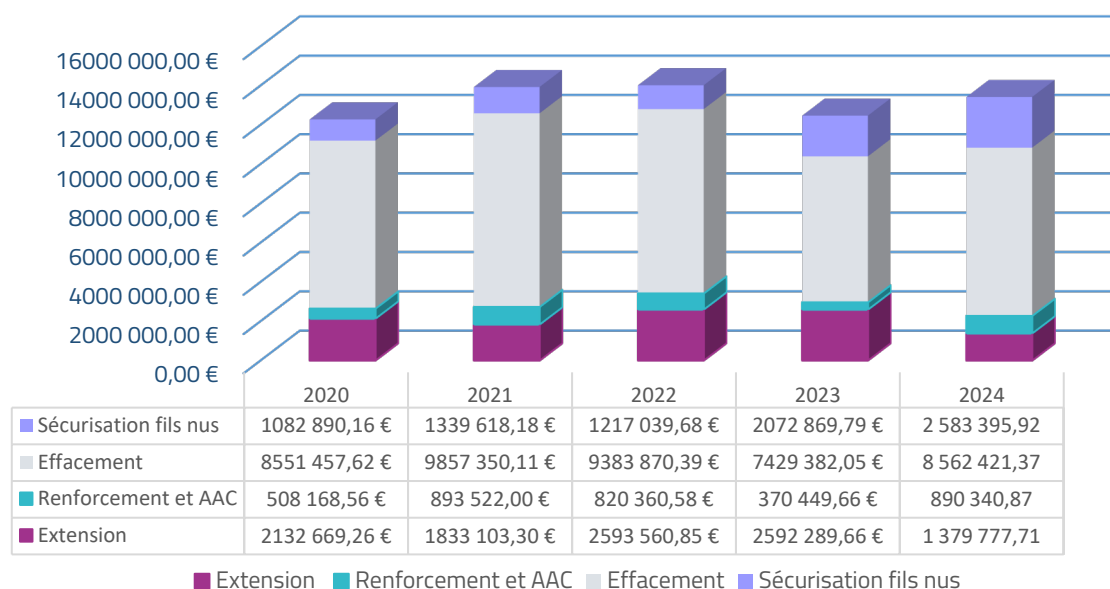
Au 31 décembre 2024, 168 VRG ont été transmises à Enedis pour enregistrement dans le patrimoine concédé du TE 51.



A retenir : En 2024 le nombre de VRG est en baisse importante à -21,50 % par rapport à 2023. Depuis 2017, le nombre de VRG enregistré est en baisse constante.

En termes financiers, nous constatons une forte hausse du coût des chantiers ces dernières années. L'inflation, l'envolée des prix du matériel et des matériaux, les obligations normatives en sont les causes. Alors que le nombre de VRG est en baisse, **leur coût en 2024 est supérieur de +7,63 % à l'année 2023.**

Au cours des 5 dernières années, les investissements du TE 51/TE 51 sont relativement constants en termes financiers entre 12 et 14 M€ comme le montre le graphique ci-après.



Pour 2024, au total, nous constatons un écart moyen de -5,96% entre le coût des travaux payés par le TE 51 et sa valorisation par Enedis. Il atteint jusqu'à -15,98% pour les travaux de renforcement.

	TOTAL CALCULETTE ENEDIS	COUT TRAVAUX TE 51	ECART	TAUX
Effacement	7 024 616,42	7 313 199,71	-288 583,29	-4,11%
Extension	1 294 475,54	1 350 144,02	-55 668,48	-4,30%
Renforcement	679 469,03	788 053,38	-108 584,35	-15,98%
Sécurisation	1 908 447,28	2 105 644,94	-197 197,66	-10,33%
TOTAL	10 907 008,27	11 557 042,05	-650 033,78	-5,96%

On observe sur des chantiers des écarts de valorisation extrêmement importants. Sur les chantiers valorisés en 2024, nous pouvons citer quelques exemples :

- LES PETITES LOGES Extension aire de Reims Champagne Nord : **-41,83% soit -27 222,47 €**
- SAINT MEMMIE Sécurisation avenue Jacques Simon : **-39,81% soit -107 262,71 €**
- TRIGNY Extension pour CNRA station : **-40,06% soit -19 551,98 €**
- SAINT BRICE COURCELLES Effacement rue Sorbon : **-44,92% soit -10 605,02 €**
- JONCHERY SUR SUIPPE Effacement ruelle Donat : **-76,19% soit -6 437,13 €**
- PRUNAY AAC poste Mont de Sillery : **-47,40% soit -22 973,85 €**
- AVIZE AAC Poste Pasteur : **-44,47% soit -4 972,09 €**
- VILLESENEUX Effacement rue de la Chaussée : **-41,14% soit -48 967,09 €**

Inversement, sur certains chantiers spécifiques (extension avec tranchée remise gratuitement au TE 51), la valorisation Enedis est très supérieure à la valeur réelle :

- VOIPREUX Extension « Lieu-dit « Les Huriaux » : **+184,26% soit +32 566,80 €**
- ATHIS Extension rue de la petite Garenne pour un lot communal : **+ 92,47% soit + 15 624,81 €**
- VERZY Extension lieu-dit « Les onglettes » : **+ 255,69% soit +21 753,75 €**
- LOIVRE Extension rue de la Gravelle pour un lot de 5 parcelles : **+ 129,49% soit + 11 032,92 €**
- LES MESNEUX Extension Allé du Noyer des Enfants pour un lot de 3 parcelles : **+157,11% soit + 7 192,71 €**
- LAVAL SUR TOURBE Sécurisation Rue de la Suipperie : **+ 61,20% soit + 18 632,14 €**



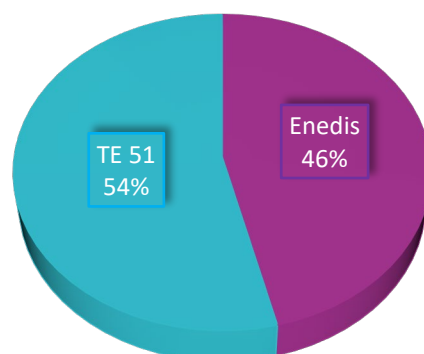
A retenir : Depuis l'instauration des VRG, il s'agit de la première année où le TE 51/TE 51 est globalement perdant dans la valorisation des ouvrages mises en concession. Une concertation nationale sur le sujet serait peut être nécessaire...

3. La comparaison des travaux TE 51/ENEDIS

Les données analysées sont issues pour Enedis du fichier des réseaux mis en service et pour le TE 51 des VRG transmises à Enedis pour 2024.

En ml	Enedis	TE 51
Réseau BT souterrain posé	35 743	45 134
Réseau BT aérien posé	3 101	204
Total	38 844	45 338

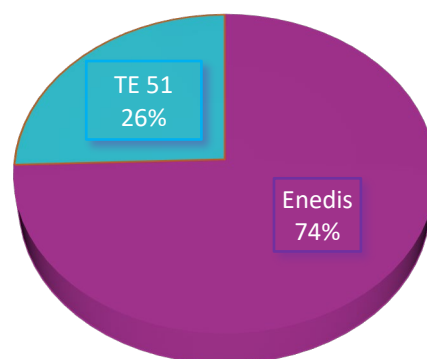
RÉSEAU BT POSÉ EN ML



Nous pouvons constater que le TE 51 a assuré sur l'année 2024 environ 54 % de la pose des réseaux basse tension sur la concession. Cela est bien sûr la conséquence des dispositions du cahier des charges de concession qui attribue au syndicat une large part concernant les travaux sur le réseau Basse Tension.

En ml	Enedis	TE 51
Réseau HTA souterrain posé	110 656	6 185
Réseau HTA aérien posé	704	0
Total	150 204	51 523

RÉSEAU HTA POSÉ EN ML



La répartition entre le TE51 et Enedis pour les travaux HTA est totalement différente. Avec environ 74% des réseaux HTA posés sur la concession, Enedis assure très largement la majorité des travaux HTA.

4. Le patrimoine technique BT enregistré par Enedis

Patrimoine technique Basse Tension enregistré chaque année en mètres

	2020	2021	2022	2023	2024
TE 51	56 150	62 493	56 684	51 905	44 117
CPA	649	799	559		196
SOUTERRAIN	55 501	61 694	56 125	51 905	43 921
ENEDIS	16 707	19 761	20 706	22 458	32 973
CPA	1 071	620	1 212	2 714	3 140
SOUTERRAIN	15 636	19 141	19 494	19 744	29 833
N.C.*	10 589	10 201	13 340	16 891	21 845
CPA	479	515	416	525	1564
SOUTERRAIN	10 110	9 686	12 924	16	20 281
Total général	83 446	92 455	90 730	91 254	98 935

* Travaux réalisés sur la concession non affectés.

Le tableau ci-avant retrace le contrôle réalisé par le TE 51 depuis 2020 sur les données de la Basse Tension enregistrées par Enedis dans l'inventaire technique. L'objectif du TE 51 est bien évidemment de vérifier qu'Enedis enregistre l'ensemble des travaux réalisés par le syndicat. Le but est également d'avoir un inventaire technique qui soit le plus fidèle possible à l'inventaire comptable. En comparaison aux chiffres donnés dans le chapitre précédent, on note globalement des écarts significatifs :

	Linéaire en ml mis en service	Linéaire en ml enregistré dans l'inventaire technique	Ecart
ENEDIS	38 844	32 678	17,81%
TE 51	45 338	44 117	2,77%

Les différences sont dues à des problèmes d'enregistrement des travaux à l'année N. Les chiffres importants des chantiers non affectés⁵ mettent en relief cette constatation.

Quelques exemples illustrent parfaitement les problèmes d'enregistrement que nous pouvons constater :

- la commune d'ALLEMANCHE LAUNAY SOYER. Nous constatons 24 ml de câble souterrain 240² non affecté en 2024 :

Commune	Type de canalisation	Métal	Section	Année de pose	ML	Maîtrise d'œuvre
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	Canalisation BT souterraine	AL	95	2011	53	TE 51
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	Canalisation BT souterraine	AL	150	2011	249	TE 51
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	Canalisation BT souterraine	AL	240	2013	20	ENEDIS
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	Canalisation BT souterraine	AL	150	2014	112	TE 51
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	Canalisation BT souterraine	AL	150	2024	560	TE 51
ALLEMANCHE-LAUNAY-ET-SOYER	Canalisation BT souterraine	AL	240	2024	24	???

⁵ Les linéaires dits « non affectés » sont des linéaires enregistrés dans l'inventaire technique mais qui n'apparaissent pas dans le fichier des mises en service (ex fichier 2301) qui précise la maîtrise d'ouvrage.

- la commune de SOIZY AUX BOIS. 18 ml de câble 95² ne sont pas affectés en 2024:

Commune	Type de canalisation	Métal	Section	Année de pose	ML	Maitrise d'œuvre
SOIZY-AUX-BOIS	Canalisation BT souterraine	AL	95	2011	74	TE 51
SOIZY-AUX-BOIS	Canalisation BT souterraine	AL	150	2011	256	TE 51
SOIZY-AUX-BOIS	Canalisation BT souterraine	AL	240	2011	85	TE 51
SOIZY-AUX-BOIS	Canalisation BT souterraine	AL	150	2014	76	TE 51
SOIZY-AUX-BOIS	Canalisation BT souterraine	AL	150	2014	223	TE 51
SOIZY AUX BOIS	Canalisation BT souterraine	AL	150	2019	262	TE 51
SOIZY-AUX-BOIS	Canalisation BT souterraine	AL	95	2024	18	???
SOIZY AUX BOIS	Canalisation BT souterraine	AL	240	2024	31	ENEDIS

- la commune de PIERRY. 98 ml de câble 240² ne sont pas affectés en 2024 :

Commune	Type de canalisation	Métal	Section	Année de pose	ML	Maitrise d'œuvre
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	95	2020	43	TE 51
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	150	2020	665	TE 51
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	95	2021	23	ENEDIS
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2021	1	ENEDIS
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2021	21	ENEDIS
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2021	76	ENEDIS
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2022	154	ENEDIS
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2022	235	ENEDIS
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2023	5	ENEDIS
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2024	46	???
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2024	52	???
PIERRY	Canalisation BT souterraine	AL	240	2024	158	ENEDIS

Certains chantiers réalisés par le TE 51 les années précédentes ne semblent pas être enregistrés dans l'inventaire technique 2024. On peut citer par exemple :

- La commune de DROUILLY extension BT pour M. MILLE en 2013 avec 274 ml de 150²,
- La commune de SAINT GIBRIEN extension BT CR dit Latéral à la Voie en 2018 avec 617.5 ml de 240²,
- La commune de CONGY extension BT Grande Rue en 2022 avec 30 ml de 95².

Chaque année, des régularisations sont effectuées par Enedis sur les linéaires non affectés des précédentes années. Néanmoins la fiabilisation de l'enregistrement du patrimoine de la concession reste aléatoire.



A retenir : L'enregistrement du patrimoine de la concession est un point d'amélioration important pour notre concessionnaire. En 2024, nous constatons plus de 21 km de réseaux BT construits non affectés.

V – Les usagers de la distribution d'électricité

L'électricité est un bien de 1^{ère} nécessité. Elle est indispensable aux sociétés modernes, ultra connectées

L'année 2024 en chiffres :

- 8 056 producteurs,
- 343 134 consommateurs BT dont 160 267 aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV),
- 3 597 159 MWh consommés,
- 156 656 k€ de recettes d'acheminement,
- 169 748 k€ de recettes d'énergie facturée aux TRV.

1. Les producteurs d'électricité et leurs évolutions



Zone de production éolienne à Cheniers

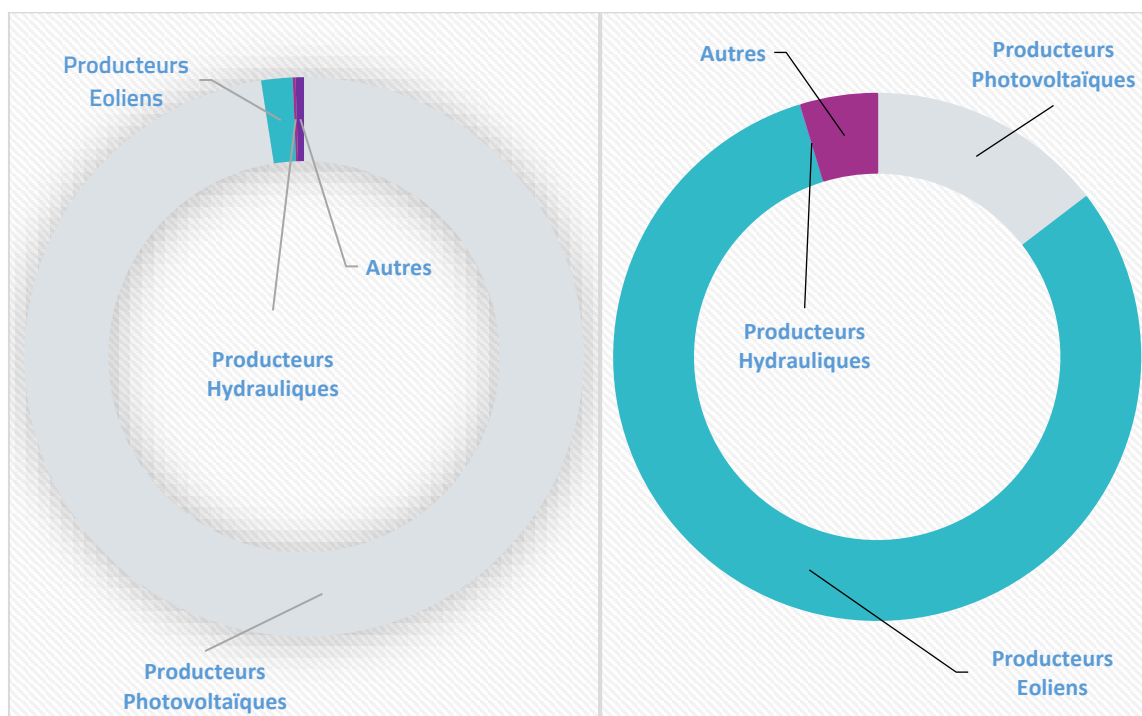
La concession marnaise compte 8 056 clients en injection qui produisent de l'électricité à partir d'énergies renouvelables **en hausse de 28,2% par rapport à 2023**. Ils se répartissent comme suit :

Installations de production (pour 2024)	Nombre d'unité	Puissance installée (kVA ou kW selon les raccordements)	Ratio nombre d'unité/puissance installée
Producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque	7 858	255 951	32,57
Producteurs d'énergie d'origine éolienne	146	1 411 292	9666,38
Producteurs d'énergie d'origine hydraulique	13	2 222	170,92
dont autres (biomasse, biogaz, cogénération ...)	39	81 677	2094.28
TOTAL	8056	1 751 142	217,37

Les producteurs d'énergie d'origine photovoltaïque représentent près de 97,5 % des installations de production dans la MARNE, loin devant les 3 autres productions d'origine éolienne, hydraulique et dérivée des déchets. Pour la production d'électricité, l'échelle est inversée. L'énergie éolienne est la plus productive avec 80,59 % de la production totale loin devant l'énergie d'origine photovoltaïque à 14,61 %.

Nombre d'unité

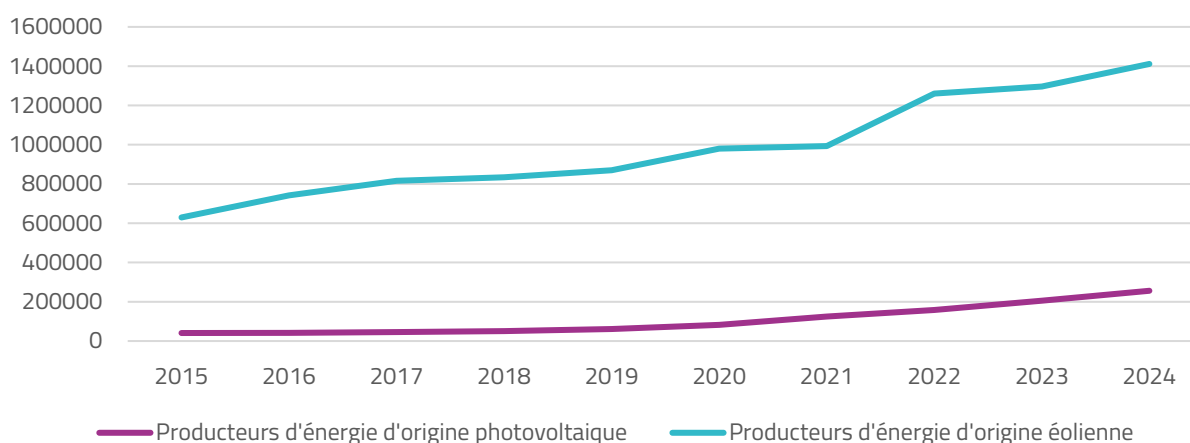
Puissance installée



Ces dernières années, le nombre de producteurs photovoltaïques et éoliens a énormément progressé sur nos réseaux :

- Pour l'énergie provenant du photovoltaïque, sur **10 ans, nous constatons une hausse de 527,05%** Rien que sur **2024, elle est de 24,42%**. Dans notre département, cette hausse est surtout sensible à partir de 2020.
- Pour l'énergie provenant de l'éolien, sur **10 ans, la hausse est de 124,21%** . Pour **2024, elle continue de progresser à hauteur de 8,88%** .

Evolution des productions photovoltaïques et éoliennes



2. Les consommateurs d'électricité

Les consommateurs de la concession sont les particuliers, les collectivités ou les entreprises (TPE, PME, PMI, ETI, SCEA, EARL,...) raccordés au réseau public de distribution d'électricité (RPD) qui soutirent de l'électricité. Au 31 décembre 2024, le Compte Rendu d'Activité (CRAC) fait état de 343 134 abonnés BT, c'est-à-dire avec une puissance souscrite inférieure à 250 kVA et de 1311 abonnés HTA avec une puissance souscrite supérieure à 250 kVA. Le nombre de consommateurs BT a augmenté de 1,0 % et de 0,8 % pour les consommateurs HTA en 2024.

2.1. Les différents contrats d'électricité

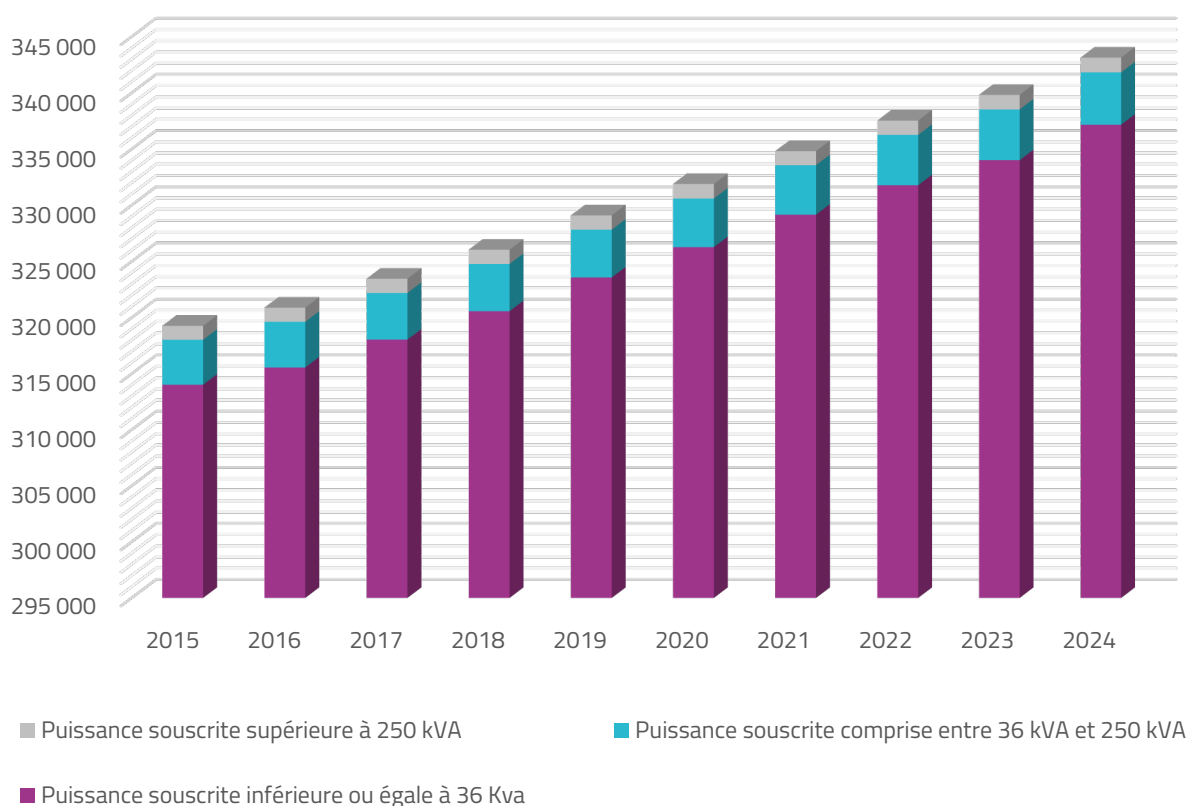
Les consommateurs sont répartis selon leur contrat d'acheminement et de fourniture d'électricité.

Pour l'acheminement, il correspond à la puissance souscrite dans le contrat, à savoir une puissance souscrite inférieure à 36 kVA, comprise entre 36 et 250 kVA ou supérieure à 250 kVA :

En 2024, on dénombrait sur la concession :

- 337 162 consommateurs avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA
- 4 661 consommateurs avec une puissance comprise entre 36kVA et 250 kVA
- 1311 consommateurs avec une puissance souscrite supérieur à 250 kVA

Evolution du nombre de consommateurs



Dans la dernière décade, le nombre de consommateurs n'a pas cessé d'augmenter. **En 10 ans, la hausse totale est de 7,48 %.**

Pour la fourniture, Le consommateur peut opter pour les TRVE (Tarifs Réglementés de Vente d'Electricité) dans 2 cas de figure :

- consommateurs finals domestiques, y compris les propriétaires uniques et les syndicats de copropriétaires d'un immeuble unique à usage d'habitation,
- consommateurs finals non domestiques qui emploient moins de dix personnes et dont le chiffre d'affaires n'excède pas 2 millions d'euros, visés à l'article L.337-7 du code de l'énergie.

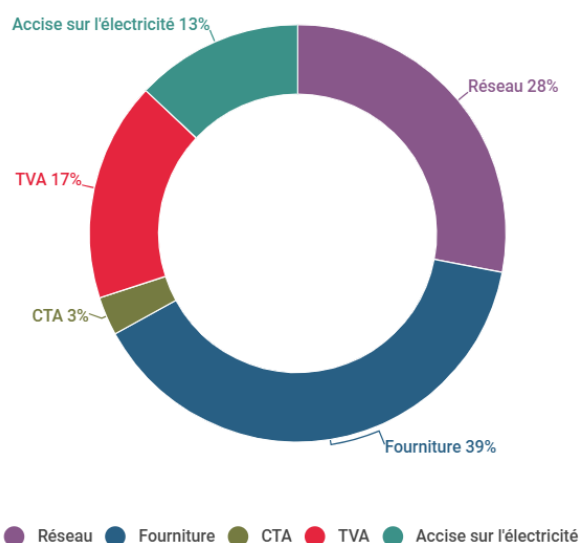
Dans les autres cas ou bien par choix, il peut ou doit opter pour une offre de marchés vendue par EDF ou un fournisseur alternatif (Alterna, Total Energies, ENGIE, Octopus Energie, Dyneff, Enercoop, etc....). **Pour rappel, le tarif réglementé est fixé nationalement.** La méthode de fixation des TRVE HT consiste en l'application de la méthode dite par "empilement des coûts" (article L. 337-6 du code de l'énergie).

Cet empilement intègre :

- Des coûts d'approvisionnement en énergie et garanties de capacité sur le marché (y compris la part relevant de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique), aussi appelé coût de fourniture,
- Des coûts d'acheminement,
- Le coût de commercialisation,
- Le coût de la rémunération normale de l'activité de fourniture.

Le TRVE TTC, facturé par le fournisseur historique, intègre également 1 contribution et 2 taxes :

- La contribution tarifaire d'acheminement (CTA) : elle permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.
- Le tarif d'accise sur l'électricité (anciennement nommée Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE)) : il est perçu pour le compte des Douanes et intégré en tant que recette au budget de l'Etat. Son niveau est fixé à 29,98€/MWh à partir du 1er août 2025 pour les particuliers et assimilés et à 25,79€/MWh pour les entreprises.
- La TVA qui s'applique à hauteur de :
 - 20 % sur l'abonnement et la CTA et 20 % sur la part proportionnelle (y compris l'accise), pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA ;
 - 20 % sur l'ensemble de la facture, pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA.



Source CRE



A retenir : Les consommateurs aux tarifs réglementés de vente sont maintenant minoritaires sur la concession avec **46.70 % des usagers de l'électricité de la concession**. Ils étaient 63.61% en 2019.

Au total, sur l'année 2024, 6 602 clients ont quitté les TRVE soit -4,0%.

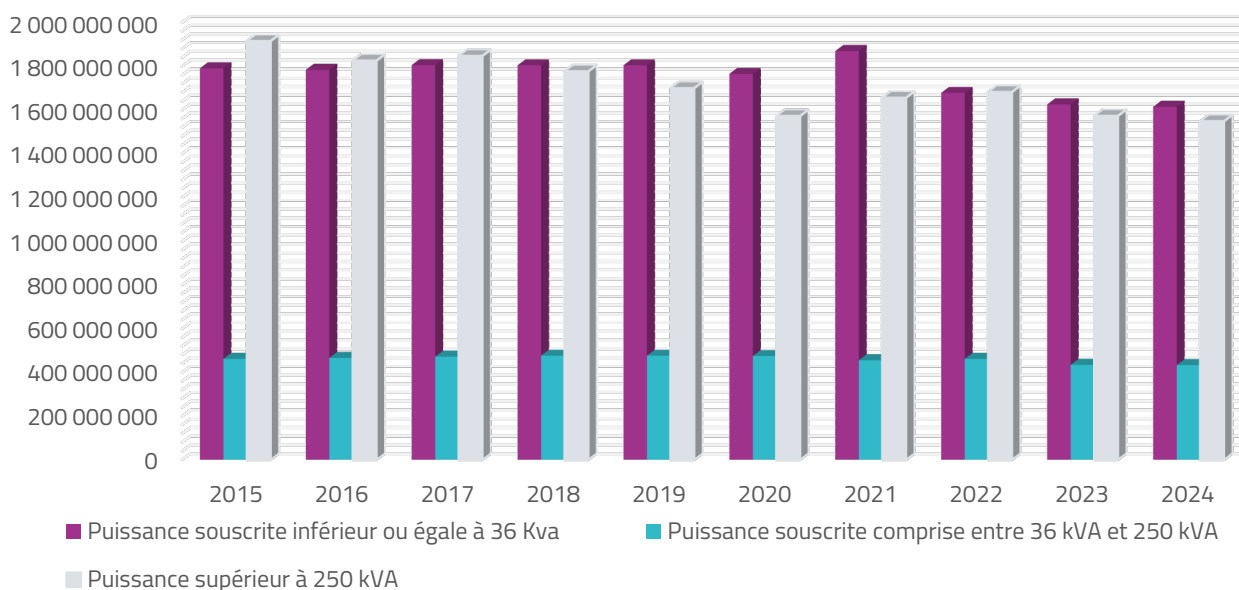
2.2. La consommation d'électricité

La consommation d'électricité en 2024 sur la concession représente 3 597 158 763 kWh dont :

- 1 614 960 899 kWh d'énergie acheminée pour les puissances souscrites $\leq$ 36 kVA,
- 433 466 158 kWh d'énergie acheminée pour les puissances souscrites $>$ 36 kVA.

La consommation d'électricité a globalement baissé en 2024 de 1,01% par rapport à 2023. Plus globalement, la consommation est sur une tendance baissière depuis 2021 malgré l'augmentation constante du nombre de clients. Elle correspond à la tendance observée au niveau national dans un contexte de sobriété énergétique accrue.

EVOLUTION DE LA CONSOMMATION D'ELECTRICITE (KWH)



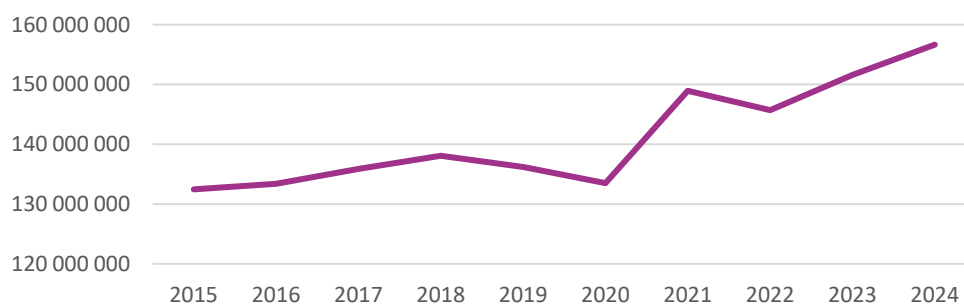
A retenir : En 2024 la consommation a baissé de 1,01% dans la Marne alors que dans le même temps le nombre d'utilisateurs a augmenté de 0,97 %.

2.3. Recettes d'acheminement

Pour 2024, les recettes d'acheminement d'Enedis sur la concession s'établissent à 156,66 millions d'Euros soit une hausse de 3,22% par rapport à 2023. Pour rappel, c'est la CRE via le TURPE qui fixe ces tarifs.

Depuis 10 ans, ces recettes sont en hausse constantes sur la concession. Seules les années 2019/2020 avec le COVID et 2022 avec la crise énergétique font exception à cette augmentation.

Recettes d'acheminement en €



3. Le raccordement des usagers

ENEDIS, dans sa mission de service public, doit à tous un accès transparent et non discriminatoire aux réseaux de distribution. Le raccordement électrique consiste à raccorder un réseau privé (installation électrique, maison, immeuble) à un réseau de distribution publique d'électricité. Au périmètre de la concession, cette activité est caractérisée par le nombre de raccordements.

3.1. Le raccordement des consommateurs

Les demandes de raccordement sont en forte augmentation par rapport à 2023 (+12.8 %).

Nombre de raccordements neufs réalisés	2023	2024
En BT et de puissance $\leq$ à 36 kVA	1505	1687
▪ Dont raccordements BT individuels sans adaptation de réseau	1180	1301
▪ Dont raccordements BT collectifs sans adaptation de réseau	81	96
▪ Dont raccordements BT individuels et collectifs avec adaptation de réseau	24	290
En BT et de puissance comprise entre 36 et 250 kVA	113	155
En HTA	33	21
Nombre total de raccordements neuf réalisés	1651	1863



A retenir : Les demandes de raccordement des consommateurs sont en forte augmentation par rapport à 2023 à +12.8 %.

Raccordements des infrastructures de véhicule électriques (IRVE)	2023	2024
Raccordements des IRVE BT $\leq$ à 36 kVA	33	60
Raccordements des IRVE $>$ à 36 kVA et HTA	33	36
Nombre total de raccordements des IRVE	66	96



A retenir : Les demandes de raccordement des IRVE sont en très forte augmentation par rapport à 2023 à +31,5 %.

Délai moyen de raccordement d'installations de consommation de puissance inférieure ou égale à 36 kVA (en jours calendaires)

Les délais moyens de réalisation de raccordement continuent leur progression. Ils sont en très forte hausse entre 2023 et 2024(+23.2% pour les raccordements sans extension et +55,5% avec extension)

Délai moyen de raccordement d'installation de consommation de puissance $\leq$ à 36 kVA	2023	2024
Concernant les branchements sans extension de réseau	82	101
Concernant les branchements avec extension de réseau	146	227

3.2. Le raccordement des producteurs

Les raccordements de producteurs sont également en très forte augmentation en 2024. Au global on constate **une hausse de + 33,1%**.

Raccordements d'installations de production individuelles neuves réalisées	2023	2024
Raccordements ≤ à 36 kVA sans adaptation de réseau	1030	1326
Raccordements ≤ à 36 kVA avec adaptation de réseau	11	9
Raccordements BT compris entre 36 kVA et 250 kVA	147	247
Raccordements HTA ≥ 250 kVA	10	13



A retenir : Les raccordements de producteurs poursuivent leur progression en 2024. Au global on constate une hausse + 33,1%.

4. La satisfaction des usagers

4.1. Les enquêtes de satisfaction

4.1.1. ENEDIS

ENEDIS évalue chaque année la satisfaction globale des usagers, particuliers et professionnels raccordés en basse tension vis-à-vis de son action en matière de qualité de fourniture, de raccordement au réseau de distribution d'électricité, de mise en service et d'intervention technique. Les résultats 2024 sont nationaux et à l'échelle de la concession :

Indicateur de satisfaction	Concession 2023	National 2024	Concession 2024
Résultats de satisfaction globale			
▪ Clients « particuliers »	89,6 %	92,1%	91,8%
▪ Clients « professionnels » (≤ à 36 kVA)	85,7 %	90,4%	86,5%
▪ Clients « Entreprises » (>à 36 kVA)	88,5 %	91,5%	92,3%
Raccordements			
▪ Clients « particuliers »	74,6 %	83,2%	81,0%
▪ Clients « professionnels » (≤ à 36 Kva)	76,6 %	85,9%	78,7%
▪ Clients « entreprises » (>à 36 kVA)	84,3 %	85,2%	81,3%

Ces enquêtes de satisfaction mettent en avant notamment "un déficit de satisfaction " sur la partie raccordement notamment sur le segment des professionnels. Cela est dû principalement à l'allongement des délais de raccordements évoqués au chapitre précédent. Ils sont jugés trop long. Un manque d'accompagnement des travaux est aussi évoqué.

4.1.2. EDF

Les enquêtes de satisfaction relatives à la mission de fourniture aux Tarifs Réglementés de Vente ne sont pas exploitables car EDF les fournit à la maille nationale.

4.2. Les réclamations

4.2.1. ENEDIS

En 2024, Enedis a reçu au total 1682 réclamations. Ce nombre est en hausse par rapport à 2023 (+13,37%). Elles se décomposent de la manière suivante :

	2023	2024
▪ Raccordements	10,9 %	8,9 %
▪ Relève et facturation	42,9 %	47,3 %
▪ Accueil	1,0 %	1,2 %
▪ Interventions techniques	18,1 %	20,2 %
▪ Qualité de la fourniture	20,8 %	22,5 %
Total	100,0 %	100,0 %

La première source de réclamation reste liée aux problèmes de relève et de facturation loin devant les problèmes liés à la qualité de fourniture.

Le taux de réponse aux réclamations dans le délai de 15 jours est en progression :

	2023	2024
▪ Taux de réponse sous 15 jours	96,4 %	98,5 %

Source : CRAC 2024

4.2.2. EDF

Le fournisseur reste l'interlocuteur privilégié des usagers pour toutes ses démarches. Pour sa mission de service public de fourniture de l'électricité aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV), EDF a la charge des 160 267 clients BT. Il transmet des données à la maille de la concession.

Les réclamations sont traitées autour de 3 instances de traitement :

❑ **Le Service Clients :**

EDF Service Clients, TSA 21941, 62978 ARRAS cedex 9

Téléphone : 3404

❑ **Le Service Consommateurs :** Le client bénéficie alors d'un interlocuteur privilégié tout au long de son parcours

EDF Service Consommateurs, TSA 31942, 62978 ARRAS cedex 9

❑ **Le médiateur EDF →**

TSA 50026, 75804 PARIS cedex 8

www.médiateur.edf.fr Pour mémoire, le client dispose également de la possibilité de saisir le médiateur national de l'énergie (MNE)

Les réclamations écrites

Réclamations écrites	2023	2024	Variation
Courrier	588	379	-35,5 %
Internet	4 755	3 674	-22,7 %

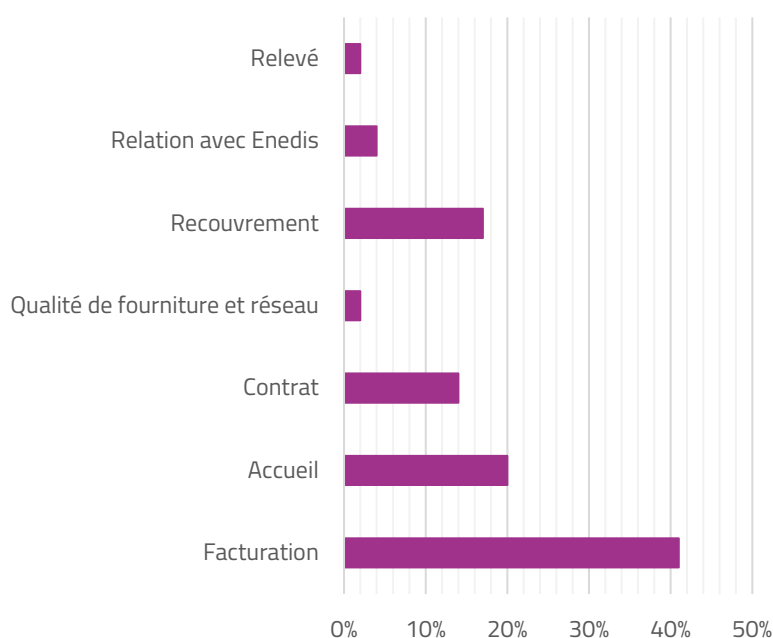
Elles représentent une réclamation pour 40 clients.

Réponse aux réclamations écrites

Taux de réponse sous 30 jours maximum

2023	2024
94,9 %	94,4%

Répartition par motif des réclamations écrites pour l'année 2024



Les réclamations auprès d'EDF sont globalement en forte diminution. Les points sur lesquels le client formule le plus de réclamations sont la facturation, le recouvrement, l'accueil et le contrat. Les réclamations liées aux réseaux et à Enedis sont peu fréquentes.

Source : CRAC 2024

4.3. Informations sur la facturation

La facturation est établie par le fournisseur. Les données qui suivent concernent les clients aux TRV dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

4.3.1. Les clients particuliers

La fréquence de facturation	2023	2024	Variation
Nombre de clients facturés annuellement*	111 282	106 634	-4,2 %
Nombre de clients facturés bimensuellement	37 161	35 672	-4,0 %

*Les clients facturés annuellement sont des clients mensualisés et prélevés

Etablissement des factures	2023	2024	Variation
Nombre total de relevés facturés	387 168	370 215	-4,4 %
Nombre de relevés facturés sur la base du relevé effectué par le client	10 612	9 263	-12,4 %
Nombre de relevés facturés sur la base d'une télé-opération sur compteur Linky	339 596	330 549	-2,7 %
Nombre de relevés facturés rectificatifs	2 141	1 414	-34,0 %

Source : CRAC 2024

4.3.1. Les clients dit « non résidentiels »

La fréquence de facturation	2023	2024	Variation
Nombre de clients dont le contrat est facturé mensuellement sur index réels*	6 438	8 463	+31,5 %
Nombre de clients facturés bimestriellement	5 057	3 733	-26,2 %

*La mensualisation telle qu'elle existait avec une facture de régularisation en fin d'année a disparu. Aujourd'hui les clients souscrivent à la facture mensuelle sur index réels (FMIR) pour ceux qui ont un compteur Linky communicant. Les compteurs « ancienne génération » sont facturés bimestriellement.

Etablissement des factures	2023	2024	Variation
Nombre total de relevés facturés	145 516	174 570	+20,0 %
Nombre de relevés facturés sur la base du relevé effectué par le client	803	769	-4,2 %
Nombre de relevés facturés sur la base d'une télé-opération sur compteur Linky	120 061	146 207	+21,8 %
Nombre de relevés facturés rectificatifs	875	1331	+52,1 %

Source : CRAC 2024

Pour les clients particuliers ou non résidentiels, un bilan « Ma Conso & Moi » est disponible via l'appli d'EDF ou sur l'espace client mettant en avant :

- le bilan des factures,
- le bilan des consommations,
- l'analyse des consommations (avec l'évolution par à l'année précédente),
- des conseils pour économiser l'énergie.



A retenir : En 2024, 87,5 % des factures sont basées sur une télé-opération depuis un compteur Linky.

5. Les usagers en difficulté

5.1. Les difficultés de paiement

Depuis avril 2022, EDF ne pratique plus de coupure totale pour les clients particuliers en difficultés de paiement ou en situation d'impayé. Une réduction de puissance à 1 kVA est effectuée. Cette puissance ne permet pas une consommation électrique courante mais assure un service minimum en attendant la régularisation de la situation (utilisation de l'éclairage, fonctionnement d'un réfrigérateur et d'un congélateur, ou encore recharge d'appareil électroniques par exemple).

Réductions de puissance	2023	2024	Variation
Nombre de clients en situation de réduction de puissance à fin d'année	397	447	12,6 %
Nombre de réduction de puissance effectuées au cours de l'exercice	1970	2410	22,3 %
Nombre de réduction de puissance effectuées pendant la période hivernale	474	612	29,1 %



A retenir : En 2024 les demandes de réduction de puissance sont malheureusement en forte hausse à +22,3 %.

Les clients rétablis au titre de la période de la période hivernale

Dans le cadre de la protection hivernale (art. L. 115-3 du Code de l'action sociale et des familles), les clients qui ont fait l'objet d'une limitation peuvent obtenir un rétablissement à la puissance souscrite sur simple appel auprès du fournisseur.

Rétablissement au titre de la protection hivernale	2023	2024	Variation
Nombre de clients dont l'alimentation est rétablie	459	293	-36,2 %

6. La solidarité et la lutte contre l'exclusion

Le concessionnaire a aussi pour mission la solidarité nationale et la lutte contre l'exclusion par la prévention. Il développe ces missions à travers trois volets :

- l'aide au paiement,
- l'accompagnement,
- la prévention.

6.1. L'aide au paiement

Le chèque énergie



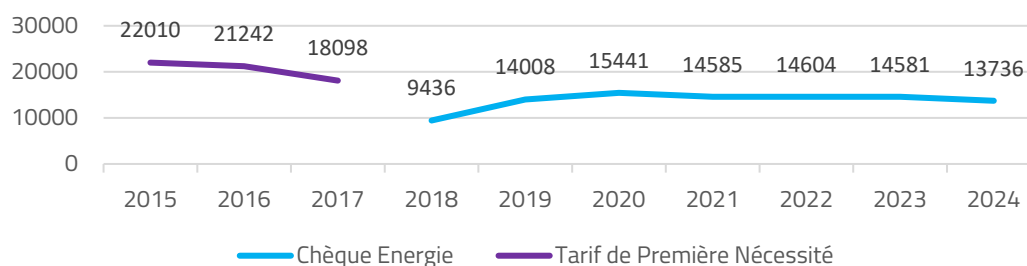
EDF promeut l'appropriation et l'utilisation du chèque énergie en complément de l'action des pouvoirs publics. Celui-ci est une aide versée, sous conditions de ressources pour payer les factures d'énergie, l'achat de combustibles et certains travaux énergétiques (Depuis le 15 février 2025, le chèque énergie ne permet plus de financer des dépenses de travaux de rénovation énergétique). Il est nominatif et son montant oscille entre 48 € et 277 € par an.

Chèque énergie	2023	2024	Variation
Nombre de clients pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte au cours de l'exercice*	14 581	13 736	-5,8 %

* Les valeurs n'inclut pas les chèques exceptionnels versées en 2022

Le nombre de bénéficiaires du chèque énergie en 2024 a diminué de -5,8%. Cette baisse intervient après plusieurs années de stabilité. Cette diminution ne reflète pas une baisse de la précarité sur le département. Elle est plutôt la conséquence d'un nombre important d'utilisateurs ne faisant pas valoir leur droit à cette aide pour un certain nombre de raisons.

Evolution du nombre de bénéficiaire du chèque énergie

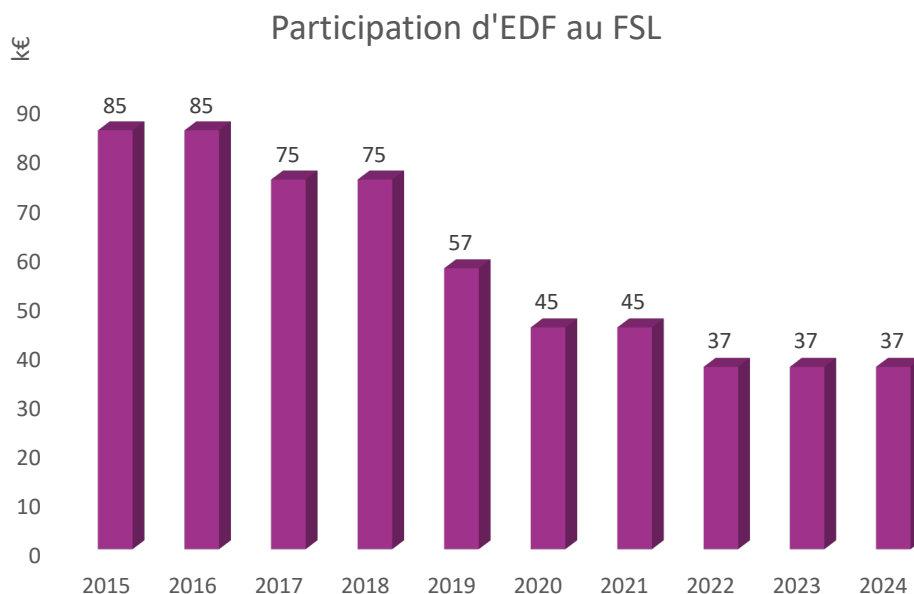


* A partir de 2018 le TPN a été remplacé par le chèque énergie

Les fonds de solidarité pour le logement (FSL)

Gérés essentiellement par les départements, ces fonds traitent l'ensemble des difficultés de paiement associées au logement, à l'eau, l'énergie et au téléphone. EDF co-finance ces fonds dans le cadre de conventions signées dans chaque département par un ensemble de partenaires.

EDF contribue au Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) mais n'est pas décisionnaire pour l'attribution des aides.



La participation d'EDF au FSL ne cesse de diminuer depuis 10 ans. Les causes de cette diminution sont multiples parmi lesquelles, on retiendra la baisse des clients aux Tarifs Réglementés de Vente et des stratégies de lutte contre la précarité énergétique du Conseil départemental de la Marne et d'EDF qui se sont éloignées.

6.2. L'accompagnement

Depuis 2010, l'accompagnement Énergie mis en oeuvre par EDF permet d'apporter une solution personnalisée à tout client qui informe EDF de sa difficulté à payer sa facture d'électricité. Dans le cadre d'un Accompagnement Énergie, le conseiller d'EDF :

- vérifie que le client bénéficie du tarif qui correspond à son mode de consommation et que la facture a bien été établie sur la base d'un index réel,
- donne au client des conseils en matière d'économies d'énergie,
- engage avec le client un échange sur les conditions de règlement pouvant passer par l'attribution d'un délai de paiement et la proposition d'un mode de paiement plus adapté à sa situation,
- informe le client sur le chèque énergie, le cas échéant ,
- oriente le client, si nécessaire, vers les services sociaux.

Dans les conditions du décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau, le client bénéficie du maintien de son alimentation électrique à la puissance souscrite pendant l'instruction d'une demande d'aide au fonds de solidarité pour le logement (FSL). L'objectif majeur est de maintenir, dans la mesure du possible, l'alimentation du client.

Accompagnement Energie	2023	2024	Variation
Nombre de clients bénéficiaires	1 894	2 606	+37,6 %

Source : CRAC 2024



A retenir : En 2024 le nombre de clients ayant bénéficié d'un accompagnement énergie est en forte hausse sur la concession à +37,6 %.

Les équipes d'accompagnement d'EDF sont également constituées de correspondants solidarité en réseau avec les conseillers.

Les correspondants Solidarité portent la politique Solidarité d'EDF en région auprès des acteurs sociaux, au plus près des clients en difficulté de paiement. Ils sont répartis sur tout le territoire et ont chacun en charge plusieurs départements. Ils nouent avec leurs interlocuteurs au niveau local des conventions de partenariat de lutte contre la précarité énergétique. Avec les conseillers Solidarité d'EDF, ils travaillent en étroite collaboration avec les élus locaux, les CCAS et les CIAS.

6.3. La prévention

La prévention par des actions en faveur de la maîtrise de l'énergie et de l'amélioration de l'habitat sont dans les obligations d'EDF dans le contrat de concession. Ils contribuent à diminuer durablement l'impact de la facture d'énergie sur le budget des ménages.

EDF est engagée aux côtés d'acteurs associatifs pour conduire des actions de lutte contre la précarité énergétique et renforcer la médiation sociale sur le terrain. EDF est partenaire de grandes associations caritatives comme le Secours Catholique, la Croix-Rouge Française, ou le Secours Populaire Français. L'objectif est d'aider les personnes en situation de précarité énergétique à payer leurs factures et de les sensibiliser aux économies d'énergie.

D'une manière plus générale, EDF mène auprès de ses clients particuliers des campagnes de sensibilisation aux gestes du quotidien et aux économies d'énergie.

VI – Les éléments financiers de la concession

Ces éléments sont de deux ordres. On trouve d'une part le compte d'exploitation pour la distribution publique d'électricité ainsi que les dépenses du concessionnaire et d'autre part la valeur des ouvrages qui permettent cette distribution d'électricité et qui appartiennent « ab initio » au TE 51.

1. Le compte d'exploitation de la concession TE 51

Chaque année, ENEDIS transmet dans le CRAC les principales données du compte d'exploitation de la concession TE 51 pour l'activité de distribution électrique. Le CCC précise que « *Le compte-rendu annuel comprendra la présentation des principaux éléments du compte d'exploitation au niveau géographique compatible avec l'obtention de données comptables et financières significatives...* ».

1.1. Les éléments financiers du compte d'exploitation

Les éléments financiers transmis comprennent les grandes lignes des produits et des charges ainsi que le résultat financier du concessionnaire dans sa mission de distribution publique d'électricité. Ces chiffres, sans être faux, ne sont pas, non plus, le reflet exact des résultats financiers de la concession pour deux raisons principales :

- le tarif péréqué,
- la mutualisation des activités à une maille supérieure à la concession.

Pour information, les comptes d'exploitation de toutes les concessions du concessionnaire donnent le compte d'exploitation de la société ENEDIS pour la distribution publique d'électricité.

1.1.1 - Le tarif péréqué

Souvent comparée au timbre poste dont le prix est identique quelle que soit la distance parcourue pour l'acheminement du courrier, la péréquation tarifaire permet à tous les abonnés d'ENEDIS quel que soit leur lieu de résidence de payer le même tarif de distribution d'électricité. Celui-ci, fixé par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), doit permettre au gestionnaire de réseaux de couvrir les coûts engagés nationalement pour la distribution d'électricité. Ainsi les recettes d'acheminement perçues par le concessionnaire dans la MARNE correspondent aux tarifs facturés aux abonnés marnais et participent au recouvrement de toutes les dépenses de la S.A. ENEDIS mais ne reflètent pas les véritables charges de la direction territoriale ENEDIS MARNE.

1.1.2 - Les charges mutualisées

Parmi les coûts qui empêchent le compte d'exploitation marnais d'être totalement marnais, il y a les charges mutualisées. ENEDIS est une société nationale divisée en directions territoriales qui chacune gère les réseaux de distribution d'une ou plusieurs concessions. Toutes les directions territoriales ont les mêmes outils de travail et les mêmes obligations de résultat : la sécurité et la continuité de fourniture ainsi que le raccordement des clients. Tous les réseaux sont interconnectés et tous les comptes d'exploitation de ces directions territoriales forment le compte d'exploitation de la société ENEDIS. Face à ce constat, la mutualisation tant humaine que technique dans de nombreux domaines apparaît comme une évidence pour maîtriser les coûts d'exploitation et obtenir une cohésion d'ensemble. Afin de répercuter les coûts de ces activités mutualisées, ENEDIS ramène ces charges à chaque concession au prorata, essentiellement, des kWh consommés ou du nombre de clients.

Synthèse des données du compte d'exploitation

Résultat d'exploitation (k€)	2023	2024	ECART	
			Absolu (k€)	Relatif (%)
Total des produits	208 280	210 863	2 583	1,24
Total des charges	201 070	201 201	131	0,07
Total produits - total charges	7 210	9 662	2 452	34,01

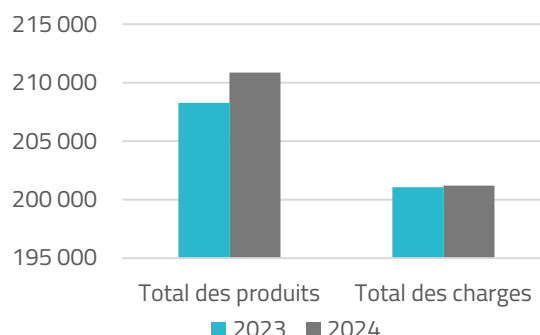
Le compte d'exploitation de la concession TE 51 est bénéficiaire

En 2024, les produits ont augmenté de 1,24 % et les charges de 0,07 % par rapport à l'année 2023. Le résultat net a progressé de 2 452 k€.

La nature des charges et produits

Le tableau ci-dessous donne les charges et les produits selon leur nature dans le compte d'exploitation, à savoir à la maille communale et au tarif péréquéé ou répartis par des clés comme le nombre de clients ou de kWh consommés.

Compte d'exploitation



Résultat d'exploitation (k€)	2024	Montant affecté directement à la concession	Montants répartis (Charges mutualisées)
Total des produits	210 863	192 605	18 258
Total des charges	201 200	56 346	144 854

La majorité des produits sont à la maille de la concession alors que l'ensemble des charges sont obtenues logiquement par des calculs de répartition :

- Produits à la maille de la concession : 91,34 %,
- Charges à la maille de la concession : 28,00 %.

Les produits à la maille de la concession sont les recettes d'acheminement, les recettes de raccordement, les reprises sur amortissements des financements du TE 51 et les reprises de provisions pour renouvellement.

A Contrario, les charges centrales ne sont nullement à la maille de la concession. Elles sont le reflet de l'organisation d'ENEDIS où les activités très spécifiques et à forte technicité sont organisées à une échelle supérieure à la maille de la concession. Il s'agit notamment des Agences d'Interventions Spécialisées (AIS) (postes sources, marché d'affaires et HTA) ou des Agences de Conduite du Réseau (ACR) qui interviennent sur plusieurs départements. Des exceptions néanmoins, comme la contribution au CAS FACE et les dotations aux amortissements des financements du concessionnaire ou de l'autorité concédante.

1.1.3. Les produits d'exploitation

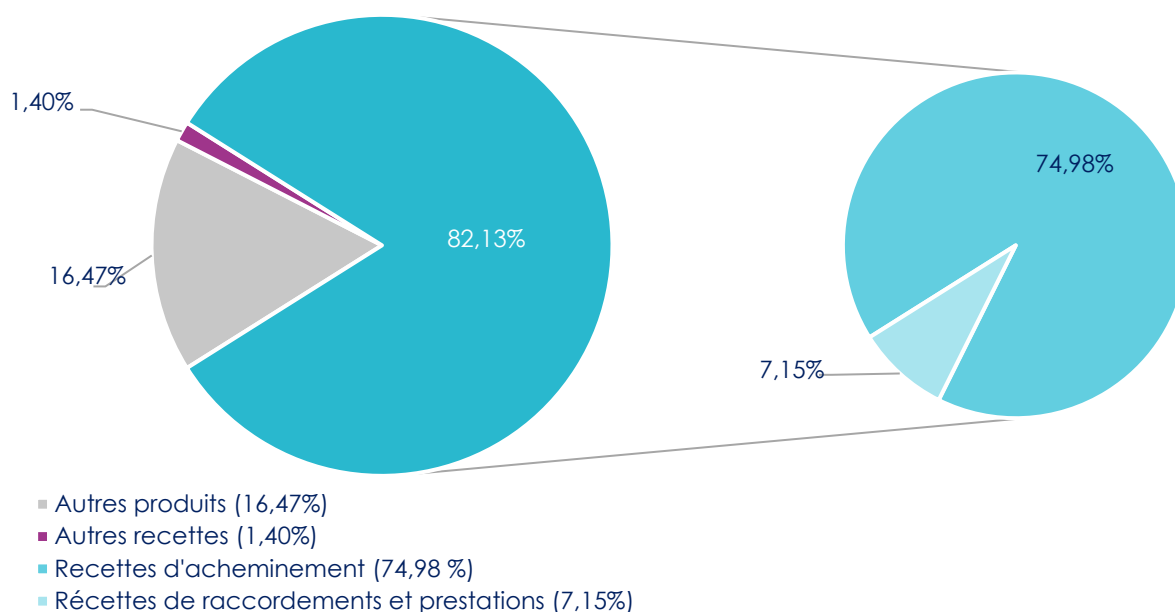
Les produits d'exploitation s'élèvent à 210 863 k€, ils comprennent :

Résultat d'exploitation (k€)	2023	2024	% écart
Recettes d'acheminement	150 650	158 102	4,95%
Dont clients HTA	33 270	35 585	6,96%
Donts clients BT ayant une puissance souscrite ≤ 36 kVA	94 259	96 292	2,16%
Donts clients BT ayant une puissance souscrite > 36 kVA	22 641	24 058	6,26%
Dont autres	480	2 167	351,46%
Recettes de raccordements et prestations	24 047	15 077	-37,30%
Dont raccordements	22 576	13 988	-38,04%
Dont prestations	1 471	1 089	-25,97%
Autres recettes	2 915	2 949	1,17%
Chiffre d'affaires	177 612	176 128	-0,84%
Autres produits	30 667	34 735	13,27%
Production stockée et immobilisée	21 650	24 818	14,63%
Reprise sur amortissements et provisions	7 580	8 434	11,27%
Autres produits divers	1 437	1 483	3,20%
Total des produits	208 279	210 863	1,24%

Analyse des produits d'exploitation

Le chiffre d'affaires s'élève à 176 128 k€ soit une légère augmentation de 0,84% par rapport à 2023. Les deux activités principales du concessionnaire, l'acheminement de l'électricité et le raccordement des clients, représentent 82,13% de ses recettes.

Les produits d'exploitation



La marge d'acheminement

Les recettes d'acheminement reposent sur le TURPE. La marge d'acheminement représente le résultat obtenu en retranchant des recettes d'acheminement le coût d'accès aux réseaux et les achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau.

Pour information, les pertes sur le réseau représentent l'écart entre l'énergie injectée sur le réseau public de distribution d'électricité et l'énergie consommée par les utilisateurs finaux. On distingue deux sortes de pertes, les pertes techniques par échauffement des câbles (effet joule), pertes fer, pertes cuivre, etc.... et les pertes non techniques (énergie consommée mais non mesurée dans les dispositifs de comptage). ENEDIS est tenue réglementairement d'acheter cette énergie et les certificats d'origines associés. Cette activité est gérée au niveau national et répartie dans chaque direction régionale (DR) au prorata de la consommation sur ce territoire.

Résultat d'exploitation (en k€)	2023	2024	ECART (%)
Recettes d'acheminement	150 650	158 102	4,95
- Accès réseau amont	34 379	37 221	8,27
- Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	35 475	24 836	-29,99
= marge d'acheminement	80 796	6 045	18,87

L'importante réduction des achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau augmente mécaniquement la marge d'acheminement. A quoi est due cette baisse ? Chute du prix de l'énergie ? Meilleure efficacité des dispositifs de comptage ?



A retenir : - Les achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau ont baissé de 29.99 %

1.1.4. Les charges d'exploitation

Les charges d'exploitation s'élèvent à 201 200 k€. Elles sont mutualisées à plus de 70 %.

Résultat d'exploitation (k€)	2023	2024	Ecart (%)
Consommations de l'exercice en provenance de tiers	110 290	103 870	-5,82%
Accès réseau amont	34 379	37 221	8,27%
Achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau	35 475	24 836	-29,99%
Redevance de concession	5 499	5 445	-0,98%
Autres consommations externes	34 937	36 368	4,10%
Impôt et taxes	6 772	7 298	7,77%
Contribution au CAS FACE	2 643	2 674	1,17%
Autres impôts et taxe	4 129	4 624	11,99%
Charges de personnel	25 489	28 083	10,18%
Dotations d'exploitation	35 535	38 651	8,77%
Dotations aux amortissements DP	20 687	21 514	4,00%
Dont dotations aux amortissements des financements du concessionnaire	12 961	13 594	4,88%
Dont dotations aux amortissements de l'autorité concédante et des tiers	7 726	7 920	2,51%
Autres dotations d'exploitation	14 848	17 137	15,42%
Autres charges	8 565	6 589	-23,07%
Charges centrales	14 418	16 709	15,89%
Total des charges	201 069	201 200	0,07%

Le chapitre « Les consommations de l'exercice en provenance des tiers » est la principale dépense du concessionnaire (51,63%). Elle correspond à l'accès au réseau amont, aux redevances de concession et aux autres consommations externes. Cette catégorie a baissé entre 2023 et 2024 essentiellement par la diminution du coût d'achat d'énergies pour couvrir les pertes sur le réseau. Les redevances de concession ont baissé de 0,98% par rapport à 2023.

Dans le chapitre « impôts et taxes », on retrouve le financement du CAS FACE. Ce compte d'affectation spéciale pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACE) est alimenté par une charge payée par les distributeurs d'électricité (ENEDIS ou les ELD) sur le kWh distribué. Ce compte est redistribué aux autorités concédantes suivant leur nombre de clients et de départs mal alimentés en zone rurale pour la réalisation des travaux d'effacement, extension, sécurisation et de renforcement.

	Contribution au CAS FACÉ versée par ENEDIS (k€)	Subvention du CAS FACÉ reçue par le TE 51 (k€)
2020	2669	1515
2021	2619	1786
2022	2690	1645
2023	2643	1685
2024	2674	1782

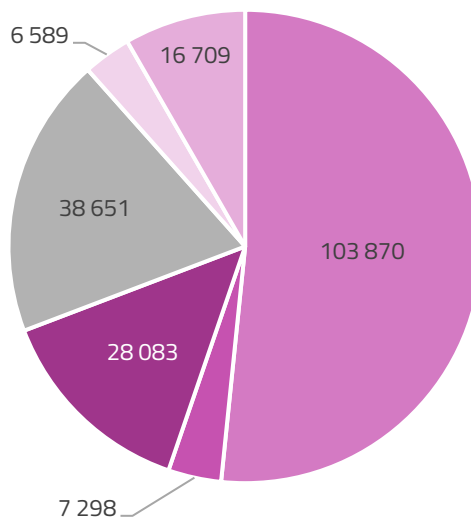


A retenir : Comme chaque année, ENEDIS, pour le territoire marnais verse toujours plus que le TE 51 ne reçoit en subvention.

Il va sans dire que les travaux effectués sur le réseau tant par ENEDIS que le TE 51 réduisent les départs et les clients mal alimentés de la concession.

Les charges d'exploitation (en k€)

- Consommations de l'exercice en provenance de tiers (51,97%)
- Impôt et taxes (4,18%)
- Charges de personnel (13,46%)
- Dotations d'exploitation (22,15%)
- Autres charges (3,00 %)
- Charges centrales (5,24%)



Le résultat d'exploitation

Résultat d'exploitation (en k€)	2023	2024
Total des produits	208 279	210 863
Total des charges	201 069	201 200
Contribution au résultat d'ENEDIS	7 210	9 663
Soit % recettes d'acheminement	4,79%	6,11%

L'augmentation plus forte des recettes que des charges permet une augmentation du résultat d'exploitation 2024.

1.1.5. La contribution à l'équilibre

Dernière donnée du compte d'exploitation, la contribution à l'équilibre n'est pas une notion comptable, ni un flux financier. Elle est le résultat de la particularité des contrats de concession de la distribution publique d'électricité où un tarif unique sur tout le territoire français doit permettre à l'entreprise ENEDIS de couvrir toutes ses dépenses.

Cependant, cette péréquation tarifaire de l'acheminement de l'électricité sur tout le territoire amène des écarts financiers entre les concessions. Certaines, notamment les concessions urbaines dont la densité de population est plus élevée, sont plus rentables que d'autres où l'habitat est plus isolé et/ou les conditions de desserte de l'énergie sont plus difficiles. Cette contribution à l'équilibre place toutes les concessions par rapport à cet équilibre. Il en résulte une charge ou un produit qui serait nécessaire à chaque concession pour être à ce niveau. Si la concession est au-dessus de cet équilibre, on lui attribue une charge. A l'inverse, une concession au-dessous perçoit un produit. Finalement, toutes ces contributions à l'équilibre s'annulent entre elles et l'addition des résultats d'exploitation de toutes les concessions donnent le résultat d'exploitation de la société ENEDIS.

Le résultat d'exploitation de la concession TE 51 avec la contribution d'équilibre

	2023	2024
Contribution au résultat avant péréquation (en k€)	7 210	9 663
% recette d'acheminement	4,79%	6,11%
Charge supplémentaire	13 151	0
Produit supplémentaire	0	2 072
Résultat total d'exploitation après péréquation	-5 941	11 735
% recette d'acheminement	-3,94%	7,42%

La contribution d'équilibre du compte d'exploitation du TE 51 est un produit supplémentaire ce qui signifie que le résultat de 2024 est inférieur à l'équilibre économique global de la société ENEDIS mais ne reflète en rien la santé de concession marnaise.

Le résultat d'exploitation de la société ENEDIS

Pour information, ci-dessous le résultat d'exploitation de la société ENEDIS issu de ses comptes annuels au 31 décembre 2024.

Société ENEDIS (en k€)	2023	2024
Total produits d'exploitation	18 955	19 932
dont recettes d'acheminement	14 752	15 426
Total charges d'exploitation	19 459	18 779
Résultat d'exploitation	-504	1 153
% recettes d'acheminement	-3,42%	7,47%

2. Les dépenses du concessionnaire

Les obligations d'ENEDIS dans sa mission de service public de la distribution d'électricité sont :

- L'entretien, le renouvellement et le développement des ouvrages de la concession,
- Le raccordement de tous les usagers, consommateurs comme producteurs, aux réseaux publics de distribution d'électricité.

2.1. Les investissements du concessionnaire

Le tableau ci-dessous reprend les dépenses d'investissement du concessionnaire sur les biens concédés mais également sur ses biens propres comme les postes sources.

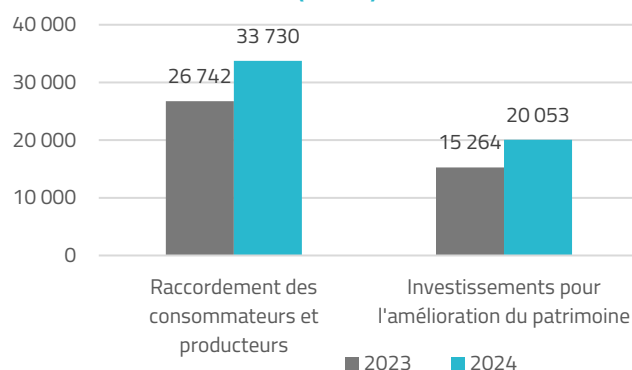
INVESTISSEMENT ERDF (en k€)	2023	2024	% écart
Raccordement des consommateurs et producteurs	26 742	33 730	26,13%
Dont raccordements des consommateurs HTA	633	515	-18,64%
Dont raccordements des consommateurs BT	9 336	9 825	5,24%
Dont raccordements des producteurs HTA	7 894	3 640	-53,89%
Dont raccordements des producteurs BT	4 966	8 328	67,70%
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	15 264	20 053	31,37%
Performance du réseau	11 246	14 728	30,96%
Dont renforcement BT	461	394	-14,53%
Dont renforcement HTA	853	1 604	88,04%
Dont actions visant améliorer la résilience des réseaux et des postes (capacité des territoires à limiter l'effet des catastrophes et à retrouver un fonctionnement normal rapidement)	133	542	307,52%
Dont actions visant améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	7 625	9 070	18,95%
Dont actions visant améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (programmes de prolongation de durée de vie)	914	1 040	13,79%
Dont moyens d'exploitation	1 202	2 058	71,21%
Dont smart grids	58	20	-65,52%
Dont compteurs communicants	0	0	0,00%
Exigences environnementales et réglementaires	4 018	5 326	32,55%
Dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	575	1 147	99,48%
Dont sécurité et obligations réglementaires	2 415	2 466	2,11%
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	1 028	1 713	66,63%
Investissements de logistique (dont immobilier)	441	543	23,13%
Autres investissements	0	1	0,00%
Total en (k€)	42 447	54 327	27,99%
Dont investissements poste-sources	4 858	14 485	198,17%
Dont création de capacités d'accueil des ENR dans les postes	1 439	8 759	508,69%

Et par catégorie :

	2023	2024	% écart
Raccordement des consommateurs et producteurs	26 742	33 730	26,13%
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	15 264	20 053	31,37%
Investissements de logistique (dont immobilier)	441	543	23,13%
Autres investissements	0	1	-
Total en (k€)	42 447	54 327	27,99%

Les investissements du concessionnaire sont largement dirigés par les problématiques actuelles, plus d'énergie décarbonée et une plus grande résistance aux aléas climatiques de plus en plus virulents. Ils ont globalement augmenté entre 2023 et 2024 de 27,97 %. Ils sont largement dominés par les raccordements des clients et les travaux pour l'amélioration du patrimoine. Il est à noter que les dépenses pour les postes sources et pour l'intégration de la production ENR dans les postes sources qui apparaissent à divers stades dans les 4 catégories, représentent 23 244 k€ k€ soit 42,79% des investissements 2024 du concessionnaire contre 14.83 % en 2023.

Principales dépenses du concessionnaire (en k€)



2.1.1. Les raccordements des consommateurs et des producteurs

Le raccordement des consommateurs et des producteurs est une obligation du concessionnaire. En 2024, ces travaux de raccordement s'élèvent à 33 730 k€ et représentent 62,09% des investissements ENEDIS. Ils ont augmenté de 26,13 % par rapport à 2023.

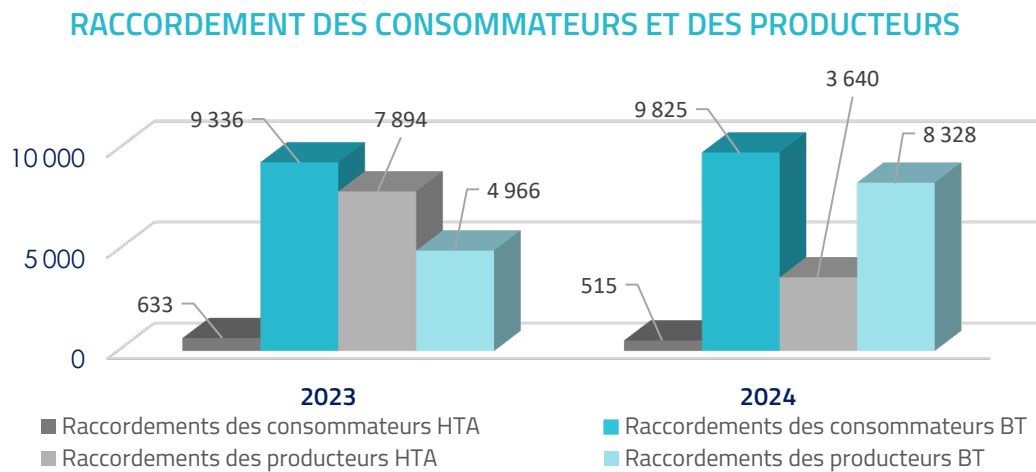
Ci-dessous détail par catégories

	2023	2024	% écart
Raccordement des consommateurs et producteurs	26 742	33 730	26,13%
Dont raccordements des consommateurs HTA	633	515	-18,64%
Dont raccordements des consommateurs BT	9 336	9 825	5,24%
Dont raccordements des producteurs HTA	7 894	3 640	-53,89%
Dont raccordements des producteurs BT	4 966	8 328	67,70%

Le total des raccordements est supérieur de 11 422 k€ à la somme des 4 sous-catégories ci-dessus. ENEDIS en explique la raison dans son édition 2024 « *concernant le total des investissements liés aux raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs, certaines finalités de raccordement telles que le raccordement des ZAC, les achats de transformateurs HTA/BT etc, ne peuvent pas être attribuées exclusivement à l'une des quatre*

sous-catégories de raccordement figurant dans ce tableau. Ainsi les dépenses engagées sur ces finalités sont bien prises en compte dans le total des investissements de raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs, mais ne sont pas ventilées dans une de ces quatre sous-catégories. ».

Evolution des raccordements entre 2023 et 2024 (en k€)



Les raccordements des consommateurs et des producteurs BT augmentent alors que les travaux de raccordement sur le réseau HTA régressent. Néanmoins, cette baisse est à relativiser car ces investissements varient aussi beaucoup par les travaux nécessaires en amont (postes sources, départs éolien, etc) qui augmentent le délai de raccordement des sites de production.

2.1.2. L’investissement pour l’amélioration du patrimoine

Ce chapitre correspond aux postes « performance du réseau » et « exigences environnementales et réglementaires ». L'article 10 du Cahier des Charges de Concession précise que « *l'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire.* »

Investissement pour l’amélioration du patrimoine (en k€)

	2023	2024	% écart
Investissements pour l'amélioration du patrimoine	15 264	20 054	31,38%
Performance du réseau	11 246	14 728	30,96%
Exigences environnementales et réglementaires	4 018	5 326	32,55%

L’investissement pour l’amélioration du patrimoine a augmenté de 31,38 % entre 2023 et 2024. Le sous-chapitre « performance du réseau » représente 73,44 % de ce chapitre. Comme sa dénomination l’indique, il concerne notamment des travaux de renforcement sur les réseaux HTA et BT, d’amélioration de la fiabilité des réseaux et de prolongation de la durée de vie des ouvrages. Le déploiement des compteurs communicants Linky étant achevé, il n’apparaît plus dans ces investissements.

3. Les immobilisations en concession

Pour appréhender l'économie d'une concession électrique, il faut connaître quelques principes. Au commencement, il y a les ouvrages de la distribution d'électricité. Ils sont des biens propres, de reprise ou de retour. Tous ces biens sont enregistrés dans les comptes du concessionnaire mais avec des règles différentes. Les biens propres appartiennent au concessionnaire. Ils resteront sa propriété en fin de concession. Les biens de reprise sont des ouvrages qui, sans être indispensables à la distribution d'électricité, peuvent être utiles (moyens d'exploitation : outillage, engins, etc.). L'autorité concédante peut choisir au terme de la concession de les reprendre. Un accord financier sera alors conclu avec le concessionnaire. Et puis, il y a **les biens de retour. Ils sont essentiels à la distribution publique d'électricité.**

Ce sont :

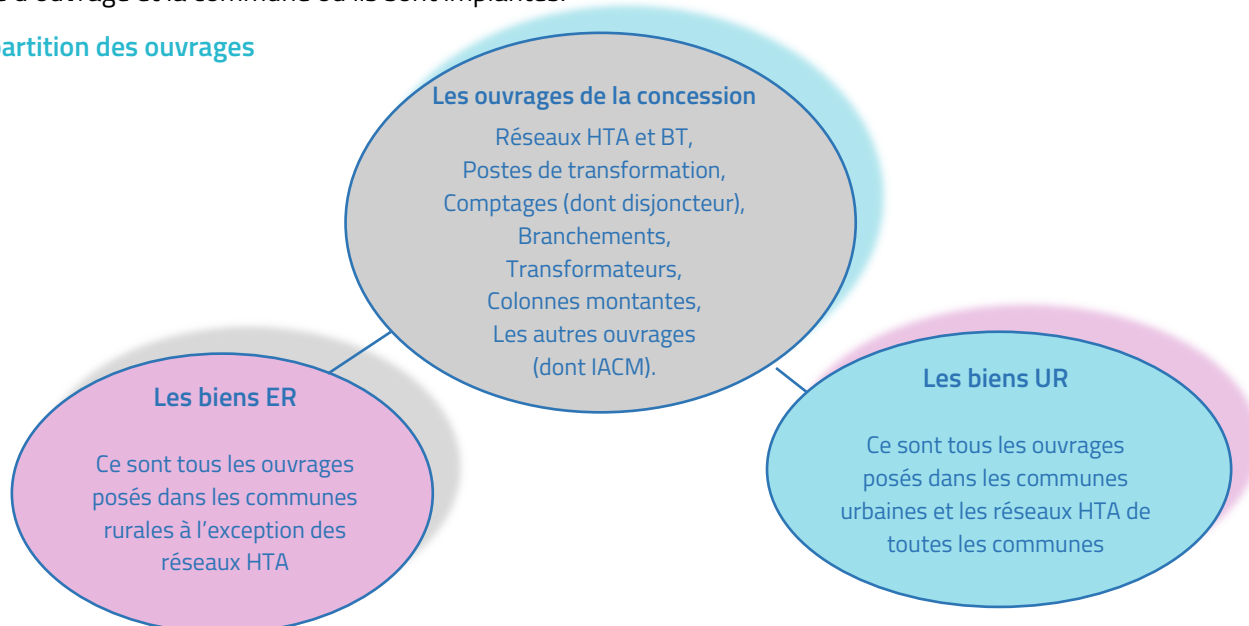
- les réseaux BT et HTA,
- les postes de transformation HTA/BT,
- les transformateurs,
- les compteurs linky et marchés d'affaires,
- les colonnes montantes (à l'exception des colonnes restées la propriété des propriétaires),
- les branchements aériens (liaison réseau aériennes et leurs dérivations individuelles),
- les liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines,
- Les dérivations individuelles des liaisons réseau aéro-souterraines et souterraines,
- les disjoncteurs,
- Autres biens.

Ces ouvrages sont construits par le TE 51 ou ENEDIS. Ils appartiennent « ab initio » au TE 51. Ils lui reviendront à la fin du contrat. ENEDIS, par le contrat de concession signé avec le TE 51, les exploite à ses risques et périls. Les biens sont inscrits à l'actif immobilisé « immobilisations corporelles du domaine concédé » au bilan du groupe EDF pendant toute la durée du contrat de concession. De même, ils apparaissent au passif de ce bilan dans les comptes spécifiques des concessions et dans les provisions pour renouvellement.

3.1. Les biens de retour dans la comptabilité du concessionnaire

Comme précisé ci-dessus, les biens de retour sont les ouvrages qui permettent la distribution de l'électricité jusqu'à l'abonné. Ces biens sont dits urbains (UR) ou d'électrification rurale (ER). Ils sont classés selon leur type d'ouvrage et la commune où ils sont implantés.

Répartition des ouvrages



Cette classification reprend la répartition de la maîtrise d'ouvrage telle qu'elle est décrite dans l'annexe 5 du contrat de concession où ENEDIS travaille sur le réseau HTA dans toutes les communes de la concession et sur le réseau BT dans les communes urbaines à l'exception des travaux d'effacement BT qui sont réalisés par le TE 51. Les travaux sur le réseau BT dans les communes rurales sont effectués par le TE 51.

Dans la comptabilité d'ENEDIS, les travaux du TE 51 sur son patrimoine et dans la zone de desserte qui lui a été attribuée sont enregistrés en remise gratuite, c'est-à-dire qu'il n'est pratiqué aucun amortissement par le concessionnaire. A contrario, les travaux du TE 51 sur les biens urbains en particulier les travaux d'effacement sont enregistrés au coût qu'aurait supporté l'entreprise si elle les avait construits elle-même. Leurs amortissements constituent la dette d'ENEDIS envers le TE 51 au bilan du passif d'ENEDIS.

Pour tous les ouvrages, ENEDIS pratique un amortissement industriel sur le mode linéaire avec les durées d'amortissement différentes. Ci-dessous les durées de vie des principaux ouvrages :

▪ Génie civil des postes	45 ans,
▪ Canalisations HTA et BT	40 ans ou 50 ans,
▪ Postes de transformation	30 ou 40 ans,
▪ Transformateur	40 ans,
▪ Compteur Linky	20 ans,
▪ Disjoncteur	20 ans,
▪ Autres installations de comptage	20 à 30 ans ⁶ ,
▪ Colonnes montante électriques	60 ans,
▪ Liaisons réseau/dérivations individuelles	40 ou 50 ans.

3.2. Les provisions pour renouvellement (PR)

Les provisions étaient une spécialité de l'ancien contrat de concession de la distribution publique d'électricité. Elles permettaient au concessionnaire, ENEDIS, de se constituer une épargne pour renouveler des ouvrages qui ne lui appartenaient pas. Elles étaient inscrites dans le Cahier des Charges de Concession (CCC) signé en 1993.

L'article 10 de ce CCC précisait « ... *En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées.* ».

Instituées sur tous les ouvrages de la concession, leur champ d'action s'était peu à peu réduit notamment par la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et des entreprises électriques et gazières qui précisait que cette obligation était ramenée aux seuls ouvrages renouvelables avant la fin de la concession. Les décisions unilatérales d'ENEDIS d'allonger les durées de vies de certains ouvrages ont accentué la baisse de ces provisions pour renouvellement.

Elles étaient considérées comme un financement de l'autorité concédante (TE 51) et devaient lui revenir à la fin du contrat de concession. Elles étaient financées par l'utilisateur au travers du TURPE et permettait à ENEDIS de réduire ses impôts sur les bénéfices. Pendant la durée du précédent contrat de concession, ces provisions étaient utilisées par ENEDIS pour le financement des travaux de renouvellement des ouvrages de la concession. Elles étaient considérées, pour les biens réputés financés par le TE 51, comme un financement de l'autorité concédante sur le nouveau bien. L'excédent éventuel de provision était repris en

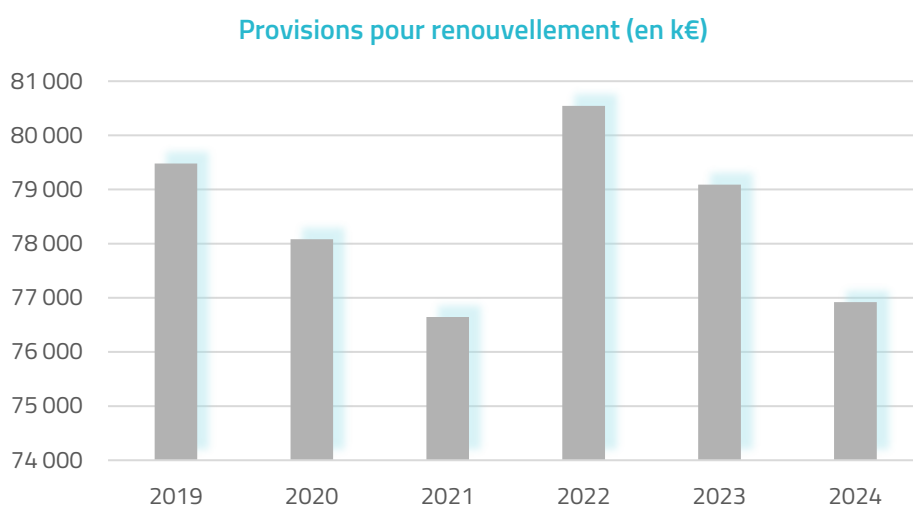
⁶ Certaines installations de comptage font actuellement l'objet d'un amortissement accéléré.

résultat exceptionnel du concessionnaire. Les provisions sur les ouvrages déposés par le TE 51 lors d'effacement ou de renforcement de réseaux finissaient aussi dans les résultats exceptionnels d'ENEDIS.

Avec le nouveau contrat de concession de type 2017, exit ces provisions pour renouvellement sur les ouvrages de la concession mais il reste un reliquat issu du précédent contrat.

Les provisions pour renouvellement (évolution sur cinq ans avec 2019 dernière année du précédent contrat de concession)

	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Montant (en k€)	79 480	78 082	76 646	80 545	79 091	76 921
% évolution		-1,76%	-1,84%	5,09%	-1,81%	-2,74%



D'années en années, les provisions baissent. Logiquement, puisque les ouvrages anciens qui les portaient sont peu à peu renouvelés. L'année 2022 est particulière puisque que le stock de provisions pour renouvellement augmente de 5,09 %. Cette heureuse nouvelle doit correspondre à la régularisation de biens non localisés en bien localisés mais sans données particulières transmises par ENEDIS sur ce sujet, l'autorité concédante ne peut que faire des suppositions.

Il en est de même pour les pertes de provisions pour renouvellement. Deux chiffres sont communiqués à l'autorité concédante :

- Le montant de la reprise sur les PR dans le compte d'exploitation. Pour 2024, il est égal à 546 k€ et selon le CRAC, ce montant est complètement affecté à la concession.
- Le montant des provisions pour renouvellement arrêté au 31/12/2024 : 76 921 k€ soit un écart avec 2023 de 2 170 k€.

2 170 k€ sont sortis du stock des PR, 546 k€ sont partis dans les résultats exceptionnels d'ENEDIS mais qu'est devenue la différence qui s'élève à 1 624 k€ ?

Logiquement ces PR et les amortissements qui correspondaient à l'ouvrage déposé sont réaffectés au nouveau bien mis en service. Mais sans fichier pour corroborer cette règle, le TE 51 ne peut pas contrôler ces mouvements.

3.3. La valeur financière du patrimoine (d'après les données ENEDIS)

La valeur financière du patrimoine de la distribution publique d'électricité (biens de retour) arrêtée au 31 décembre 2024 s'élève à 1 043 687 K€. Elle a évolué de 4,55 % par rapport à 2023. Le TE 51 attire néanmoins l'attention sur le fait que le manque de données et de traçabilité des provisions pour renouvellement, les corrections en cours à la demande de l'autorité concédante sur l'enregistrement comptable notamment des postes de transformation (demande de l'année 2025 sur les données 2023) ainsi que les corrections en cours des biens autrefois non localisés, comme les branchements ne permettent pas à l'autorité concédante d'approuver complètement les données transmises. A cela s'ajoute des données très difficilement interprétables par manque de lien entre les fichiers transmis.

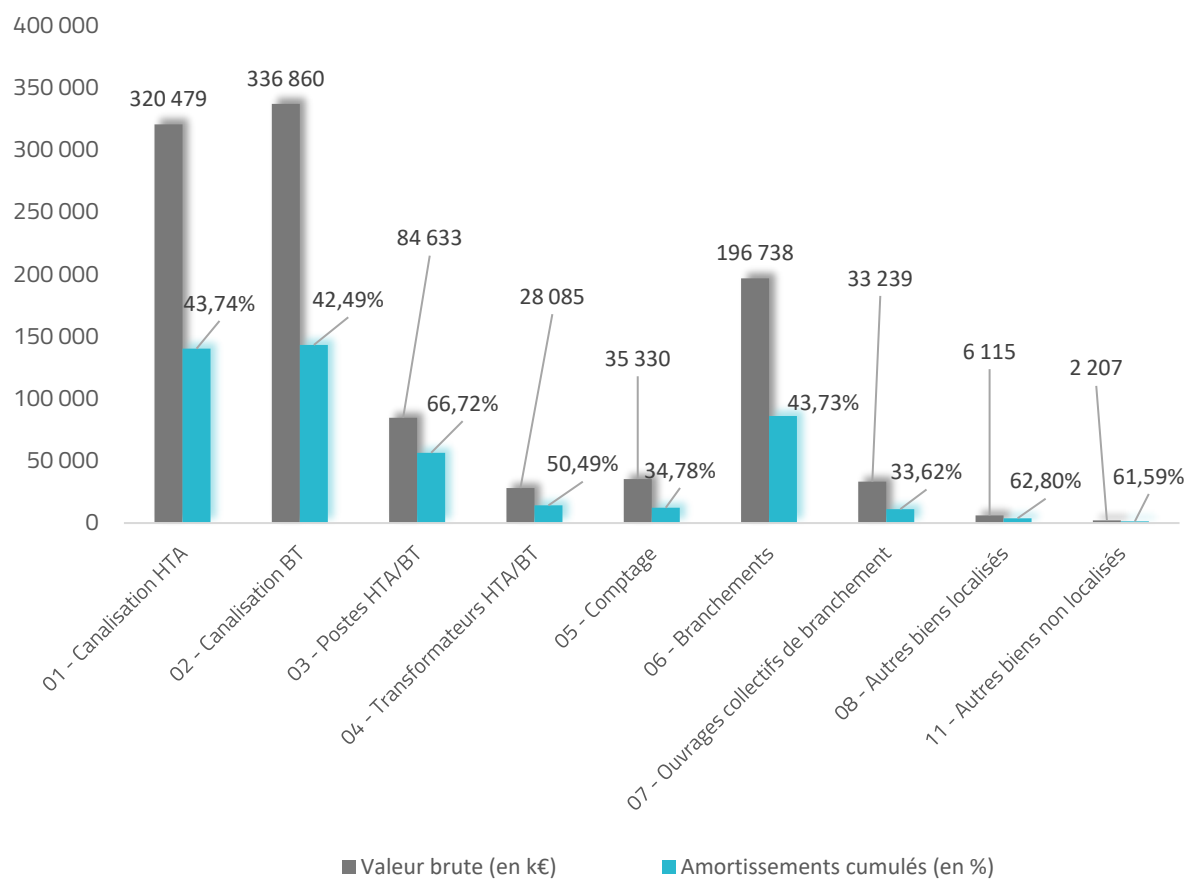
<i>Montants en k€</i>	2023	2024	% ECART
Valeur brute d'actif	998 246	1 043 687	4,55%
Amortissement industriel	445 850	468 671	5,12%
Valeur nette comptable	552 396	575 016	4,09%
Valeur de remplacement	1 354 223	1 422 498	5,04%
Provisions pour renouvellement	-79 091	-76 921	-2,74%

Et dans le détail, par ouvrages :

<i>Montants en k€</i>	Valeur brute (VB)	Amortissements cumulés (industriels)	Valeur nette comptable (VNC)	Valeur de remplacement théorique	Provision renouvellement (PR)
01 - Canalisation HTA	320 479	-140 186	180 294	448 533	-36 908
02 - Canalisation BT	336 860	-143 146	193 715	460 787	-16 239
03 - Postes HTA/BT	84 633	-56 467	28 166	118 780	-9 238
04 - Transformateurs HTA/BT	28 085	-14 180	13 905	41 640	-2 371
05 - Comptage	35 330	-12 289	23 041	35 330	0
06 - Branchements	196 738	-86 030	110 708	265 695	-12 145
07 - Ouvrages collectifs de branchement	33 239	-11 174	22 065	42 541	0
08 - Autres biens localisés	6 115	-3 841	2 275	6 732	-16
11 - Autres biens non localisés	2 207	-1 359	848	2 460	-3
Total financier des ouvrages	1 043 687	-468 671	575 016	1 422 498	-76 921

Les canalisations représentent 63 % de la valeur financière du patrimoine. Ces ouvrages sont amortis à 43,10%. Les postes HTA/BT sont les plus vieux et les comptages, sous l'effet de linky, sont les plus récents avec 34,78%. Les branchements individuels et collectifs ont un taux d'amortissement de 42 % mais c'est le résultat de leur passage d'ouvrages non localisés à localisés.

Valeur financière et amortissement du patrimoine



3.4. Le financement du patrimoine

Le patrimoine est constitué d'ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage et le financement du TE 51 ou d'ENEDIS, avec des participations financières de personnes morales ou physiques. Tous les ans, ENEDIS transmet un fichier qui reprend tous les travaux enregistrés par ENEDIS dans l'année. Ce fichier précise le financeur des opérations.

Sont considérés comme financement :

- **d'ENEDIS :**
 - ✓ les travaux que le concessionnaire finance,
 - ✓ les contributions des tiers aux travaux d'extension,
 - ✓ dans le cadre de ses travaux de renouvellement (article 10 du CCC) sur les biens réputés financés par ENEDIS, les amortissements et éventuellement les PR
 - ✓ la Part Couverte par le Tarif (PCT) versée au TE 51,
 - ✓ l'article 8 du Cahier des Charges de Concession qui précise que le concessionnaire verse à l'autorité concédante, une participation au financement des travaux de celle-ci en zone urbaine.
- **du TE 51,**
 - ✓ les travaux que l'autorité concédante finance,
 - ✓ dans le cadre de travaux de renouvellement du concessionnaire (article 10 du CCC), les amortissements et éventuellement les PR pour les ouvrages déposés réputés avoir été financés par le TE 51.
 - ✓ les participations des tiers sur les travaux de modification de branchement ou de déplacement d'ouvrages par ENEDIS.

Les investissements enregistrés en 2024 (en €)

ANNEE	Financement ENEDIS	Financement TE 51	Total mis en service
Avant 2020*	120,26	40,69	160,95
2002	1 435,79	0,00	1 435,79
2003	1 435,79	0,00	1 435,79
2006	561,74	0,00	561,74
2009	0,00	452,14	452,14
2010	0,00	5 367,00	5 367,00
2012	216,06	0,00	216,06
2014	4 818,00	0,00	4 818,00
2015	350,11	0,00	350,11
2016	-3 394,11	0,00	-3 394,11
2017	-2 139,39	0,00	-2 139,39
2018	-1 016,70	29 093,89	28 077,19
2019	10 633,73	61 006,00	71 639,73
2020	16 174,49	163 184,98	179 359,47
2021	55 346,23	945 488,47	1 000 834,70
2022	973 242,60	452 234,81	1 425 477,41
2023	9 000 484,00	3 754 316,93	12 754 800,93
2024	24 799 147,02	9 054 930,14	33 854 077,16
Total	34 857 415,62	14 466 115,05	49 323 530,67

* Régularisation enregistrement travaux années antérieures

3.5. Le droit du concédant (et la fin de concession)

Le droit du concédant correspond aux droits et obligations des deux signataires du contrat au terme de la concession. Le droit du concédant est inscrit au passif du bilan du concessionnaire. Comme dit précédemment, les données qui le composent ne sont pas incontestables.

Passif du bilan du concessionnaire pour les biens TE 51 (en k€)

Calcul du droit du concédant (en k€):

$$\text{Le total « droit du concédant »} = \text{Valeur nette comptable – des ouvrages (VNC)} - \text{VNC des ouvrages financés par ENEDIS} + \text{Cumul des amortissements des ouvrages urbains financés par le TE 51}$$

Compte spécifique des concessions (k€)	2024
Contrevaleur des biens (VNC)	575 016
Financement du concessionnaire non amorti	301 392
Amortissement du financement du concédant	166 438
Droit du concédant	440 062

Pour rappel, les amortissements du financement de l'autorité concédante ne concernent que les investissements du TE 51 sur les biens urbains. Tous les travaux du concessionnaire apparaissent dans le financement non amorti du concessionnaire.

3.6. L'indemnité de fin de contrat

Il découle de l'article 49 du CCC qui prévoit la fin du contrat de concession. Deux cas de figure sont référencés :

- le contrat est reconduit avec le même concessionnaire. Les dettes et créances qui y sont attachés seront intégralement maintenues au bilan du concessionnaire. Les provisions pour renouvellement non utilisées à l'échéance de l'actuel contrat, resteront affectées à des travaux sur le réseau concédé.
- le contrat n'est pas renouvelé au terme du présent contrat ou rompu avant l'échéance final dès lors que 10 ans se sont écoulés. Une indemnité est prévue à l'article 49. Elle prévoit :
 - ✓ Le concessionnaire sera tenu de remettre à l'autorité concédante les ouvrages et le matériel de la concession en état normal de service.
 - ✓ Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur nette comptable (VNC) des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette indemnité sera réévaluée au TMO.
 - ✓ Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant.

L'indemnité de fin de contrat se calcule comme suit :

$$\text{Indemnités de fin de contrat} = \text{Financement ENEDIS} - (\text{Financement TE 51} + \text{Provisions pour renouvellement non utilisées})$$

Si le ticket est :

- positif, c'est une dette du TE 51 vis-à-vis d'ENEDIS,

- négatif, c'est une dette d'ENEDIS vis-à-vis du TE 51.

L'indemnité de fin de contrat	2024
Financement du concessionnaire non amorti (a) ⁷	301 392
Amortissement du financement du concédant (b)	166 438
Provisions pour renouvellement (c)	76 921
Indemnité de fin de contrat (a-(b+c))	58 033

L'indemnité de fin de contrat est une dette du TE 51 envers ENEDIS. Depuis 2015, cette somme est **positive**. La raison de cette inversion réside uniquement dans les évolutions des règles. Qu'elles soient législatives ou issues de décisions unilatérales d'ENEDIS, elles ont changé la donne. Parmi celles-ci, on notera :

- la loi n°2004-803 du 9 août 2004,
- les décrets comme le décret n°2014-496 du 16 mai 2014 relative à la ruralité,
- les protocoles FNCCR-ENEDIS qui s'imposent de fait au TE 51 comme les avenants n°7 pour la PCT, n°9 pour les ouvrages localisés et n°10 pour entériner le décret FACÉ
- les décisions unilatérales d'ENEDIS de rallonger les durées de vie de certaines catégories d'ouvrages.

Mais au risque de se répéter, il est utile de rappeler que l'indemnité de fin de contrat n'est que l'aboutissement des normes propres à une comptabilité concessive. Il ne reflète en rien les investissements d'ENEDIS et du TE 51 sur le patrimoine marnais. Pour preuve :

La valeur financière de ce patrimoine par ouvrages et par financeurs : le TE 51 ou ENEDIS.

Immobilisations (k€)	Valeur brute (VB)	Ecarts de réévaluation (1959 / 1976)	Financement TE 51	Financement ENEDIS
01 - Canalisation HTA	320 479	1 462	106 823	212 195
02 - Canalisation BT	336 860	769	227 564	107 528
03 - Postes HTA/BT	84 633	1 049	34 222	49 362
04 - Transformateurs HTA/BT	28 085	0	14 527	13 558
05 - Comptage	35 330	0	6 863	28 467
06 - Branchements	196 738	0	109 958	86 780
07 - Ouvrages collectifs de branchement	33 239	0	16 332	16 907
08 - Autres biens localisés	6 115	0	386	5 729
11 - Autres biens non localisés	2 207	0	8	2 199
Total	1 043 687	4 281	516 682	522 724

La répartition donne 49,51% pour le TE 51 et 50,08% pour ENEDIS soit une quasi-égalité entre les deux investisseurs du réseau de distribution publique d'électricité. La différence 0,41% correspond aux écarts de réévaluation de 1959 et 1976⁸.

⁷ A cette somme, s'ajouté la réévaluation du TMO

⁸ Les revalorisations de 1959 et 1976 sont issues de la loi n°59-1472 du 28/12/1959 et de la loi de finances n°76-1232 du 29/12/1976.

Conclusion

Comme les années précédentes, la concession marnaise est saine et pérenne. Il n'y a pas de risques éminents pour la distribution publique d'électricité. Néanmoins des points de vigilances importants existent pour le TE 51. Ils sont un défi pour les mois et les années à venir.

En 2024, le critère B départemental augmente alors que dans le même temps le critère B national baisse. Toutefois le critère B marnais reste à un niveau inférieur au critère national. Certains délais de gestion et d'intervention sont en forte augmentation ces derniers mois. Cela pénalise le concessionnaire, le syndicat et au final l'utilisateur. Il est essentiel que le concessionnaire puisse avoir à disposition tous les moyens matériels et humains nécessaires pour la bonne gestion du réseau et la satisfaction de l'utilisateur.

De plus, le patrimoine de la concession vieillit. Les renouvellements ne permettent pas d'enrayer pour le moment cette situation. Les aléas climatiques ne sont plus exceptionnels mais récurrents. Ils sont, avec l'usure naturelle des ouvrages, les premières causes des ruptures d'alimentation. L'absence de données relatives à l'utilisation du reliquat des provisions pour renouvellement issues du précédent contrat ne permettent pas le suivi de ces provisions dans les immobilisations. Les inventaires techniques et comptables sont perfectibles.

Que peut faire le concessionnaire pour remédier à ces problèmes ?

En coordination avec le TE 51, ensemble ou chacun dans sa zone de desserte, il doit sécuriser les ouvrages les plus vulnérables aux conditions météorologiques. Le dialogue entre ENEDIS et le TE 51 est primordiale dans les renégociations du PPI et de l'article 8 pour garantir à tous les abonnés marnais la qualité dans la distribution de l'électricité.

L'autre point fort à améliorer est la fiabilisation des inventaires patrimoniaux en vue d'une certification des comptes du SIEM comme le prévoit la nomenclature comptable M57. ENEDIS, au niveau national, s'est d'ailleurs engagé dans l'accompagnement de cette certification des comptes dans le protocole signé entre la FNCCR, France Urbaine et ENEDIS lors du congrès de la FNCCR à Besançon en juin 2024.

Mentions obligatoires :
Directrice de publication : Virginie BAILLY
Publication : mai 2026



www.TE.51.fr