

20

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



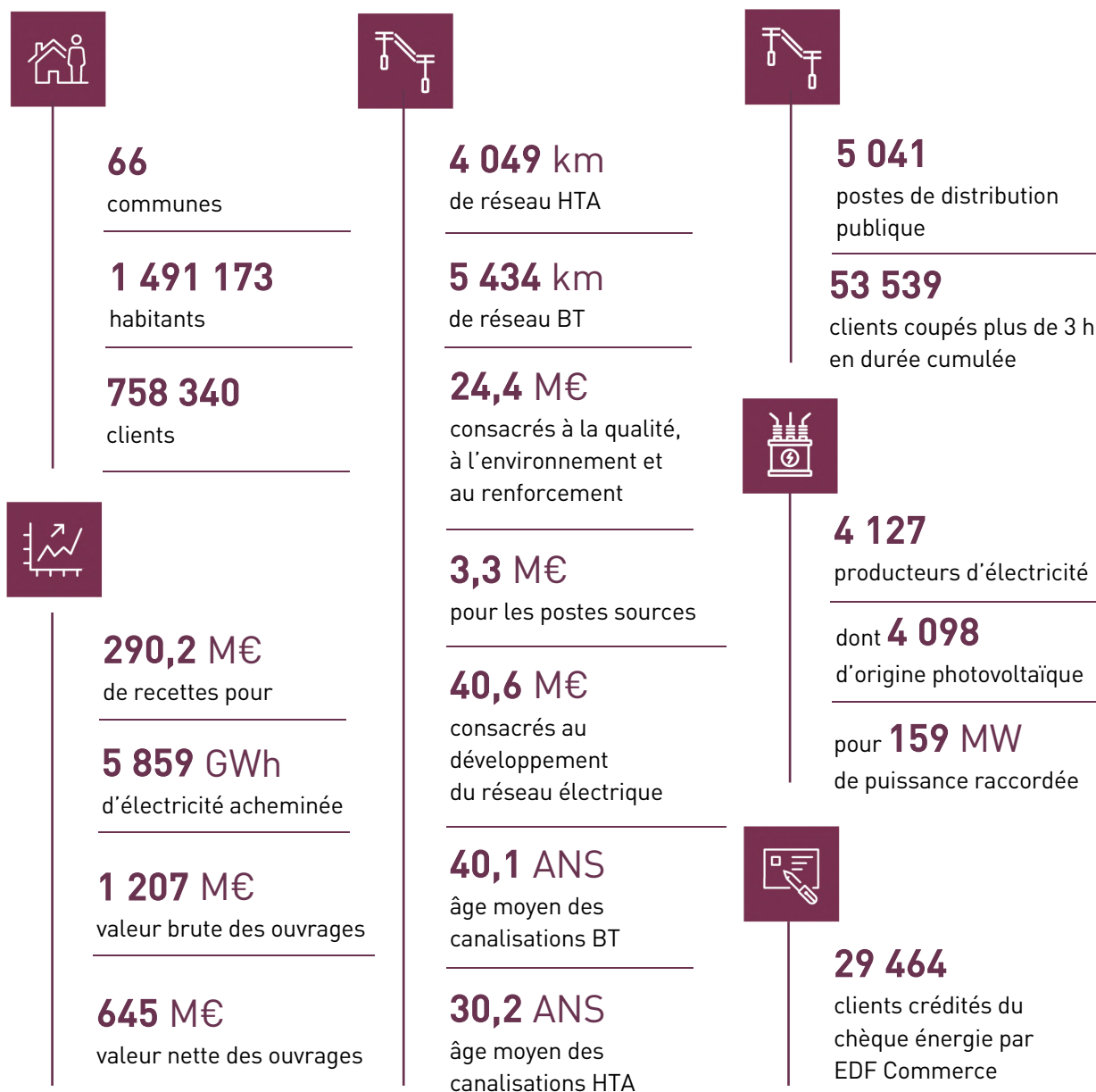
SERVICE PUBLIC
DU GAZ, DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DES ÉNERGIES LOCALES
EN ÎLE-DE-FRANCE

EXERCICE 2024

Sommaire

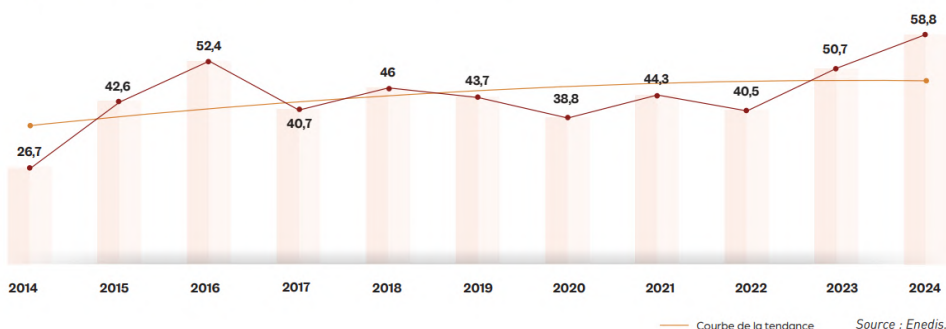
► PRÉAMBULE	<u>8</u>	Domaine comptable	
Domaine technique		► Informations financières relatives au patrimoine en concession	<u>138</u>
► Le territoire, les clients et les quantités acheminées	<u>14</u>	► Les passifs de concession	<u>151</u>
► Transtion énergétique	<u>33</u>	► Structure financière de la concession	<u>161</u>
► Inventaire et évolution des ouvrages de la concession	<u>45</u>	► Le compte d'exploitation de la concession	<u>170</u>
► Qualité de l'électricité distribuée	<u>76</u>	► CONCLUSION	<u>182</u>
► Investissements	<u>118</u>	► Annexes	<u>186</u>

Les chiffres clés 2024 de la concession électricité



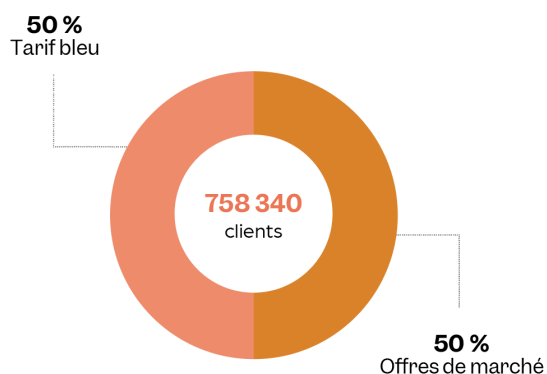
Critère B : durée annuelle de coupure (par client basse tension, en min)

Avec **58,8 min** de temps moyen de coupure en 2024, le niveau du critère B Sigeif s'est dégradé fortement, par rapport aux six dernières années.



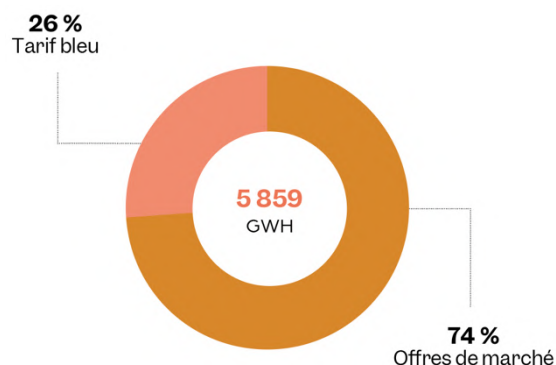
Répartition des clients

Entre tarif réglementé et offres de marché

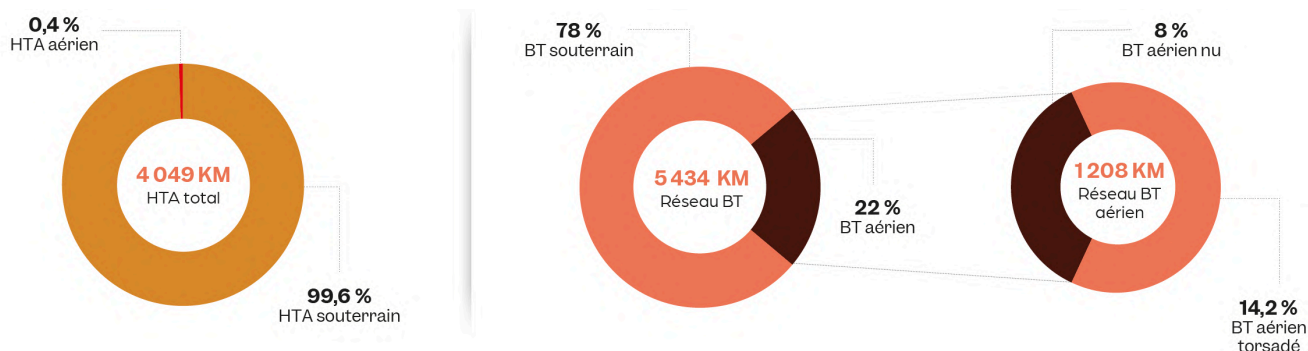


Répartition de la consommation

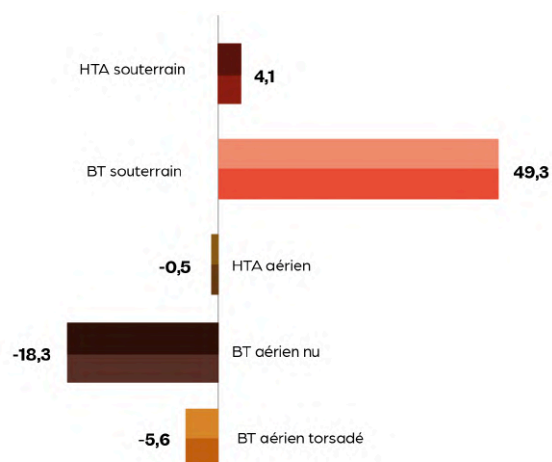
Entre tarif réglementé et offres de marché



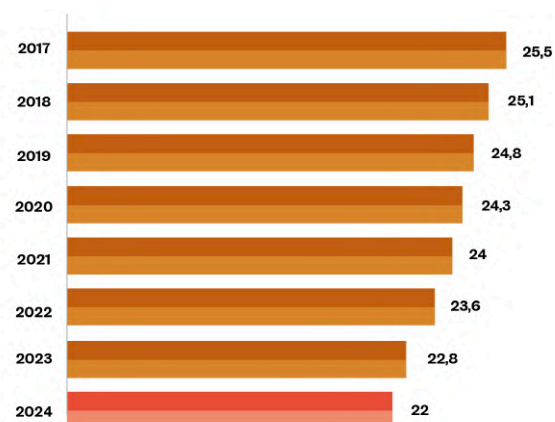
Nature et longueur des réseaux de distribution



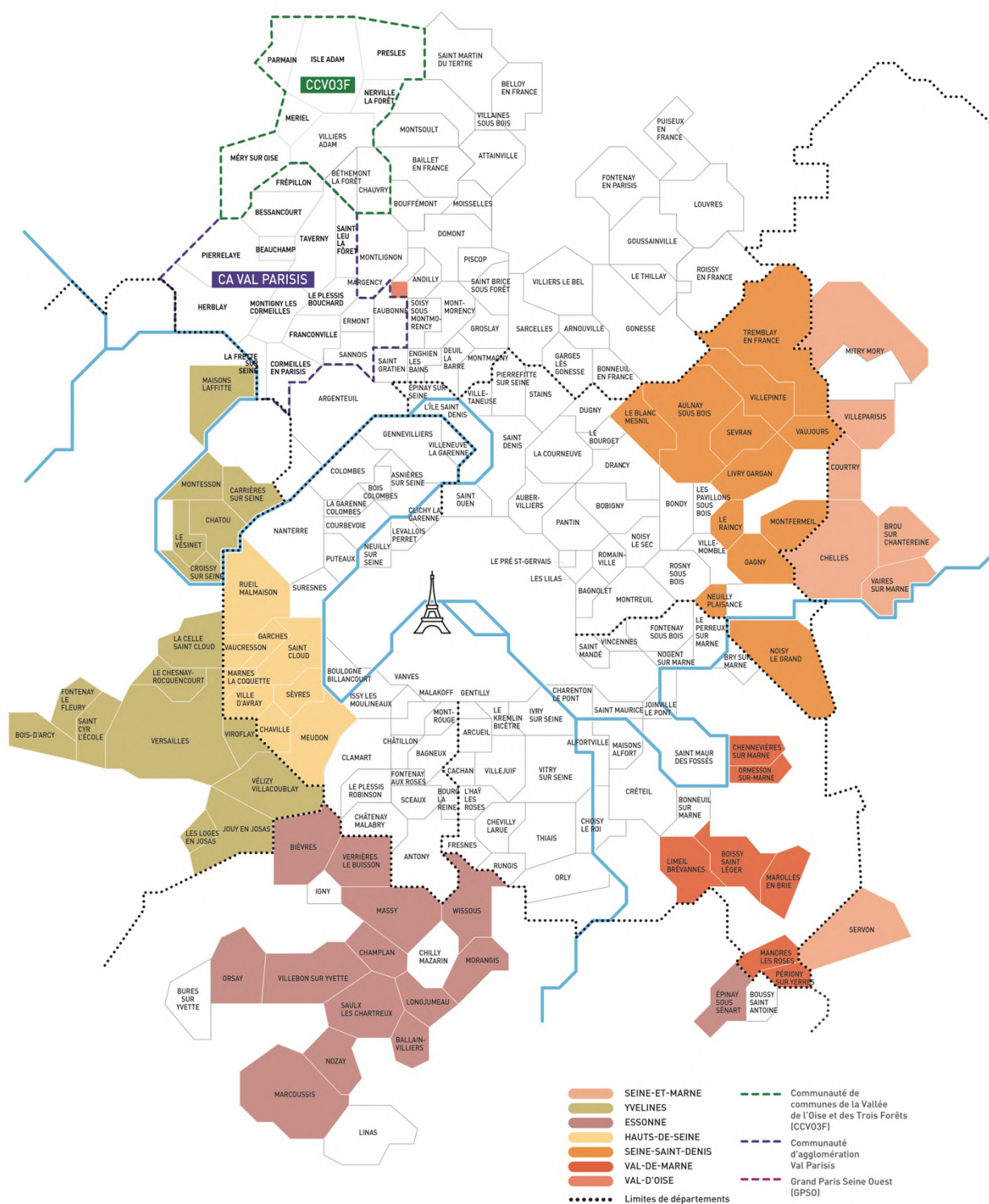
Évolution de la nature des réseaux 2023/2024 en km



Part du réseau aérien en %



Territoire de la concession *au 31 décembre 2024*



66 communes adhérentes

Seine-et-Marne

Brou-sur-Chantereine
Chelles
Country
Mitry-Mory*
Servon
Vaires-sur-Marne
Villeparisis

Yvelines

Bois-d'Arcy
Carrières-sur-Seine
La Celle-Saint-Cloud
Chatou
Le Chesnay-Rocquencourt
Croissy-sur-Seine
Fontenay-le-Fleury
Jouy-en-Josas
Les Loges-en-Josas
Maisons-Laffitte
Montesson
Saint-Cyr-l'École
Vélizy-Villacoublay
Versailles
Le Vésinet
Viroflay

Essonne

Ballainvilliers
Bièvres
Champlan
Épinay-sous-Sénart
Longjumeau
Marcoussis
Massy
Morangis

Nozay
Orsay
Saulx-les-Chartreux
Verrières-le-Buisson
Villebon-sur-Yvette
Wissous

Hauts-de-Seine

Chaville
Garches
Marnes-la-Coquette
Meudon
Rueil-Malmaison
Saint-Cloud
Sèvres
Vaucresson
Ville-d'Avray

Seine-Saint-Denis

Aulnay-sous-Bois
Le Blanc-Mesnil
Gagny
Livry-Gargan
Montfermeil
Neuilly-Plaisance
Noisy-le-Grand
Le Raincy
Sevran
Tremblay-en-France
Vaujours
Villette

Val-de-Marne

Boissy-Saint-Léger
Chennevières-sur-Marne
Limeil-Brévannes
Mandres-les-Roses
Marolles-en-Brie
Ormesson-sur-Marne
Périgny-sur-Yerres

Val-d'Oise

Margency

* Est exclue de ce territoire la partie de la commune exploitée par la régie municipale.

2024 : accélérer la modernisation pour restaurer la qualité du service public d'électricité

2024 marque le début du second plan Pluriannuel d'Investissements et l'application de la nouvelle convention d'enfouissement. L'ambition partagée avec Enedis est d'accélérer la modernisation du réseau pour répondre aux enjeux du territoire : un service public performant pour la distribution de l'électricité et la fourniture aux tarifs réglementés de vente. Dans un contexte de transition énergétique accélérée, d'augmentation continue des usages électriques et de vigilance renouvelée sur la qualité du service rendu aux usagers, le Syndicat a poursuivi, avec constance et détermination, son rôle de contrôle du concessionnaire et d'accompagnement des communes.

Le second Plan Pluriannuel d'Investissements (PPI) 2024-2027, entré en vigueur cette année, constitue un levier structurant pour la modernisation des réseaux et l'amélioration de la qualité de fourniture. Fruit d'un travail conjoint entre le Sigeif et Enedis, il porte l'ambition d'un réseau plus fiable, plus résilient et mieux adapté aux besoins actuels et futurs : développement de la mobilité électrique, essor des énergies renouvelables, performance énergétique des bâtiments, exigence de continuité de service.

La première année de mise en œuvre montre une dynamique globalement satisfaisante, même si plusieurs leviers accusent déjà des retards significatifs qui appellent une vigilance accrue pour tenir les objectifs fixés.

En matière de qualité de fourniture, 2024 se distingue malheureusement par une nouvelle dégradation du critère B, qui atteint 58,8 min, soit la valeur la plus élevée dans la mémoire du Syndicat. Cette évolution, très éloignée de l'objectif contractuel de 25 min, interpelle profondément le Sigeif. Elle souligne la nécessité d'actions structurelles renforcées de la part du concessionnaire, qu'il s'agisse de l'automatisation du réseau, de son renouvellement, de la maîtrise des travaux programmés ou de l'amélioration des moyens de dépannage. Les analyses détaillées montrent des hausses marquées des incidents HTA et BT, ainsi qu'une augmentation inédite des coupures liées aux travaux HTA.

L'année 2024 a également été marquée par la suppression du bouclier tarifaire, par une augmentation contenue mais réelle des tarifs réglementés de vente, et par une évolution notable du comportement des consommateurs, dont les volumes d'énergie acheminés diminuent, malgré une progression du nombre de points de livraison. Le développement du photovoltaïque se confirme, près de 4 100 installations désormais raccordées, mais la baisse sensible de la production injectée en 2024 appelle des éclaircissements.

En parallèle, le Sigeif a poursuivi ses missions d'audit et de contrôle, en particulier concernant les mouvements patrimoniaux, les raccordements, les investissements et la gestion comptable du patrimoine concédé. Cette année, le Syndicat a souhaité inspecter le patrimoine « visible » en visitant 105 postes de distribution publique.

Les premiers enseignements sont présentés dans ce rapport. Cependant, comme en 2023, les difficultés persistantes dans la transmission d'informations exhaustives et consolidées, notamment sur le domaine comptable, constituent un frein majeur à l'exercice complet du contrôle prévu par la loi et par le contrat de concession. Il en est de même pour le domaine technique et, en particulier, concernant la maintenance des ouvrages. La connaissance précise de ces actions est indispensable pour garantir la performance, la pérennité et la sécurité du réseau.

Enfin, 2024 a été une année d'échanges nourris avec le concessionnaire : préparation du bilan intermédiaire du PPI, suivi des investissements, coordination sur les programmes d'enfouissement, visites techniques de postes sources et audits ciblés. Le Syndicat demeure attaché à une gouvernance partagée exigeante et constructive, garante d'une amélioration continue du service public de l'électricité.

Ce rapport de contrôle de l'exercice 2024 présente l'ensemble des constats, analyses et observations du Sigeif. Il réaffirme la volonté du Syndicat d'exercer pleinement son rôle d'Autorité Concédante au service des communes et des usagers, en veillant à la transparence, à la performance du réseau et à la sécurité d'alimentation de l'ensemble du territoire.



Vos interlocuteurs pour le contrôle de la concession de distribution d'électricité



Christophe PROVOT

Directeur général
christophe.provot@sigeif.fr



Grégory FICHET

Directeur général adjoint
concessions et innovation
gregory.fichet@sigeif.fr



Omer GELI

Chargé de mission
contrôle de la concession
électricité
omer.geli@sigeif.fr



Michel MASSON

Chargé de mission
contrôle des concessions
michel.masson@sigeif.fr



Julien GALLIENNE

Directeur de la transition
énergétique et
de l'innovation
julien.gallienne@sigeif.fr



Lenny COLLET

Directeur des services
techniques
lenny.collet@sigeif.fr

Les principaux points du contrôle

Le Sigeif a contrôlé l'exercice 2024 et la bonne exécution de son contrat par le concessionnaire, conformément à l'article L. 2234-31 du Code général des collectivités territoriales, qui précise que les « autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz (...) exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public ».

Début 2025, le Sigeif a saisi le concessionnaire avec un programme de contrôle reposant notamment sur les points suivants :

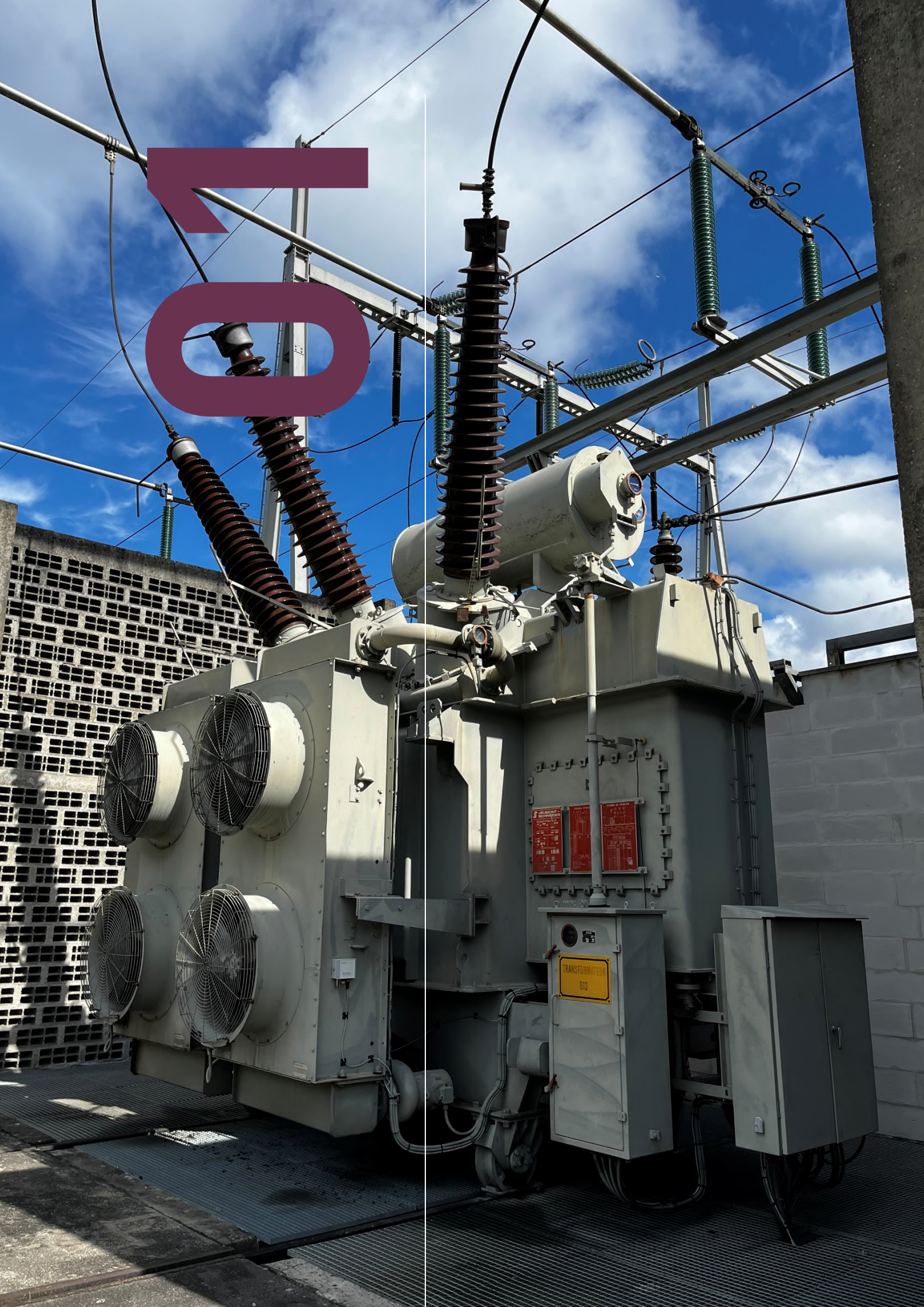
- la répartition des clients et l'évolution de l'énergie acheminée ;
- la satisfaction de la clientèle ;
- l'évolution du patrimoine concédé, avec, cette année, **le contrôle de 105 postes** de distribution publique d'électricité ;
- le suivi de la maintenance et de la surveillance du réseau ;
- l'analyse des incidents et des coupures ;
- les investissements du concessionnaire pour la performance et le développement du réseau ;
- l'analyse des valeurs financière et comptable des réseaux et des ouvrages concédés, avec la traçabilité des affectations comptables relatives à l'économie du concessionnaire.

Ces contrôles sont source d'apprentissage et permettent au concessionnaire et au Sigeif d'offrir un service public de qualité aux communes adhérentes du territoire.

Ensemble, nous veillerons, les prochaines années, à anticiper les contrôles pour les lisser tout au long de l'année.



Domaine technique



Le territoire, les clients et les quantités acheminées



Évolution des données clientèles

Comme pour les années précédentes, l'année 2024 s'inscrit dans la continuité de la sobriété constatée en 2023 et 2022, avec un peu plus de 5,8 TWh d'électricité consommés par un nombre de clients de la concession du Sigeif, qui continue de croître, soit 758 340 clients. Malgré l'augmentation observée ces dernières années du nombre total de clients de la concession, le nombre de clients abonnés aux tarifs réglementés de vente poursuit sa baisse au profit des offres de marché.

La clientèle de la concession

En 2024, la concession du Sigeif totalise 758 340 clients (+ 1,2 %, par rapport à 2023) raccordés aux réseaux HTA et BT.

Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)

Pour rappel, depuis le 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente (TRV) concernent uniquement les consommateurs finaux résidentiels et professionnels BT « C5 », pour lesquels la puissance souscrite est inférieure

ou égale à 36 kVA. On les appelle aussi les « tarifs bleus ». Les sites de puissance supérieure à 36 kVA, autrefois nommés « tarifs jaunes » en BT ou « tarifs verts » en HTA, doivent obligatoirement choisir une offre de marché. Cette obligation¹ interdisant l'accès aux tarifs réglementés de vente a été interrompue depuis le 1^{er} février 2025, offrant le libre choix au souscripteur de choisir son type de contrat.

Comme les années précédentes, les faits marquants en 2024 traitent plus généralement des actions pour lutter contre la précarité énergétique et des propositions pour promouvoir la sobriété énergétique et en faire une priorité pour tous.

- En raison du contexte économique, le Gouvernement a appliqué pour l'année 2024 une seule augmentation des TRVE, en date du 1^{er} février. Ce procédé a limité la hausse pour les clients (tarif bleu) résidentiels à 9,5 % TTC en moyenne et pour les non résidentiels à 5,7 % TTC.
- Le 3 octobre 2024, EDF a adhéré aux lignes directrices de la Commission de Régulation de l'Électricité (CRE) pour promouvoir plus de transparence dans les pratiques des fournisseurs d'énergie (électricité et gaz) et, renforcer la protection des consommateurs.
- En 2024, EDF se positionne comme un acteur incontournable de la transition énergétique et au service de la solidarité.

¹ La loi n° 2024-330 du 11 avril 2024 visant à protéger le groupe EDF d'un démembrement, dite « loi Brun », a été publiée au JO du 12 avril 2024.

Le fournisseur historique accompagne les clients bénéficiaires du chèque énergie et, dans le cadre de la sobriété énergétique, conseille les clients souhaitant consommer moins et mieux.

- En 2024, la facture moyenne annuelle pour un client « tarif bleu » résidentiel consommant 4,6 MWh par an est estimée à 1 308 € TTC. Les taxes représentent en moyenne près d'un quart (24 %) du montant de la facture TTC.

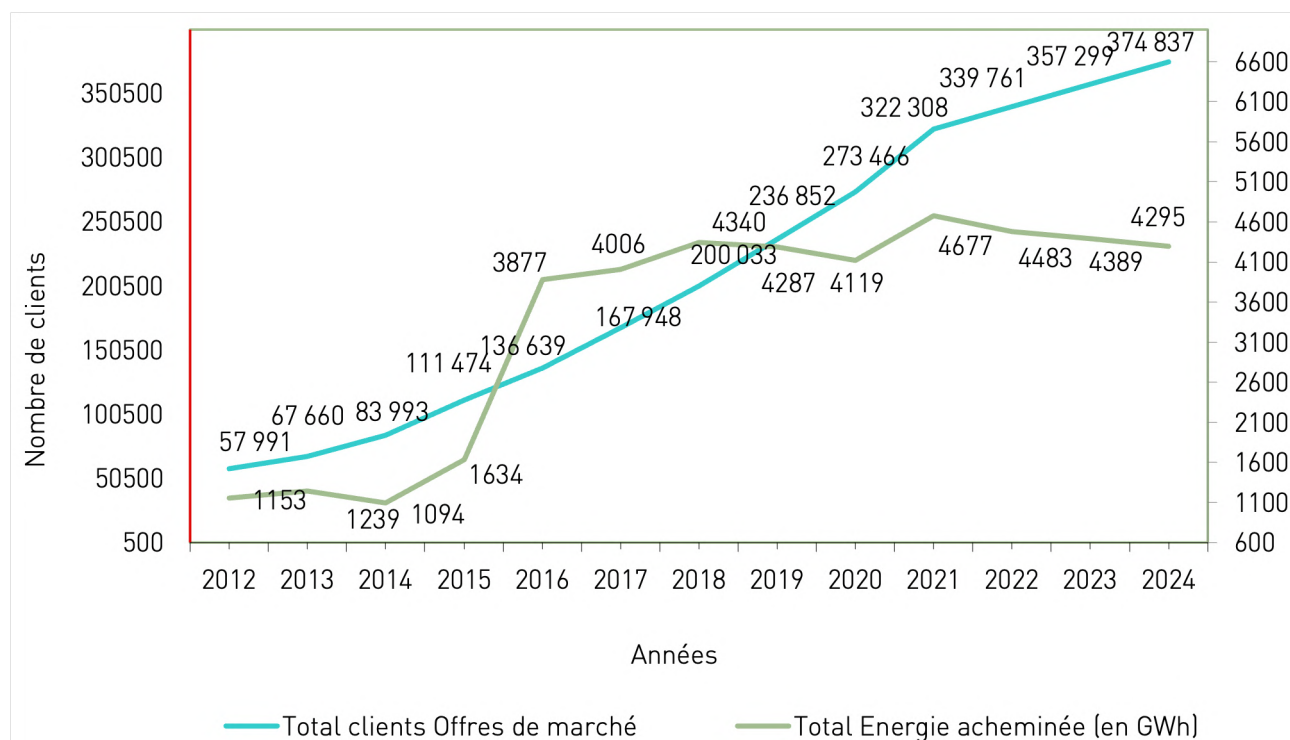
Au 31 décembre 2024, la concession enregistre 376 745 contrats (clients) de fourniture aux tarifs réglementés de vente (- 3,9 %, par rapport à l'exercice précédent), soit une nouvelle baisse. Ils représentent désormais moins de la moitié des points de livraison (PDL) raccordés au réseau public d'électricité du Sigeif.

Évolution du nombre de clients en offres de marché

L'ouverture des marchés de l'énergie permet à chaque client de faire valoir ses droits à l'éligibilité, en quittant les tarifs réglementés et en optant pour une offre dite de marché. Le médiateur national de l'énergie accompagne les clients avec plusieurs outils accessibles sur le site internet : <https://www.energie-info.fr/>.

Au 31 décembre 2024, 381 595 clients ont choisi une offre de marché. Ils représentent plus de 50 % des points de livraison (PDL). Le graphique CL1 confirme l'évolution constatée ces dernières années sur le territoire, du nombre de clients (en progression de près de 7 % par rapport à l'exercice précédent) à faire valoir leurs droits à choisir leur fournisseur d'électricité.

Graphique CL1 – clients en offres de marchés : évolution de leur nombre et de l'énergie acheminée



Audit n°12 - délais de raccordement

Le 22 septembre 2024, le Sigeif a rencontré les équipes d'Enedis afin de mener un contrôle sur les délais de raccordements, qu'il s'agisse d'affaires commerciales (demandes de raccordements émanant du Syndicat ou de collectivités adhérentes) ou de dossiers d'enfouissement, article 8.

Il s'agit d'un sujet particulièrement sensible, susceptible de générer tensions et incompréhensions entre le distributeur et les demandeurs. La seule lecture des délais, parfois très longs - pouvant atteindre plusieurs années -, justifiait, selon le Syndicat, une analyse approfondie visant à identifier les causes susceptibles d'expliquer ces situations.

Les demandes de raccordements

Le Sigeif a retenu un échantillon de 25 dossiers dont les délais représentaient *a priori* un écart substantiel, par rapport aux délais communément admis et communiqués par Enedis. Dans le CRAC livré par le concessionnaire, il est indiqué 70 jours en moyenne entre le moment où le demandeur présente un dossier complet et le raccordement, lorsqu'il n'y a pas d'extension, et 197 jours lorsqu'une extension est requise. Or, la durée moyenne des affaires examinées s'établissait à 595 jours.

De nombreuses explications ont été fournies par Enedis pour justifier les délais constatés :

- impératifs techniques qui n'ont pas, ou insuffisamment, été pris en compte en amont de la réalisation des travaux ;
- changements de solutions techniques ;
- exigences des gestionnaires de voirie ;
- mouvements sociaux ;
- incohérences cartographiques ;

- difficultés de terrassement (rencontres de canalisations particulières sur le parcours) ;
- évolution des demandes des clients ;
- incompréhensions entre les services d'Enedis et des demandeurs ;
- absence de respect des réglementations techniques de la part des clients.

Les précisions et commentaires apportés permettent de comprendre, au moins en partie, l'origine de durées anormalement longues entre la fourniture des pièces nécessaires à la demande de raccordement et la mise en service effective des ouvrages. Si l'ensemble de ces justifications peut être considéré comme recevable et contribue objectivement à l'allongement des délais - sans occulter la responsabilité qui peut parfois incomber au pétitionnaire -, le Syndicat estime, toutefois, que certains aléas auraient pu être évités ou surmontés.

Plus précisément, des manques d'anticipation dans les commandes de matériel, des prises de rendez-vous tardives avec les clients, des incohérences cartographiques insuffisamment évaluées ou, encore, une prise en compte incomplète de l'environnement du chantier, auraient probablement permis d'atténuer les effets des dysfonctionnements observés.

Sur son site internet, Enedis annonce, dans le cadre d'une demande de raccordement, des délais cumulés - incluant la complétude du dossier, l'étude, les travaux et la mise en service - de 26 semaines, soit 182 jours. Ce délai de référence, bien que théorique, apparaît très éloigné des durées effectivement constatées. La réduction des délais observés et leur rapprochement de cette valeur repère contribueraient sans doute à une plus grande

satisfaction des demandeurs et à une meilleure fluidité des relations avec le concessionnaire.

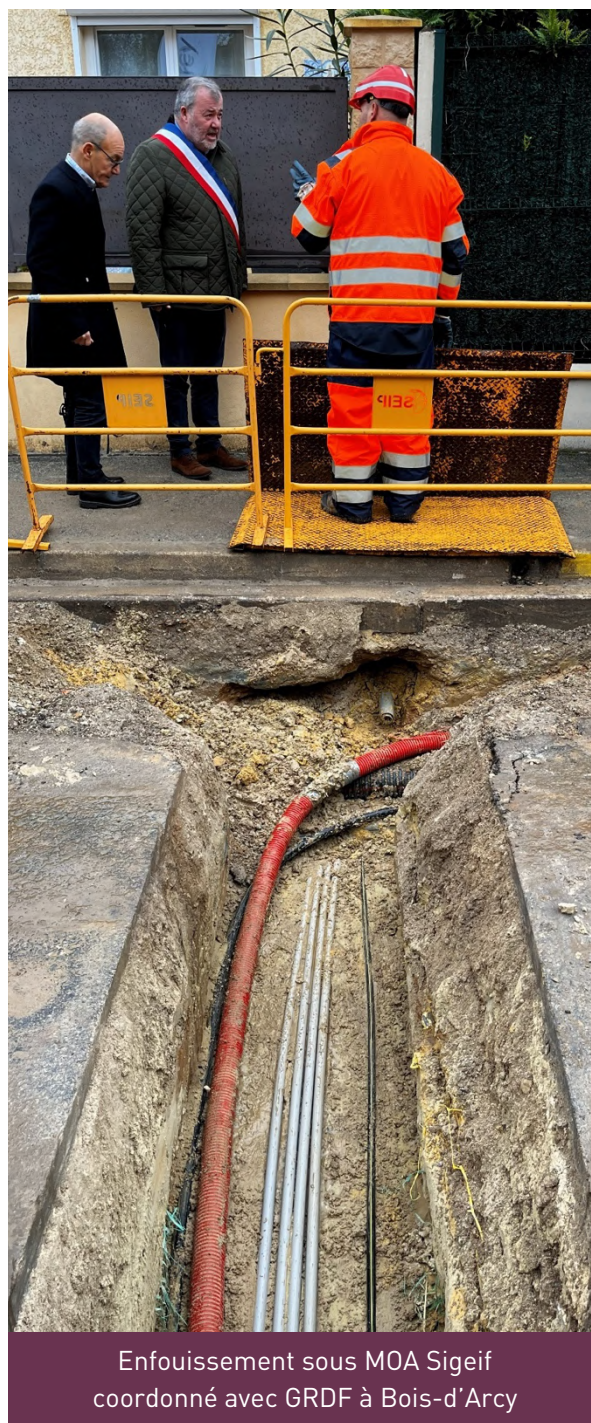
Les demandes d'enfouissement, article 8

Pour les opérations d'enfouissement relevant de l'article 8, les délais ont été mesurés entre le démarrage du chantier et la date de mise en exploitation des ouvrages. Le délai moyen constaté pour les affaires contrôlées s'élève à 188 jours.

Les principaux points de blocage identifiés par le distributeur pour expliquer ces délais sont de natures diverses :

- des difficultés de coordination (JOP, internes ou externes) ;
- des incohérences cartographiques ;
- des problématiques de ressources internes ;
- des ouvrages découverts dégradés lors des terrassements, nécessitant leur remplacement.

De ces échanges et commentaires, le Syndicat retient qu'une communication renforcée, plus régulière et plus continue entre l'ensemble des acteurs permettrait de prévenir une partie des difficultés rencontrées. Par ailleurs, une meilleure préparation des opérations, une prise en compte plus fine des contraintes respectives des parties, une anticipation accrue, ainsi qu'une application rigoureuse des nouvelles dispositions du PSEDO (prescriptions de sécurité de l'exploitant au donneur d'ordre), constituent autant de leviers susceptibles d'améliorer les délais de mise en exploitation des ouvrages réalisés.



Enfouissement sous MOA Sigeif coordonné avec GRDF à Bois-d'Arcy

L'énergie acheminée

Signe du changement climatique, la période hivernale relativement douce d'année en année, associée désormais à l'élan de sobriété énergétique, a conduit à une diminution de 1 % de l'énergie totale acheminée (5 859 GWh).

Une fois de plus, une baisse sur tous les secteurs est observée :

- 3,4 % pour l'ensemble des clients aux tarifs réglementés de ventes (TRV),
- 0,1 % pour les clients en offres de marché.

L'indicateur local RTB (ratio tarif bleu)

Pour les clients relevant du tarif bleu (49,7 % des clients BT), l'indicateur local RTB, résultat de la fraction entre l'énergie totale acheminée et le nombre total de clients, continue à décroître progressivement depuis 2016. Cette consommation unitaire moyenne mériterait d'être analysée pour identifier la part liée à la maîtrise de l'énergie (rénovation, autoconsommation, régulation...) et celle liée au climat.

$(\Sigma \text{ énergie acheminée}) \text{ RTB}^* = (\text{nombre total de clients})$

(En kWh/client)	2022	2023	2024
Valeur minimale	3 182	3 074	3 016
Valeur moyenne	4 247	4 108	4 011
Valeur maximale	7 214	6 939	6 691

* Valeurs extrêmes exclues.

De la même manière qu'en 2022 et 2023, les valeurs extrêmes se situent à Massy (91), pour la consommation moyenne la plus faible, et à Marolles-en-Brie (94), pour la valeur la plus élevée.

(En kWh/client)	2022	2023	2024
Valeur la plus faible (Massy)	3 134	3 074	2 994
Valeur la plus forte (Marolles-en-Brie)	10 362	9 718	9 108

Les DJU, degrés-jours unifiés²

Les degrés-jours (DJU) sont calculés par les services de la météorologie, qui totalisent, en fin de saison de chauffe, la différence entre la température moyenne et 18 °C.

Exemple

Pour une température moyenne de 0 °C, 18 degrés-jours sont comptabilisés. Sur trente ans, la moyenne a été de 2 450 degrés-jours en Île-de-France, pour une saison de sept mois (octobre à avril). Plus l'hiver est doux, moins il y a de DJU, et inversement. Ainsi, une saison est considérée comme douce autour de 2 000 DJU et très froide autour de 2 700 DJU.

Pour la station de Paris-Montsouris, nous obtenons :

(En kWh/client)	2022	2023	2024
DJU*	1 811	1 848	1 858

* Données Météo Consult.

À l'issue des calculs exposés ci-dessus, l'Autorité Concédante note, une nouvelle fois, une légère décorrélation entre l'évolution des DJU et la baisse de l'énergie acheminée en 2024, comme en 2023. Cette décorrélation peut s'expliquer par l'ensemble des actions mises en place ces dernières années (chauffage limité à

19 degrés ou pour les plus précaires, la solution Info Watt proposée par le concessionnaire), malgré une période de froid un peu plus intense sur la période hivernale de l'année 2024, par rapport à 2023. Elle peut également s'expliquer par le coût de l'énergie et une production décentralisée qui se développe.

De même, entre 2022 et 2024, cette tendance à la baisse de la consommation se confirme, qu'elle concerne des clients aux tarifs réglementés de vente (- 9,3 %) ou des clients en offres de marchés (- 2,2 %), par rapport à 2002.

Tableau CL1 – Clientèle de la concession Sigeif (TRV et offres de marché) et quantité acheminée (en GWh)

CONCESSION Sigeif	Nombre de clients			Variation 2024/2023		Acheminement			Variation 2024/2023	
	2022	2023	2024	Écart	Taux	2022	2023	2024	Écart	Taux
TOTAL Sigeif tous tarifs confondus	739 764	749 378	758 340	8 962	1,2 %	6 109	5 915	5 859	- 57	- 0,9 %
CLIENTS "TARIF BLEU"										
Seine-et-Marne	29 126	28 352	27 367	- 985	- 3,4 %	133	123	118	- 5	- 3,6 %
Yvelines	107 725	106 174	102 047	- 4 127	- 3,8 %	392	374	364	- 10	- 2,7 %
Essonne	49 861	48 785	46 832	- 1 953	- 3,9 %	228	213	207	- 6	- 2,5 %
Hauts-de-Seine	78 227	77 015	74 147	- 2 868	- 3,7 %	289	273	265	- 7	- 2,5 %
Seine-Saint-Denis	112 103	109 301	104 715	- 4 586	- 4,1 %	466	434	415	- 19	- 4,1 %
Val-de-Marne	22 064	21 568	20 761	- 807	- 3,7 %	114	105	101	- 4	- 3,1 %
Val-d'Oise	851	847	838	- 9	- 1,1 %	4,8	4,4	4,4	- 0,02	- 0,4 %
Total tarif bleu 66 communes (a)	399 737	392 042	376 707	- 15 335	- 3,8 %	1 625,6	1 525,8	1 474,6	- 51	- 3,1 %
CLIENTS PARTICULIERS "PS INFÉRIEURS À 36 kVA"**										
Clients BT*	41	33	34	1	2,4 %	0,2	1	0,9	- 0,02	- 8,7 %
Clients HTA*(BT ≤ 36 kVA)	8	4	4	0	0 %	0,5	0,1	0,1	- 0,1	- 9,3 %
TOTAL Clients particuliers (b)	49	37	37	- 12	-24,5 %	0,8	1,1	1,0	- 0,1	- 9,2 %
TOTAL Sigeif Tarifs réglementés de vente (a+b)	399 786	392 079	376 745	- 15 334	- 3,8 %	1 626,4	1 526,8	1 475,6	- 51	- 3,2 %
CLIENTS OFFRES DE MARCHÉ										
TOTAL Sigeif Offres de marché (66 communes)	339 978	357 299	381 595	24 296	7,1 %	4 483	4 389	4 383	- 5	- 0,1 %

(*) : Cas particuliers de sites bénéficiant de tarifs jaune et vert (contrats en extinction).

L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers

Effectué tous les deux ans, le baromètre de suivi de la satisfaction des clients-usagers réalisé par le Sigeif est un des outils d'appréciation de la qualité des services du concessionnaire aux clients-usagers du territoire syndical. L'enquête ayant été réalisée en 2023, seuls les autres indicateurs communiqués, liés à la clientèle et à la fourniture, seront présentés pour l'année 2024.

AUTRES INDICATEURS « FOURNITURE »

Les aides

Selon l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE) et le Médiateur de l'énergie, 30 % des Français ont souffert du froid au cours de l'hiver 2023-2024, et ceci durant 24 h minimum, pour des raisons financières.

Malgré les nombreux dispositifs de soutien mis en place et une période hivernale relativement douce, les ménages français ont rencontré des difficultés à maintenir un niveau de chauffage suffisant durant l'hiver 2024.

Selon le Médiateur de l'énergie, en 2024, 75 % de l'ensemble des ménages déclarent avoir restreint le chauffage pour ne pas avoir de factures trop élevées, soit une baisse de 4 points par rapport à 2023.

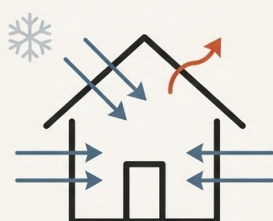
Par ailleurs, l'Observatoire National de la Précarité Énergétique, tire la sonnette d'alarme sur une nouvelle forme de précarité énergétique, qui est la précarité d'été, en raison du réchauffement climatique.

Dans son rapport de décembre 2024, sur la précarité énergétique et les excès de chaleur, l'ONPE déclare avoir recensé 5 000 décès prématurés en 2023 en raison de la canicule. À l'instar des ménages qui souffrent du froid, ce sont les ménages les plus précaires qui souffrent également de cette nouvelle forme de précarité.

Le chèque énergie a été adressé à 5,5 millions de ménages, contre 5,7 millions en 2023, 5,8 millions en 2022 et 2021 et 5,5 millions en 2020. De plus, en raison de la suppression de la taxe d'habitation sur les résidences principales en 2023, le Gouvernement n'a pas été en mesure de déterminer une nouvelle liste de bénéficiaires du chèque énergie pour 2024 et il n'a pas étendu le dispositif de chèque énergie exceptionnel.

Les passoires thermiques de l'hiver deviennent les bouilloires de l'été

Passoire thermique



Bouilloire thermique



Les mêmes défauts structurels (mauvaise isolation, ponts thermiques) qui rendent un logement impossible à chauffer l'hiver le transforment en piège de chaleur l'été. Ce sont les deux faces d'une même médaille : l'inconfort thermique lié à un bâti de mauvaise qualité.

55% des foyers français ayant souffert de la chaleur en 2023 l'attribuent en premier lieu à une mauvaise isolation de leur logement. (Source : Médiateur national de l'énergie, 2023)

© NotebookLM

Rapport du médiateur national de l'énergie

Comme en 2023, le médiateur national de l'énergie a plaidé pour que soient tirées les leçons de la crise des prix de l'énergie. Dans l'exercice de sa mission de protection des consommateurs, le médiateur national de l'énergie fait part de ses analyses aux pouvoirs publics, afin de mieux protéger les consommateurs et de prévenir les litiges qui pourraient naître d'une insuffisance de la réglementation ou de sa mauvaise application. Malheureusement, le contexte politique en 2024 n'a pas permis que soit porté un texte permettant de renforcer la protection des consommateurs d'énergie.

En 2024, les échanges constructifs avec la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) se poursuivent, avec des lignes directrices pour le renforcement de la protection des consommateurs d'électricité et de gaz naturel, qui ont fait l'objet d'une publication en juillet 2024. Elles reprennent une partie des recommandations faites par le médiateur dans son « *Guide des bonnes pratiques* ».

Pour l'année 2024, le médiateur a souhaité mettre en lumière la nécessité de mieux protéger les très petites entreprises (TPE), dont certaines ont particulièrement souffert durant la crise des prix de l'énergie ces dernières années.

Des initiatives pour prévenir les mauvaises pratiques sont mises en œuvre. Dans le cadre de la protection des consommateurs, le médiateur intervient en amont, auprès des opérateurs, pour leur proposer de mettre en œuvre des règles uniformisées et conformes à l'esprit de la loi. Lorsque cela est jugé nécessaire, il les interpelle pour mettre fin aux mauvaises pratiques constatées.

La mise à jour du « *Guide des bonnes pratiques* » a donné lieu à une dizaine de recommandations publiées en 2024.



Modernisation d'un poste de distribution publique et renouvellement de câbles



Les recommandations du médiateur de l'énergie

10 RECOMMANDATIONS GÉNÉRIQUES EN 2024

PUBLIC ET ÉNERGIES CONCERNÉS	RECOMMANDATIONS GÉNÉRIQUES
PAIEMENT/RÈGLEMENT	
 PARTICULIER	Lorsque le fournisseur règle l'énergie injectée à ses clients, il doit leur transmettre les bases de calcul des sommes versées (période concernée, nombre de kWh pris en compte justifié par un index de début et de fin, prix appliqués et détails de l'indexation des prix). D2024-10252
 PARTICULIER	Le fournisseur doit respecter ses engagements contractuels en versant à ses clients, dans les délais impartis, les sommes dues au titre du rachat de leur production d'électricité. D2024-10252
PRIX/TARIFS	
 PARTICULIER	Le fournisseur doit améliorer l'information sur ses prix de vente. Cette amélioration doit en particulier porter sur les grilles tarifaires, qui doivent expressément mentionner, comme sur les courriers de renouvellement, que les prix annoncés sont susceptibles d'évoluer entre la date à laquelle ils sont affichés et la date d'entrée en vigueur du contrat, en fonction des variations de l'indice d'indexation ou de toute évolution légale ou réglementaire qui interviendrait dans ce délai. D2024-11905
PAIEMENTS	
 PARTICULIER	Le fournisseur doit transmettre à ses clients des situations de compte transparentes et compréhensibles, leur permettant de vérifier les sommes prises en compte dans le calcul de leur solde. Les situations de compte doivent différencier clairement les montants facturés, réglés, remboursés et détailler chacune des opérations prises en compte avec des libellés transparents et compréhensibles, permettant à tout consommateur de vérifier aisément son solde. D2024-09960

 Électricité  Gaz naturel

RACCORDEMENT/DEVIS	
 PARTICULIER	Le distributeur devrait mentionner dans ses offres de raccordement la description des travaux imposés à ses clients, sous la forme d'une liste détaillée, strictement limitative, sans la faire précéder de « notamment », de « tel que » ou de toute autre expression créant une incertitude sur l'étendue des travaux en cause. D2024-03795
FACTURATION/INFORMATION	
 PARTICULIER	Le fournisseur devrait mentionner sur les conditions particulières de vente et sur les factures d'électricité de ses clients titulaires d'une option tarifaire du TURPE avec différenciation temporelle les plages horaires d'heures creuses ainsi que les périodes de haute et de basse saison. D2023-27617
 PARTICULIER	Le fournisseur doit modifier la présentation de ses factures afin d'y faire figurer les plages horaires des HC, comme le font généralement les fournisseurs pour la bonne information de leurs clients. D2023-23533
RAPPEL DE LA RÉGLEMENTATION	
 PARTICULIER	Le fournisseur doit se conformer à l'article 6 de l'arrêté du 18 avril 2012 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel en répartissant la consommation facturée avant et après un changement de prix au prorata temporis en l'absence d'index réel. D2023-23533
MISE EN SERVICE/RÉSILIATION	
 PROFESSIONNEL	Les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel devraient prévoir des modalités de calcul des indemnités de résiliation anticipée, transparentes et compréhensibles, permettant au consommateur de déterminer leur montant à tout moment, afin qu'il puisse choisir de changer de fournisseur en connaissance de cause. D2023-20809
 PROFESSIONNEL	Le fournisseur doit se conformer à une pratique consistant à insérer dans les conditions particulières de vente applicables aux clients professionnels une mention spécifique et explicite, rappelant l'existence et les modalités de calcul des frais facturés si le contrat est résilié avant son terme ; cette information doit être accompagnée d'une illustration chiffrée permettant au client d'évaluer le montant des frais de résiliation auxquels il s'expose en cas de résiliation anticipée de son contrat. D2023-20809

En 2024, 3,6 millions de consommateurs, contre 4,9 millions en 2023, ont consulté le service d'information du médiateur national de l'énergie, pour s'informer ou rechercher des solutions aux litiges qui les opposent à leurs fournisseurs. Sur ces 3,6 millions de consommateurs, 3,2 millions ont utilisé le site internet « energie-info.fr », dont 1,9 million pour le comparateur d'offres.

En 2024, le nombre de litiges reçus par le médiateur national de l'énergie connaît une nouvelle hausse de près de 8 % (29 460, contre 27 350 en 2023). Les demandes de médiation (appelées saisines) sont, elles, en baisse : 11 678, contre 13 999 saisines en 2023, dont 7 142, contre 8 894 en 2023 déclarées recevables. Cette baisse du nombre de saisines s'explique, d'une part, par la fin de la crise énergétique de ces dernières années et, d'autre part, par une diminution des saisines des consommateurs domestiques en lien avec

des augmentations de prix. La part des saisines recevables dues à des litiges sur le prix de l'énergie reste élevée (30 %). Pour les petits professionnels et les copropriétés, ce taux croît jusqu'à 50 %. Toutefois, d'autres catégories de saisines ont connu une augmentation. C'est le cas, par exemple, de celles concernant les réseaux de distribution d'électricité.

Beaucoup de litiges concernent les niveaux de consommation facturés. Ils représentent 35 % des dossiers instruits en médiation, soit 2 471 saisines.

Le médiateur de l'énergie est régulièrement saisi pour des litiges concernant des délais de raccordement ou de modification de raccordement au réseau de distribution. À l'origine de ces litiges, Enedis est directement impliquée pour ses études techniques.

La répartition de ces litiges liés aux raccordements et les ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sont, pour 50 %, répartis entre les « délais de raccordement » (28 %) et la « solution technique et prix du raccordement » (22 %).

Le renouvellement des colonnes montantes est également une source de litiges.

Lorsque les colonnes montantes doivent faire l'objet d'un renouvellement ou d'une mise en sécurité, des litiges apparaissent régulièrement avec Enedis sur la prise en charge des différents travaux nécessaires. Ils représentent 10 % des litiges.

Le médiateur de l'énergie observe également une augmentation des litiges concernant la qualité de fourniture, notamment sous l'effet des phénomènes climatiques. Dans ces cas, la responsabilité d'Enedis n'est pas toujours engagée. Toutefois, dans les litiges la concernant, Enedis ne reconnaît sa responsabilité qu'une fois la médiation engagée. Cela rend plus complexe la médiation à instruire. Ces pratiques persistent également avec des fournisseurs.

Selon le rapport 2024 du médiateur national de l'énergie, en médiation, Enedis a des positions très rigides et est moins encline à la recherche de solutions que GRDF.

Dans la conduite de la médiation, Enedis manque parfois de transparence et de fiabilité.

Qualité des relations et des services pour les clients relevant des tarifs réglementés de vente

La qualité des relations et des services portant sur la fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV) est mesurée via plusieurs indicateurs pouvant être classés dans trois grandes familles : la satisfaction des clients, le traitement des réclamations et la gestion du contrat.



Travaux sur le réseau public de distribution d'électricité



Satisfaction des clients relevant des TRV

Comme le montre le tableau CL2, cet indicateur de satisfaction, communiqué à l'échelle nationale par le fournisseur historique, fait apparaître, comme les années précédentes, un très bon résultat (92 %). Toutefois, on relève un recul de 3,3 % pour les clients particuliers non résidentiels, passant de 91 % en 2023 à 88 % en 2024. Ce recul est encore plus important pour les entreprises : de 94 % à 86 %.

Traitement des réclamations

Une réclamation correspond, selon la définition d'EDF Commerce, à toute expression explicite ou implicite d'une insatisfaction ou d'une situation considérée comme anormale par un client, et pour laquelle il attend une explication, une solution, ou toute forme de reconnaissance. Pour le traitement des réclamations, le concessionnaire possède un dispositif complet qui permet au client insatisfait de la réponse apportée par un conseiller de faire appel de sa réponse auprès du service consommateur, dans un premier

Tableau CL2 – qualité des relations et des services pour les clients relevant du tarif réglementé de vente (TRV)

	MAILLE	2021	2022	2023	2024	VARIATION
La satisfaction des clients (%)						
Particuliers (Clients résidentiels)	Nationale	91	91	92	92	0 %
Particuliers (Clients non résidentiels)	Nationale	90	91	91	88	- 3,3 %
Collectivités	Nationale	93	92	88	90	2,3 %
Entreprises	Nationale	88	90	94	86	- 8,5 %
Le traitement des réclamations (nombre)						
Écrites	Sigeif	9 457	8 619	12 513	9 396	- 24,9 %
- <i>Courrier</i>	Sigeif	1 192	1 071	1 368	722	- 47,2 %
- <i>Internet</i>	Sigeif	8 265	7 548	11 145	8 674	- 22,2 %
- À l'item « Facturation »	Sigeif	3 095	2 877	4 199	3 777	- 10,1 %
- À l'item « Recouvrement »	Sigeif	1 734	1 488	3 485	1 842	- 47,1 %
- À l'item « Contrat »	Sigeif	1 958	1 735	1 814	1 359	- 25,1 %
- À l'item « Accueil »	Sigeif	1 549	1 605	1 961	1 579	- 19,5 %
- À l'item « Relations avec le distributeur »	Sigeif	584	521	496	319	- 35,7 %
- À l'item « Qualité de la fourniture et réseau »	Sigeif	249	196	276	245	- 11,2 %
Taux de réclamations traitées dans les 30 jours	Sigeif	96,2	95,8	95,1	95,2	0,1 %
Nombre de réclamations en instance d'appel	Sigeif	396	403	309	378	22,3 %

temps, puis du médiateur d'EDF, si aucun accord n'a pu être trouvé.

Le client a également la possibilité de saisir le médiateur national de l'énergie s'il le souhaite.

À l'échelle du territoire de l'Autorité Concédante, EDF Commerce déclare une diminution de près de 25 % des réclamations écrites en 2024, par rapport à 2023.

La répartition du nombre de réclamations concerne, pour plus de 91 %, respectivement, les items de la facturation, du recouvrement, de l'accueil et du contrat pour 40,2 %, 19,6 %, 16,8 % et 14,5 %.

Suivi à l'échelle de la concession, le taux de traitement des réclamations écrites (internet, courrier) dans les 30 jours maintient son très bon niveau : 95,2 %, contre 95,1 % en 2023.

Classées sous la responsabilité du distributeur Enedis, les réclamations liées aux données de consommation estimées ou réelles, au fonctionnement du comptage, aux relations et

à la qualité de fourniture et du réseau sont, depuis l'exercice 2021, présentées sous deux items distincts. L'Autorité Concédante observe depuis 2021 que les réclamations dont l'item est « les relations avec le distributeur » sont en baisse constante, et pour 2024 la baisse est de 35,7 %. Concernant l'Item « qualité de la fourniture et réseau », c'est une évolution en dents de scie qui est observée. Après une baisse en 2022 et une hausse en 2023, 2024 se caractérise par une baisse (- 11,2 %, par rapport à 2023).

Traitement des factures

Le tableau CL3 montre qu'après la croissance observée du nombre de factures au format numérique sur ces deux dernières années, on constate une baisse de 2,5 % en 2024, par rapport à 2023.

Tableau CL3 – évolution des modalités de facturation pour les clients relevant du tarif réglementé de vente (TRV)

	MAILLE	2021	2022	2023	2024	VARIATION
Particuliers (Clients résidentiels)						
Nombre de factures établies sur la base de relevé effectué par le client	Sigeif	14 874	25 919	26 584	24 556	- 7,6 %
Nombre de factures établies sur la base d'une télé-opération sur compteur Linky	Sigeif	851 253	881 357	879 153	854 631	- 2,8 %
Nombre de factures rectificatives	Sigeif	3 675	2 878	4 222	2 740	- 35,1 %
Nombre de clients bénéficiaires d'une facturation électronique	Sigeif	202 990	208 231	209 346	204 108	- 2,5 %
Particuliers (clients non résidentiels)						
Nombre de factures établies sur la base de relevé effectué par le client	Sigeif	-	1	1 317	1 328	0,8 %
Nombre de factures établies sur la base d'une télé-opération sur compteur Linky	Sigeif	107 884	123 844	222 315	266 559	19,9 %
Nombre de factures rectificatives	Sigeif	-	156	1 565	2 880	84 %
Nombre de clients bénéficiaires d'une facturation électronique	Sigeif	9 294	10 715	13 477	14 248	5,7 %



L'arrivée du compteur Linky est une opportunité pour le fournisseur de montrer la pertinence de la facturation électronique.

Le ralentissement observé de la facturation établie sur la base d'une télérelève du compteur Linky, pour les clients particuliers résidentiels, se poursuit (- 2,8 %, par rapport à 2023). Comme l'an dernier, le ralentissement est également perceptible pour les factures établies sur la base de relevé effectué par le client résidentiel (- 7,6 %, par rapport à 2023). Ce ralentissement peut s'expliquer par la baisse du nombre de clients bénéficiaires d'une facturation électronique, qui est aussi en corrélation avec la baisse des clients aux tarifs réglementés de ventes (TRV).

En revanche, est constatée, en 2024 comme en 2023, une forte augmentation des factures établies dans le secteur non résidentiel. L'augmentation est de quasi 20 % pour les factures établies sur la base d'une télérelève sur compteur Linky.

On observe aussi sur ces trois dernières années une augmentation constante du nombre de factures rectificatives.

Cette augmentation est en corrélation avec le constat dressé par le médiateur de l'énergie, de hausse du nombre de saisines qu'a connu cette tranche de clients, dont les principaux motifs sont la contestation des niveaux de consommation facturés et le prix de l'énergie facturée, et cela malgré la fin de la crise énergétique.



Gestion du contrat

En 2024, le nombre de lettres « uniques » de relance pour impayés est en baisse, par rapport à 2023 (105 610, contre 127 859, soit – 17,4 % : voir tableau CL4). Cette baisse permet à l'Autorité Concédante de classer le résultat de 2024 comme un résultat exceptionnel qui laisse espérer que la tendance observée avec sept années consécutives de baisse, avant la

rupture de 2023, se pérennise dans le temps.

Comme pour la baisse du nombre de lettres « uniques » de relance envoyées, le nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF

Commerce est en diminution de 3,1 % en 2024 (47 797, contre 49 337 en 2023). C'est le second nombre le plus élevé enregistré sur ces six dernières années.

Tableau CL4 – qualités des relations et des services pour les clients « résidentiels » relevant du gestionnaire de réseau

	Maille	2021	2022	2023	2024	Variation
Le traitement des réclamations (nombre)						
- À l'item « Relève »	Sigeif	305	197	282	275	- 2,5 %
- À l'item « Qualité de fourniture et réseau »	Sigeif	243	195	276	245	- 11,2 %
- À l'item « Relations avec le distributeur »	Sigeif	573	521	496	319	- 35,7 %
Taux de réclamations traitées dans les 15 jours	Sigeif	96,2	95,8	95,1	95,2	+ 0,1 %
La gestion du contrat						
Nombre de lettres « uniques » de relance envoyées	Sigeif	107 459	99 634	127 859	105 610	- 17,4 %
Nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF	Sigeif	38 217	43 507	49 337	47 797	- 3,1 %
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis	Sigeif	4 367	0	1	0	- 100 %
Nombre de coupures effectives	Sigeif	1 493	1	1	0	- 100 %
Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées	Sigeif	34,2	-	-	-	-
Nombre de pénalités liées aux impayés		28 349	35 180	33 309	31 478	- 5,5 %
Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du client		54 639	43 702	38 473	36 686	- 4,6 %
Nombre de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur pour impayé		645	11	376	176	- 53,2 %
Taux de résiliations de contrats à l'initiative du fournisseur à la suite des coupures effectives d'Enedis	Sigeif	43 %	-	1 %	0,5 %	- 50 %

Les actions de solidarité engagées par le fournisseur « historique » se poursuivent et se traduisent par plus de coupures demandées par le fournisseur à Enedis en 2024. Si ces engagements présentent une réelle avancée en matière de solidarité et de lutte contre la précarité énergétique, l'Autorité Concédante se doit de maintenir une veille sur les bonnes pratiques dans l'intérêt du client. Car le nombre de résiliations de contrat à l'initiative du fournisseur pour impayé représente un nombre significatif, malgré une forte baisse de 53,2 %, avec 176 contre 372 en 2023, alors que la précarité énergétique ne cesse de croître.

Solidarité, précarité énergétique

Le contexte économique et social, selon le baromètre 2024 du médiateur national de l'énergie, révèle une légère baisse de la précarité énergétique. Toutefois, la crise des prix de l'énergie a démontré, une fois de plus, la nécessité de mieux protéger les petites entreprises et les copropriétés, qui sont moins bien protégées, par rapport aux particuliers, face aux hausses de prix.

Les tarifs sociaux de l'énergie

Le chèque énergie, depuis sa mise en place le 1^{er} janvier 2018, est attribué en fonction des ressources fiscales (revenu fiscal de référence) et de la composition du ménage, il est envoyé nominativement par courrier à l'adresse connue des services fiscaux. Toute sollicitation ou démarchage (domicile, téléphonique) doit être refusée par le bénéficiaire.

À l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de clients particuliers, pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte par le fournisseur historique, enregistre en 2024 comme en 2023 une baisse. Elle est de 2,6 %, par rapport à 2023. Au regard du contexte économique lié aux effets de la crise énergétique de ces dernières années, cette baisse ne s'explique pas. En effet, elle se poursuit malgré le maintien des mesures exceptionnelles du Gouvernement pour lutter contre la précarité énergétique, comme le plafond d'éligibilité au chèque énergie,

permettant à un plus grand nombre de Français de bénéficier de cette aide.

En effet, le chèque énergie peut être utilisé pour le règlement d'une dépense autre qu'une facture d'électricité, comme, notamment, une facture de gaz, de fioul domestique ou de rénovation énergétique du logement...

Le tableau CL5 met en évidence le nombre de clients particuliers qui ont utilisé leur chèque énergie pour régler leur facture d'électricité.

Le fonds de solidarité pour le logement (FSL) vise à aider les personnes rencontrant des difficultés financières pour accéder au logement ou s'y maintenir. La contribution allouée par EDF est en légère hausse de 15 %, par rapport à 2023 (4,1 M€, contre 3,6 M€ en 2023). Cette augmentation s'explique par l'augmentation du nombre de dossiers acceptés (12 %, par rapport à 2023).

Enfin, depuis le 1^{er} avril 2022, au-delà de la réglementation en vigueur interdisant toute suspension de la fourniture d'énergie durant la trêve hivernale, EDF Commerce a souhaité aller plus loin que ses obligations réglementaires. Le concessionnaire a donc décidé de mettre fin aux coupures, en privilégiant une limitation de puissance, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique (cas exceptionnel).

Lorsque le fournisseur « historique » ne peut pas entrer en contact direct avec un de ses clients en situation d'impayé, une réduction de puissance est opérée pour ne pas interrompre sa fourniture d'électricité. La fourniture maintenue équivaut à une puissance de 1 kW. Pour les clients ne bénéficiant pas des aides, la limitation de puissance peut correspondre à une puissance de 2 ou 3 kW, en fonction de la puissance souscrite. Cet accompagnement solidaire ne concerne que les clients particuliers en situation d'impayé.

Il est à rappeler que les mesures de limitation de puissance n'interviennent qu'en dernier recours, si les procédures de relance conformes à la réglementation en vigueur n'aboutissent pas à une solution de régularisation.

Pour l'année 2024, le nombre de clients ayant subi une réduction de puissance déclarée par le fournisseur est reparti à la hausse. On en dénombre 2 272, contre 1 623 en 2023, soit 40 % de plus.

Le fournisseur déclare à l'Autorité Concédante que le nombre de clients en situation de réduction de puissance pour l'année 2024 est de 1 450, soit une hausse de 17 %, par rapport à 2023.



Tableau CL5 – Solidarité, précarité énergétique

Fonds de solidarité logement (FSL)	Maille	2021	2022	2023	2024	Variation
Nombre de dossiers acceptés	Sigeif	1 789	1 327	1 689	1 480	12 %
Accompagnement énergie	Sigeif	8 344	5 749	4 251	6 318	49 %
Montant moyen des chèques énergies qui ont été crédités sur comptes des clients particuliers (en €)		160	159	157	158	0,6 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Sigeif	445	346	501	nc	-
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Département	3 420	3 550	3 600	4 140	15 %
Le chèque énergie (qui remplace le TPN)						
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte sur l'exercice	Sigeif	28 941	30 595	30 238	29 464	- 2,6 %
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie exceptionnel du millésime 2021 a été pris en compte sur l'exercice		21 090	4 103	0	0	-
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie exceptionnel du millésime 2022 de 100 € a été pris en compte sur l'exercice			9 441	22 800	665	- 93 %
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie exceptionnel du millésime 2022 de 200 € a été pris en compte sur l'exercice			23 002	9 137	1	- 95 %
Nombre de mises en service gratuites réalisées pour les clients particuliers identifiés par le fournisseur comme bénéficiaires du chèque énergie			806	611	32	- 95 %
Nombre d'abattements sur les frais d'intervention pour impayé pour les clients Particuliers identifiés par le fournisseur comme bénéficiaires du chèque énergie			671	117	1 080	- 0,4 %
Nombre de clients particuliers ayant souscrit à la solution Info Watt au cours de l'année				445	117	n.d.
Nombre de clients particuliers ayant souscrit à la solution Info Watt (au 31/12)			243	709	708	7 %
Nombre de clients particuliers ayant utilisé la solution Info Watt au cours des 12 derniers mois			77	372	139	- 63 %
Nombre de clients particuliers pour lesquels une attestation de droit a été traitée sur l'exercice	Sigeif	433	374	843	142	- 83 %
Service minimum (SMI, 1 kW)						
Nombre de réductions de puissance au cours de l'exercice	Sigeif	5 505	6 605	7 081	8 631	22 %
Nombre de réductions de puissance demandées en période de protection hivernale		6 442	4 090	3 216	4 197	31 %
Nombre de réductions de puissance effectuées durant la période hivernale	Sigeif	2 532	1 922	1 623	2 272	40 %
Nombre de clients en situation de réduction de puissance en fin d'année	Sigeif	1 196	1 275	1 235	1 450	17 %

Quelques faits 2024/2025

Évolution des Tarifs Réglementés de Vente

- Le dispositif des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV) - pour les particuliers, l'offre dite « Tarif Bleu » d'Électricité de France, entre autres - est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).
- En février 2025 : la CRE a annoncé une baisse moyenne d'environ -15 % du TRV pour les particuliers ayant souscrit au contrat indexé TRV. L'évolution tarifaire a intégré l'évolution de + 5 % du *TURPE* initialement prévue en novembre 2024.
- Au 1^{er} août 2025, évolution des TRV non résidentiels (inférieurs à 36 kVA) : baisse d'environ « 2,49 % hors TVA », et quasi-stabilité « + 0,07 % TTC ».
- Le tarif bleu en 2025 se situe entre 0,1908 €/kWh et 0,1969 €/kWh.
- Le rapport du 19 novembre 2024 de l'Autorité de la concurrence recommande de préparer la disparition des TRV <https://www.autoritedelaconcurrence.fr/fr/article/tarifs-reglementes-de-vente-deelectricite-lautorite-recommande-de-preparer-leur-disparition>

Évolution de l'acheminement : le TURPE (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité)

- Le Sigeif a contribué à la consultation de la CRE sur le TURPE. En plus d'une contribution écrite, le Syndicat a été auditionné par la présidente Emmanuelle Wargon, ses commissaires et ses services. Il a ainsi été souligné comme domaines prioritaires à renforcer : le critère B pour que l'incitation tienne compte des singularités territoriales, les délais de raccordements et la transparence sur les données, notamment sur la valorisation du patrimoine concédé. Le Sigeif a également rappelé l'intérêt de la complémentarité des énergies, avec une intégration renforcée des réseaux de chaleur et des réseaux gaz, en soutien au réseau public d'électricité.
- Le tarif d'acheminement de l'électricité a été revalorisé en février 2025 d'environ + 5 %. La CRE a souhaité repousser cette évolution, prévue en 2024, pour profiter des baisses des marchés de l'électricité et neutraliser ainsi l'impact sur les usagers.
- RTE et Enedis prévoient des investissements massifs pour accompagner la transition énergétique et l'économie numérique : 100 Md€ chacun d'ici 2040. La facture des usagers s'en trouvera ainsi renchérie.

20



Transition énergétique



Transition énergétique

Le réseau public de distribution du Sigeif est essentiel à la transition énergétique du territoire, tant pour la production d'électricité verte, principalement à partir de photovoltaïque, que pour d'autres énergies renouvelables et, notamment, la géothermie pour augmenter la température de l'eau extraite du sous-sol à partir de pompes à chaleur. C'est aussi un vecteur incontournable pour la mobilité électrique. Or, cette évolution des usages en faveur de la transition énergétique vient en concurrence³ avec le développement numérique et l'intelligence artificielle.

C'est un sujet pour la réussite des projets du Sigeif dans des délais courts pour faire face à l'urgence climatique. Il est donc primordial qu'Enedis soit au rendez-vous de ces enjeux.

La production d'électricité renouvelable

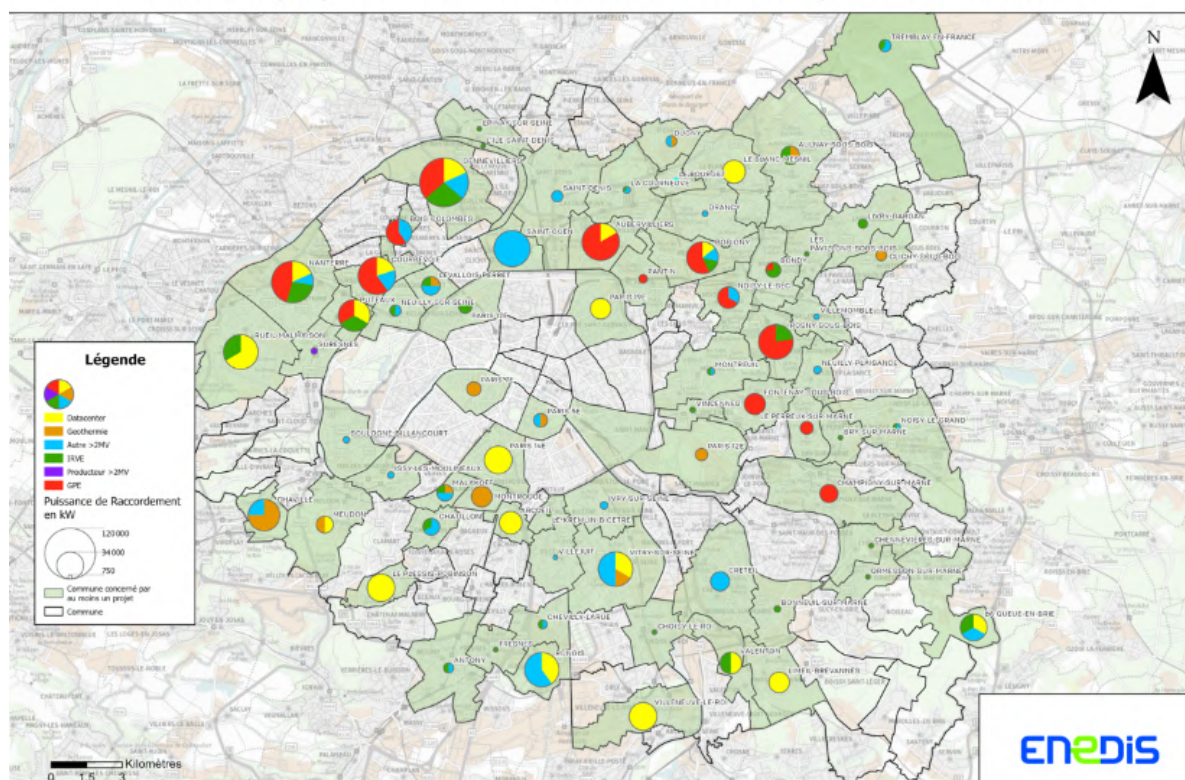
Le compte-rendu du concessionnaire montre que la production d'électricité locale et renouvelable est portée principalement par le photovoltaïque (PV). Ces producteurs PV se raccordent majoritairement en basse tension au réseau public de distribution. On en dénombre 4 098 (+ 23,95 %, par rapport à 2023) pour 44,8 MVA de puissance installée (+ 33,9 %), et 26 414 MWh d'énergie produite (- 10,6 %).

Installations photovoltaïques	2020	2021	2022	2023	2024	Progression [2024 / 2023]
Nombre d'installations PV	1 967	2 180	2 568	3 306	4 098	24 %
Puissance raccordée en kW	9 907	11 473	29 568	33 445	44 792	34 %
Energie produite en kWh	6 412	7 082	25 316	29 546	26 414	- 11 %
Puissance moyenne par site en kW	5	5,3	11,5	10,1	10,9	8 %

³ Voir graphique TE1, grands projets de raccordements dans la métropole. Le réseau public de transport et le réseau public de distribution d'électricité commencent à présenter des signes de congestions du fait de

la puissance des projets initiés. Ainsi, le projet de géothermie de Chaville pourrait souffrir de retard pour la mise en place du forage puis de son exploitation. Le Sigeif compte sur Enedis pour trouver une solution à ce nouveau défi.

Les grands projets de raccordement dans la Métropole du Grand Paris



En 2024, une nouvelle unité de production d'électricité autre que PV, éolien ou hydraulique a été mise en service, portant le nombre à 28 unités sur le territoire, avec une puissance totale de 114 MW (+ 13 %, par rapport à 2023) pour un volume de 274,7 GWh (-10 %).

Il serait intéressant de comprendre si cette diminution est liée à des dysfonctionnements ou des demandes d'arrêt pour assurer l'équilibre du réseau.

Le développement des projets solaires du Sigeif

Après avoir porté le projet de la plus grande centrale solaire d'Île-de-France, à Marcoussis, le Sigeif s'attelle à d'autres projets, de taille et d'ampleur différentes. Deux chefs de projets photovoltaïques ont renforcé les équipes en mars 2024. Ils ont pu poursuivre le

développement de certains projets bien avancés, relancer la dynamique de ceux en cours et, enfin, mener une prospection assortie d'éventuelles premières études d'opportunité.

Le changement de politique de subventions complexifie la fin de développement de certains projets, mais les obligations de solarisation, couplées à l'engagement pris par le Sigeif auprès de ses collectivités adhérentes, faciliteront leur réalisation.

Une nouvelle centrale de 103 kWc a été mise en service sur le gymnase Léo Lagrange à Chaville le 28 mars 2024, portant ainsi la puissance installée des réalisations du Sigeif à 394 kWc en 2024.

Deux autres centrales ont été installées en 2024 et ont été raccordées au réseau par Enedis, début d'année 2025 :

↔ la centrale de l'école Jacques Prévert à Boissy-Saint-Léger (55 kWc) ;

↔ la centrale du gymnase de la Dhuis à Courty (110 kWc).

Enfin, deux autres projets seront mis en place début 2025 à Maisons-Alfort. Il s'agira des premières centrales portées par le Sigeif, dont l'électricité sera valorisée en autoconsommation collective. D'une puissance de 120 kWc, la centrale Victor Hugo sera la plus grande du portefeuille « toitures » du Syndicat. La centrale Paul Bert est, quant à elle, d'une puissance de 52 kWc.

D'autres projets de collectivités ont fait l'objet de conventions de partenariat avec le Sigeif : Plaine Vallée, GPSO, Maisons-Alfort, Roissy-en-France et, depuis 2024, Baillet-en-France, Marcoussis et Montsoult.

La puissance cumulée du parc en développement est de 11,5 MWc.

Les projets en chiffres

2 projets solaires au sol :
• Plaine Vallée • Vaujours

4 projets en ombrières :
• GPSO • Marcoussis
• Baillet-en-France
• Roissy-en-France

8 projets en toiture :
• **2** à Maisons-Alfort
• Marcoussis
• Roissy-en-France
• **3** à Chaville
• Montsoult



Coffret d'alimentation électrique supérieur à 36 kVA

Gymnase Léo Lagrange à Chaville équipé de panneaux solaires



Les prix négatifs

Les marchés de l'électricité réagissent en permanence à l'équilibre entre l'offre et la demande : lorsqu'un excédent de production apparaît, notamment lors d'une forte injection d'énergies renouvelables et d'une faible consommation, les prix baissent parfois jusqu'à devenir négatifs. À l'inverse, lorsque la demande augmente plus vite que la disponibilité de production, les prix montent. Ces signaux de prix contribuent à maintenir, en temps réel, l'équilibre physique du système électrique : production et consommation doivent être égales à chaque instant pour éviter un effondrement du réseau et l'activation de délestages.

Depuis 2023, les épisodes de prix négatifs se multiplient fortement en France, reflet d'un système électrique où la production renouvelable croît rapidement, tandis que la consommation tend à diminuer et que la flexibilité du système (stockage, effacement, pilotage de la demande) reste encore insuffisante. L'évolution récente est présentée dans le tableau TE1.

L'explosion des heures à prix négatif depuis 2023 traduit une transformation profonde du système énergétique français. Les facteurs suivants sont déterminants :

- **Croissance rapide du photovoltaïque sur le territoire du Sigeif**, dont la production est fortement concentrée sur la mi-journée, et difficilement pilotable.
- **Rebond du parc nucléaire** après les indisponibilités de 2022, augmentant la quantité de production « incompressible ».
- **Baisse structurelle de la consommation** depuis 2022, liée à la sobriété, à l'efficacité énergétique et à des hivers doux.
- **Flexibilité encore limitée** : le stockage, l'effacement ou le pilotage fin des consommations ne compensent pas encore ce surplus d'offre.
- **Effets amplifiés les week-ends et jours fériés**, notamment au printemps ou en été.

Les prix négatifs deviennent un signal structurel indiquant que le système électrique doit intégrer davantage de flexibilités locale et nationale.

Plus qu'une fatalité, le Sigeif pourrait y voir l'opportunité de **développer des projets territoriaux de stockage électrique⁴** ou d'acheter l'électricité lorsque son prix est nul ou négatif pour les bornes IRVE du Sigeif ou pour la stocker, puis la réinjecter ou l'utiliser lorsque le prix remonte.

Tableau TE1 - Évolution des prix négatifs

Année	2020	2021	2022	2023	2024	2025 (à fin octobre)
Nombre d'heures à prix négatif	104	68	9	147	352	513
Prix le plus négatif de l'année (€/MWh)	- 75,82 €	- 66,18 €	- 1,44 €	- 134,94 €	- 87,29 €	- 118,01 €

(Données issues de l'open data de la CRE <https://www.cre.fr/documents/open-data/donnees-necessaires-au-calcul-des-complements-de-remuneration.html>).

⁴ Le stockage avec des batteries coûte encore cher et pose des questions de sécurité à instruire avec les SDIS. Cependant, certains pays ont déployé

massivement ces technologies pour réduire les effets des prix négatifs, comme l'Australie, par exemple, pionnière en la matière.

Avec l'aide de son concessionnaire, le Sigeif pourrait, par exemple :

- accompagner ou co-investir avec les communes dans des **batteries de quartier** ;
- étudier le **stockage couplé aux IRVE**, permettant :
 - o d'éviter de renforcer des postes BT/HTA,
 - o de lisser les appels de puissance,
 - o de profiter des prix bas pour recharger les batteries ;
- piloter le **stockage municipal couplé au photovoltaïque** pour maximiser l'autoconsommation.

C'est aussi une opportunité pour **soutenir des dispositifs de flexibilité locale** :

- encourager l'effacement diffus dans les bâtiments municipaux (ventilation, PAC, éclairage) ;
- piloter les équipements thermiques (ballon ECS, PAC collective ou PAC hybride gaz) ;
- valoriser les flexibilités auprès d'EDF OA, Enedis ou d'agréateurs.

Toujours avec l'aide d'Enedis, le Sigeif pourrait **anticiper les impacts sur les réseaux BT/HTA** :

- définir des cartographies prévisionnelles des congestions locales ;
- réaliser une planification renforcée des capacités d'accueil PV ;
- identifier les zones où le stockage serait le plus utile.

Les prix négatifs ouvrent la voie à :

- des **contrats d'achat d'électricité indexés sur les prix spot**,
- des **stratégies de charge intelligente** pour les flottes publiques,
- une **réduction des coûts d'exploitation des bâtiments**, via du pilotage automatique.

Ce sont autant de pistes à explorer ensemble à l'avenir.

Le phénomène de prix négatifs pourrait donc devenir un indicateur d'évolution structurelle du système électrique. Le Sigeif a un rôle majeur à jouer pour accompagner ses collectivités adhérentes vers plus de flexibilité : stockage, autoconsommation, pilotage des usages, dimensionnement intelligent des IRVE... et ainsi transformer un risque (surproduction ENR → contraintes réseau → baisse de rentabilité PV → critère B sous tension) en **opportunité locale**.



PHOTOVOLTAÏQUE

Développements récents

- Le parc photovoltaïque en France : au 1^{er} janvier 2025, la puissance installée au sol était d'environ 25,3 GWc, et la production solaire en 2024 d'environ 24,8 TWh, représentant environ 5,7 % de la consommation électrique française.
- Pour 2025 (trois premiers trimestres) : environ 4 272 MW de nouveaux raccordements photovoltaïques sont recensés.
- Le segment résidentiel connaît un ralentissement : au T3 2025, 155 MW raccordés (- 42 %, par rapport à T4 2024) pour les installations jusqu'à 18 kWc.
- Il y a un phénomène de « coupures volontaires de production » (écrêtages) dans les renouvelables, notamment solaire/éolien : > 2 TWh écrêtés sur janvier-juin 2025 en France en raison de la faible demande et de l'excès d'offre.

Tarification / aides / cadre pour le photovoltaïque

- La CRE a publié en mars 2025 de nouveaux tarifs et primes pour les installations photovoltaïques : pour le segment 100 à 500 kWc, le tarif d'achat était abaissé à près de 95 €/MWh jusqu'à fin juin 2025. Cette révision s'est accompagnée de la suppression de la modalité de « vente en totalité », ainsi que d'une diminution des primes à l'autoconsommation.
- Pour l'autoconsommation résidentielle, depuis mars 2025, les aides (prime + tarif de rachat du surplus) ont été fortement réduites (prime divisée par 2-3, tarif de rachat descendu à 4 centimes/kWh pour les nouvelles installations) : cela complique la rentabilité des installations. La dynamique reste forte, cependant, y compris sur le territoire du Sigeif.



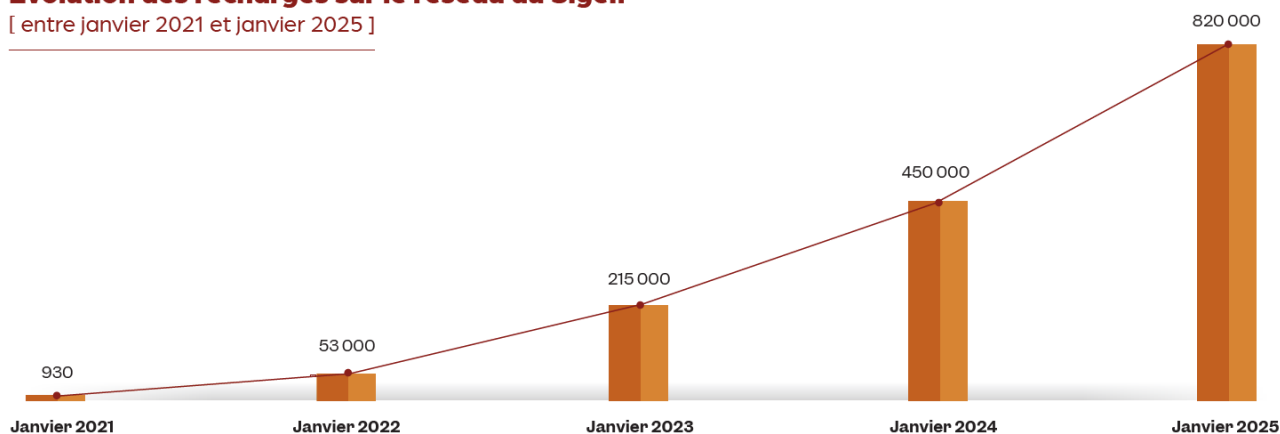
La mobilité électrique

Le réseau d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) du Sigeif compte, à fin décembre 2024, 1 093 points de charge répartis sur 104 communes, en conformité avec les anticipations du début d'année. Le service clés en main proposé aux collectivités ayant délégué leur compétence est pris en charge à 100 % par le Syndicat, avec le soutien financier de la Région Île-de-France, du programme Advenir, du Conseil départemental du Val-d'Oise et de la Fédération Française de Football.



Évolution des recharges sur le réseau du Sigeif

[entre janvier 2021 et janvier 2025]



Le réseau du Sigeif comprend quatre catégories de bornes, de puissances normale jusqu'à rapide (de 7 à 50 kW, et prochainement jusqu'à 100 kW), construites par des fabricants fiables et européens. En 2024, un nouveau marché a été signé pour intégrer quatre nouveaux modèles, tous compatibles avec le système dit « *Plug & Charge* » (identification et charge du véhicule par un simple branchement à la borne).

En 2024, les recharges ont progressé de + 80 %, démontrant ainsi la pertinence de l'action du Sigeif dans la décarbonation de la mobilité.

Un groupement de commandes pour optimiser le déploiement des bornes permet de coordonner les opérations des deux maîtres d'ouvrage : Sigeif et Enedis. Le Sigeif agit pour déployer et exploiter les IRVE, tandis qu'Enedis assure leur raccordement. En 2024, devant les difficultés rencontrées avec l'entreprise Spie, le Sigeif a permis à Izivia d'intégrer la société AZTP pour réaliser les raccordements au réseau public de distribution d'électricité, revenant à un processus distinguant la connexion de l'installation de la borne.

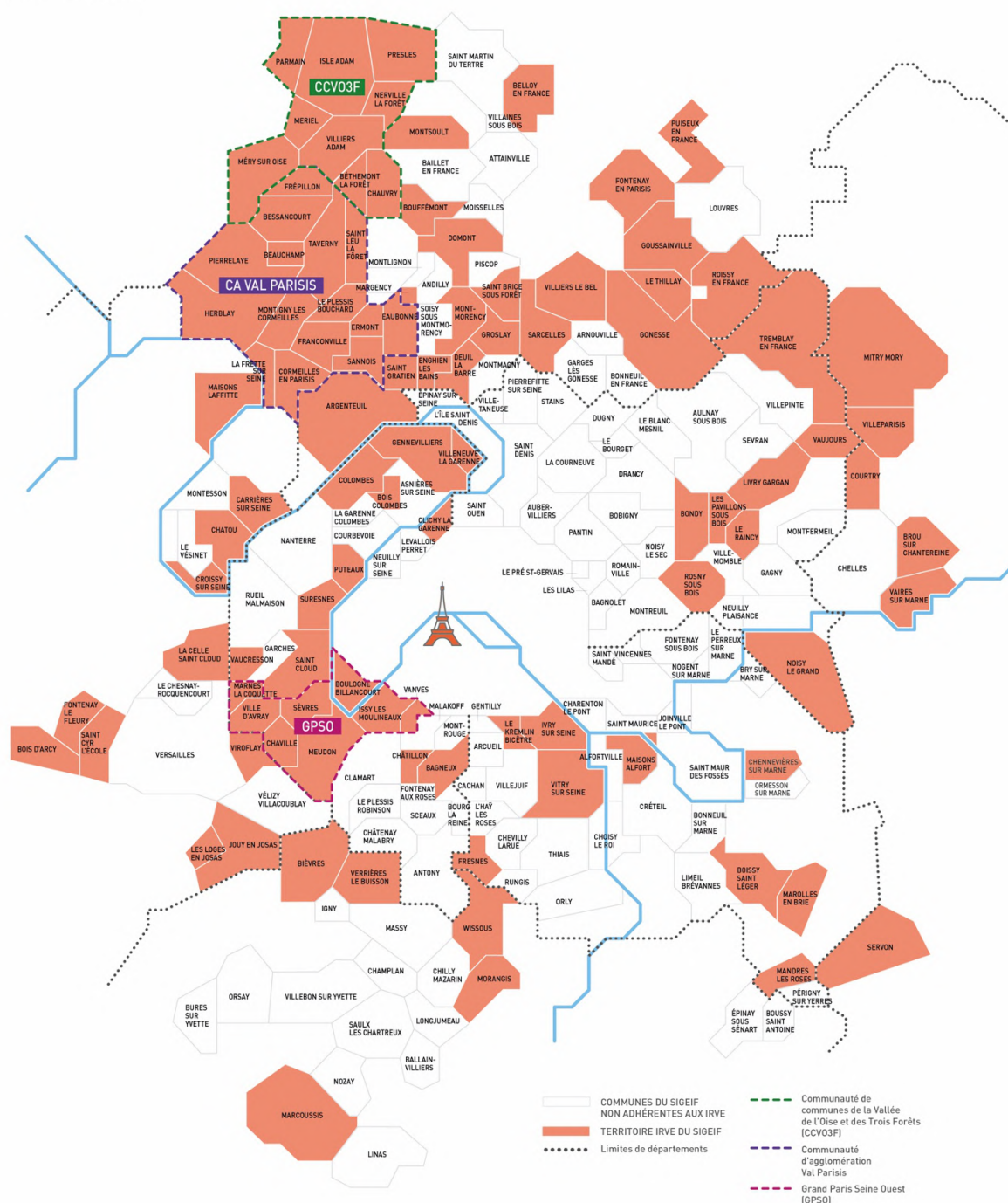
Enfin, le Sigeif est attentif au renouvellement de certaines bornes (type Autolib' ou borne accidentée), avec des travaux réalisés sous tension à chaque fois que cela est techniquement possible. C'est une attente forte du Syndicat.

En 2025, le Sigeif apprécie la mise en place d'un interlocuteur privilégié pour le raccordement des bornes, avec des puissances supérieures à 36 kVA.



104 communes adhérentes à la compétence IRVE

Le réseau d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) du Sigeif compte, à fin décembre 2024, 1 093 points de charge, en conformité avec les anticipations du début d'année. Le service clés en main proposé aux collectivités ayant délégué leur compétence est pris en charge à 100 % par le Syndicat, avec le soutien financier de la Région Île-de-France, du programme Advenir, du Conseil départemental du Val-d'Oise et de la Fédération Française de Football.



Rénovation énergétique

Le Sigeif est engagé historiquement dans l'efficacité énergétique avec un groupement de commandes au service des collectivités adhérentes ou l'accompagnement avec le conseil en énergie partagé et au travers des programmes ACTEE de la FNCCR. En 2024, le Syndicat a préparé une nouvelle offre : Sigeif Eco Réno. Elle vise à accompagner les collectivités pour atteindre les objectifs de performance énergétique assignés aux collectivités (décret éco-énergie tertiaire et directive relative à l'efficacité énergétique).

Le Sigeif, le Sipperec et le Smoys pilotent une solution commune de valorisation des certificats d'économies d'énergie (CEE).

Deux dépôts sont effectués dans l'année, permettant ainsi l'atteinte du seuil minimal de 50 GWh cumac, demandé par le pôle national des CEE (PNCEE) à chaque dépôt.

En 2024, 171 GWh cumac, dont 4 GWh cumac « précarité », ont été déposés. Au total, l'opération a permis de verser un million d'euros aux collectivités.

En 2020, le Sigeif a proposé un plan d'aides afin d'encourager les communes à financer des travaux et autres actions relatives à la transition énergétique.

Il est structuré en trois axes : efficacité énergétique des bâtiments, énergies renouvelables et de récupération (ENRR), mobilités durables.

Le retour d'expérience des quatre années de financement a permis d'établir un historique robuste et d'identifier les aides qui sont les plus demandées et pour lesquelles les adhérents sont pleinement satisfaits. 94 communes ont été soutenues entre 2021 et 2024. Au 31 décembre 2024, le montant total des aides attribuées s'élève à un peu plus de 2 millions d'euros, répartis comme suit :

↔ 57,7 % en faveur de l'efficacité énergétique des bâtiments, dont

- 677 k€ d'aide pour des travaux d'isolation,
- 376 k€ d'aide pour la réalisation de diagnostics,
- 108 k€ d'aide pour d'autres travaux (remplacement de chaudière, ventilation mécanique...) ;

↔ 41,8 % en faveur des mobilités durables, dont

↔ 765 k€ d'aide pour l'acquisition de véhicules GNV, électriques, hybrides rechargeables,

↔ 75 k€ d'aide pour l'acquisition de vélos triporteurs à assistance électrique ;

↔ 0,5 % en faveur des énergies renouvelables et de récupération (ENRR).

Après avoir analysé ce bilan, le Comité d'administration du 16 décembre 2024 a approuvé la création de nouvelles aides pour :

↔ le remplacement des menuiseries ;

↔ la mise en place d'une pompe à chaleur (air/eau ou eau/eau), dans le cadre d'une hybridation de production de chaleur avec une chaufferie existante ;

↔ une bonification lors de la réalisation d'un bouquet de travaux d'isolation de trois types différents sur un même bâtiment.

30



Inventaire et évolution des ouvrages de la concession



Le patrimoine concédé

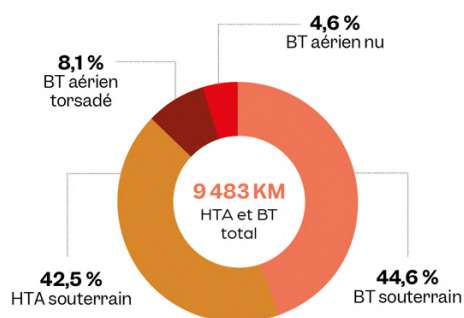
Troisième concession au niveau national en électricité, le patrimoine concédé pour la distribution publique d'électricité se traduit par 9 483 km de réseau et 5 041 postes de transformation au service des 758 340 consommateurs et 4 127 producteurs, dont 4 098 d'origine photovoltaïque. L'attractivité de la Région Île-de-France, face aux enjeux de la transition énergétique du territoire passe par la capacité à répondre aux besoins et à la résilience des réseaux pour satisfaire un niveau de qualité attendu par les usagers. Le maintien en condition opérationnelle fait l'objet de la plus grande attention du Syndicat.

Le réseau de la concession

Au 31 décembre 2024, l'alimentation électrique des 758 340 clients-usagers de la concession est assurée par 47 postes sources HTB/HTA, dont 12 sont situés sur le territoire du Syndicat. Ces ouvrages représentent les points frontières entre le réseau haute tension (HTB), exploité par RTE, et le réseau moyenne tension (HTA), exploité par Enedis.

L'inventaire technique de la concession dénombre 632 départs moyenne tension (HTA), qui alimentent 5 041 postes de transformation HTA/BT de distribution publique, pour un linéaire total des réseaux moyenne et basse tensions (HTA et BT), majoritairement souterrains, de 87,1 %.

Graphique P1 - Répartition des réseaux HTA et BT par nature (en %)

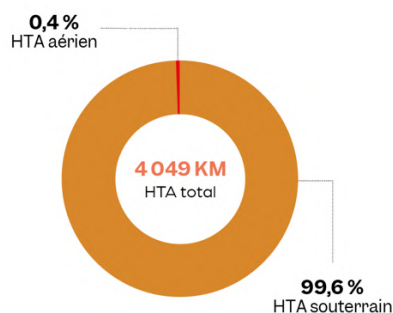


Le réseau moyenne tension (HTA)

Le réseau moyenne tension (HTA), dont la tension nominale varie de 10 à 20 kV, représente les artères principales de la distribution publique d'électricité. Il est aujourd'hui long de 4 048 km, posés en souterrain à 99,6 %. Les câbles souterrains d'ancienne technologie (non synthétique) et les

réseaux aériens implantés en zones boisées constituent des points de fragilité, notamment en cas d'aléas climatiques. Le Sigeif maintient une veille sur ces situations pour s'assurer que les risques sont maîtrisés par son concessionnaire.

Graphique P2 – Répartition du réseau HTA par nature (en %)

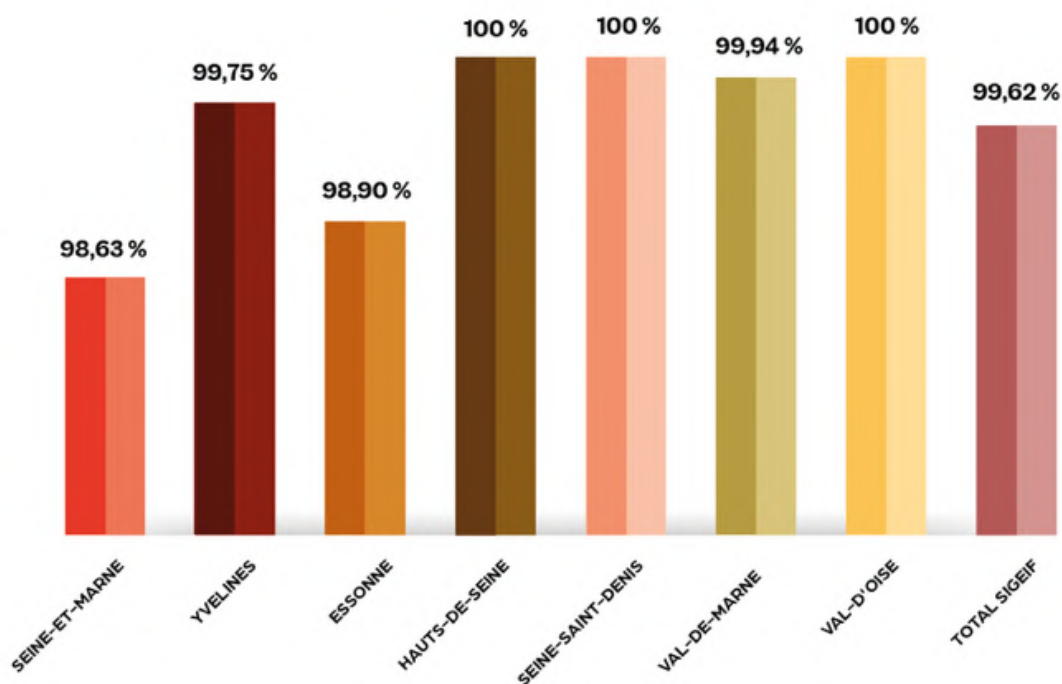


La représentation de la part du souterrain, par département, est illustrée par le graphique P3.

Lignes aériennes HTA

La concession totalise 15,3 km de lignes aériennes HTA (soit une diminution de 524 m, par rapport à 2023), de tension nominale quasi homogène (14,7 km de lignes 20 kV), réparties sur onze communes et quatre départements (voir tableau P1). Cette variation par rapport à 2023 s'explique par la dépose de 574 m de lignes aériennes sur la commune des Loges-en-Josas et par l'ajout de 6 et 47 m, respectivement sur les communes de Fontenay-le-Fleury et de Marcoussis. Cependant, ces variations sont identifiées comme étant une anomalie de saisie (+ 6 m), pour la commune de Fontenay-le-Fleury, et une correction cartographique (+ 47 m), sur la commune de Marcoussis liée au projet national AssApp (*Assainissement et Appariement* « qui consiste à faire converger les données cartographiques vers une échelle commune 1/200 la grande échelle et la moyenne échelle, pour une meilleure intégration des livrables »).

Graphique P3 – part du réseau souterrain HTA par département



La suppression des 574 m de lignes aériennes, identifiées car étant incidentogènes, répond en partie aux attentes de l'Autorité Concédante. Elle est en adéquation avec les résultats attendus sur la qualité puisqu'on observe la confirmation d'une tendance à la diminution du nombre d'incidents HTA aux 100 km sur le réseau aérien, par rapport à ces deux dernières années (13,3 contre 31,6 en 2023 et 48,9 en 2022).



Intervention Enedis sur le réseau aérien HTA

Tableau P1 – réseau HTA aérien (en mètres)

Communes	2022	2023	2024	Écart 2023/ 2024	TENSION (EN kV)	NATURE DE L'OUVRAGE		
						TORSADÉ	NU	DONT FAIBLE SECTION
Mitry-Mory	4 425	4 425	4 425	0	20	-	4 425	-
Servon	588	588	588	0	20	-	588	-
Sous-total : Seine-et-Marne	5 013	5 013	5 013	0	-	-	5 013	-
Fontenay-le-Fleury	1 359	1 359	1 365	6	20	-	1 365	-
Jouy-en-Josas	804	804	801	-3	15	-	801	-
Les Loges-en-Josas	637	637	63	- 574	15	-	63	-
Sous-total : Yvelines	3 111	2 800	2 229	- 571	-	-	2 229	-
Ballainvilliers	196	196	196	0	20	-	196	-
Bièvres	2 112	2 112	2 112	0	20	451	1 661	-
Marcoussis	4 303	4 102	4 149	47	20	-	4 149	-
Massy	130	130	130	0	20	-	130	-
Saulx-les-Chartreux	1 325	1 325	1 325	0	20	-	1 325	-
Sous-total : Essonne	8 066	7 865	7 912	47	-	451	7 461	-
Limeil-Brévannes	157	157	157	0	20	157	-	-
Sous-total : Val-de-Marne	157	157	157	0	-	157	-	-
Total 2024	16 347	15 835	15 311	- 524	-	608	14 703	-

Lignes souterraines HTA

En 2024, la concession totalise un linéaire de 4 033 km de réseau HTA souterrain, + 0,1 %, par rapport à 2023. 23 % de celui-ci (927 km) sont constitués de câbles à isolation papier imprégné, dits « CPI », d'ancienne technologie (Voir tableau P2). La suppression de ces ouvrages « CPI » représente un levier majeur du schéma directeur des investissements, car ils constituent des points de fragilité et de risques. La gouvernance partagée avec Enedis, dans le cadre des PPI, doit contribuer à renforcer et à accélérer les renouvellements des câbles d'ancienne technologie. Le bilan technique 2024 du PPI 2024-2027 enregistre la suppression d'environ 58 km de ces ouvrages.

Il subsiste encore, dans les données fournies par le concessionnaire, 1 607 mètres de câbles de faibles sections (< ou = à 75 mm²) en cuivre et de technologies obsolètes, alimentés en 20 kV. Outre l'incohérence de ces données, l'Autorité Concédante constate une évolution de ce linéaire en augmentation de 40 %, par rapport à l'année précédente (1 146 m en 2023). Cette évolution se justifie par les corrections faites par le concessionnaire à travers l'application du projet AssApp. Le Sigeif poursuivra ce suivi, afin qu'une mise à jour de l'inventaire technique soit effective pour fiabiliser les données.

Trois niveaux de tension HTA sont utilisés sur le territoire de la concession : 10, 15 et 20 kV. Un programme de changement de tension est engagé visant notamment à réduire la part du 10 kV (tableau P3), qui, en plus d'alimenter les ouvrages les plus anciens, limite les capacités d'accueil des réseaux. À travers le suivi du PPI, l'Autorité Concédante continue à challenger Enedis pour que ce programme travaux ne s'éternise pas dans le temps, avec pour effet de retarder la modernisation des réseaux concédés.

Tableau P2 – évolution du réseau HTA souterrain (en mètres)

Départements	SOUTERRAIN			DONT CPI			TENSION NOMINALE DE SERVICE		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024	10 kV	15 kV	20 kV
Seine-et-Marne	357 866	358 173	360 468	72 580	71 104	70 794	-	87 756	272 712
Yvelines	876 037	884 855	883 900	238 827	234 176	221 095	80 222	438 953	364 725
Essonne	701 462	701 227	709 472	126 767	112 324	106 290	-	8 012	701 460
Hauts-de-Seine	615 523	626 401	612 428	210 196	207 997	184 358	168 705	2 703	441 020
Seine-Saint-Denis	1 179 622	1 201 902	1 208 922	305 666	297 096	277 121	-	295 216	913 706
Val-de-Marne	249 973	250 869	252 381	68 480	68 390	65 261	-	0	252 381
Val-d'Oise	5 685	5 699	5 699	2 073	2 073	2 073	-	4 447	1 252
Total	3 986 167	4 029 124	4 033 270	1 024 589	993 159	926 990	248 927	837 087	2 947 255
Évolution 2023/2024			4 146	0,1 %					

Tableau P3 – évolution du linéaire des câbles HTA sous 10 kV [en mètres]

	SOUTERRAIN 10 kV			ÉVOLUTION		
Communes	2022	2023	2024	2022/2021	2023/2022	2024/2023
Yvelines						
Carrières-sur-Seine	14 810	14 829	14 804	745	19	- 25
La Celle-Saint-Cloud	634	634	634	-	-	-
Chatou	25 232	25 210	25 284	11	- 22	75
Croissy-sur-Seine	7832	7 832	7 832	-	-	-
Montesson	12 275	11 012	11 505	-	- 1 263	493
Le Vésinet	20 162	20162	20 162	-	-	-
Total Yvelines	80 945	79 679	80 222	756	- 1 266	543
Hauts-de-Seine						
Chaville	1 193	1 193	1 193	-	-	-
Garches	23 594	23 592	21 367	- 119	- 2	- 2 224
Marne-la-Coquette	2 957	2 957	2 957	-	-	-
Meudon	31 451	31 451	31 444	- 11	-	- 7
Rueil-Malmaison	69 114	68 116	49 245	- 451	- 997	- 18 872
Saint-Cloud	32 373	32 373	32 242	- 29	-	- 131
Sèvres	16 539	16 775	16 008	-	236	- 768
Vaucresson	11 750	11 807	11 815	- 758	57	8
Ville-d'Avray	2 375	2 434	2 434	- 39	59	-
Total Hauts-de-Seine	191 345	190 698	168 705	- 1 407	- 647	- 21 993
TOTAL	272 290	270 377	248 927	- 651	- 1 914	- 21 450

Analyse des mouvements d'inventaire de faible ampleur

Généralement, certains mouvements d'inventaire sont la conséquence de corrections réalisées par le concessionnaire, avec l'objectif de fiabiliser les données patrimoniales. Le nombre de communes (4, contre 5 en 2023) pour lesquelles une faible variation de linéaire a été enregistrée (arbitrairement fixée par l'Autorité Concédante à plus ou moins 20 m) est quasi stable ces dernières années, malgré le traitement des anomalies.

Les audits sur les mouvements SIG confirment qu'il s'agit de corrections réalisées par le concessionnaire en vue d'une fiabilisation des données d'inventaire.

Les postes de transformation HTA/BT de distribution publique

Le poste de transformation électrique HTA/BT de distribution publique est l'interface entre les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). Sur la concession du Sigeif, il est constitué d'une enveloppe extérieure (génie civil), d'interrupteurs HTA, d'un transformateur de tension et d'un tableau de répartition basse tension (BT). L'ensemble de ces composantes fait partie des ouvrages concédés.

En moyenne, 150 clients-usagers sont alimentés par chacun d'entre eux.

Inventaire

Le CRAC 2024 annonce 5 041 postes HTA/BT, tandis que les données de la concession Sigeif (fichier données patrimoine transmis le 29 avril 2024 et fichier OHTA-006 transmis le 25 juin) dénombrent respectivement 5 035 et 5 041 postes de transformation HTA/BT sur son territoire, soit une augmentation du nombre de postes d'environ 1%.

Fichier OHTA-006	Fichier inventaire postes DP
4 910 DP	4 910 DP
123 Mixtes	123 Mixtes
5 DP - Production	-
1 Mixte - Production	-
2 postes au statut « Exploitation en attente »	-
Total : 5 041	Total : 5 033

La réponse apportée par le concessionnaire sur cette interrogation patrimoniale conforte le Syndicat dans ses interrogations sur la fiabilité des données d'inventaire de son patrimoine concédé.

Les 5 035 postes de transformation HTA/BT de distribution publique identifiés dans le fichier données patrimoine du 29 avril 2024 sont principalement répartis comme suit :

- ⊕ 4 910 postes de transformation de distribution publique,
- ⊕ 123 postes de transformation mixtes, de distribution publique et de livraison, plus communément appelés « postes clients ».

Comme pour les années précédentes, l'Autorité Concédante souligne, une nouvelle fois, les difficultés à croiser l'ensemble des fichiers communiqués, dans le cadre du contrôle : « fichier OHTA-006 pour la base technique », « l'inventaire technique des postes HTA/BT », « inventaire des biens localisés et non localisés pour la base comptable », et « fichier des mises en et hors service ». Faute de code invariant commun aux deux bases, il ne lui est pas permis de retrouver les valeurs annoncées dans le CRAC (voir tableau P4).

Face à ces difficultés, le Sigeif a saisi de nouveau le concessionnaire afin d'obtenir un éclairage sur les mises en service et les mises hors service durant l'exercice 2024. Les données communiquées en amont font apparaître une variation de 58 postes, par rapport à 2023, recensés dans le CRAC.

Enfin, les quatre types principaux de construction – cabine basse (génie civil traditionnel), en immeuble, urbain portable (préfabriqué) et urbain compact (préfabriqué) – représentent, à eux seuls, quasi 97 % du patrimoine concédé (voir tableau P5). Le Syndicat constate à nouveau l'intégration des ouvrages provisoires (9 cabines chantiers) dans l'inventaire des ouvrages concédés.

Compte tenu de la réponse formulée, les années précédentes, sur ces types d'ouvrages, le suivi particulier se poursuit sur l'inventaire de ces ouvrages.

Pour mémoire, la réponse d'Enedis sur l'exercice 2020, reste donc d'actualité : les cabines chantiers doivent être immobilisées car elles constituent un ouvrage du réseau public de distribution. Après le chantier, elles sont retirées de l'inventaire et remplacées par un poste HTA-BT définitif « si la nécessité technique l'impose ».

L'Autorité Concédante renouvelle sa volonté de faire la distinction entre les cabines chantiers (alimentation des moyens nécessaires à l'exécution d'un chantier) et les postes provisoires (poste de distribution publique déplacé provisoirement pour les besoins d'un chantier). Dans ce second cas, dès lors que du matériel neuf est installé, il est entendu que l'ouvrage peut être immobilisé dans son patrimoine.

L'Autorité Concédante poursuit sa veille sur la fiabilisation des données et la localisation des ouvrages, au regard de l'existence d'un nombre de postes DP classé en « non renseigné » (13, contre 28 en 2023 et 20 en 2022).

Tableau P4 – inventaire des postes HTA/BT de distribution publique, y compris mixtes (synthèse)

	CRAC			ÉCART CRAC	MISE EN SERVICE		MISE HORS SERVICE	
	2022	2023	2024	2024-2023	SIG	BASE COMPTABLE	SIG	BASE COMPTABLE
Seine-et-Marne	453	458	469	11	11	4	0	4
Yvelines	1 186	1 195	1 204	9	14	6	5	7
Essonne	820	824	834	10	13	7	3	3
Hauts-de-Seine	739	751	758	7	11	6	4	2
Seine-Saint-Denis	1 417	1 442	1 458	16	18	11	2	8
Val-de-Marne	297	300	305	5	6	7	1	1
Val-d'Oise	12	13	13	-	-	-	-	-
TOTAL	4 924	4 983	5 041	58	73	41	15	25

Tableau P5 – type de postes de transformation HTA/BT de distribution publique,
y compris mixtes par département

	CB	IM	UP	UC	EN	UIE	CH	RS	H61	NR	CC	DI	SB	SA	RC	CS	PO	TOTAL (Données OHTA-006)	TOTAL (Données âges des postes 15/04/2025)	TOTAL (Données patrimoine 15/04/2025)
SEINE-ET-MARNE	177	101	175	7	-	-	1	2	1	-	1	-	2	2	-	-	-	469	468	468
YVELINES	602	406	121	34	15	9	4	3	1	4	3	-	1	1	-	-	-	1 204	1 204	1 201
ESSONNE	414	180	164	23	1	1	11	11	12	4	-	-	4	2	5	1	1	834	836	835
HAUTS-DE-SEINE	285	383	52	16	10	1	1	-	-	4	2	4	-	-	-	-	-	758	757	757
SEINE-SAINT-DENIS	623	445	310	56	8	12	2	-	-	-	1	1	-	-	-	-	-	1 458	1 458	1 456
VAL-DE-MARNE	136	57	76	30	-	-	-	-	-	-	2	4	-	-	-	-	-	305	300	305
VAL-D'OISE	8	2	-	2	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	13	13	13
TOTAL	2 245	1574	898	168	34	23	19	16	14	13	9	9	7	5	5	1	1	5 041	5 036	5 035

CB : cabine basse. IM : en immeuble. UP : urbain portable. UC : urbain compact. EN : enterré. CH : cabine haute. H61 : transformateur sur poteau. RS : rural socle. UIE : urbain intégré dans l'environnement. RC : rural compact. CS : rural compact simplifié. NR : Non-renseigné. DI : déclaration d'intention.

SA : poste au sol de type A (sans coupure HTA). SB : poste au sol de type B (avec coupure HTA). CC : cabine chantier. PO : poste ouvert.

Note : un transformateur sur poteau installé à Champlan (91) bien que non équipé d'un H61 est classé par cohérence technique dans cette même colonne.

Puissance installée

S'il est généralement installé un transformateur par poste, pour 540 d'entre eux, la densité des zones desservies conduit à en installer de deux à cinq : on dénombre 5 511 transformateurs HTA/BT qui équipent les postes de distribution publique de la concession. Les prescriptions des nouvelles règles de construction des postes de distribution publique, selon Enedis, interdisent l'installation de plusieurs transformateurs dans la même enceinte. Le Sigeif poursuit ses investigations sur cette « interdiction » annoncée par le concessionnaire, puisque cette disposition nécessite que son application réglementaire soit approuvée par un amendement des anciennes dispositions (la norme NFC 11-201).

La puissance totale installée sur la concession du Sigeif est de 2 950 MVA (+ 2 %, par rapport à 2023), soit une puissance moyenne de 585 kVA par poste de transformation et de 535 kVA par transformateur HTA/BT.

Âge moyen et analyse

L'âge moyen des postes de transformation HTA/BT de distribution publique pour l'exercice 2024 reste stable (41 ans), par rapport à 2023. Une quasi-stabilité sur ces quatre dernières années, pour une durée d'amortissement de :

- ▶ 30 ans pour les transformateurs HTA/BT,
- ▶ 40 ans pour l'appareillage électrique (tableau HTA, tableau BT...),
- ▶ 45 ans pour le génie civil.

L'analyse des données communiquées dans le fichier OHTA-006 relève 2 442 postes HTA/BT en 2024, contre 2 383 postes HTA/BT âgés d'au moins 45 ans. Contrairement à 2023, année au cours de laquelle les départements des Yvelines et des Hauts-de-Seine affichaient les parts les plus élevées d'ouvrages âgés de 45 ans ou plus, avec des taux respectifs de 59 % et 60 %, ce sont en 2024 les départements de Seine-et-Marne et du Val-d'Oise qui présentent les proportions les plus importantes, atteignant 62 %.

Une attention particulière sur les programmes d'investissements pour le renouvellement des postes HTA/BT a été initiée dans le suivi du PPI.

Dans ce cadre, l'Autorité Concédante a démarré en 2025 la visite des postes HTA/BT sur son territoire et a également mis en place un contrôle du registre des terres, avec des mesures de terres pour certains postes.

Pour cela, un échantillon de 110 postes HTA/BT a été réalisé à partir des éléments patrimoniaux que le concessionnaire a transmis au Sigeif. S'agissant de la visualisation du registre des terres, l'échantillon retenu s'étend sur 4 communes (2 à l'Est et 2 à l'Ouest), dont trois postes ont été concernés par des mesures de la valeur de terre lors des visites.

Les visites de postes se sont déroulées sur la période de septembre à octobre 2025, avec une moyenne de 8 visites par jour.

Visites de contrôle des postes HTA/BT de distribution publique

Contexte et objectifs

La volonté de l'Autorité Concédante à travers cet audit est :

- o d'une part, de réconcilier les données de l'inventaire technique transmis par le concessionnaire avec la réalité des ouvrages sur son territoire qui, à travers une gouvernance partagée, permettra d'accompagner le concessionnaire dans la fiabilisation du SIG, sans se substituer aux obligations du concessionnaire ;
- o d'autre part, de disposer d'un inventaire des ouvrages permettant au Sigeif de se prononcer sur le niveau de la sécurité et le niveau de la qualité de la fourniture d'électricité pour l'ensemble des usagers.

Le Sigeif renouvellera ces visites en coordination avec Enedis et dans l'esprit d'un contrôle continu de son patrimoine concédé.

L'échantillon des postes à visiter a été défini, afin d'avoir la capacité d'établir un état des lieux des postes, en tenant compte des différents paliers et structures des ouvrages desservant l'ensemble des clients sur le territoire.

Pour mémoire, l'objectif était de ne réaliser que des constats visuels. Aucun relevé de mesure n'a été effectué (grandeurs électriques, dimensions diverses, ventilation, par exemple) ni aucun contrôle de structures ou, encore, de niveau sonore.

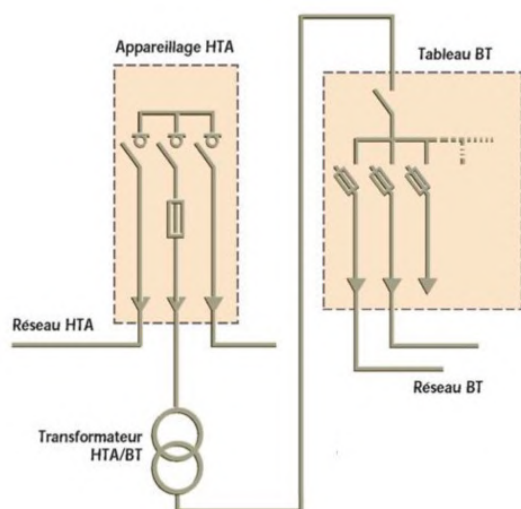
Par ailleurs, certains constats (écarts/anomalies) sont cumulatifs.

Afin de définir un cadre avec des points de contrôle visuel, le service concession et innovation a développé une application avec l'aide de ChatGPT (intelligence artificielle de la société OpenAI), qui permet de synthétiser et restituer les constats faits dans des rapports, pour dresser le bilan des visites.

Représentation simplifiée d'un poste HTA/BT



Schéma électrique d'un poste



Le bilan de ces visites a été le suivant :

- **29 postes** ne présentent ni écart ou ni anomalie (27,6 %).
- **32 postes** devraient faire l'objet d'un **nettoyage conséquent** (33,3 %). Il s'agit ici uniquement d'ouvrages particulièrement poussiéreux, sales ou encombrés (c'est le cas de quelques postes où des cartons et du matériel usagé sont laissés à même le sol sans un minimum de « rangement », parfois depuis longtemps) et de grilles de ventilation qui, en raison d'empoussièrement important ou d'obstacles (un cas avec une bâche vinyle posée dessus en obstruant complètement la surface), perdent de leur efficacité, empêchant en particulier le refroidissement du ou des transformateurs. Dans 5 cas parmi ces 32 postes, une action sur la végétation environnante serait appropriée, car elle dégrade la ventilation dans le poste.
- Pour **25 postes** (23,8 %), nous relevons des incohérences entre les bases de données et les situations rencontrées sur le terrain. Celles-ci sont de différents ordres : type de poste incorrect, type ou marque de matériel incorrect, puissance des transformateurs.
- **13 postes** (12,4 %) ont un éclairage défaillant. Outre l'inconfort que cela

procure (certains postes ne bénéficient d'aucun éclairage naturel en plein jour), il s'agit également d'une question de sécurité pour les intervenants, notamment pour les postes situés en bas de marches ou lorsqu'ils sont enterrés.

- Dans **7 cas**, les ILD (indicateur lumineux de défaut) ne fonctionnaient pas. C'est d'autant plus étonnant pour un poste neuf (le poste FF Le Nôtre, ex FF Laplace, à Fontenay-le-Fleury). Ils sont des outils indispensables à l'efficacité des dépannages, **notamment dans cette période avec un critère B dégradé**. Maintenir ces outils en bon état de fonctionnement doit être un enjeu important pour tous les agents d'Enedis. Sans avoir distingué précisément les postes en coupure d'artère et ceux en double dérivation, nous estimons un taux de défaillances de 6,7 %. En réalité, ce taux doit probablement se situer autour de 10/12 %.
- Dans **4 cas** (sur 9 postes enterrés ou réputés tels), nous n'avons pas eu de confirmation que les pompes de relevage installées fonctionnaient (pour l'une d'elle, la coupure des fils d'alimentation laissait peu de place au doute). Y-a-t-il des visites de maintenance organisées et, s'il y en a, quel est leur rythme ? **Le maintien en condition opérationnelle des équipements des postes apparaît comme un prérequis indispensable, en particulier au regard du risque d'inondation.**



Transformateur HTA/BT

Le Sigeif note également pour certains postes :

- La situation des PPS A et B (postes préfabriqués isolés au sol, simplifiés) qui, par leur nature et leur implantation, se situent souvent dans un environnement boisé où la végétation peut être dense. Ces postes méritent à ce titre une attention particulière.
- Le bruit dans certains immeubles causé par les transformateurs.
- Plusieurs cas de postes où :
 - o la serrure (5 cas) est remplacée par un cadenas,
 - o la serrure est non fonctionnelle (2 cas),
 - o la serrure installée (1 cas) appartient au client (accès dans zone gardiennée).
- 2 cas particuliers de postes mixtes qui n'ont, soit pas de séparation (ML Molière à Maisons-Laffitte) entre les deux parties DP et livraison, soit relèvent d'une qualification impropre, comme c'est noté au moins dans un cas (par exemple, poste Limpens à Ormesson-sur-Marne). Les autres postes mixtes ont une séparation physique claire et sont bien entretenus.
- Quelques postes où les trémies et les fosses ne sont pas ou mal protégées.
- Il manque quelques noms de postes sur la porte d'accès.
- Certains accès sont très difficiles, badges, escaliers, pérégrinations dans les caves (ex le poste SC Fouilleuse 2 à Saint-Cloud).

Aussi, subsistent les interrogations suivantes :

- L'affiche « soins aux électrisés », souvent absente sur la porte à l'extérieur : est-elle encore obligatoire, ou une seule à l'intérieur suffit-elle ?
- Les installations des armoires chantiers C4 sont posées, raccordées (côté armoire uniquement), et MALT (Mise A La Terre) par l'installateur. En l'espèce, lors d'une visite, l'armoire est posée au droit ou presque des pénétrations HTA (on ne peut pas dire la profondeur de son implantation).



Visites de postes de distribution publique HTA/BT réalisées par Omer Géli



Peut-être qu'Enedis a déjà eu à déplorer des incidents causés par l'implantation de ces piquets, reste qu'il devrait être possible, dans les consignes transmises aux demandeurs de branchements provisoires, de veiller à la réglementation anti-endommagement. Exemple de cas particulier constaté au poste « détermination » au Blanc-Mesnil.

Par ailleurs, quelques situations pouvant entraîner un risque ont particulièrement retenu notre attention :

- 2 défaillances de garde-corps (postes enterrés, Sylvaner à Aulnay-sous-Bois et ML Johnson à Maisons-Laffitte), 1 grille de protection (poste enterré Muscadet à Aulnay-sous-Bois) à rénover (des actions nous ont été annoncées et seront contrôlées par le Sigeif)
- 1 tableau BT est en réalité un « tableau étagé » : tous les travaux sous tension y sont interdits, et même les raccordements avec le tableau alimenté sont proscrits sous-tension et imposent une coupure (cela influence inutilement le critère B). Son remplacement (poste MY Espagne) pourrait être envisagé dans le cadre du PPI (combien en reste-t-il en exploitation ?).
- Les postes de type ouvert visités sont en bon état visuel. D'après les informations communiquées, la concession compte encore 38 postes de ce type, 0,75 % du parc.
- 2 PSS A ont des vérins défectueux (Pavillon Royal à Marcoussis et Bastien à Jouy-en-Josas).
- 2 postes ont des cellules HTA qui dysfonctionnent : une doit être manœuvrée à l'aide d'un outil, l'autre un interrupteur qui s'ouvre en sectionneur (indications portées directement sur les meubles, postes Huchon et Goujon à Foisy-le-Grand).
- Plusieurs postes présentent des passe-câbles non obturés, générant un risque associé, alors même que les grilles de ventilation sont conçues pour empêcher toute pénétration d'objets. La norme indique, par exemple, qu'aucune ouverture ne doit laisser passer

« de billes de 12 mm de diamètre ni de tige rigide supérieure à 2,5 mm de diamètre pouvant entrer en contact avec des pièces nues sous tension ». Les plaques ou les bouchons sont généralement dans les postes et peuvent facilement être réinstallés.

- 1 poste a son tableau BT situé possiblement dans le dos de l'intervenant qui aurait à manœuvrer sur la cellule HTA de type ouvert. Le remaniement de ce poste pourrait être inscrit au PPI (poste Chanzy à Livry-Gargan).
- 1 poste avec une paumelle du ventail accès transformateur cassée (poste Butte NZ à Nozay).

Conclusion des visites de postes HTA/BT

L'Autorité Concédante constate l'absence d'anomalies ou d'écarts qui mériteraient une action urgente et immédiate du concessionnaire, comme l'établissement d'une consigne limitant certains accès ou des interventions urgentes.

Le bilan général de ces ouvrages montre qu'ils sont tous exploitables en l'état, bien que, pour un nombre conséquent, nous pensons qu'une action ou parfois plusieurs méritent d'être programmées dans les mois à venir. C'est pourquoi il nous a paru nécessaire de formaliser les constats issus de ces visites, lesquels s'inscrivent pleinement dans notre volonté de **disposer de la PRDE Maintenance Réseau**.

Audit registre des terres

Définition de la mise à la terre

Constituée d'un conducteur ou d'un ensemble de conducteurs de protection enterrés et interconnectés, la mise à la terre consiste à relier les masses métalliques ou le conducteur de neutre d'un ouvrage électrique à un réseau de terre. Pour un ouvrage ou une structure de faible étendue, on emploie le terme « prise de terre ».

Sous certaines conditions, en zone urbaine notamment, le point neutre du réseau BT et les masses HTA sont reliés à une prise de terre commune.

Le rôle

La mise à la terre d'une installation électrique permet l'écoulement à l'intérieur du sol des différents courants de défaut de toutes origines (par exemple, courants de chocs dus à la foudre ou bien courants de défaut à 50 Hz) et de limiter les différences de potentiel permettant d'assurer :

- la sécurité des personnes,
- la protection des installations de puissance,
- la protection des équipements sensibles,
- le maintien d'un potentiel de référence.

Valeurs maximales

Le régime du neutre dans les postes HTA/BT dépend du régime de neutre du départ HTA du poste source en amont. Il est admis que les terres des masses et du neutre sont électriquement indépendantes si leur coefficient de couplage est inférieur à 15 %. De plus, l'interconnexion des terres au niveau du poste de transformation HTA/BT de distribution publique peut être envisagée, à la seule condition que la valeur de la terre des masses soit inférieure ou égale à 1 Ω . Si tel est le cas, seules sont vérifiées la continuité des conducteurs de protection et les liaisons équipotentielles, la mesure individuelle de la prise de terre s'avérant difficile, voire injustifiée.



Contrôle d'une valeur du circuit de terre dans un poste de distribution publique

Les terres du poste sont interconnectées sur un bornier prévu à cet effet. Toutes les pièces métalliques y sont raccordées, tableaux HTA et BT (le neutre BT également), le transformateur, les armoires de TLC, exception faite de la porte et des grilles de ventilation.

Seuils de référence

Ouvrages	*Mesures attendues*	Régime neutre du départ HTA			
		1000 A	300 A	150 A	NC
Poste électrique HTA/BT interconnecté en zone urbaine	TER-RGP - Résistance Globale du Poste	Vérification de la continuité	= 1 Ω		
Poste électrique HTA/BT interconnecté hors zone urbaine		Sans objet	$\leq 2,5 \Omega$		
Poste électrique HTA/BT séparé	TER-RNG - Terre Globale du Neutre BT	Sans objet	$\leq 15 \Omega$	$\leq 5 \Omega$	$\leq 15 \Omega$
	TER-K - Coefficient de couplage	Sans objet	$\leq 15 \%$		
Armoire HTA	TER-RM - Terre des Masses	Sans objet	$\leq 30 \Omega$	Avant 2001 : $\leq 30 \Omega$ A partir de 2001 : $\leq 10 \Omega$ Non renseigné : $\leq 10 \Omega$	$\leq 30 \Omega$
Auto-Transformateur HTA/HTA					
Interrupteur aérien manuel ou télécommandé		Sans objet	Jusqu'à 1991 : $\leq 60 \Omega$ Depuis 1992 : $\leq 30 \Omega$ Non renseigné : $\leq 30 \Omega$		

Contexte

La valeur d'une prise de terre doit être appropriée à l'usage auquel elle est destinée. La vérification ainsi que la mesure de la continuité des conducteurs de protection sont effectuées à la construction d'un poste de transformation électrique et périodiquement, tous les dix ans, conformément au cadre réglementaire.

Sous la responsabilité du concessionnaire, les résultats des mesures et des vérifications sont consignés sur un registre, tenu à la disposition des services du contrôle électrique, dont l'Autorité Concédante.

Pour effectuer l'audit sur la tenue du registre des terres, l'Autorité Concédante a transmis à son concessionnaire l'échantillon de quatre communes qui seront auditées. En amont du jour de l'audit, le concessionnaire a adressé au Syndicat des états extraits de son système d'information correspondant au registre des terres (GMAO-R « Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur – Réseau »).

L'audit pour la visualisation du registre des terres s'est déroulé, pour la DR Île-De-France Ouest, le 28 octobre 2025, *in situ*, sur les communes de Jouy-en-Josas (2 postes) et Les Loges-en-Josas (1 poste).

Pour la DR Île-de-France Est, l'audit s'est tenu le 25 novembre 2025.



L'audit sur la DR Île-de-France Est s'est déroulé le 25 novembre 2025, sur le site de Noisy-le-Grand. Une présentation généralisée sur le cadre réglementaire et le processus de mise à jour du registre de terres que les services du concessionnaire s'attachent à respecter.

La présentation globale de la politique de maintenance pour le suivi du registre de terres, a permis de recenser l'ensemble des postes de la concession sur l'IDFE, qui sont au nombre de 2 740, et de dénombrer l'état des seuils :

- conforme,
- à améliorer pour 2025,
- à programmer pour 2026.

L'Autorité Concédante salue cette approche des services d'Enedis IDFE, permettant d'informer sur l'état général des actions de maintenance sur les ouvrages en concession.

Outre ces résultats que le concessionnaire présente sur l'état des postes à la date de l'audit, la visualisation du registre de terres met en évidence quelques données manquantes.

Au regard de ces informations, la tenue à jour du registre de terres n'est pas avérée, même si l'Autorité Concédante apprécie la transparence du concessionnaire sur la communication des informations.

De même, l'Autorité Concédante n'est pas en mesure de généraliser les résultats constatés pour la tenue du registre de terres, puisque la méthodologie appliquée sur la DR IDF Est lui est propre et que nous n'avons pas d'information permettant de dire que la même politique est suivie sur la DR IDF Ouest.

Le réseau basse tension (BT)

Le réseau basse tension (BT), qui se situe en aval des postes de distribution publique, constitue la partie terminale de la distribution publique de l'énergie électrique. Il alimente les clients de la concession sous un niveau de tension de 230 ou 400 volts. Il a la particularité

d'être répertorié par tronçon homogène localisé au plus près des usagers.

Grâce à la volonté des communes membres, associée à l'effort du Syndicat de supprimer les ouvrages aériens du paysage francilien et conjugué à l'action du concessionnaire, la part des réseaux aériens BT, jugée incidentogène pour le réseau nu, et parfois disgracieux pour le réseau torsadé, continue à diminuer sur le territoire concédé.

Dans le cadre du renouvellement de la convention article 8 et du programme pluriannuel d'investissements (PPI 2024-2027), le Syndicat et le concessionnaire se sont accordés pour renforcer les ressources, pour accélérer la suppression du fil nu et, par la même occasion, pour permettre au Syndicat d'avoir la capacité de répondre favorablement aux demandes de ses collectivités membres.



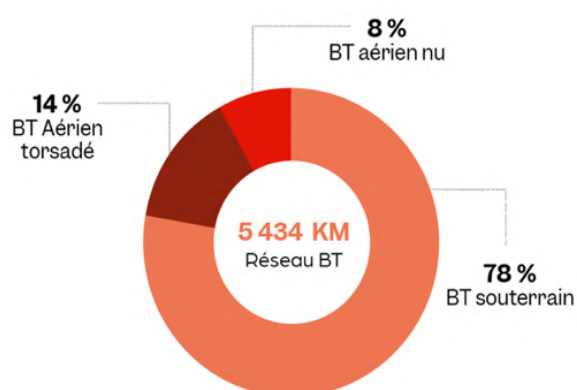
Tableau P6 – évolution du réseau souterrain BT (en mètres)

		RÉSEAU SOUTERRAIN BT				
		TOTAL SOUTERRAIN	ALU	CU	CÂBLE ANCIENNE TECHNOLOGIE	CÂBLE SYNTHÉTIQUE
2024	Seine-et-Marne	350 482	335 151	15 331	36 979	314 413
	Yvelines	1 133 320	1 033 271	100 049	359 136	771 857
	Essonne	686 631	648 141	38 490	182 664	503 721
	Hauts-de-Seine	686 570	617 431	69 139	165 953	517 190
	Seine-Saint-Denis	1 040 038	957 705	82 333	320 556	723 998
	Val-de-Marne	318 523	312 174	6 349	79 185	237 792
	Val-d'Oise	11 359	10 963	396	1 719	10 280
	TOTAL	4 226 923	3 914 836	312 087	1 146 192	3 079 251
2023	Seine-et-Marne	345 860	330 064	15 796	36 995	309 782
	Yvelines	1 119 044	1 023 314	95 730	456 687	656 518
	Essonne	680 393	641 287	39 106	185 814	493 936
	Hauts-de-Seine	684 490	613 676	70 814	195 034	482 043
	Seine-Saint-Denis	1 023 319	938 008	85 311	324 640	702 237
	Val-de-Marne	313 134	305 827	7 307	80 672	232 554
	Val-d'Oise	11 359	10 980	379	4 442	7 557
	TOTAL	4 177 599	3 863 156	314 443	1 284 284	2 884 627
VARIATION 2023/2022		1,2%	1,3%	-0,7%	-10,8%	6,7%

Inventaire

(Voir graphique P4 et tableaux P6 et P7)

Graphique P4 – répartition du réseau BT (en %)



Répartition du réseau BT par nature

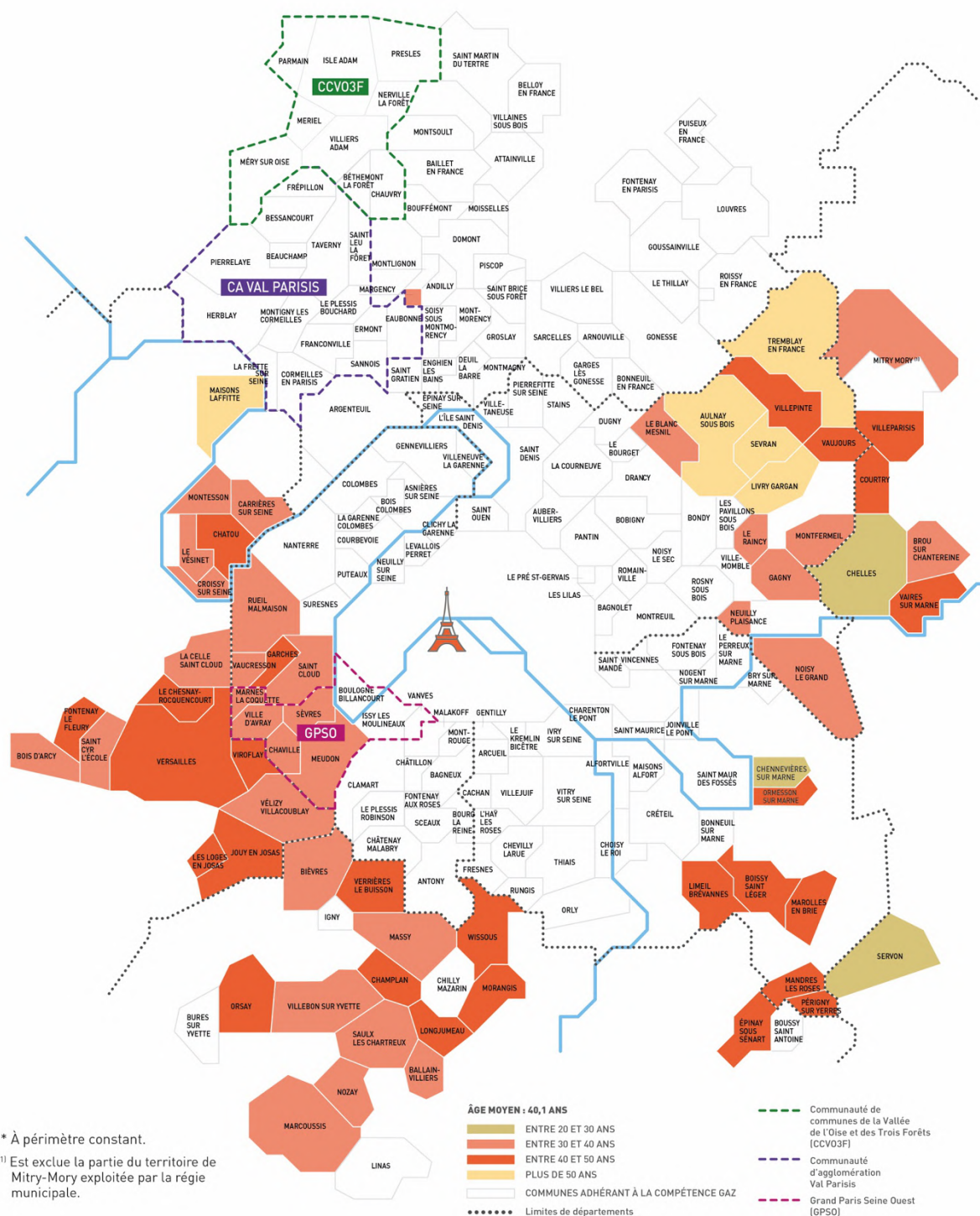
Le linéaire de réseau Basse Tension (BT) s'étend sur 5 434 km.

Il est composé de :

- o 4 227 km de canalisations souterraines (77,8 %),
- o 439 km de lignes aériennes en conducteurs nus (8 %),
- o 771 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (14,2 %).

40,1 ans* âge moyen du réseau basse tension

En constante augmentation, l'âge moyen du réseau basse tension suggère un vieillissement des ouvrages, lié à une insuffisance d'investissement de la part du concessionnaire.



Âge du réseau BT

(Voir cartes « Âge moyen du réseau basse tension »)

Au 31 décembre 2024, l'âge moyen du réseau basse tension de la concession est en diminution pour la première fois. Il se situe à 40,1 ans, contre 42 ans les deux années précédentes. Le ralentissement du vieillissement des ouvrages, constaté l'an dernier, se confirme donc. L'Autorité Concédante souhaite toutefois que ce résultat prometteur ne soit pas éphémère et qu'à travers les objectifs du schéma directeur des investissements le concessionnaire tienne ses engagements, en poursuivant les travaux d'investissements nécessaires, dans le cadre du renouvellement des ouvrages d'anciennes technologies. L'Autorité Concédante maintient son attention particulière au renouvellement des ouvrages incidentogènes.

La répartition par décennie et par commune du linéaire des lignes et des canalisations BT (sources SIG et fichiers comptables) figure en annexe du présent rapport.

Avec un linéaire de 1 980 km, soit 33 % du linéaire de la concession, contre 1 980 km l'année précédente, les ouvrages de plus de cinquante ans se répartissent de la façon suivante (voir tableau P8) :

- o 59 % pour les canalisations souterraines,
- o 19 % pour les lignes aériennes nues,
- o 21 % pour les lignes aériennes torsadées.

Dans le but de faciliter tout rapprochement ultérieur des fichiers du SIG (ex-GDO) avec les fichiers comptables, le rapport de synthèse de la mission des commissaires aux comptes en 2003 avait recommandé à EDF (concessionnaire intégré à l'époque) la fiabilisation progressive de l'attribut datation.

Ces recommandations sont donc reprises, d'autant que, lors de sa présentation à la commission de suivi du cahier des charges réunie le 15 novembre 2002 –, le concessionnaire avait exposé le but de cet inventaire (cf. *rapport de contrôle 2010*, p. 20).

La décision arbitraire du concessionnaire de renseigner le champ « date de pose » par « 1946 » (voir tableau P9) concerne environ 1 121 km. Un travail de fiabilisation des données a été réalisé pour un linéaire de plus de 422 km, contre 60 km en 2023, soit le traitement de plus de 27 % du linéaire de réseau BT concerné.

Enfin, comme chaque année, l'Autorité Concédante souligne l'arrêt, en 1976, de la construction des réseaux aériens BT en conducteurs nus, au profit des conducteurs isolés torsadés. En conséquence, et dans la continuité des années précédentes, il encourage donc le concessionnaire à poursuivre l'ajustement du SIG, notamment en ce qui concerne la partie « réseau nu » postérieure à 1976 (83 km, contre 87 km en 2023 à périmètre constant, soit une fiabilisation d'environ 4 km) et le torsadé alu antérieur à 1960 (319 km, contre 323 km en 2023, soit une fiabilisation d'environ 4 km également).

Tableau P8 – répartition par décennie de pose du réseau BT (en mètres)

	TOTAL	AÉRIEN NU	AÉRIEN TORSADÉ	SOUTERRAIN
Inférieur à 11 ans	680 965	0	21 011	659 954
de 11 à 20 ans	606 569	154	21 435	584 980
de 21 à 30 ans	732 265	6 724	119 786	605 755
de 31 à 40 ans	1 261 977	58 627	181 146	1 022 204
De 41 à 50 ans	340 680	18 535	44 478	277 667
Supérieur à 50 ans	1 812 032	352 826	382 843	1 076 363
TOTAL	5 434 488	436 866	770 699	4 226 923

Le linéaire total aérien fiabilisé au cours de l'exercice 2024 est d'environ 8 km. L'accélération de la fiabilisation constatée en 2023 (30 km) n'est plus perceptible en 2024, même si l'Autorité Concédante enregistre une réduction du linéaire des ouvrages dans l'inventaire transmis par le concessionnaire. De ce fait, le Sigeif suggère, une nouvelle fois, à son concessionnaire d'accélérer la fiabilisation des données pour que la mise à jour de l'inventaire technique ne s'étende pas sur plusieurs années, et afin que l'Autorité Concédante puisse disposer d'un inventaire exhaustif de son patrimoine réel, tant sur l'aspect technique que sur l'aspect comptable, au plus tôt.

Le réseau aérien BT

(Voir carte « réseau électrique aérien basse tension » et tableau P8)

La carte du réseau électrique aérien basse tension illustre la part des lignes aériennes en conducteurs en cuivre nu, construite, pour les plus récentes à la fin de l'année 1976, selon les arrêtés techniques. En 2024, on relève un linéaire long de 437 km sur le territoire de la concession, dont environ 1,9 km est répertorié comme « faible section », constituant une zone de fragilité des ouvrages aériens, contre 2,6 km en 2023. Soit une diminution de 27 % de ces ouvrages inadaptés pour garantir la robustesse et la performance du réseau.

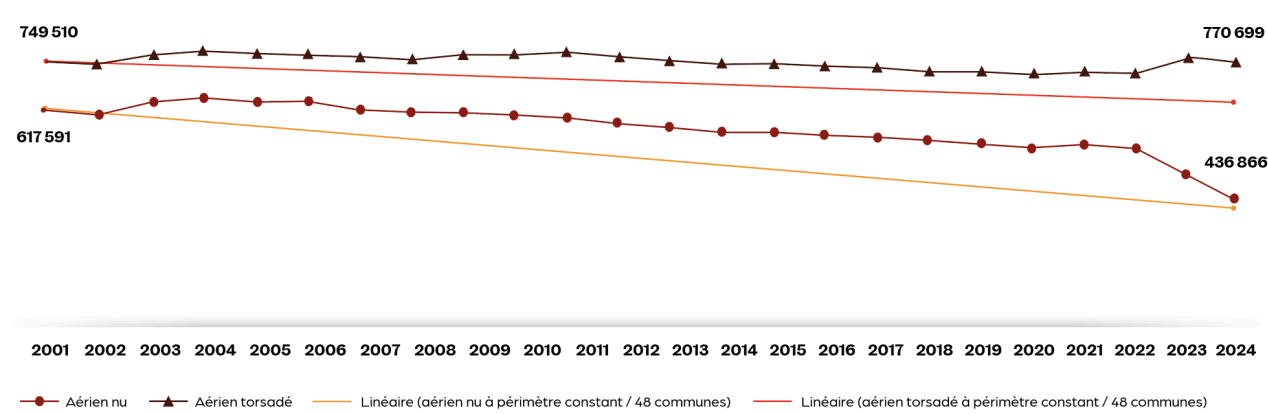
Tableau P9 - typologie de réseau daté de 1946

en mètres	Aluminium	Cuivre	TOTAL
Aérien nu	1 164	285 623	286 787
Aérien torsadé	318 180	587	318 767
Souterrain	359 925	155 363	515 288
TOTAL 2024	679 269	441 573	1 120 842
TOTAL 2023	1 084 984	458 239	1 543 223

Par rapport à 2023, les mouvements d'inventaire du réseau aérien nu et torsadé sont respectivement de -18,3 km et - 5,5 km, soit - 4 % et - 0,7 %. Ces mouvements s'expliquent en grande partie par les actions de suppression des réseaux aériens sous MOA du Syndicat, conjuguées aux actions de fiabilisation entreprises par le concessionnaire.

En 2024, un tiers du réseau Basse Tension (BT) soit 33 %, a plus de 50 ans. Cette part s'élève à 81 % en ce qui concerne spécifiquement le réseau en aérien nu. Le volume du réseau aérien nu continue à diminuer plus rapidement que le torsadé, avec une baisse, par rapport à 2023, de 4 % du réseau nu, contre 0,7 % du réseau torsadé. Le linéaire total du réseau aérien BT de plus de 50 ans a diminué d'environ 8 %.

ÉVOLUTION DU RÉSEAU AÉRIEN BT (EN M) —GRAPHIQUE P5—

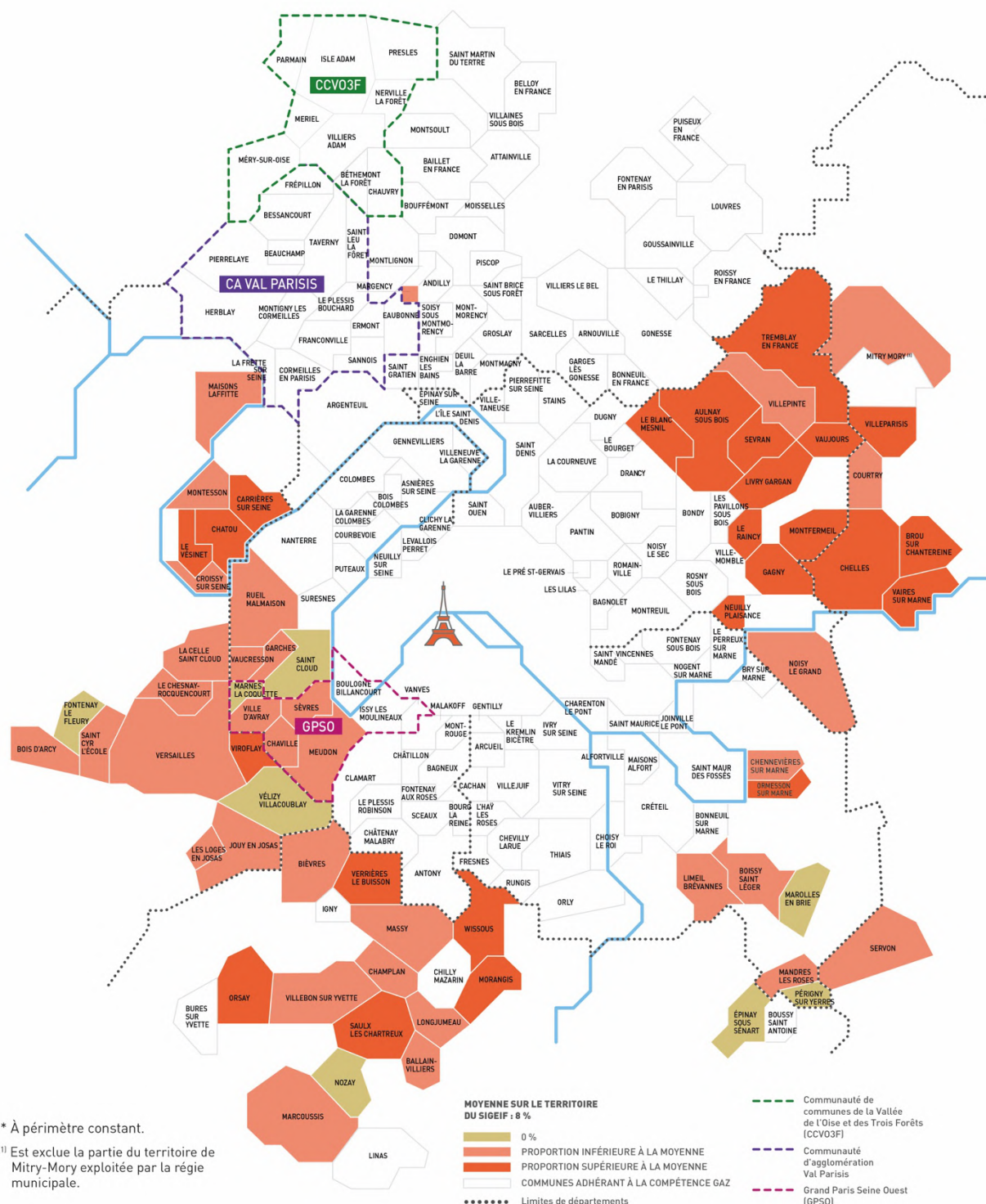


436 km* réseau aérien nu basse tension

Quelques indicateurs sur le réseau aérien BT :

Sur le territoire du Sigeif : réseau aérien : 22,2 % – réseau aérien nu : 8 %.

Au niveau national : réseau aérien : 49,8 % – réseau aérien nu : 4,9 %.



À périmètre constant, par rapport à 2001 (48 communes adhérentes), ce sont environ 349 km de linéaire de réseau aérien qui ont disparu du paysage à la maille du territoire de la concession. Par rapport à 2001, c'est 55 % du réseau aérien nu qui ont été déposés et 13 % du réseau aérien torsadé (voir graphique P4).

Le réseau souterrain BT

Le réseau souterrain, long de 4 227 km (+1,2 %, par rapport à l'exercice précédent), allie esthétique et sûreté de la desserte électrique. S'il peut être considéré comme la technique la plus robuste, il est important de souligner la vétusté d'une partie de celui-ci, illustrée par la nature d'anciennes technologies toujours en exploitation et qui représente plus de 27 % du linéaire de réseau souterrain.

Les informations transmises par Enedis en 2024 répartissent ces ouvrages d'anciennes technologies de la manière suivante :

- o Câbles à ceinture cuivre : 84,5 km (2 %), datant des années 1920 à 1971.
- o Câbles à ceinture aluminium : 299,5 km (7 %), datant des années 1946 à 1971.
- o Câbles à neutre périphérique : 247,2 km (6 %), datant des années 1967 à 1980.

Le patrimoine constitué par les technologies les plus anciennes est en forte diminution en 2024, par rapport à 2023. On dénombre un peu plus de 515 km de câbles posés ou censés avoir été posés en 1946, ce qui porte à 1 146,2 km (soit un peu plus d'un quart du réseau souterrain, « 27 % ») le linéaire de câbles nécessitant une attention particulière en raison de l'année de pose et de la technologie relevée. Au regard des constats issus des audits relatifs aux mouvements patrimoniaux, le linéaire concerné par les actions de fiabilisation des données vient confirmer, pour l'Autorité Concédante, l'incohérence de certaines informations de l'inventaire.

Cette incohérence porte notamment sur l'année de pose déclarée (1946) pour certains ouvrages, au regard des technologies recensées, comme l'illustre la comparaison avec les linéaires de câbles à ceinture cuivre ou aluminium et à neutre périphérique observés en 2023, qui s'élevaient respectivement à 83 km, 133 km et 148 km.

L'Autorité Concédante estime que le renouvellement de ces ouvrages qui, pour un grand nombre, conjuguent une part d'obsolescence technologique associée à un dimensionnement susceptible de ne pas répondre aux nouveaux usagers et besoins, exige des investissements conséquents et une dynamique renforcée. Par conséquent, il encourage le concessionnaire à poursuivre ses efforts en matière de fiabilisation de la donnée et des actions de renouvellement pour l'accroissement de la qualité du service de distribution publique d'électricité.



Les mouvements du patrimoine technique

L'inventaire technique des ouvrages, support indispensable à la connaissance du patrimoine concédé par le Sigeif à son concessionnaire, repose sur des données communiquées dans le cadre du contrôle pour lesquelles les variations de linéaire de réseaux d'un exercice à l'autre nécessitent, pour être comprises, des « zooms » particuliers. Deux audits ont été réalisés en 2025, le 8 septembre à la DR Île-de-France Est et le 13 octobre 2025 à la DR Île-de-France Ouest. Le Sigeif a communiqué en amont un échantillon de communes dont les mouvements ont généré une variation de linéaire de réseaux de plus de 1 km, tant en HTA qu'en BT, en particulier des mouvements d'augmentation du linéaire de réseau aérien HTA positif. Pour mémoire, la construction de réseau aérien HTA est contraire aux dispositifs réglementaires du contrat de concession.

Ce contrôle permet à l'Autorité Concédante de suivre l'inventaire technique de son patrimoine et aux services du concessionnaire d'affiner et de fiabiliser, au besoin, son système d'information géographique.

Les différents mouvements de linéaires de réseaux HTA et BT

(Annexes 2a et 2b « Variation patrimoine »)

Les mouvements issus de l'échantillon des communes auditées en 2025 représentent une variation de linéaire de réseau d'environ 33 km de lignes HTA et un peu moins de 23 km de lignes BT, et sont classés selon trois items (détails en *annexe 2b*) :

- o les mouvements justifiés par des travaux,
- o les mouvements dits « fiabilisation de la base de données, ou encore recalage des bases »,
- o les mouvements non justifiés.

Pour rappel, les mouvements issus de l'échantillon des communes auditées en 2024 représentaient une variation de linéaire de

réseau de près de 48 km de lignes HTA et un peu plus de 43 km de lignes BT (*voir annexe 2a*).

Les audits conduits en 2024 au titre de l'exercice 2023 ont mis en évidence un linéaire d'environ 13 km, en valeur absolue, correspondant à des mouvements liés à des actions de fiabilisation des données, de recalage des bases et de mise à jour de la cartographie. Les écarts constatés entre les données transmises le 29 avril 2024, utilisées pour la constitution de l'échantillon des communes, celles présentées lors des audits, et celles figurant dans la restitution remise le 24 octobre 2024, ont été justifiés par le concessionnaire par les différences de dates d'extraction, certaines mises à jour cartographiques ayant été réalisées en cours d'année, postérieurement à la transmission initiale des données.

Pour l'exercice 2024, les résultats globaux des audits sur l'HTA et la BT par items sont les suivants :

- o Les mouvements justifiés par des travaux représentent un peu moins de 75 % des mouvements.
- o Les mouvements dits « fiabilisation de la base de données, ou encore recalage des bases » s'élèvent à plus de 25 % des mouvements, soit un linéaire en valeur absolue de plus de 13 km.
- o Les mouvements non justifiés représentent 0,5 %. Bien que ce taux soit relativement faible, l'Autorité Concédante note que cela correspond à un linéaire de 233 m de réseau sur un échantillon de 12 communes.

Les résultats pour les audits menés en 2025 sont dans la continuité du constat fait sur les actions de fiabilisation entreprises par le concessionnaire, et celles qui lui sont imposées, dans le cadre du projet national AssApp, ou encore le projet de fiabilisation des fils nus.

Dans le cadre du suivi du patrimoine de ses communes adhérentes, l'Autorité Concédante

note que les communes de Massy, Noisy-le-Grand et Saint-Cyr-l'École font partie des échantillons puisqu'elles sont impactées chaque année par les variations de mouvements à > 1 km.

Les justificatifs présentés pour éclairer sur les faits générateurs des mouvements sur le réseau HTA de ces trois communes mettent en évidence des projets de suppression et de renouvellement de câbles incidentogènes. L'Autorité Concédante encourage le concessionnaire à poursuivre ces actions pour garantir la modernisation des réseaux de distribution publique d'électricité sur son territoire. Ces actions sont en adéquation avec les engagements du Schéma Directeur sur les investissements. En revanche, le Sigeif déplore l'importance des linéaires concernés par des mouvements de fiabilisation, dans la mesure où ce type d'évolution interroge sur le niveau de connaissance du patrimoine dont dispose l'Autorité Concédante.

La synthèse des mouvements sur les réseaux HTA et BT par items se décompose de la manière suivante :

- o Les mouvements justifiés par des travaux représentent un peu plus de 91% des mouvements.
- o Les mouvements dits « fiabilisation de la base de données, ou encore recalage des bases » s'élèvent à plus de 8 % des



mouvements, soit un linéaire en valeur absolue de près de 4 km.

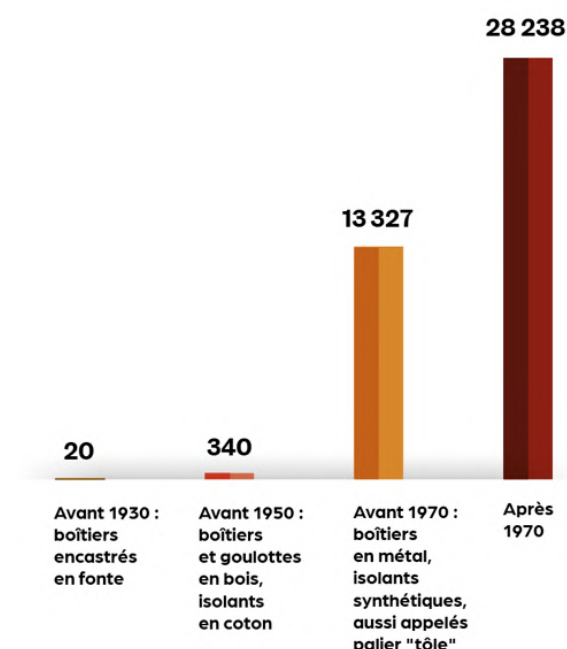
- o Les mouvements non justifiés représentent 0,1 %, soit un linéaire en valeur absolue de 65 m.

Au regard du volume des linéaires de réseau constaté sur ces deux dernières années et des informations portées à la connaissance du Syndicat, concernant les projets nationaux en matière de cartographie, ces contrôles demeurent très pertinents et seront reconduits, afin de permettre au Sigeif de dresser un inventaire technique des ouvrages avec un niveau de fiabilité attendu par ses communes membres.

Les branchements

Sur la concession, en 2024, le nombre de points de livraison issus de branchements individuels ou collectifs augmente de 1,2 %, par rapport à 2023, et s'établit à 758 340.

Graphique P6 – ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes)



Par application de l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le concessionnaire procède

progressivement à l'inventaire des branchements de la concession. Issu du rapprochement entre la liste des points de livraison situés à une adresse et la description cadastrale des bâtiments, un premier travail d'inventaire des branchements collectifs a été réalisé.

L'article 176 de la loi ÉLAN a clarifié le régime de propriété de ces ouvrages, en précisant que les colonnes montantes desservant les immeubles d'habitation relèvent de la concession, sauf si les propriétaires ont explicitement refusé le transfert de propriété, avant l'expiration d'un délai de deux ans à compter du 23 novembre 2018, date de promulgation de la loi. À l'expiration du délai en 2020, nous avons constaté 24 revendications de propriété, tandis que la majorité des ouvrages avaient basculé en concession.

Depuis, chaque année, l'Autorité Concédante enregistre une hausse constante des ouvrages collectifs en concession.

En 2024, on dénombre sur le territoire de la concession 42 201 ouvrages collectifs de branchement (OCB), contre 41 925 en 2023, soit une augmentation de plus de 1 %, par rapport à l'année précédente.

Selon la nature des matériaux et des matériels qui la composent, la colonne montante peut être répertoriée suivant plusieurs paliers technologiques, dont les plus « incidentogènes » relèvent des constructions datant de :

- o avant 1930 : coffrets encastrés en fonte,
- o avant 1950 : coffrets en fonte et tôle et goulottes en bois, isolants en coton,
- o avant 1970 : coffrets en métal, isolants synthétiques, aussi appelés paliers « tôle ».

Sur le territoire du Sigeif, on dénombre des colonnes montantes (CM) mises en service :

- o **en 1930** : 20 CM (10 communes concernées dans les départements de la Seine-et-Marne, des Yvelines, des Hauts-de-Seine et de la Seine-Saint-Denis)
- o **avant 1950** : 327 CM
- o **avant 1970** : 13 327 CM
- o **après 1970** : 28 527 CM

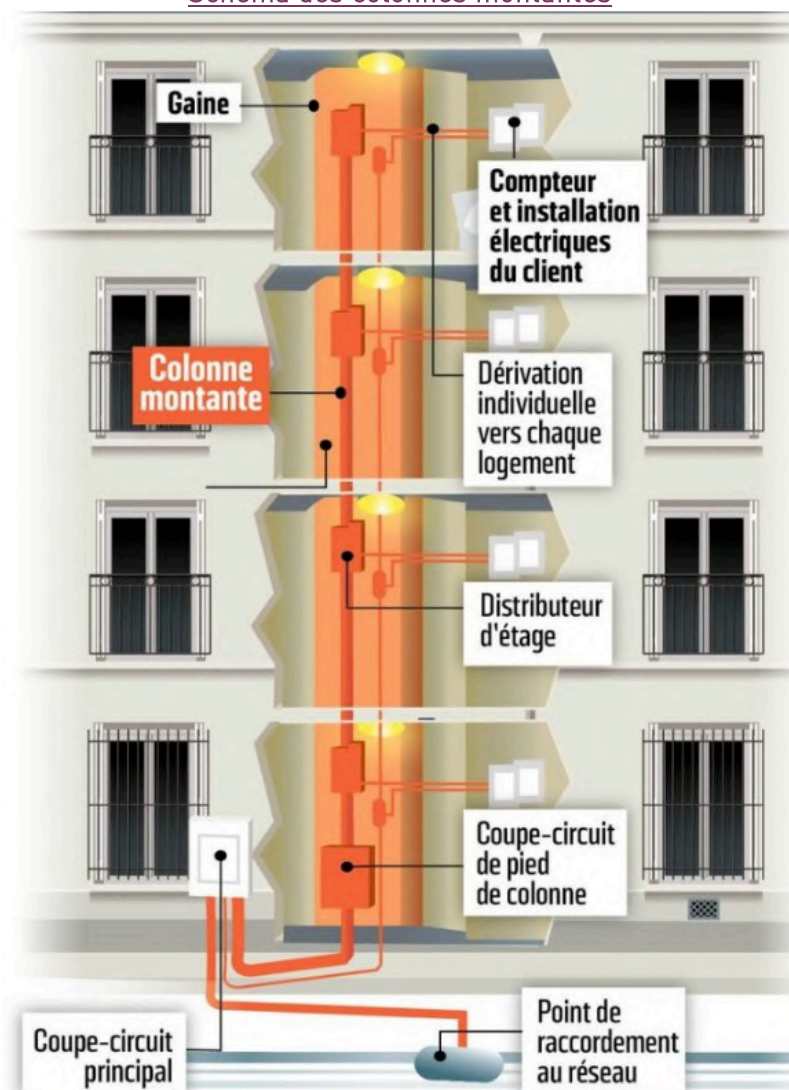
Les chiffres évoluent ainsi avec -13 ouvrages construits avant 1950 et 289 ouvrages construits après 1970. À la lecture du fichier « inventaire technique colonnes montantes », par date des ouvrages construits après 1970, il y a 276 « mises en exploitation » de colonnes montantes en 2024.

Depuis 2021, le Sigeif a pris l'initiative d'engager des visites techniques des colonnes électriques de la concession. Complétant les inventaires qu'ont entrepris de réaliser les concessionnaires GRDF et Enedis, le Syndicat a souhaité accompagner cette démarche rendue nécessaire par les évolutions réglementaires de la loi relative à la Transition énergétique, et par l'intégration dans la concession de la totalité des branchements collectifs (à l'exception de demandes formulées par les propriétaires, cas très peu rencontrés), disposition contenue dans la loi ÉLAN.

Cette démarche volontariste revêt plusieurs objectifs :

- approfondir la connaissance du patrimoine du Syndicat,
- parfaire la complétude des bases de données des deux distributeurs (types de matériels, datation, état général),
- relever les écarts et les situations à risque et les faire corriger,
- partager l'ensemble des informations collectées avec ENEDIS et GRDF aidant ainsi à alimenter leurs programmes travaux respectifs,

Schéma des colonnes montantes



Ces rapports établis permettent de relever les situations d'anomalies récurrentes très majoritairement sans risque pour les personnes et les biens, certaines méritant toutefois une attention toute particulière pouvant nécessiter le renouvellement de l'ouvrage, d'autres encore, imposant une intervention immédiate des concessionnaires. Dans ce cadre, un circuit de prévenance et de retour d'information est institué entre les acteurs.

En effectuant des inspections ciblées, par zones bien identifiées, il sera possible d'intégrer les rapports de visites à notre cartographie qui permettra de disposer d'informations utiles à la maille d'un quartier ou d'une commune.

Le concessionnaire pourra, de son côté, tirer de ces données de quoi opérer des choix pertinents de suivi ou de rénovation.

- sensibiliser les syndics de copropriété et les bailleurs à leur responsabilité pour les installations liées au bâti des immeubles.

Le programme débuté en 2021 s'est poursuivi jusqu'en 2024, atteignant le nombre tout à fait conséquent de 526 rapports produits sur les territoires de 16 communes de la concession.

Une grille d'analyse a été créée permettant de déterminer la criticité de la situation rencontrée de U0 (sécurité des tiers) à U3 (proposition d'amélioration de l'ouvrage), en indiquant précisément la localisation de l'écart constaté.

Il convient de souligner que l'immense majorité des cas indique des ouvrages qui ne présentent aucun écart susceptible d'empêcher leur exploitation dans les conditions de sécurité requises.

Un nouveau marché public prévoyant 600 nouvelles enquêtes est lancé au début de l'année 2024.

Afin de rendre compte à ces communes adhérentes des actions menées jusqu'à ce jour, et qui se poursuivent, l'Autorité Concédante a initié un audit relatif aux colonnes montantes.

Le Sigeif a mené, le 26 août 2025 dans les locaux d'Enedis, l'audit n° 6 de son programme de contrôles 2025 relatif aux colonnes montantes. Les deux Directions Régionales d'Île-de-France Est et Ouest étaient représentées.

- o Présentation par le Sigeif de l'activité d'audits et de contrôles des CI/CM et CM.
- o Examen du fichier des 47 audits transmis à Enedis. Ces dossiers ont nécessité un appel de l'auditeur vers le CAD (centre d'appel dépannage) ou comportent un indice de criticité U0 (sécurité des tiers). Enedis a étudié chacun des dossiers transmis.
- o Présentation par Enedis des éléments qui participent de la « construction du programme travaux ».

Le Sigeif constate que les organisations des deux Directions Régionales diffèrent : IDFO dispose d'une Agence dédiée à cette activité, tandis que l'activité est intégrée dans un service ingénierie pour IDFE.

Le traitement de ce fichier par Enedis a donné lieu à l'inscription dans les programmes travaux des DR IDF Est et Ouest de 13 dossiers, 7 pour la première (dont 1 l'était préalablement), 6 pour la seconde.

L'inscription au programme travaux est déterminée par Enedis :

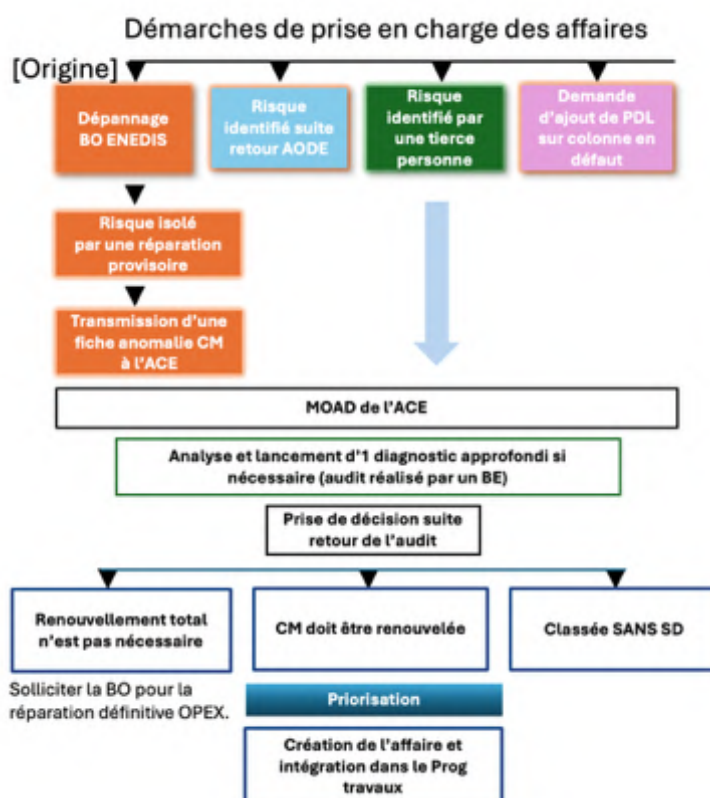
- o lorsqu'il y a eu un incendie, lorsque la CM est en tube, CM encastrées en fonte, CM avec une enveloppe bois,
- o points d'entrées servant l'alimentation du programme travaux (PT) : les bases opérationnelles, les AODE, demandes d'ajouts, tierces personnes,
- o Enedis a sa propre grille d'analyse et d'urgence U0 (CM qui entre dans le PT de l'année en cours), U1 (CM ancienne génération < 1972), U2 (matériel > 1972) ...

Enedis sollicite le Sigeif afin que son prestataire (EPI qui travaille également pour le distributeur), lorsqu'il rencontre une situation

dangereuse ou supposée telle à un étage, propose des photos de la partie de la CM incriminée (en précisant bien l'adresse et le niveau) et du reste de la CM non concernée par l'incident (en précisant si seul un étage est touché).

Les niveaux de criticité définis par Enedis (U0, U1, U2), bien que similaires dans leur dénomination à ceux retenus par le Sigeif, présentent des différences quant à leur contenu. Le niveau U0 correspond à une situation de danger immédiat (par exemple, à la suite d'un incendie affectant tout ou partie d'une colonne montante) et donne lieu, après une intervention de dépannage, à une inscription au programme de travaux (PT). Le niveau U1 concerne des matériels d'ancienne génération (antérieurs à 1972) ne faisant pas l'objet de l'ouverture d'une nouvelle affaire au titre du PT. Enfin, le niveau U2 qualifie une colonne montante conforme.

Enedis indique des difficultés à obtenir de certains propriétaires d'immeubles qu'ils réalisent les travaux de génie civil qui leur



incombent, préalablement aux interventions électriques. Le distributeur requiert l'appui de son concédant afin qu'il interfère auprès de ces propriétaires. Un dossier lui a été transmis dans ce sens, pour exemple.

Outre l'intérêt qu'il y a de poursuivre ces contrôles CI/CM pour mieux maîtriser la connaissance que le Syndicat a de son patrimoine, cet audit a montré sa grande pertinence avec l'intégration de plus du quart des dossiers transmis à Enedis dans son programme travaux. 14 autres affaires lui ont été envoyées, pour lesquelles le Sigeif attend un retour.

Le concessionnaire a indiqué continuer l'intégration des caractéristiques techniques des ouvrages les plus récemment incorporés au patrimoine, dans le cadre de la loi Élan.

L'objectif de renouvellement de 100 CM sur la durée du PPI a été confirmé par le concessionnaire, non sans avoir rappelé qu'il s'agit là d'un niveau plancher.



Distributeur d'étages
avec platines en bois

La résilience des réseaux face au risque inondation

Le Sigeif est pleinement mobilisé pour renforcer la résilience des réseaux d'énergie (gaz, électricité, chaleur, IRVE) face au risque de crue majeure en Île-de-France. Cet engagement se traduit par une participation :

- au **groupe de travail DRIEAT sur la vulnérabilité des réseaux**, qui associe opérateurs et collectivités dans l'analyse des dépendances et zones de fragilité ;
- à l'exercice **Hydros 25** (octobre 2025), simulant une crue importante de la Seine afin de tester les dispositifs de gestion de crise, la coordination inter-opérateurs et les capacités de retour à la normale ;
- et au **Papi de l'EPTB Seine Grands Lacs**, dont les actions portent sur la prévention, la réduction de la vulnérabilité des territoires et l'amélioration des réponses opérationnelles lors d'événements hydrologiques majeurs.

Un risque structurel pour les réseaux franciliens

Les crues de la Seine et de la Marne constituent le **risque naturel majeur** de l'Île-de-France. Elles provoquent :

- des submersions longues (décrue pouvant durer plusieurs semaines) ;
- des coupures de réseaux essentiels, même en zone non inondée (zones de fragilités réseaux) ;
- une forte interdépendance entre réseaux d'électricité, gaz, eau, assainissement et transport, qui impose une vision intégrée de la gestion de crise.

Enseignements issus de HYDROS 25 pour les réseaux gaz et électricité

La participation du Sigeif à HYDROS 25 a permis de confirmer plusieurs leviers d'amélioration pour la gestion des réseaux :

- **La phase de décrue est un point critique.**
L'accessibilité aux sites (postes électriques, réseaux gaz, chaufferies, IRVE) dépend d'abord de la remise en service des voiries pour permettre des interventions rapides et sécurisées.
- **La remise en fonctionnement des réseaux nécessite une approche séquencée.**
Diagnostic préalable, sécurisation des ouvrages, purge et remise en pression, contrôles des installations, coordination entre opérateurs pour éviter les effets domino sur les réseaux essentiels.

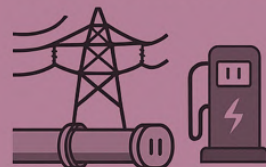
Résilience des réseaux face au risque inondation : l'engagement du Sigeif

UN RISQUE STRUCTUREL POUR LES RESEAUX FRANCILIENS



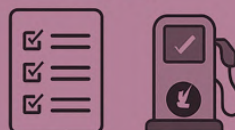
- Submersions longues
- Coupures de réseaux en ZNI
- Forte interdépendance des réseaux

ENSEIGNEMENTS DE L'EXERCICE HYDROS 25



- La décrue, point critique
- Remise en fonctionnement séquencée
- Rôle central des zones non inondées

CONTRIBUTIONS OPERATIONNELLES DU SIGEIF



- Soutien aux PCS
- Mobilisation des IRVE
- Participation à la coordination

PERSPECTIVES 2025-2026



- Approfondir la stratégie du Sigeif
- Identifier des actions concrètes
- PAPI de l'EPTB Seine Grands Lacs

- **Les zones non inondées mais fragilisées jouent un rôle central.**
Le Sigeif doit anticiper les besoins spécifiques des communes situées dans ces secteurs (perte d'électricité, de gaz basse pression, de chaleur ou de télécommunications), conformément aux doctrines ORSEC.

- o remontée d'informations vers les communes ;
- o participation aux diagnostics conjoints et aux travaux de sécurisation des réseaux.

Contributions opérationnelles du Sigeif

Le Sigeif peut accompagner ses communes et partenaires par :

1. **Un soutien renforcé aux plans communaux de sauvegarde (PCS)**
 - o Mise à disposition des données et cartographies réseaux ;
 - o élaboration de fiches réflexes « énergie » pour les phases d'alerte, de crue et de décrue.
2. **La mobilisation des infrastructures du Sigeif**
 - o Mise à disposition **ciblée des IRVE** en zones non inondées pour les secours, services techniques et opérateurs (réflexion à instruire).
3. **La participation à la coordination inter-opérateurs**
 - o Participation aux réunions de crise organisées par les préfetures et le **secrétariat général de la zone de défense et de sécurité de Paris** ;

Perspectives 2025-2026 : une mission dédiée aux actions du Sigeif

À partir de **fin 2025 / début 2026**, une mission spécifique sera engagée pour **approfondir et structurer la stratégie et les actions du Sigeif face au risque de crue**, en articulation avec :

- les enseignements de Hydros 25,
- les travaux DRIEAT sur la vulnérabilité des réseaux,
- et le **PAPI de l'EPTB Seine Grands Lacs**, qui fournira un cadre opérationnel pour développer de nouvelles actions de prévention, d'aide aux communes et de coordination technique.

Cette mission permettra d'identifier des actions concrètes : amélioration des plans d'intervention, développement de ressources mutualisées, renforcement du rôle du Sigeif dans l'appui aux communes et aux opérateurs en situation de crise.



Qualité de l'électricité distribuée



La continuité de fourniture

Le critère B ou temps moyen de coupure

(Source – fichier Sigeif 2024 CF 016)

Le critère B est l'indicateur primordial dès lors qu'il est question de continuité de fourniture : il mesure le temps moyen de coupure d'électricité vu d'un client alimenté par le réseau Basse Tension (BT). Il se décline en deux composantes, la première dite « toutes causes confondues » (TCC), la seconde « hors incidents exceptionnels » (HIX) et hors responsabilité du réseau de transport géré par RTE.

Les informations communiquées par Enedis permettent d'observer les résultats avec une granulométrie allant de la concession à chacune des communes adhérentes en passant par la maille départementale. Si chacune des valeurs est ici fournie, la pertinence de l'analyse porte sur l'ensemble de la concession, en raison de sa taille et de la structure des réseaux qui l'alimentent.

En 2023, le critère B atteignait la valeur critique de **50,72 min**. 2024 marque une nouvelle et forte hausse pour atteindre **58,83 min** en son acception globale, toutes causes confondues, c'est-à-dire en y incluant les perturbations imputables aux réseaux amonts, aux aléas climatiques et aux événements exceptionnels. Jamais (depuis 1996) le Sigeif n'avait dû enregistrer une telle valeur.

Graphique Q1 – évolution du critère B (en min)



Le résultat HIX et hors RTE, pour sa part, est proche de la valeur 2023 (47,74 min), se situant à 47,68 min, niveau le plus élevé, pour la deuxième année consécutive depuis 2011.

Chacune des composantes qui, agglomérées, forment le résultat du critère est examinée en détail ci-dessous.

Les aléas climatiques

Les réseaux HTA et amont ont produit un effet très sensible sur la valeur finale, représentant 2,91 min, soit une augmentation de 2,73 min. C'est dans le département de l'Essonne que fut enregistré l'impact le plus notable, avec 23 minutes de coupure. Les inondations d'octobre 2024 ont pesé très fortement puisque 2 incidents survenus à Longjumeau ont coûté plus de 100 kNiTi⁵ (un seul cependant est classé sous l'item, « aléas climatiques » dans les bases de données d'Enedis). Les 6 autres départements qui comptent des communes adhérentes au Syndicat n'ont, soit pas connu de coupures d'alimentation (le département de la Seine-Saint-Denis compte un incident climatique, mais n'a pas eu, d'après les informations communiquées, de retentissement en termes de NiTi), soit de façon tout à fait marginale, 0,2 min dans le cas du département des Yvelines. Au total, 6 défauts HTA sont classés comme « aléas climatiques », dont 2 ont touché le réseau aérien.

Les réseaux basse tension impactent quant à eux tous les départements (hors le département du Val-d'Oise et Margency), de manière très différente de ce qui avait été observé en 2023. Si la valeur totale évolue peu (+ 0,27 min), la répartition entre les départements est entièrement bouleversée. Le département de l'Essonne est celui qui aura le plus souffert des contraintes climatiques pesant sur les canalisations BT, qui voit son temps de coupure s'allonger de

0,70 minute en 2023 à 9,18 min en 2024. C'est le cas notamment, à travers les 3 incidents importants de plus de 100 000 NiTi qui, tous, ont touché les clients concernés plus de 24h. D'après les éléments fournis par le gestionnaire du réseau de distribution, 6 incidents ont engendré plus de 100 000 NiTi. Le Sigeif n'a reçu de communication que pour 3 d'entre eux, alors que les 3 défauts qu'a connus la ville d'Orsay n'ont jamais été portés à sa connaissance.

Les conditions climatiques représentent donc pour les deux domaines de tension, HTA et BT, 5,12 min d'interruption de fourniture en 2024, quand 2023 n'en comptait que 2,13 min.

Les incidents hors aléas climatiques

Les incidents HTA progressent de 5,35 minutes. L'année 2023 aurait pu être considérée comme une année de référence, en ce qu'elle traduisait une tendance que le Syndicat espérait voir s'inscrire dans la durée, la majorité des départements ayant amélioré ou, à tout le moins, maintenu leur critère B pour cet indicateur. Cette évolution apparaissait comme le résultat des dynamiques engagées dans le cadre des programmes pluriannuels d'investissements (PPI), notamment le renouvellement des réseaux anciens, leur sécurisation et leur automatisation, ainsi que, probablement, de l'utilisation de moyens plus performants dans la conduite des réseaux. Toutefois, la forte augmentation du nombre de pannes occasionnant plus de 100 kNiTi, hors inondations, passées de 9 en 2023 à 21 en 2024 (dont 11 fiches incidents transmises au Sigeif), traduit clairement une dégradation de la situation. En effet, cinq départements sur sept enregistrent une hausse de la valeur du critère B, le Val-de-Marne connaissant à lui seul une évolution particulièrement marquée, de 8,83 min en 2023 à 67,29 min en 2024.

⁵ NiTi : indicateur correspondant au produit du temps de coupure en minutes par le nombre de clients coupés. Le contrat définit à 100 k ou 100 000 NiTi l'information d'Enedis au Sigeif sous 24 h.

Les Dommages aux Ouvrages (DO) HTA et BT se montent respectivement à 24 (45 en 2024) et 91 (90 en 2023). Un seul DO HTA⁶ a occasionné plus de 100 000 NiTi, et a fait l'objet d'une communication à travers une fiche incident, mais ne se retrouve pas dans les données transmises par le distributeur. En basse tension, une seule panne a donné lieu à une telle valeur⁷, mais n'a pas été communiquée au Sigeif. Si nous constatons une baisse globale des dommages occasionnés par des tiers sur les ouvrages électriques, des informations incohérentes sont communiquées au Syndicat ; entre les fiches des incidents et les fichiers des interruptions, et entre ces derniers et celui des DO. Le Syndicat attend d'Enedis que toutes ces données soient réconciliées, afin d'obtenir la clarté et la cohérence nécessaires à l'analyse et à la compréhension des causes des incidents, mais aussi et surtout pour tirer les enseignements utiles à la sécurité des personnels intervenant à proximité ainsi que pour les tiers.

Les incidents BT poursuivent leur hausse, + 4,48 min sur 2023 et + 7,84 min par rapport à 2022. 12 d'entre eux pèsent plus de 100 kNiTi en 2024 (5 fiches incidents seulement transmises par Enedis au Syndicat), alors que 2023 n'en avait enregistré que 7. Les départements de l'Essonne et des Hauts-de-Seine augmentent nettement, avec respectivement + 18,41 min et + 14,2 min. De manière générale, le résultat pour cette donnée du critère B suscite des interrogations, tant par sa valeur que par la hausse continue que rien ne paraît pouvoir endiguer. Une nouvelle fois, le Syndicat est interpellé, tant les annonces du distributeur sur les vertus du compteur intelligent, des moyens légers de recherche de défauts et des bénéfices des organisations mises en place devaient assurément déboucher sur des temps de coupures réduits. **Il devient urgent pour Enedis d'afficher en face des constats les**

moyens de rompre avec cette courbe négative.

Suivi et traitement des défauts réseaux et branchements Basse Tension (Audit n°5)

Le Sigeif a retenu 53 incidents enregistrant plus de 6 heures de coupure, sur le territoire de la Direction Régionale d'Enedis en Île-de-France est, plus particulièrement sur celui exploité par les bases opérationnelles de Neuilly et Noisy-le-Sec.

Le panel retenu recense des critères de choix multiples en plus de la seule durée des incidents. Ainsi, le Syndicat a souhaité observer en particulier :

- o les 7 causes différentes (usure, éléments tiers ou extérieurs) incriminées, associées à une série de sièges représentatifs,
- o des incidents apparus le même jour à des horaires différents,
- o les 42 postes de distribution publique concernés,
- o les 4 dossiers dépassant 100 kNiTi (1 seul ayant fait l'objet d'un envoi de fiche incident).

Au-delà même de la seule durée de l'incident, ou de la succession d'incidents, l'objectif poursuivi par ce contrôle était de connaître et comprendre la façon dont les pannes sont traitées (s'il y a eu notamment une phase provisoire), jusqu'à la remise en schéma nominal du réseau ou des branchements défaillants.

Le Sigeif a relevé 10 incidents de plus de 16 heures, pour lesquels le déroulé des événements revêt un intérêt particulier.

Les réponses apportées par le concessionnaire, que le Syndicat remercie pour le travail de collecte des données demandées (il n'y a pas eu pour cet audit de réunion *ad hoc*, seuls des échanges de fichiers ont été

⁶ Arrachage par un tiers, départ Ferra du poste source de Villeneuve-Saint-Georges, le 11/01/2024.

⁷ Poste Pollux à Gagny, arrachage le 16/07/2024.

produits), permettent de dégager les enseignements exposés ci-après :

Les défauts de plus de 100 000 NiTi :

Origines des coupures :

- o une défaillance dans le poste HTA / BT (incendie et transformateur) pour 2 coupures,
- o une avarie sur un accessoire réseau pour une coupure,
- o un nid d'oiseau, une fois également.

Au-delà des explications apportées, jugées cohérentes tant sur le plan technique que sur celui des durées d'intervention, le Syndicat s'interroge néanmoins sur l'absence de mise en place d'une alimentation provisoire dans le cadre d'une panne ayant excédé 16 heures. Par ailleurs, le libellé des causes, des sites et des incidents apparaît, dans certains cas, peu cohérent. Le Sigeif attire l'attention du concessionnaire sur certains incidents qui ont donné lieu à des formulations équivoques, comme celles indiquant qu'« un nid d'oiseaux ayant entraîné un contact entre deux phases » aurait été causé par une « usure naturelle ».

Les défauts de plus de 16 heures :

Si la seule cohérence des divers libellés est encore sujette à caution (un incident dont l'origine est « un arbre dans le réseau », dont la cause est « usure naturelle », ou celui situé sur du réseau en aérien dont le siège est renseigné « plein câble synthétique »), les éléments fournis rendent compte de la situation et des actions mises en place de manière compréhensible. Au-delà des éléments fournis par Enedis lors de l'audit dédié aux incidents dits significatifs, le Syndicat veut croire qu'il s'agit de circonstances particulières qui ont conduit à cette hausse, et non à des phénomènes structurels ou organisationnels.

Un incident survenu à Vaujours a fait l'objet d'une double saisie : a-t-il incriminé 2 fois le critère B, incidents BT ?

Enfin, les transformateurs constituent 20 % des incidents occasionnant plus de 16 heures de coupure.

Les incidents d'un même poste, le même jour, à des horaires différents :

Indépendamment de pannes se produisant sur un même départ basse tension d'un même poste HTA/BT, certaines sont apparues le même jour à des horaires différents, témoins soit de défauts multiples, soit d'une double saisie (les temps de coupures attribués à chacun d'entre elles sont-ils cumulatifs ?), malgré des libellés liés à l'origine des incidents parfois différents.

Dans d'autres cas, à Vaujours, à Sevrans, au Raincy ou à Chelles, il est recensé 2 ou 3 saisies le même jour (ou le lendemain, quelques heures après) à des horaires différents, avec le même siège et une origine pouvant être différente.

Un seul incident est dû aux conditions climatiques. L'usure naturelle est réputée dans 47 cas comme étant la cause de ces défaillances.

En conclusion de cet audit mené pour la première fois en 2025 (qui sera renouvelé dans les années à venir), voici quelques éléments qui interpellent le Sigeif :

- o Des incohérences de saisie entre la cause, le siège et l'origine de l'incident.
- o De la stratégie de dépannage : phase provisoire ou choix de réalimentation définitive ?
- o De la durée de certaines pannes : aurait-elle pu être réduite ? Y a-t-il des difficultés récurrentes liées aux moyens, aux ressources, à des contraintes diverses ?
- o De la saisie multiple d'un seul et même incident ou supposé tel : est-ce justifié ? Quel impact sur le critère B ?

Les travaux

Les travaux HTA qui ne représentaient qu'une valeur presque symbolique en 2023, moins d'une minute de critère B, enregistrent une hausse spectaculaire et atteignent 6,89 min. 4 départements voient leurs résultats se dégrader. L'Essonne atteint 37,12 min. À quoi est-ce imputable ? Le programme travaux réalisé en 2024 ne fournit aucune indication sur ce qui a été à l'origine de cette inflexion. Des travaux particuliers sur le réseau en aérien dans le cadre de raccordements ? Des difficultés de reprises liées au schéma d'exploitation ? Indépendamment du cas spécifique de l'Essonne, les départements des Hauts-de-Seine, + 1,01 min par rapport à 2023, de la Seine-Saint-Denis, + 3,18 min et du Val-de-Marne, + 3,46 min, dégradent eux aussi cet indicateur. La constitution des réseaux HTA sur le territoire du Sigeif devrait, par la nature même de leur conception, échapper aux coupures dans le cadre des travaux. Les informations sont attendues pour comprendre ce qui a été à l'origine de cette dégradation, qui devra être ponctuelle et exceptionnelle par son ampleur et sa nouveauté.

Les travaux BT font partie des valeurs en retrait, 2,79 min, et retrouvent le niveau de 2022 (- 0,44 min). La quasi-totalité des départements enregistrent une baisse, à l'exception de la Seine-Saint-Denis (+ 2,49) et du Val-d'Oise, ce qui n'est pas significatif, comme cela a déjà été dit. Cette diminution est-elle due à un tassement des investissements et des travaux en basse tension ? La nature de ces travaux a-t-elle plus échappé aux coupures en 2024 ? des moyens de réalimentation ont-ils été davantage mis en œuvre ? Autant de questions pour lesquelles des réponses sont attendues.

Pour la première fois en 2025, **un audit particulier** a été mené sur les **coupures pour travaux HTA et BT dépassant 6 heures, et plus globalement** sur les modes d'accès aux ouvrages, sous ou hors tension.

Coupures pour travaux et travaux sous tension

(Source : Sigeif-2024-CF-007 Interruptions longues HTA, Sigeif-2024-CF-008. Interruptions longues BT, 20062025 TST BT Sigeif 2024 - Audit n° 3 du 4 juillet 2025 à Puteaux)

Coupures HTA et BT supérieures à 6h00

La part constituée par les travaux basse tension (BT) et moyenne tension (HTA) dans le critère B représente 27,9 % des coupures, toutes causes confondues (TCC), avec 16,4 min, et 33,2 % de celles enregistrées hors interruptions exceptionnelles (HIX). En 2023, ces chiffres étaient respectivement de 26,6 % et 27,43 %, avec 13,5 min. La contribution de chacun des domaines de tension évolue différemment, puisque la basse tension passe de 12,30 min à 9,51 min, et que la HTA connaît un bond de 5,69 min, passant de 1,20 min à 6,89 min. Ces informations ont guidé la volonté du Sigeif de comprendre ce que recouvre le tiers des coupures HIX constitué par les travaux, et également de connaître les raisons qui ont prévalu à la très forte augmentation du temps de coupure moyenne tension.

Pour ce faire, un échantillon de 13 affaires HTA et 15 affaires BT, pour lesquelles les interruptions furent supérieures à 6 heures, ont été communiquées à Enedis afin de servir de base d'analyse à cet audit.

La HTA :

- Pour 4 situations, les chantiers de renouvellement de tableau HTA dans des postes de distribution publique ont été le siège de coupures, en raison de l'impossibilité d'installer un groupe électrogène qui aurait permis la reprise de l'alimentation des clients. Est évoquée, dans ces situations, l'inaccessibilité des abords du poste de distribution publique empêchant le stationnement d'un poids-lourd. La durée de coupure enregistrée dans les outils du distributeur pour ce type d'opération varie de 7 heures à 10 heures. Les NiTi varient de 1 632 pour le

moins impactant à 284 292 ! Enfin, 613 clients au total de ces 4 dossiers ont été touchés par les coupures.

- Pour 3 situations, il s'agit d'affaires classées en travaux urgents ou de mise en sécurité. Dans deux d'entre elles, Enedis fut contrainte de réaliser des mises en sécurité, soit du fait d'inondation, soit du fait de dégagement de fumées, sans identification de cause précise. Dans le dernier cas, il apparaît que la nécessité d'entreprendre des travaux en urgence n'a pas permis d'étudier la pose d'un groupe électrogène. Les NiTi comptèrent de 50 870 à 1 077 512 postes inondés entraînant plus de 24 heures de coupure. Les durées des coupures enregistrées vont de 6 à 24 heures. 3 395 clients au total ont subi une interruption de leur alimentation.
- Pour deux dossiers, travaux avec « impact maîtrisé ». Dans une situation, la « complétude » de la collecte dans les outils d'Enedis a soldé l'impact de la coupure avec une valeur nulle. Dans la seconde, seul le déplacement d'un personnel de manœuvre et les actes d'exploitation qui s'en sont suivis ont été comptabilisés, soit environ 10 minutes de coupures pour 55 clients.
- Pour un cas, l'objet des travaux consistait à déplacer un poste de distribution publique. Le déplacement de ce type d'ouvrage, telles que les procédures d'intervention sont communiquées au Syndicat, ne permet pas de maintenir l'alimentation électrique. Dans ce cas précis, seuls 3 clients ont été privés d'électricité, occasionnant un NiTi réduit à 1 809 malgré 10 heures d'intervention sous coupure.
- Pour 3 affaires, Enedis indique au Sigeif qu'il s'agit d'opérations par ailleurs enregistrées et comptabilisées en basse tension. Il n'y a pas lieu de les analyser deux fois.

En basse tension

- 5 dossiers, incluant le remplacement du tableau BT dans un poste de distribution publique. Dans la totalité des cas, le remplacement de tableaux a entraîné la coupure totale du poste DP, sans réalimentation possible de la clientèle. 612 clients furent coupés dans le cadre de ces interventions, durant 7 heures en moyenne, les NiTi s'élevant de 9 085 à 157 635.
- 3 affaires, dont l'objet était le remplacement d'une émergence. Enedis indique que, « par définition », ce type d'intervention entraîne inévitablement la coupure des clients situés en aval du nouvel organe installé. En conséquence, la durée des coupures s'établit de 6 h 30 à plus de 13 heures, touchant de 5 à 79 clients, avec un NiTi de 1 920 à 63 358.
- 3 affaires, impliquant des travaux à proximité ou à l'intérieur d'un poste de distribution publique. 3 cas différents étaient représentés : un déplacement, une suppression et une rénovation. Enedis précise qu'en cas de suppression ou de déplacement de ce type d'ouvrage, l'usage d'un groupe électrogène n'est pas possible, tout comme les situations de travaux de génie civil avec des personnels à proximité qui imposent l'élimination du risque électrique par coupure. Les durées d'interruption se sont élevées de 8 h 30 à plus de 10 heures, impactant de 3 à 229 clients, que traduisent des NiTi de 1 863 à 117 248.
- 2 cas qualifiés par Enedis de « travaux de réparation suite à incident ». Selon le concessionnaire, il est question de la phase de réparation définitive qui impose, pour faire face à d'éventuels risques inhérents à la panne d'origine, de réaliser les opérations sous coupure. Les interventions durèrent plus de 11 heures pour l'une, et près de 8 heures pour l'autre. 4 clients dans un cas et 47 dans l'autre ont été coupés, entraînant respectivement 315 210 NiTi et 1 840 NiTi.

- Enfin, 2 opérations de renouvellement/renforcement de réseau. Les finalités des deux affaires, dont s'était saisi le Sigeif, visaient pour la première à renforcer un réseau existant, et pour la seconde à remplacer du réseau aérien nu par un réseau torsadé isolé. Le distributeur indique qu'en souterrain, il n'est pas toujours possible d'avoir les deux réseaux, ancien et nouveau, sous tension, et que cela peut entraîner une coupure, tout comme, le passage de réseau cuivre au PRC qui nécessite systématiquement de suspendre la fourniture. En l'occurrence, les opérations ont duré entre 7 et 8 heures d'intervention, touchant 22 et 49 clients pour 10 450 et 21 511 NiTi.

Accès aux ouvrages

Le fichier TST BT Sigeif (travaux sous-tension basse tension) recense la totalité des actes d'exploitation réalisés à la maille du territoire du Sigeif, qu'il s'agisse des activités de réseau, de branchements, voire de celles consacrées aux comptages. Il comporte plus de 100 000 lignes. À la demande du Sigeif, Enedis a explicité les acronymes utilisés avec un libellé vulgarisé qui permet de traduire l'activité décrite.

Le distributeur a synthétisé les grandes familles d'activités afin de permettre une vision d'ensemble de ce qui est fait en termes d'exploitation des réseaux sur le territoire du Syndicat. Les données ainsi agrégées offrent la possibilité de comparer les années passées et d'observer les différentes données à l'aune des accès délivrés. Il se trouve que certains champs n'ont pas été renseignés des mêmes valeurs en 2024 que les années précédentes : les chiffres comparés n'éclairent donc pas les inflexions ou les évolutions. Ainsi, le nombre « d'identification » passe de 195 en 2023 à 1 099 en 2024, alors qu'en prenant strictement les mêmes correspondances, il n'y en a plus que 591. De même, le total des chantiers estampillés TST se monte à 3 934 en 2024

(1 634 en 2023) ou 1 827 en 2024 si on prend les mêmes données que celles de l'année précédente. Les différences sont donc très conséquentes. Ou encore : les affaires « article 8 », qui étaient 14 en 2023 (probablement pas le chiffre réel) sont au nombre de 244 en 2024.

Les chantiers réseaux maintiennent en revanche une volumétrie en légère augmentation (ce qui semble indiquer que les champs renseignés n'influent pas sur leur nombre), 1 484 en 2024 pour 1 360 en 2023.

Enfin, le nombre de poses/déposes de groupe électrogènes passe de 47 en 2023 à 85 en 2024.

Une coupure de plus de 6 heures

Le Sigeif relève qu'il semblait possible d'utiliser plus souvent les groupes électrogènes afin de moins pénaliser la clientèle. Il est certes understandable que la première des difficultés pour utiliser ces systèmes de réalimentation est d'avoir la place nécessaire ; toutefois, le Syndicat réitère son alerte et souhaite que, autant que possible, l'étude et la préparation de chacun des dossiers envisagent la possibilité d'en installer.

Enedis a plusieurs fois invoqué des impossibilités techniques empêchant soit le maintien des ouvrages sous tension (travaux suite à incidents), soit la mise sous tension en parallèle d'un ouvrage neuf construit avec celui à remplacer (renouvellement ou renforcement). Le Sigeif souhaite savoir s'il s'agit du résultat de politique d'entreprise (choix délibéré), de décision imposée par la réglementation (règles de sécurité en particulier), ou encore des qualifications des personnels internes et/ou externes à disposition ?

Chaque situation est-elle interrogée spécifiquement ou les choix sont-ils opérés de façon générique ?

Le Syndicat remarque que cet audit est d'autant plus nécessaire que la seule lecture des fichiers ne permet pas d'analyser et de comprendre ce que recouvre chacune des affaires. Par exemple, d'un même objet - « travaux de réparation suite à incident » -, la cause de l'interruption est différente : travaux de raccordement ou travaux de maintenance.

Le travail préparatoire à cet audit effectué par Enedis a permis de constater que 3 affaires sélectionnées avaient été collectées 2 fois, en basse et moyenne tensions. Les résultats du critère B de la concession imposent une vigilance particulière afin de ne pas les renchérir.

Bien que cela ne modifie rien du résultat d'ensemble du critère B, les explications données pour justifier la catégorisation incidents ou travaux ne paraissent pas soumises à des règles précises : existe-t-il des règles de principes clairement établies ?

Un fichier TST (travaux sous tension)

Il conviendra que ce qui a été retenu en 2024 pour comptabiliser les différents actes soit strictement respecté les années suivantes afin de permettre des analyses fiabilisées.

Si le nombre des groupes électrogènes posés/déposés en 2024 augmente considérablement, le chiffre de 85 correspond peu ou prou à 7 installations par mois, 2 par semaine, cela à la maille de la concession. Ramenée à la volumétrie globale des près de 400 accès type TST, cela paraît peu.

Hors concession

Les postes sources, qui avaient en 2023 fortement participé au mauvais résultat, retrouvent un niveau plus conforme à ce qui est attendu, avec moins de 3 minutes de temps de coupure (2,92 min). 3 incidents, imputables aux postes sources (si la localisation établie

par Enedis est la bonne en ce qui concerne un incident survenu sur le départ Fusain du PS Primevères) ont occasionné plus de 100 000 NiTi, dont l'un considérable au poste de Saules à Guyancourt qui affecte notablement le résultat du département des Yvelines, avec 8,71 min de coupure. La cause de la panne n'est pas connue. Un deuxième incident au poste source Primevères à Sevrans (une intrusion animale dans la grille du transformateur 612) n'a pas eu, fort heureusement, le même effet dévastateur et pèse beaucoup moins ; le département de la Seine-Saint-Denis enregistre 1,30 min d'interruption de fourniture d'énergie en 2024 imputable aux postes sources. Les travaux qu'imposent les investissements consacrés à ces ouvrages sont parfois à l'origine d'incidents : les programmes de rénovations importantes en œuvre aujourd'hui et pour de nombreuses années encore, laissent-ils augurer de nouvelles déconvenues pour le critère B de la concession ? Le distributeur parviendra-t-il à contenir les difficultés et maintenir un temps de coupure éloigné des 7,79 min de 2023 ? Par ailleurs, les défauts dont l'importance a été amplifiée par des difficultés techniques entre le RPT (Réseau Public de Transport) et le RPD (Réseau Public de Distribution) ont-ils été l'occasion d'analyser la situation des autres ouvrages du même type alimentant la concession ?

Le RPT (réseau de transport géré par RTE) constitue l'élément le plus stable de l'indicateur critère B, avec 1,73 min. Depuis 2022, il s'établit à 1,61 min de moyenne. Le département des Hauts-de-Seine a été le plus touché, avec 5,10 min de coupure, probablement dues à l'incident RTE ayant affecté les 3 transformateurs installés dans le PS Moulineaux. La défaillance a été étudiée sans que le Sigeif ait été destinataire des conclusions de l'analyse. 3 départements n'ont enregistré aucune coupure : le Val-d'Oise, le Val-de-Marne et l'Essonne.

Les événements exceptionnels comptent pour 2,87 min en HTA et réseaux amont, alors que seule 0,55 min était enregistrée en 2023, et 0 en 2022. 10 événements ont contribué à ce résultat, un seul d'entre eux se voit classé en « incident », les autres le sont en « travaux ». Faut-il comprendre qu'il s'agit de suites d'incidents, planifiées sous coupures ? Parmi elles, 8 situations ont pour cause « une coupure à la demande des autorités ou de GRDF » ou mise en sécurité décidée par Enedis », entraînant des NiTi dépassant 4 fois 100 000, dont 2 à plus d'un million, avec des durées de coupures allant jusqu'à plus de 38 heures. À quelles causes précises ces événements sont-ils imputables ? D'après les données fournies par le distributeur, dans un cas précis, 734 clients furent privés d'électricité durant plus de 35 heures, sans que l'Autorité Concédante n'ait reçu la moindre information. Le département de l'Essonne fut particulièrement touché, avec plus de 22 minutes de coupure.

En basse tension, l'impact mesuré de cette catégorie s'élève à 1,54 min, soit + 0,63, par rapport à 2023, et + 1,23 sur 2022. 84 événements sont recensés, dont 6 classés « en travaux » dont la cause est « coupure à la demande des autorités ou de GRDF ». La même question que pour la HTA est posée au sujet de cette classification et de la cause qui a conduit, notamment dans 2 cas, à dépasser 100 000 NiTi. Les incendies d'origine externe et les véhicules entrant en collision avec les ouvrages (poteaux et coffrets principalement) représentent 71 % des causes enregistrées.

Hors événements exceptionnels

La hausse est contenue à + 0,21 min de coupure vue d'un client basse tension de la concession, mais maintient la valeur du critère B presque 10 minutes au-dessus de celle de 2023, ce qui constitue un très mauvais résultat. 3 départements notent une baisse : la Seine-et-Marne, l'Essonne (malgré les aléas climatiques et les travaux HTA) et les Hauts-

de-Seine. 4 départements marquent une hausse, avec en figure de proue le Val-de-Marne qui atteint la valeur peu enviable de 107,21, soit + 37,63 min, par rapport à 2023.

La presque totalité des composantes du critère B augmentent à nouveau, sauf celle des postes sources (- 4,87 min) et celle des travaux BT (- 2,79 min). La tendance haussière est confirmée malgré la faible progression globale. La question essentielle est de savoir **quelles actions de fond sont initiées (ou à initier) par Enedis, afin d'inverser cette tendance** et d'entamer la décroissance avec comme objectif celui fixé par le contrat de concession : un critère B de 25 minutes (+ ou - 10 %).

Tableau Q2 - temps de coupure par département (en min)

	2022	2023	2024
Seine-et-Marne	28	39,12	23,38
Yvelines	33	37	49,97
Essonne	41	72,99	113,89
Hauts-de-Seine	53	61,81	51,56
Seine-Saint-Denis	41	46,21	48,30
Val-de-Marne	47	70,50	108,65
Val-d'Oise	46	3,38	26,36
TOTAL	40,50	50,72	58,83
Écarts 2024/2023	+ 8,11		

Les départements de la Seine-et-Marne et des Hauts-de-Seine enregistrent une baisse du critère B, tandis que les 5 autres départements qui abritent des communes adhérentes au Sigeif voient leur résultat se dégrader de nouveau :

- ◇ Seine-et Marne (- 15,74 min),
- ◇ Hauts-de-Seine (- 10,25 min),
- ◇ Seine-Saint-Denis (+ 2,09 min),
- ◇ Yvelines (+ 12,97 min),
- ◇ Val-d'Oise (+ 22,98 min),
- ◇ Val-de-Marne (+ 38,15 min),
- ◇ Essonne (+ 40,90).

Deux départements dépassent de très loin l'heure et demie de temps de coupure.

Si l'Essonne doit en grande partie ce résultat - 23 minutes - aux conditions météorologiques du mois d'octobre, le Val-de-Marne n'a été touché que par 5 incidents libellés « climatiques », alors que 75 incidents BT supérieurs à 3 minutes d'autres types l'ont affecté (les informations dont dispose le Syndicat ne permettent pas en HTA de localiser les communes touchées par les interruptions de fourniture). Les causes principales relevées sont « l'usure naturelle » et le « dépassement des capacités ».

Il n'est pas constaté de lien entre la population des départements et le critère B.

Il n'est pas possible de tirer de conclusion de la qualité de fourniture à la maille communale à travers le seul critère B : cet échelon, de par sa taille et la conception des réseaux, ne constitue pas un élément pertinent d'analyse. Toutefois, parce que les désagréments subis par les usagers des communes les plus fortement touchées par les coupures d'alimentation électriques sont indéniables, le Syndicat considère que leur observation constitue un indicateur parmi d'autres, des éléments que le

distributeur se doit de prendre en compte dans les arbitrages d'investissement à venir.

2 communes enregistrent des valeurs approchant 2 heures d'interruption, 2 autres les dépassent et 1 atteint le record peu enviable de 3 heures. Ces chiffres sont à apprécier au regard de ce qu'ils constituent des résultats dits HIX et hors réseau de transport, et que, possiblement, le temps de coupure réellement vécu par les usagers peut être bien supérieur.

- ◇ **Limeil-Brévannes** (+ 100,1 min, pour une durée totale de **179,2 min**),
- ◇ **Fontenay-le-Fleury** (+ 114 min, pour une durée totale de **140,3 min**),
- ◇ **Ville-d'Avray** (+76,6 min, pour une durée totale de **116,2 min**),
- ◇ **Ormesson-sur-Marne** (+ 72 min, pour une durée totale de **112 min**).

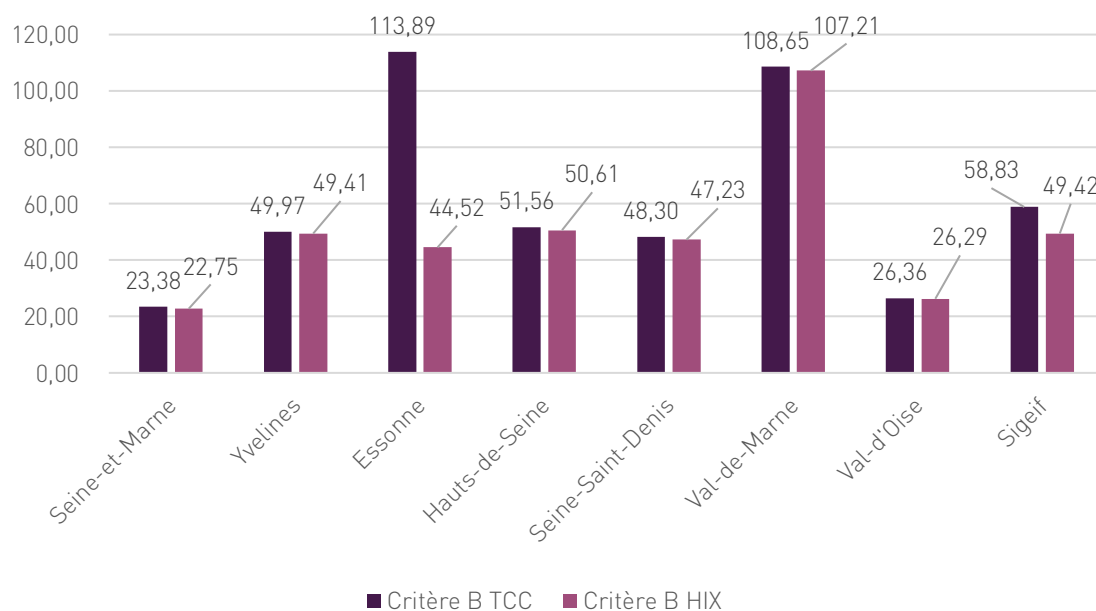
À l'inverse, 14 communes ont une valeur de critère B inférieure à l'objectif du contrat de concession, qui est de 25 minutes : les Loges-en-Josas détenant le meilleur résultat avec 0,7 min de temps de coupure, diminuant de 82,3 min. Parmi ces 14 villes, 13 enregistrent une baisse souvent notable, comme à Verrières-le-Buisson, - 99,4 min, tandis que 1 seule augmente très faiblement, Le Chesnay-Rocquencourt, + 2,9 min.

- ◇ **Verrières-le-Buisson** (- 99,4 min, pour une durée totale de **17,5 min**),
- ◇ **Les Loges-en-Josas** (- 82,3 min, pour une durée totale de **0,7 min**),
- ◇ **Brou-sur-Chantereine** (- 43 min, pour une durée totale de **14,5 min**),
- ◇ **Chelles** (12,6 min, pour une durée totale de **12,65 min**).

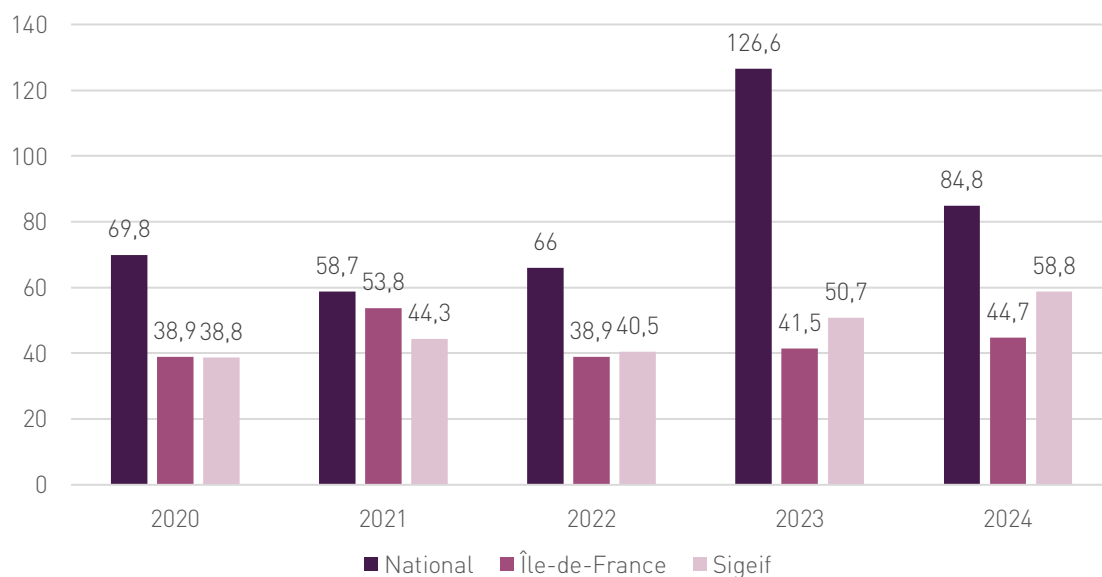
Tableau Q3 - clients coupés par département

Département	Nombre de Clients	Part clients de la concession	Critère B
Seine-et-Marne	57 238	7,64	23,38
Yvelines	192 456	25,45	49,97
Essonne	93 717	12,46	113,89
Hauts-de-Seine	137 410	18,20	51,56
Seine-Saint-Denis	229 363	30,62	48,30
Val-de-Marne	40 826	5,45	108,65
Val-d'Oise	1 486	0,20	26,36
Total	752 496		58,83

Graphique Q3 - temps de coupure par département (en min)



Graphique Q4 - temps moyen annuel de coupure (TTC)
comparatif National, Île-de-France et Sigeif

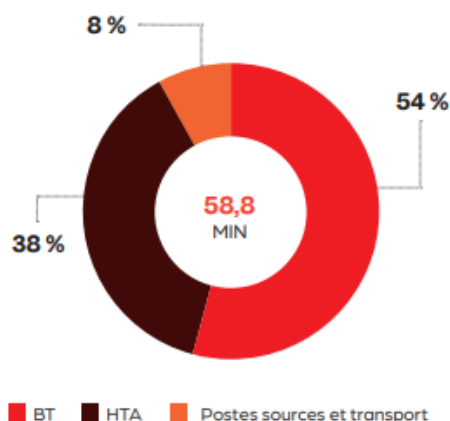


L'origine des coupures

Répartition du critère B TCC :

- ◇ **Transport** (RTE, hors concession) : 1,73 min (+ 0,26 min, par rapport à 2023),
- ◇ **Postes sources** (hors concession) : 2,92 min (- 4,84 min, par rapport à 2023),
- ◇ **Incidents HTA** : 15,34 min (+ 5,35 min, par rapport à 2023),
- ◇ **Incidents BT** : 22,44 min (+ 4,48 min, par rapport à 2023),
- ◇ **Travaux HTA** : 6,89 min (+ 5,69 min, par rapport à 2023),
- ◇ **Travaux BT** : 9,51 min (- 2,79 min, par rapport à 2023),
- ◇ **Climatique HTA** (et hors concession amont) : 2,91 min (+ 2,73 min, par rapport à 2023),
- ◇ **Climatique BT** : 2,21 min (+ 4,48 min, par rapport à 2023).

Origines des coupures



Les différentes composantes du critère B évoluent quelque peu en 2024. Si la répartition conserve ses équilibres, il y a des évolutions qu'il convient de relever, sans qu'il soit permis cependant d'en dégager des tendances. Le domaine de tension BT conserve la part la plus importante, avec 54,3 % du total ; il baisse de presque 6 % en raison de la fraction imputable aux travaux, qui fléchissent de 2,79 min, et de la part la plus importante de la HTA. La part incident basse tension croît de nouveau de 4,48 min, par rapport à 2023 et

+ 7,84 min par rapport à 2022. Loin d'être endiguée par les technologies récentes (compteur intelligent et moyen léger de détection de défaut), elle poursuit sa croissance. Quels signaux Enedis peut envoyer, en plus des choix opérés avec le Sigeif dans les PPI, visant à la réduction des longueurs des ouvrages les plus fragiles ?

La HTA, qui représentait moins du quart du temps de coupure, pèse 37,8 % en 2024. La conception des réseaux HTA, réputés résilients en raison de leurs schémas d'alimentation — la grande majorité des postes de distribution publique étant desservis par deux câbles — ainsi que le pilotage à distance assuré par les Agences de Conduite Régionales (ACR), en lien avec les Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT), permettant de limiter les déplacements de techniciens, devraient contribuer à réduire les durées de coupure en cas d'incident. Or, ce sont 4 minutes et demie sur incidents qui ont été constatées en 2024. Les travaux HTA voient leur valeur critère B augmenter de 5,69 min et atteindre 6,89 min, alors qu'il y a eu un quart de coupures en moins (74, par rapport à 107 en 2023, en intégrant les travaux classés exceptionnels). Qu'est-ce qui explique une telle envolée ? Comme précédemment rappelé, l'utilisation des groupes électrogènes, d'une part, peut, dans bien des cas, permettre le maintien de la fourniture d'énergie, et d'autre part, la volonté de ne pas priver les usagers d'électricité durant les travaux, constitue-t-elle un critère de poids qui entre dans les choix de modes d'intervention ?

Tableau Q6 - origine et décomposition du critère B

	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Département	Critère B TCC	Critère B TCC	Critère B TCC	Critère B HIX	Critère B HIX	Critère B HIX	Incidents HTA	Incidents HTA	Incidents HTA
Seine-et-Marne	28	39,12	23,38	26,68	38,91	22,75	7,18	13,98	6,54
Yvelines	33	37	49,97	33,27	36,78	49,41	9,79	5,88	7,90
Essonne	41	72,99	113,89	40,97	70,28	44,52	18,56	12,15	36,19
Hauts-de-Seine	53	61,81	51,56	52,36	59,75	50,61	17,22	18,30	7,79
Seine-Saint-Denis	41	46,21	48,30	38,79	43,98	47,23	9,74	6,90	10,64
Val-de-Marne	47	70,50	108,65	46,83	69,58	107,21	19,21	8,83	67,29
Val-d'Oise	46	3,38	26,36	45,62	3,38	26,29	0,08	0	0,04
Total	40,50	50,72	58,83	39,63	49,21	49,42	12,51	9,99	15,34
Écarts 2023/2024	8,11			0,21			5,35		

	2022	2023	2024	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Département	Travaux HTA	Travaux HTA	Travaux HTA	Incidents BT	Incidents BT	Incidents BT	Travaux BT	Travaux BT	Travaux BT
Seine-et-Marne	0,15	0,15	0,06	9,92	12,43	8,21	9,74	8,67	5,26
Yvelines	0,08	0,08	0,72	14,38	19,49	23,86	8,87	9,62	6,71
Essonne	1,39	1,39	37,12	8	10,15	28,56	11,98	12,77	12,03
Hauts-de-Seine	1,01	1,01	2,81	17,78	13,86	28,06	14,03	16,93	6,29
Seine-Saint-Denis	1,77	1,77	4,37	17,59	23,76	19,52	8,77	9,89	12,38
Val-de-Marne	0,78	0,78	4,24	8,99	18,22	19,84	3,74	27,49	17,28
Val-d'Oise	0	0	0	21,51	3,38	6,09	10,47	0	17,95
Total	0,97	0,97	6,89	14,60	17,97	22,44	9,95	12,30	9,51
Écarts 2023/2024	5,69			4,48			-2,79		

	2022	2023	2024	2022	2023	2024
Département	Dont climatique incidents HTA et amont	Dont climatique incidents HTA et amont	Dont climatique incidents HTA et amont	climatique incidents BT	climatique incidents BT	climatique incidents BT
Seine-et-Marne	0	0	0	0,1	1,25	0,11
Yvelines	1,1	0,7	0,2	0,1	1,68	0,52
Essonne	0,2	0	23	0,1	0,70	9,18
Hauts-de-Seine	0	0	0	0	0,40	3,74
Seine-Saint-Denis	0	0	0	0,6	4,07	0,47
Val-de-Marne	0	0	0	0,4	0,21	1,80
Val-d'Oise	0	0	0	0	0	0
Total	0,31	0,19	2,91	0,24	1,94	2,21
Écarts 2023/2024	2,73			0,27		

Les interruptions de fourniture sur le réseau HTA

(Source Sigeif – CF007 interruptions longues HTA 2024)

2024 imprime de nouveau la tendance à la baisse de cet indicateur. Avec 4,94 incidents pour 100 km de HTA (aérien et souterrain confondus), cette année s'inscrit comme les précédentes dans la perspective d'atteinte de l'objectif du schéma directeur des investissements, qui est de moins de 4 incidents aux 100 km de réseau.

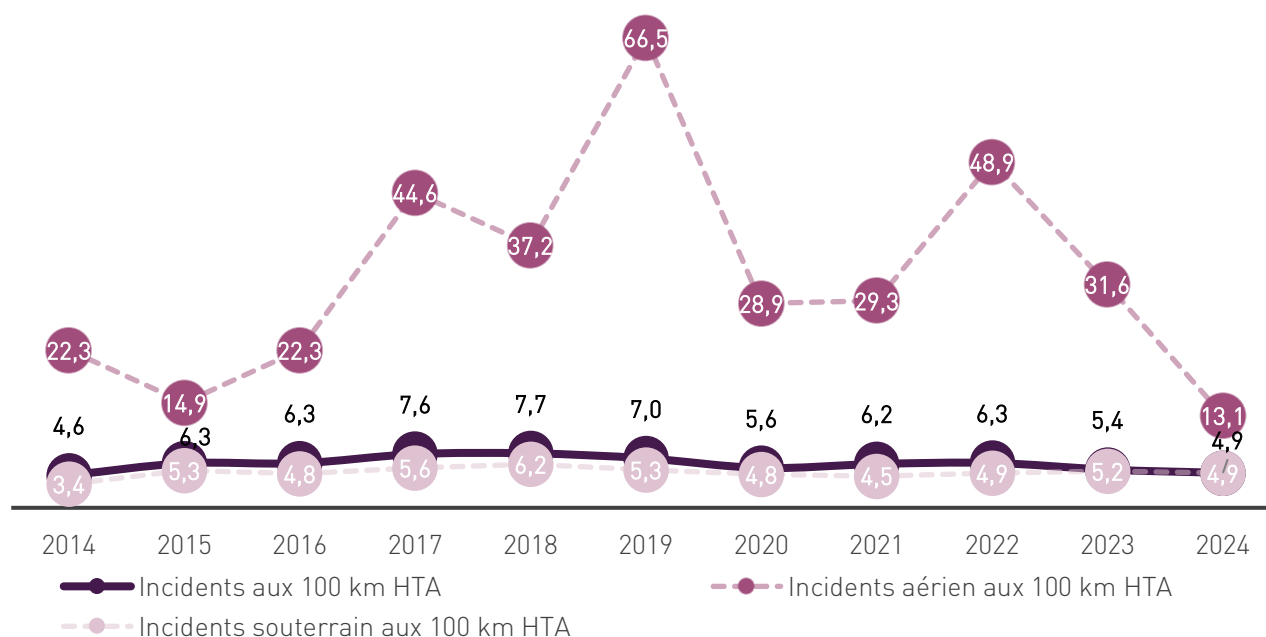
L'observation des résultats indique une diminution du taux en souterrain, 4,91 incidents/100 km, tout comme en aérien, 13,3 incidents/km, qui pèse cependant très peu dans le résultat global compte tenu de sa très faible représentation, 15 km, touchés par seulement 2 incidents.

Toutefois, la bonne tenue de cet indicateur est contrariée par son impact sur le critère B examiné précédemment : si les incidents HTA coûtent plus en critère B alors qu'ils sont

moins nombreux, c'est que leur durée augmente très sensiblement. Cet aspect interpelle considérablement le Sigeif qui attend du distributeur une analyse des causes à l'origine de ce phénomène et des actions correctrices, afin que la bonne tenue des ouvrages se traduise par un temps de coupure plus conforme aux exigences de l'ensemble des parties intéressées, usagers, collectivités et Syndicat.

200 incidents de toutes natures entraînant une coupure de plus de 3 minutes ont affecté le réseau HTA en 2024, soit 11 de moins qu'en 2023. Après la baisse substantielle de 2023 (- 43 incidents), cette nouvelle diminution s'inscrit dans une dynamique de baisse que le Syndicat souhaite voir se pérenniser, en tant qu'indicateur de la pertinence des orientations retenues dans les programmes pluriannuels d'investissement, et plus particulièrement de celles relatives au renouvellement des câbles les plus anciens et les plus exposés aux défauts, notamment les CPI. 9 départs HTA, contre 7 en 2023, alimentés par 6 postes sources différents, ont connu 3 incidents ou plus dépassant une durée de 3 minutes.

Graphique Q7 - incidents aux 100 km sur le réseau HTA



144 départs sur les 632 que compte la concession ont connu au moins un déclenchement⁸ au cours de l'année 2024 (22,8 % et 26,3 % en 2023). En valeur cumulée (1 seul et même client a été coupé plusieurs fois), le nombre de clients privés d'électricité se monte à 29 284.

7 postes sources alimentant la concession ont enregistré 10 incidents ou plus sur les départs qu'ils alimentent :

- ◇ Clichy-sous-Bois : 10
- ◇ Saules (Guyancourt) : 11
- ◇ Villeneuve-Saint-Georges : 11
- ◇ Robinson (Plessis-Robinson) : 12
- ◇ Sonnettes (Chennevières-sur-Marne) : 14
- ◇ Primevères (Sevran) : 20
- ◇ Massy : 26

Tableau Q8 - incident aux 100 km sur le réseau HTA

Nom du départ HTA	Nom du Poste Source	Communes	Aérien	Plein câble	Accessoire câble synthétique	Accessoire avec câble papier	Poste de transformation HTA	Pas de dégâts ou non identifié	Total
Grace 1	Robinson	Meudon et Vélizy-Villacoublay		3		1	1	1	6
Arcy	Saules	Bois-d'Arcy, Fontenay-le-Fleury et Saint-Cyr-L'École		3		2			5
Chatel	Sonnettes	Chennevières-sur-Marne et Ormesson-sur-Marne		4					4
Fur22	Primevères	Tremblay-en-France et Villepinte		1	1		1	1	4
Hibou	Buzenval	Garches					1	3	4
Radeau	Robinson	Bièvres et Verrières-le-Buisson		1				3	4
Saulx	Saules	Champlan, Saulx-les-Chartreux, Villebon-sur-Yvette	1	2		1			4
Chamoi	Sonnettes	Chennevières-sur-Marne et Ormesson-sur-Marne			1	2			3
Fleau	Primevères	Aulnay-sous-Bois			3				3
Total			1	14	5	6	3	8	37
Pourcentage			2,7 %	37,8 %	13,5 %	16,2 %	8,1 %	21,6 %	100 %

⁸ Déclenchement : fonctionnement des protections depuis le poste source, coupant l'alimentation d'un ouvrage HTA.

5 de ces départs étaient précédemment concernés par des défauts en 2023, (Fur 22, 2 fois, Saulx, Chamoi et Fleau 1 fois), tandis que le départ « Grace 1 » du PS de Robinson, était en 2022 et 2023, 3 fois impacté en raison d'accessoires défaillants. Plus en détail, ce départ, totalisant 13,4 km au total et plus de 10 km sur la seule concession du Sigeif, mériterait une attention et une surveillance particulière de la part du distributeur. Il est notamment constitué de 7 types de câbles différents, notamment 2 km de câbles papiers, entraînant la présence d'accessoires fortement impliqués dans les claquages, les « JTR », Jonction de Transitions Rubanées. Le Syndicat attend du concessionnaire que ces ouvrages fassent l'objet d'un examen précis et que des solutions soient trouvées afin de remédier à ces récurrences qui pénalisent en temps et en fréquence les usagers qu'ils alimentent.

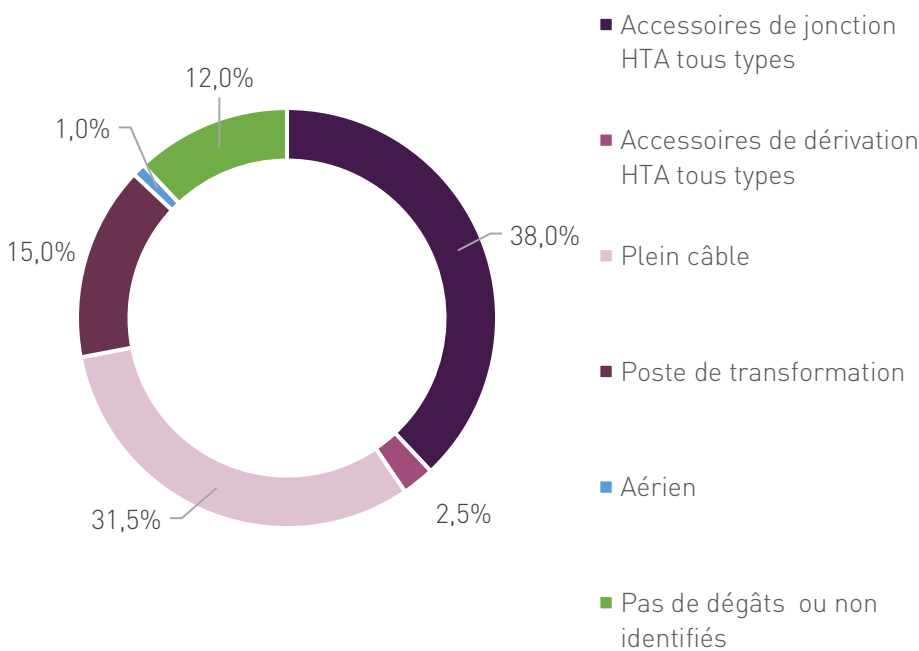
La cause principale de défauts réside dans ce qui est caractérisé par le terme « plein câble » : l'analyse ci-dessous concernant le siège des incidents permettra de mieux appréhender ce que recouvre ce vocable, travaux tiers ou avaries survenues sans cause externe avérée (câble agressé lors du déroulage entraînant une détérioration accélérée par exemple). Les déclenchements sans dégâts et sans cause identifiée représentent plus de 20 % en 2024, alors qu'ils ne pesaient que 8 % en 2023. Quant aux défauts sur câbles papiers, ils passent de 29,2 % en 2023 à 16,2 % en 2024.

Ces données ne concernent spécifiquement que ces 9 départs HTA.

Tableau Q9 - sièges des interruptions

Sièges	Nombre	%
Accessoires de jonction HTA tous types	76	38 %
Accessoires de dérivation HTA tous types	5	2,5 %
Plein câble	63	31,5 %
Poste de transformation	30	15 %
Aérien	2	1 %
Pas de dégâts ou non identifiés	24	12 %
Total	200	100 %

Graphique Q10 - sièges des interruptions



À l'origine des défauts, les accessoires de jonction constituent comme en 2023 la part la plus importante avec 38 %, suivis par les incidents caractérisés en « plein câble » avec 31,5 % (37,44 % en 2023). Décomposé, cet item « accessoires de jonction », est touché à 67 % (51 sur 76) par les incidents imputables à des accessoires de toutes natures impliquant des câbles papiers imprégnés (CPI). Viennent ensuite les déclenchements recensés sans dégâts ou sans identification, avec 12 % (8,5 % en 2023). Les postes de transformation (pour la partie HTA) concentrent 15 % des sièges, contre 9 % en 2023.



Tableau Q11 - causes des incidents

Nom du départ HTA	Grace 1	Arcy	Chatel	Fur22	Hibou	Radeau	Saulx	Chamoi	Fleau	Total	%
Nom du Poste Source	Robinson	Saules	Sonnettes	Primevères	Buzenal	Robinson	Saules	Sonnettes	Primevères		
Communes	Meudon et Vélizy-Villacoubly	Bois-d'Arcy, Fontenay-le-Fleury et Saint-Cyr-L'École	Chenneviers-sur-Marne et Ormesson-sur-Marne	Tremblay-en-France et Villepinte	Garches	Bièvres et Verrieres-le-Buisson	Champlan, Saulx-les-Chartreux, Villebon-sur-Yvette	Chenneviers-sur-Marne et Ormesson-sur-Marne	Aulnay-sous-Bois		
Défaillance matériel ou protection	-	-	-	-	1	2	-	-	-	3	8 %
Usure naturelle	4	5	2	2	1	1	2	3	2	22	59 %
Climatique	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	0 %
Fausse manœuvre	-	-	-	1	-	1	-	-	-	2	5 %
Travaux tiers	1	-	2	-	-	-	-	-	-	3	8 %
Chute de branches	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	3 %
Cause inconnue	1	-	-	-	1	-	-	-	-	2	5 %
Défaut de montage ou de conception	-	-	-	1	1	-	1	-	1	4	11 %
Total	6	5	4	4	4	4	4	3	3	37	100 %
Nombre de clients coupés sur la concession	172	1 178	5 143	72	4 647	7 298	7 950	2 386	438	29 284	
Nombre d'incidents 2023	1	-	-	2	-	-	1	1	1		

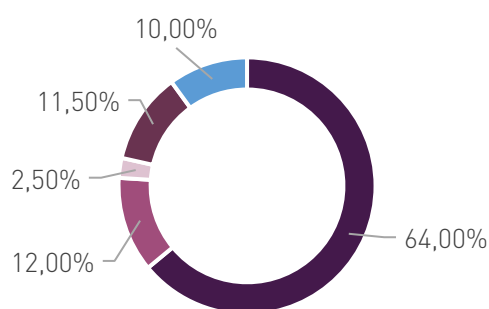
Ces 37 incidents HTA sont principalement dus à ce qui est appelé « usure naturelle » (59,5 % sensiblement comme en 2023), sans qu'il soit permis de confirmer la justesse de l'assertion : en effet, s'il est communément admis que l'âge d'un ouvrage influence les risques de défaillance, le Syndicat ne possède aucune information sur ce sujet. Cette cause - touchant généralement les accessoires de jonction - ne peut pas être mise en avant de

façon indifférenciée, quel que soit l'âge et la vétusté du câble concerné.

La somme cumulée des clients coupés à l'occasions de ces incidents atteint 29 284 (un seul et même client a été coupé plusieurs fois, mais ce chiffre indique à lui seul l'importance de ces incidents).

**Tableau et graphique Q11b –
causes des interruptions**

Causes	Nombre	%
Usure naturelle	128	64 %
Travaux tiers	24	12 %
Climatique	5	2,50 %
Défaillance humaine ou matérielle	23	11,50 %
Autres sièges	20	10 %
Total	200	100 %



- Usure naturelle
- Travaux tiers
- Climatique
- Défaillance humaine ou matérielle
- Autres sièges

À l'échelle des 200 incidents de l'année, le même constat peut être formulé : « l'usure naturelle » constitue les 2 tiers des causes d'incidents. Sans plus de précisions, il est difficile d'apprécier la part des incidents implicitement imputables à l'âge du réseau et à la nature des ouvrages, de ceux, possiblement prématurés au regard de leur date de mise en exploitation. Cependant, la constitution même des ouvrages incriminés (à l'instar du départ « Grace 1 »), composés de multiples natures de câbles et notamment de CPI, indique que les accessoires de jonctions anciens, de type JTR, pèsent un poids considérable dans les causes d'incidents. Les défaillances humaines (fausses manœuvres) ou de matériels ainsi que l'implication de tiers lors de travaux représentent environ 25 % des causes d'incidents, et ont respectivement été à l'origine de l'interruption de fourniture pour 25 716 et 15 925 clients. Les causes climatiques, en très faible nombre mais à l'impact majeur en raison de leur durée, et les causes diverses coûtent 12,5 % de l'ensemble.

Tableau Q12 - interruptions HTA sur incidents de plus de 10 heures

Nom du poste source	Nom du départ HTA	Durée (en mn)	Nombre de clients coupés	Siège	Cause
MASSY	BEAULI	609	154	Jonction HTA câble papier/câble synthétique (JTR)	Usure naturelle
SAULES	ARCY	750	231	Plein câble synthétique	Usure naturelle
ROBINSON	RADEAU	876	2 905	Plein câble synthétique	Usure naturelle
MASSY	SAULX	889	3 050	Jonction HTA rétractable à froid (JTRF)	Défaut de montage
PRIMEVERES	FOC 21	1 074	4	Pas dégât, éliminé avec manœuvres manuelles	Usure naturelle
SAULES	ARCY	1 547	242	Jonction HTA câble papier/câble synthétique (JTR)	Usure naturelle
EPINAY	ROCHPO	1 636	501	Plein câble papier	Usure naturelle
VILLENEUVE-SAINT-GEORGES	GRIS 21	2 131	2 448	Jonction HTA câble papier/câble synthétique (JTR)	Usure naturelle
RUEIL	2C19	2 522	6 157	Accessoire de dérivation HTA	Usure naturelle
MASSY	CHILLY	2 833	2 439	Poste HTA/BT : partie HTA	Condensation, inondation
PRIMEVERES	FORT 22	8 412	3	Jonction HTA câble papier/câble synthétique (JTR)	Plein câble papier

En 2024, 11 incidents (13 en 2023) ont duré plus de 10 heures, de 10 heures et 9 minutes à 140 heures, soit 6 jours. Cet incident particulier, entraînant une coupure si longue, pourra faire l'objet d'un échange avec le distributeur afin de comprendre ce qui empêche une remise en service plus rapide. Il a touché sur la concession, d'après les informations reçues, 1 client basse tension et 2 clients alimentés en HTA (postes de livraison).

Le Sigeif rappelle, comme les années précédentes, que la durée de coupure telle qu'exprimée dans le fichier CF-007, correspond à la durée maximale enregistrée,

jusqu'au rétablissement du dernier client raccordé sur le réseau incriminé. Il serait intéressant de disposer des chroniques de réalimentation de chacun de ses défauts, afin d'en observer la courbe et ainsi commenter les incidents à l'aune des remises en service des usagers.

Les mêmes remarques qu'en 2023 peuvent être formulées quant au bien-fondé des qualifications utilisées par Enedis : l'association « siège » et « cause » avec « plein câble synthétique » et « usure naturelle » est-elle appropriée ? L'« usure naturelle » d'un câble synthétique (type de câble le plus récent)

conduirait donc à des défauts « plein câble », sans agression extérieure, ni montage susceptible de constituer un point faible. Le Syndicat renouvelle sa demande d'éclaircissement à ce sujet.

3 postes sources ont des départs qui ont occasionné 2 fois des coupures de plus de 10h00 – PS Massy, Primevères et Saules – seul sur ce dernier, un même départ HTA est concerné : Arcy.

À propos des coupures pour travaux de plus de 6 heures

7 chantiers programmés (y compris d'éventuels travaux faisant suite à des incidents) ont causé plus de 10 heures (5 en 2023). 5 d'entre eux sont qualifiés d'exceptionnels, dont 4 ont une cause « coupure à la demande des autorités ou de GRDF », 1 « travaux urgents », un « déplacement d'ouvrage » et 1 seul dit « travaux délibérés ». Le classement en « travaux » de ces 5 cas traduit-il la situation ? Une mise en sécurité ne fit-elle pas à la suite d'un incident, indépendamment de son origine, interne ou non ?

Tableau Q13 - interruptions HTA sur incidents de plus de 100 000 NiTi

Nom du Poste Source	Nom du départ HTA	Communes concernées	NiTi de la concession	Siège	Cause
ROBINSON	RADEAU	Bièvres, Vélizy-Villacoublay et Verrières-le-Buisson	100 464	Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	Défaillance protection
VERSAILLES	SV 2	Versailles	105 794	Plein câble papier	Usure naturelle
MONTJAY	ARPENT	Noisy-le-Grand	105 990	Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	Installation de clients HTA
SAUSSET	SAGA	Mitry-Mory et Tremblay-en-France	109 000	Poste HTA/BT : partie HTA	Usure naturelle
LOUVECIENNES	L28	La Celle-Saint-Cloud et Le Chesnay-Rocquencourt	109 750	Transformateur HTA/BT	Usure naturelle
NEUILLY-SUR-MARNE	GRAMMO	Noisy-le-Grand	110 056	Poste HTA/BT : partie HTA	Usure naturelle
SONNETTES	VERGER	Chennevieres-sur-Marne et Ormesson-sur-Marne	112 441	Poste HTA/BT : partie HTA	Usure naturelle
BUZENVAL	HIBOU	Garches et Saint-Cloud	113 026	Poste HTA/BT : partie HTA	Usure naturelle
RICHARDET	TAMIER	Noisy-le-Grand	131 381	Poste HTA/BT : partie HTA	Usure naturelle
PRIMEVERES	FUSAIN	Aulnay-sous-Bois, Sevran et Villepinte	140 070	Poste HTA/BT : partie HTA	Usure naturelle
MITRY-MORY	MATERN	Mitry-Mory et Villeparisis	141 131	Jonction HTA câble synthétique/câble synthétique	Usure naturelle
BUZENVAL	HIBOU	Garches et Saint-Cloud	154 292	Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	Défaut de conception
SAULES	ARCY	Bois-d'Arcy, Fontenay-le-Fleury et Saint-Cyr-l'École	170 706	Jonction de Transition Rubanée HTA (synthétique/papier) - JTR	Usure naturelle
SAULES	ARCY	Bois-d'Arcy, Fontenay-le-Fleury et Saint-Cyr-l'École	171 750	Plein câble synthétique	Usure naturelle
EPINAY	ROCHPO	Épinay-sous-Sénart	177 372	Plein câble papier	Usure naturelle
PRIMEVERES	FAUX	Aulnay-sous-Bois, Sevran, Tremblay-en-France et Villepinte	190 546	Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	Installation de clients HTA
CLICHY-SOUS-BOIS	LONDR	Livry-Gargan et Sevran	198 893	Jonction de Transition Thermo rétractable HTA (synthétique/papier) - JT TH	Usure naturelle
VILLENEUVE-ST-GEORGES	BRASSE	Boissy-Saint-Léger et Limeil-Brévannes	209 821	Plein câble papier	Usure naturelle
RUEIL	2C19	Rueil-Malmaison et La Celle-Saint-Cloud	336 941	Accessoire de dérivation HTA ou BT	Usure naturelle
VILLENEUVE-ST-GEORGES	GRIS21	Boissy-Saint-Léger et Limeil-Brévannes	551 219	Jonction de Transition Rubanée HTA (synthétique/papier) - JTR	Usure naturelle
VILLENEUVE-ST-GEORGES	GRIS22	Boissy-Saint-Léger et Limeil-Brévannes	1 266 273	Jonction de Transition Rubanée HTA (synthétique/papier) - JTR	Usure naturelle

Alors que 2023 avait marqué une baisse de plus de 50 % des incidents causant plus de 100 000 NiTi, 2024 connaît à l'inverse une hausse de plus de 150 %, avec 21 occurrences. Les postes de distribution publique, les incidents sur les accessoires et les défauts plein câbles constituent les sources principales de défaillance à fort impact NiTi. Deux départs HTA, Arcy et Hibou, concernés par 2 défauts importants, pèsent plus de 342 000 NiTi pour l'un et près de 270 000 NiTi pour le second.

Les deux départs Gris 21 et 22 issus du poste source de Villeneuve-Saint-Georges ont quant à eux généré 551 219 et 1 266 273 NiTi à la suite de la défaillance d'accessoires de jonction de continuité (JTR), qualifiée d'usure naturelle.

Le départ Arcy du poste source Saules (Guyancourt) est évoqué à plusieurs reprises dans ce rapport. Les alertes répétées à son sujet de la part des élus des villes concernées et du Syndicat, ont conduit le distributeur à engager des études et finalement des travaux d'ampleur, afin de remédier aux défaillances multiples de cet ouvrage qui par sa structure particulière et sa vétusté, n'offrait pas de

possibilité de réalimentation. Les travaux terminés dans la deuxième partie de l'année 2025 devraient permettre de constater l'amélioration tant attendue par les usagers.

Les interruptions de fourniture sur le réseau basse tension

Le réseau basse tension est celui que chaque usager connaît sur ses propres installations, donc le plus aisément transposable pour comprendre les phénomènes qui peuvent le perturber, et les conséquences que cela occasionne. Par conception, ce réseau n'est pas redondant et se trouve dans l'immense majorité des cas dépourvu de solution alternative lorsque survient un incident. La part que prend la basse tension dans le temps de coupure est aujourd'hui très supérieure aux autres domaines de tension, qu'il s'agisse du réseau public de distribution (RPD dans lequel on trouve tous les ouvrages en concession et les postes sources) ou du réseau public de transport (RPT).

C'est pourquoi, comme l'y enjoint le contrat de concession, le Sigeif observe, audite et analyse les divers aspects qui concourent à la suspension de fourniture : travaux (modification de structure, impossibilité technique de maintenir les ouvrages sous tension), coupures sur incidents, maintenance lourde (indépendamment de la méconnaissance qu'a le Sigeif des programmes du distributeur dédiés à cette fin).

Dans ce cadre, sont examinés :

- ◇ Les sièges des incidents
- ◇ Les causes des incidents
- ◇ Le nombre des incidents aux 100 km
- ◇ La durée moyenne des coupures
- ◇ La persistance et la récurrence des pannes
- ◇ Les 5 communes les plus touchées
- ◇ Les coupures pour travaux

Graphique Q14 - incidents de plus de 100 000 NiTi

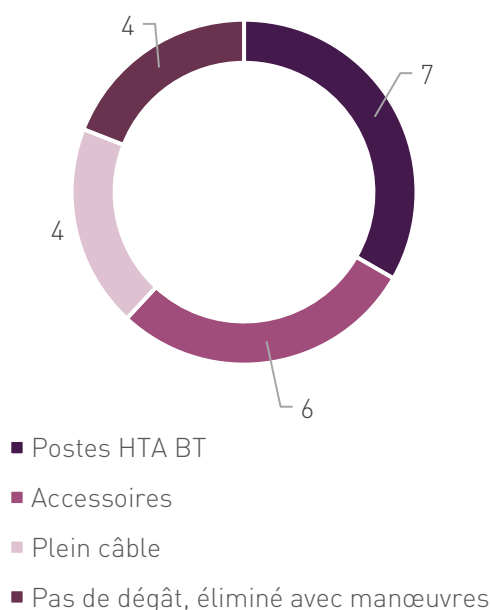


Tableau Q15 - interruptions longues BT : sièges des incidents par département (HIX)

	Départements						
Siège de l'incident 2024	Total	77	78	91	92	93	94
Accessoire de branchement BT	76	1	28	6	26	10	5
Accessoire de dérivation HTA ou BT	3	-	1	-	1	1	-
Accessoire de jonction BT	71	1	35	4	20	11	-
Accessoire de Jonction BT pour câble CPI	4	-	-	2	2	-	-
Attache	8	-	-	5	-	3	-
Autres accessoires BT	86	2	27	5	21	19	12
Boîte de coupure souterraine BT	24	-	9	3	2	10	-
Coffret hors sol BT	136	5	41	23	31	32	4
Conducteurs nus rompus, faible section	11	-	1	4	2	3	1
Conducteurs nus rompus, hors faibles sections	39	4	10	2	2	17	4
Contact entre conducteurs	20	1	3	5	3	7	1
Armements	4	-	4	-	-	-	-
Incidents BT avec siège sur branchement BT	20	3	4	2	-	9	2
Isolateur	2	2	-	-	-	-	-
Ligne à conducteurs isolés	38	1	18	3	1	13	2
Pas de dégât : éliminé avec manœuvres manuelles	3	-	1	1	-	1	-
Pas de siège	16	1	-	2	-	12	1
Plein câble neutre périphérique	2	-	-	-	1	1	-
Plein câble papier	25	-	7	8	8	2	-
Plein câble synthétique	102	4	27	15	27	25	4
Poste HTA/BT: partie BT	306	17	66	51	61	92	19
Raccord, pont, bretelle	51	6	7	7	3	27	1
Raccordement matériel - Extrémité BT	5	-	3	1	1	-	-
Remontée aéro-souterraine : câble	26	3	-	3	1	19	-
Remontée aéro-souterraine BT - Extrémités	21	1	4	2	-	13	1
Rupture de neutre aérien	23	4	6	2	-	9	2
Rupture de neutre souterrain	13	2	2	-	1	4	4
Siège en attente d'identification ou non identifié	48	-	18	8	20	1	1
Support béton	3	-	-	-	-	-	3
Support bois	3	-	1	-	-	1	1
Support métallique	1	-	-	1	-	-	-
Transformateur HTA/BT	37	3	5	4	8	16	1
Total	1 227	61	328	169	242	358	69

En 2024, 1 227 incidents BT supérieurs à 3 minutes (HIX) ont émaillé l'alimentation de la concession, 1 305 si l'on considère le périmètre

« toutes causes confondues », alors qu'en 2023, 945 incidents TCC avaient été enregistrées dans les bases d'Enedis. C'est donc d'un accroissement de 38 % du nombre

d'incidents dont il s'agit. Les incidents à caractère exceptionnel sont passés de 48 en 2023 à 84 en 2024.

Le Syndicat indique qu'il examinera les incidents autres qu'exceptionnels, à la fois en raison de leur volume dont la croissance atteint 75 %, et également parce que le nombre d'incidents dans son acception HIX justifie un examen en particulier.

La partie basse tension des postes de distribution publique (en aval du transformateur) continue de peser considérablement, puisqu'elle représente comme en 2023 le quart des sièges des incidents. Si l'on ajoute les transformateurs au nombre de 37, les postes sont impliqués en grand nombre sans que le Sigeif puisse identifier ce qui conduit à ce résultat. Des audits à venir sur les incidents permettront d'appréhender plus en détail par famille de sièges les origines des défauts, pour mesurer

les actions correctrices ou préventives mises en œuvre par le distributeur pour en atténuer les effets.

Le réseau aérien a subi 229 incidents (256 en 2023), et pèse 18,7 % du total des pannes enregistrées, soit 10 % de moins que l'année précédente. Cette baisse devra toutefois être confirmée afin de valider l'impact effectif des opérations de renouvellement et d'enfouissement sur la réduction de la part des ouvrages aériens. Les accessoires sont au nombre de 193 (15,7 %) tandis que les câbles concentrent 155 incidents (12,6 %), soit 348 événements pour le réseau, soit 28,4 %, ce qui constitue un pourcentage presque identique à 2023 (29,7 %).

Les pannes qui ont concerné les accessoires, hors dommages à ouvrage augmentent, passant de 100 à 185, et celles qui ont touché les câbles, toujours hors dommages aux

Tableau Q16 - interruptions longues BT : causes de l'incident par département

Cause de l'incident \ Département	Total	77	78	91	92	93	94
Abattage insuffisant	1	1	-	-	-	-	-
Autres animaux	11	-	2	2	3	1	3
Autres travaux de tiers (arrachages, ...)	89	5	18	13	18	27	8
Cause inconnue : par orage	1	-	1	-	-	-	-
Chute d'arbre par vent	11	2	1	1	2	4	1
Chute de branche par vent	2	-	-	-	-	2	-
Condensation, inondation	11	-	3	6	1	1	-
Conducteurs déréglés	5	-	2	-	3	-	-
Corps étranger	4	-	2	2	-	-	-
Coup de foudre	3	-	-	-	-	-	3
Défaillance protection	15	2	5	4	3	1	-
Défaut de conception	12	-	3	1	-	8	-
Défaut de montage / tirage	9	-	2	-	4	3	-
Dépassement de capacités électriques	291	16	68	40	69	82	16
Effort anormal par tempête de vent ou de pluie	6	-	2	1	-	2	1
Élagage insuffisant	7	-	5	-	-	2	-
Fausse manœuvre	4	-	1	-	1	-	2
Oiseaux	8	2	-	-	-	6	-
Travaux de tiers - Élagage ou abattage	4	-	-	1	-	3	-
Usure naturelle	732	33	213	97	138	216	35
Total	1226	61	328	168	242	358	69

Tableau Q17 - nombre d'incidents, coupures pour travaux, population et longueur de réseau

Département	Incidents + travaux	Incidents	Travaux	% Incidents	% Travaux	% Population	% Réseau BT	Longueur réseau BT en km
Seine-et-Marne	102	66	36	5,1 %	6,2 %	7,6 %	9,3 %	507
Yvelines	466	340	127	26,0 %	21,9 %	25,4 %	24,2 %	1 316
Essonne	275	193	82	14,8 %	14,2 %	12,4 %	16,0 %	870
Hauts-de-Seine	322	254	68	19,5 %	11,7 %	18,2 %	13,7 %	743
Seine-Saint-Denis	580	377	203	28,9 %	35,1 %	30,6 %	29,6 %	1 606
Val-de-Marne	137	75	62	5,8 %	10,7 %	5,4 %	7,0 %	380
Val-d'Oise	1	-	1	0 %	0,2 %	0,2 %	0,2 %	13
Total	1 883	1 305	579	100 %	100 %	100 %	100 %	5 434

ouvrages causés par des tiers ou par malveillance, passent de 69 à 96. Les incidents « plein câble papier » sont au nombre de 22 en 2023, 25 en 2024. Cela montre, par un autre biais, le besoin structurel de maintenir une forte pression sur le levier du PPI qui prévoit le renouvellement des « câbles papier imprégné » et des nombreux accessoires de raccordement qui les composent.

Les informations données par les chiffres du tableau Q17 montrent la cohérence qu'il y a entre le nombre d'incidents, la population et la longueur de réseau de chacun des départements (plus exactement des villes adhérentes au Sigeif de chaque département). Par exemple, le département des Yvelines a subi 26 % de l'ensemble des pannes de la concession : il représente par ailleurs, 25,4 % de la population, et 24,2 % de la longueur totale du réseau basse tension. Le département de la Seine-Saint-Denis, touché par 28,9 % des incidents, rassemble 30,6 % de la population et 29,6 % du réseau BT.

Bien que d'autres facteurs influencent le nombre de défaillances, comme cela est examiné par ailleurs, une corrélation apparaît avérée, pour chacun des départements, entre ces défaillances, le linéaire de réseau et la population desservie, autrement dit le nombre de clients. Les coupures liées aux travaux s'inscrivent globalement dans la même logique.

Tableau Q17b - par grandes familles de causes

Cause des incidents	Nombre	%
Usure naturelle	732	59,7
Dépassement de capacités électriques	291	23,7
Autres travaux de tiers (arrachages, ...)	89	7,3
Autres	114	15,6

À l'exception des dommages causés par les tiers, toutes les autres causes augmentent. Ce qui est qualifié d'« usure naturelle » progresse en valeur absolue, passant de 452 à 732, mais également en pourcentage, de 47,8 % en 2023 à 59,7 % en 2024, corroborant toutes les données qui indiquent le besoin de renouveler les ouvrages et les accessoires les plus vétustes et qui marquent une accélération de leur incapacité à assurer une desserte de qualité. Le dépassement des capacités électriques montre une hausse, de 207 cas en 2023 à 291 en 2024, après avoir connu deux années, 2022 et 2023 en baisse. Alors qu'il ne semble pas que le bilan météorologique (variation sensible des températures occasionnant des charges supplémentaires sur les réseaux par exemple) de l'année écoulée puisse expliquer cette hausse, comment comprendre ce phénomène ? S'agit-il d'augmentations de puissances liées à des transferts de sources d'énergie (du gaz vers l'électricité), ou à des raccordements imposés

par de nouveaux usages (véhicule électrique, climatisation par exemple) ? Il est relevé pour cette catégorie de causes d'incidents que les mois d'hiver en concentrent 48 % (140 occurrences), tandis que les mois d'été n'en comptent que 15 % (43 incidents). En 2023, les incidents de cette période hivernale avait conduit le Sigeif à formuler cette remarque qui reste d'actualité : « ce constat appelle l'attention du Syndicat, notamment sur la complémentarité des énergies pendant l'hiver. Il est également dans l'intérêt du concessionnaire de soutenir les autres énergies dans un territoire dense, avec un patrimoine gazier de qualité et un potentiel de géothermie conséquent ». Toujours pour cet item, certaines occurrences ne concernent apparemment qu'un seul et même défaut : il est probable que plusieurs remplacements de fusibles à intervalles réguliers d'une ou plusieurs journées, conduisent *in fine* à révéler un incident réseau.

Plus à la marge, les défauts de conception ou de montage/tirage au nombre de 21 (15 en 2023) et les 15 défaillance de protection (7 en 2023) méritent cependant l'attention du distributeur.

Enfin, les DO (dommages aux ouvrages)

survenus à l'occasion de travaux de tiers (sur des canalisations souterraines) baissent en pourcentage et se maintiennent en nombre. Le Sigeif est totalement engagé avec ses concessionnaires Enedis et GRDF afin de promouvoir les techniques de travaux avec tranchées (VIG4E) qui permettent de sécuriser au maximum les risques pour les intervenants, les tiers et les réseaux. Le Syndicat agit également auprès de ses communes adhérentes dans le cadre du projet « balises de sécurité », complément de bonnes pratiques, aujourd'hui indispensable aux dispositions législatives encadrant les travaux. En 2024, l'absence de DO aurait permis d'éviter 360 heures de coupures cumulées, et 4 386 clients de la concession de ne pas être privés d'énergie.



Visites de chantier lors des Semaines de la Prévention



Balises de sécurité 2024-2030

Concernant la réduction des endommagements des réseaux du territoire du Sigeif, notamment durant une période de grands travaux pour l'organisation des Jeux olympiques et paralympiques, l'année 2024 a été en quelque sorte couronnée de médailles :

- 223 DO (avec fuites enterrées) sur le réseau de distribution publique de gaz, soit - 23,1 %, par rapport à l'année 2023.
- 102 DO sur le réseau de distribution publique d'électricité, soit - 11,3 %, par rapport à l'année 2023.

Comme gestionnaires de la voirie et maîtres d'ouvrage, les collectivités doivent prendre pleinement conscience de leur rôle crucial dans la réduction durable des dommages aux ouvrages. Afin de les y aider, l'Observatoire régional DT-DICT Île-de-France, en partenariat avec GRDF, Enedis et le Pôle Énergie Île-de-France, propose un mémento de bonnes pratiques intitulé

Balises de Sécurité 2024-2030.

Ce guide propose des actions simples et de bon sens, sans surcoût financier, à mettre en œuvre par les services techniques pour respecter les obligations du décret du 5 octobre 2011.



Scannez
le QR Code
pour télécharger
le guide

Parmi ces actions, figurent :

- le tout nouveau module mis en œuvre par GRDF pour vérifier, grâce à l'intelligence artificielle, les marchés de maîtrise d'œuvre et de travaux ;
- une cartographie en temps réel des chantiers selon différents niveaux de

criticité, facilitant ainsi l'organisation des visites de chantiers pour les gestionnaires de voirie ;

- la sensibilisation des acteurs à la formation relative à l'autorisation d'intervention à proximité des réseaux (AIPR) ;
- l'information aux particuliers par le biais des permis de construire, afin d'améliorer la connaissance des risques.

Ce dispositif s'avère très efficace.

Les 114 collectivités du Sigeif qui souscrivent à cet outil ont réussi à diviser jusqu'à trois fois le nombre d'endommagements dans leur territoire. C'est en plus une réduction conjointe des risques affectant la sécurité des personnes et des biens, les risques environnementaux et les coûts.

Les matinales organisées au sein des préfectures d'Île-de-France pour le lancement de la phase 2 de « Balises de sécurité » ont rencontré un véritable succès. De nombreuses collectivités et entreprises étaient présentes, ce qui témoigne de l'intérêt croissant des parties prenantes pour cette initiative unique en France.

Un nouveau décret pour renforcer la sécurité des réseaux et améliorer la précision des données

La réglementation « anti-endommagement » ne cesse d'évoluer au fil des années. Le décret n° 2024-1022 du 13 novembre 2024 vient modifier sur la base de retours d'expérience certaines dispositions déjà existantes. Ce dernier renforce un peu plus la sécurité des travaux à proximité des réseaux et améliore la précision des données transmises.

Transmission des relevés topographiques

Désormais, tous les ouvrages non identifiés découverts lors de travaux doivent obligatoirement faire l'objet d'un relevé topographique, à transmettre aux autorités compétentes. Cette mesure vise à enrichir et à actualiser la cartographie des réseaux abandonnés ou non documentés, réduisant ainsi les risques liés aux infrastructures

inconnues. Elle permet également de mieux anticiper les interventions futures, en fournissant aux exploitants des informations fiables et à jour sur les réseaux existants.

Données de localisation en cas de multi-exploitants

Le décret clarifie la transmission des données lorsque plusieurs exploitants partagent un même fourreau. Ce dispositif optimise la coordination des différents acteurs, en facilitant l'accès aux informations essentielles pour les intervenants.

Ainsi, chaque exploitant peut mieux connaître la configuration exacte des infrastructures partagées, ce qui réduit les risques d'endommagement lors des travaux. La précision accrue des données de localisation est également cruciale pour une gestion plus efficace des infrastructures, dans un contexte de densification urbaine et de multiplication des réseaux.

Renforcement des sanctions

Le décret prévoit également des sanctions renforcées pour les intervenants ne respectant pas la réglementation anti-endommagement : amendes administratives proportionnées à la gravité de l'infraction :

- responsabilité civile et pénale, incluant des peines de prison dans les cas les plus graves ;
- indemnisation des tiers, qu'il s'agisse de dommages matériels, financiers ou corporels ;
- suspension ou retrait d'autorisation pour une entreprise sujette aux dommages.

Cette mesure a pour objectif de responsabiliser davantage les acteurs impliqués dans la gestion des travaux, afin de prévenir les incidents qui peuvent avoir des conséquences graves, tant humaines que financières ou environnementales. En cas de non-respect des règles, les sanctions sont plus sévères, ce qui incite les entreprises à mettre en place des pratiques rigoureuses et à se conformer aux exigences de sécurité.

Les Semaines régionales de la prévention des dommages aux ouvrages (SdP)

Depuis sa publication en octobre 2011, le décret communément appelé « anti-endommagement » a permis de diviser de moitié les dommages aux ouvrages du réseau de distribution publique de gaz.

Toutefois, comme évoqué précédemment de nombreuses pratiques accidentogènes perdurent : emploi inapproprié d'outil mécanique à l'approche des réseaux, des investigations non réalisées, le maintien du marquage/piquetage...

Le Sigeif a pris la mesure de ces difficultés persistantes. En effet, depuis 2021, il participe aux « Semaines régionales de la prévention », organisées par l'Observatoire régional DT-DICT en Île-de-France.

Enfouissement de réseaux électriques aériens, pose d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE), travaux sur le réseau d'eau potable, requalification de la voirie, réseaux de chaleur... sont autant d'exemples de chantiers qui, chaque année, peuvent faire l'objet d'une visite par les agents du Sigeif.

En raison de l'accueil des Jeux Olympiques et Paralympiques, durant l'été 2024, ces visites se sont tenues entre le 23/09 et le 31/10. Cependant, certains aspects fondamentaux pour garantir la sécurité des personnes et des biens restaient encore non pris en considération par toutes les parties prenantes : classe et échelle des plans des réseaux non sensibles, présence du compte-rendu de marquage/ piquetage des réseaux avant terrassement, qualité et maintien du marquage tout au long du chantier.

En juin 2023, une vingtaine de ces visites avaient été effectuées avec l'apport d'une solution mobile : PREVYS. Grâce à celle-ci, une fois validé, le compte rendu est automatiquement proposé à la signature des

participants de la visite, autorisant ensuite l'édition de statistiques.

Les éléments relevés par l'Observatoire régional DT-DICT en Île-de-France, sur la base de 1 895 visites (un record), s'avèrent également très instructifs, notamment si l'on s'attarde sur les constats du panel de référence dit « expert » :

- Un chantier sur quatre a commencé sans avoir obtenu toutes les réponses aux questions posées sur des réseaux sensibles.
- Si aucun salarié n'est pourvu d'une habilitation AIPR sur le chantier, le taux de conformité est de 25 %.
- Lorsque le compte-rendu de marquage-piquetage est présent sur le chantier et signé par le maître d'ouvrage et l'entreprise de travaux, la conformité globale du chantier atteint alors des sommets : 98 %.

La trentaine de visites menées par le Sigeif ont permis de constater une amélioration notable dans la formation et la délivrance de l'Autorisation d'Intervention à proximité des Réseaux (AIPR) mais des faiblesses quant à :

- La présence de classe et d'échelle dans les plans des réseaux (éclairage public, assainissement, télécommunication)
- La présence du compte-rendu de marquage-piquetage sur le chantier,
- La réalisation systématique des fuseaux d'incertitude de tous les réseaux sur le sol avant et pendant le chantier.

Ces éléments sont consultables dans le tableau I3 « Bilan des visites réalisées par le Sigeif en 2024 »

Plus d'informations sur le site Construire sans détruire : reseaux-et-canalisation.ineris.fr
Les dispositions relatives à la réglementation « anti- endommagement » des réseaux sont détaillées dans les fascicules suivants :

Chronologie décret "anti-endommagement "

2011

Enregistrement des réseaux sur le guichet unique

- Coordonnées des exploitants de réseaux
- Référencement des ouvrages (sensibles ou non)
- Zones d'implantation

2018

AIPR

- Contrôle des compétences des personnes intervenant à proximité des réseaux

2012

Mise en vigueur du décret "anti-endommagement"

- Obligation de consulter le guichet unique
- Utilisation des Cerfa DT DICT
- Récépissés avec plans (A, B ou C)
- Principe des investigations complémentaires (IC)
- Marquage/piquetage
- Récolements géoréférencés
- DT dans les DCE

2020

Cartographie en classe A

- Réseaux sensibles en zone urbaine
- Investigations complémentaires obligatoires (si demandées par l'exploitant pour MOA)

2026

PCRS/CLASSE A

- Pour tous les types de réseaux (sensibles ou pas)
- Zones urbaines et rurales
- Cartographie en classe A pour les réseaux non sensibles en zones urbaines

2014

Libre circulation de l'information

- Échanges dématérialisés entre plateformes
 - réseaux sensibles
 - réseaux non sensibles (> 500 km)
 - si courriel référencé dans le guichet unique

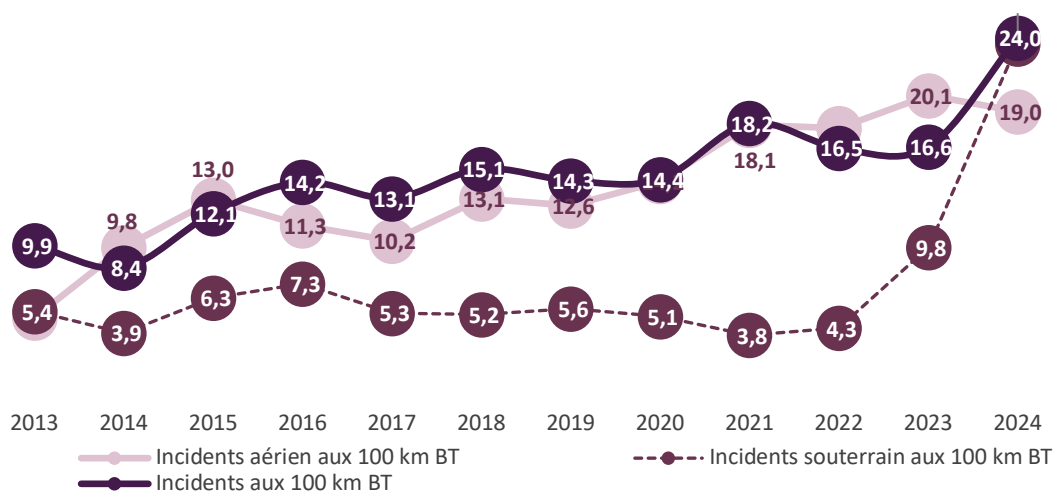
- Fascicule 1 – Dispositions générales,
- Fascicule 2 – Guide technique,
- Fascicule 3 – Formulaire et autres documents.

Nombre d'incidents basse tension aux 100 km

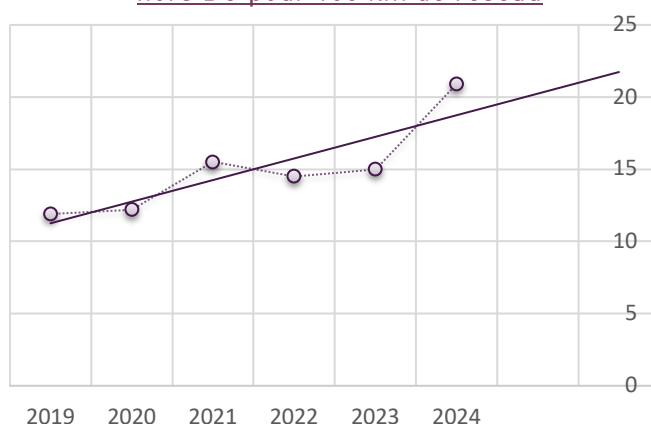
Les mêmes causes produisant les mêmes effets, le nombre d'incidents aux 100 km de réseau basse tension poursuit sa croissance, comme le critère B poursuit la sienne, et ce, de bien mauvaise façon. Cet indicateur dont l'objectif assigné dans le contrat de concession est de 8 incidents pour 100 km de réseau, atteint en 2024 la valeur de 24, soit près de 8 de plus qu'en 2023. Seul le réseau aérien perd 5 %, et se monte à moins de 20 incidents pour 100 km, avec 19 incidents. Même en retirant les événements exceptionnels, ces valeurs dépasseraient très sensiblement celles des années précédentes.



Graphique Q18 - nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau



Graphique Q18b - nombre d'incidents BT hors DO pour 100 km de réseau



La durée moyenne des coupures

La durée moyenne de coupure des incidents est très stable, passant de 302 minutes en 2023 à 296 minutes en 2024, soit 5 heures. Ce résultat, bien qu'en très légère baisse, conserve un niveau élevé, le second de ces 13 dernières années. Cependant, il marque une rupture dans sa décomposition entre les 3 parties des ouvrages considérés dans cette indicateur, les postes de distribution publique, les réseaux aérien et souterrain. Les deux derniers marquent une diminution notable, l'aérien passant de 292 à 215 minutes, le souterrain de 370 à 345 minutes. En l'état des informations connues du Sigeif, difficile de préciser les raisons qui en sont à l'origine. Il sera déterminant de savoir si les bénéfices attendus des données collectées par le compteur intelligent permettent au distributeur de mieux appréhender la nature et le lieu précis de l'incident. Si tel est le cas, cette tendance ne pourra être que confirmée. En revanche, les temps de coupures des pannes qui affectent les postes de distribution croissent considérablement, de presque une heure en moyenne. Lorsque le défaut touche le transformateur, la durée moyenne se monte à 239 minutes [263 minutes en 2023], alors que,

lorsqu'il s'agit de l'aval de celui-ci (tableau de répartition basse tension ou raccordement d'un câble réseau), elle atteint 270 minutes (201 minutes en 2023). Quelles particularités ou quels événements caractéristiques a rencontré Enedis pour connaître une augmentation de plus d'une heure d'interruption de fourniture en moyenne lorsqu'est survenu un défaut sur cette partie du poste de transformation ?

Les 5 communes les plus touchées

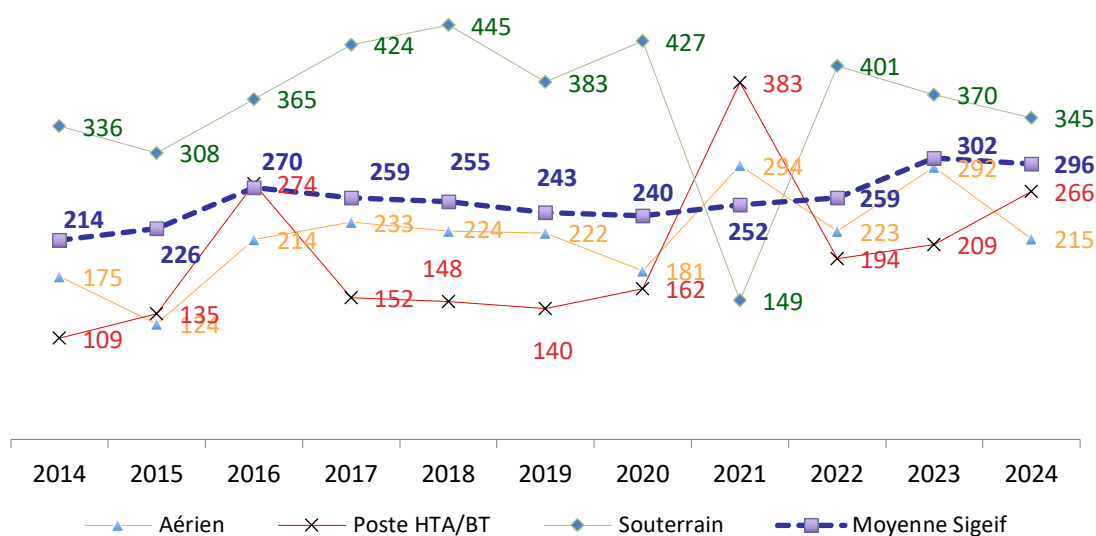
Les villes les plus peuplées et comptant le plus d'usagers sont fortement concernées par le nombre d'incidents. Cependant, suivant la tendance globale de hausse des pannes en 2024, il est constaté de fortes augmentations dans certaines d'entre elles :

- ◇ Versailles, 104 incidents (63 en 2023)
- ◇ Rueil-Malmaison, 96 incidents (40 en 2023)
- ◇ Massy, 44 incidents (14 en 2023)

D'autres en revanche, diminuent dans de moindres proportions :

- ◇ Aulnay-sous-Bois, 62 incidents (76 en 2023)
- ◇ Le Blanc-Mesnil, 55 incidents (60 en 2023)

Graphique Q19 - durée moyenne des coupures sur incidents basse tension



Analyse du réseau des communes avec plus de 40 incidents en 2024 selon les 3 critères ci-dessous (sans avoir fait de distinction ni si sur les causes, ni sur les sièges des incidents) :

- 1 Le pourcentage de réseau souterrain avant 1981 par rapport à la longueur totale de réseau sur la commune (soit peu ou prou l'arrivée des câbles synthétiques) et le nombre de défauts aux 10 km.**

Dans ce premier cas, la commune de la Celle-Saint-Cloud a connu 42 incidents et détient le record de réseau anté 81, avec 74 % de la longueur totale. Dans le même temps, avec 4,9 incidents aux 10 km, c'est la ville qui a le plus fort taux, suivi de Rueil-Malmaison avec 3,63 incidents (71,6 % de réseau anté 81). Les 3 autres communes qui plus possèdent plus de 60 % de réseau de cet âge ont, excepté Massy qui est comparable, un taux d'incidents qui dépassent le taux moyen aux 100 km. Difficile de ne pas voir les effets que produisent les ouvrages « papiers imprégnés » en termes de défauts. Aulnay-sous-Bois, dont le taux d'incidents est sensiblement égal à celui du Sigeif, ne possède que 33 % de réseau ancien, et son réseau aérien pèse plus du tiers du total.

- 2 La longueur de réseau totale et le nombre de pannes.**

Sans surprise, la longueur totale de réseau influence directement le taux d'incidents aux 100 km. Les deux communes de Versailles et Rueil-Malmaison, les plus impactées avec respectivement 104 et 96 défauts enregistrés ont des taux de 4,1 et 3,63 incidents aux 100 km. Versailles, grâce notamment au programme de renouvellement du réseau aérien nu, compte moins de 50 % d'ouvrages âgés de plus de 44 ans. Toutefois, en raison d'un linéaire particulièrement important, estimé à 122 km, cette situation continue d'influer sur le nombre de défaillances observées. À l'inverse, Rueil-Malmaison, bien que disposant d'un linéaire de réseau trois fois

inférieur, présente le taux de défaillances le plus élevé, en cohérence avec les éléments précédemment exposés. Enfin, Aulnay-sous-Bois confirme que, malgré sa position de troisième commune en termes de linéaire de réseau BT, la part significative de réseau aérien y présente un comportement satisfaisant, lui permettant d'atteindre les résultats mentionnés précédemment.

- 3 Le nombre de clients comparé à la charge des réseaux BT et le nombre de pannes.**

Dans cette comparaison de nouveau, la Celle-Saint-Cloud s'illustre également. Alors que cette commune compte le moins de client des 9 observées, de nouveau, la vétusté des ouvrages apparaît déterminante dans le

La commune de Maisons-Laffitte par exemple, dotée d'un réseau plus récent (- 45 %, seul 40 % date d'avant 1981), mais supérieure en clients et en longueur de réseau (+ 38 % et + 30 %) montre l'impact déterminant de l'âge des ouvrages.

Au risque d'énoncer une évidence communément admise, il ne semble pas souffrir de contestation que l'ancienneté des ouvrages, leurs technologies et leur vieillissement influencent directement la qualité de la fourniture d'électricité. Le renforcement du levier spécifique de leur renouvellement dans notre PPI constituera un enjeu majeur pour les années à venir et la satisfaction de nos collectivités et des usagers.

Graphique Q20 – liste des communes ayant enregistré le plus grand nombre d'incidents

Communes	Supérieur à 40 incidents par an				Plus fort % de réseau anté 1981				
	Nombre d'incidents	Nombre de clients	Inc/clients	Longueur Totale	Nombre de défauts pour 10 km de réseau	Aérien	% Aérien/Lg totale	Souterrain anté 1981	% Sout anté 1981/Lg totale
La Celle-Saint-Cloud	42	10 267	0,4	84 797	4,9	10 720	12,6	62 737	74
Rueil-Malmaison	96	47 136	0,2	264 488	3,6	37 715	14,3	189 429	71,6
Meudon	40	26 506	0,15	119 267	3,4	6 277	5,3	80 224	67,3
Saint-Cloud	41	17 480	0,23	88 508	4,7	-	-	55 760	63
Massy	44	28 399	0,15	144 399	2,8	12 336	8,5	88 260	61,1
Versailles	104	50 581	0,2	252 617	4,1	8 098	3,2	121 839	48,2
Le Blanc-Mesnil	55	26 344	0,16	166 157	3,3	47 716	28,9	75 618	45,8
Maisons-Laffitte	44	14 151	0,31	109 999	4	32 888	29,9	43 544	39,6
Aulnay-sous-Bois	62	35 171	0,18	248 103	2,5	91 033	36,7	81 343	32,8

Les coupures pour travaux

(source, Sigeif-2024-CF-007 Interruptions Longues HTA, Sigeif-2024-CF-008 Interruptions longues BT, 20062025 TST BT Sigeif 2024)

Les coupures subies par les usagers proviennent des incidents, et également des travaux programmés. Dans ce cas, un délai de prévenance est observé, et chacun des clients est averti du jour, de l'heure et de la durée prévisionnelle de l'interruption. Ces coupures, pèsent très fortement sur le résultat global du critère B, tant par leur nombre que leur durée. C'est pourquoi le Syndicat a initié un nouvel audit spécifique sur cet aspect. Dans ce chapitre, sont examinées les coupures longues (supérieures à trois minutes) dues aux travaux HTA, aux travaux BT, et pour ce domaine de tension, chacune de ses composantes, les postes HTA/BT, le réseau (aérien et souterrain) et les branchements.

Coupures HTA pour travaux

66 coupures (hors événements exceptionnels) pour travaux dont l'origine est estampillée HTA, ont été relevées par Enedis. 5 d'entre elles ont occasionné plus de 100 000 NiTi, dont une motivée par des « travaux urgents avec mise en sécurité décidée par Enedis », suivant le vocable du distributeur (ce type de dossier s'exonère de fait du délai de prévenance évoqué plus haut). Ces affaires ont directement affecté l'alimentation de 3 886 clients avec des durées allant de plus de 6 heures à 10 heures. Les postes de distribution publique constituent le siège de ces coupures 45 fois (68 %). À 17 reprises, un quart des cas, les interruptions de fourniture ont été justifiées par le besoin de « mise en sécurité décidée par Enedis » : pourquoi dans ces conditions, ne pas classer ces affaires en « incidents » ? Quelles impositions justifiaient ces décisions ? Des précisions déjà formulées auprès d'Enedis sont

attendues afin de comprendre pourquoi et dans quelles conditions ces choix sont opérés.

Coupures basse tension

En 2024, 579 coupures TCC ont été enregistrées, soit 49 de moins qu'en 2023 (628 en 2023), et ont concerné 44 041 clients (51 000 en 2023).

Les ouvrages souterrains représentent la majeure partie des travaux à l'origine des interruptions de fourniture, 282, soit 48,7 % (238 et 37,9 % en 2023). Viennent ensuite les interventions sur les postes de distribution publique, 184, soit 31,8 % (214 et 34 % en 2023), et enfin, le réseau aérien, concerné 100 fois, soit 17,3 % (77 et 12,3 % en 2023). Les ouvrages clients sont quant eux recensés 13 fois, soit 2,3 % (18 et 7,5 % en 2023).

Avec 49 coupures en moins qu'en 2023, il serait tentant de se satisfaire de cette diminution, après 3 années de forte augmentation. Ce résultat cependant semble nettement corrélé à la baisse des investissements réalisés pour le raccordement des consommateurs BT (- 2 067 k€ par rapport à 2023), et à ceux consentis pour le renforcement des ouvrages BT (- 406 k€). Ces baisses trouvent leur traduction dans la diminution de l'impact des coupures pour travaux dans le critère B, passant de 12,30 minutes à 9,51. *A contrario*, cela demandera à être expliqué et validé par le distributeur, le nombre de chantiers réseau (comptabilisé à partir des accès au réseau), si l'on en croit les éléments communiqués, est passé de 1 360 en 2023 à 1 484 en 2024. Enfin, le cumul des NiTi diminue, de 9 198 097 en 2023 à 7 221 560. 43 affaires dépassent 30 000 NiTi (77 en 2023), 106 ont duré 5 heures ou plus (137 en 2023), ces deux valeurs alimentant le résultat d'ensemble.

Les coupures sous régime exceptionnel

Les travaux basse tension de type « **exceptionnel** » ont entraîné 6 coupures à caractère exceptionnel (3 en 2023), toutes à l'initiative des autorités, probablement dues à des situations d'urgence, pour lesquelles il est possible de questionner la pertinence de la catégorisation « travaux » plutôt qu'« incidents ».

Travaux sous régime exceptionnel

Cause	Nombre
Coupure à la demande des autorités ou de GRDF	6

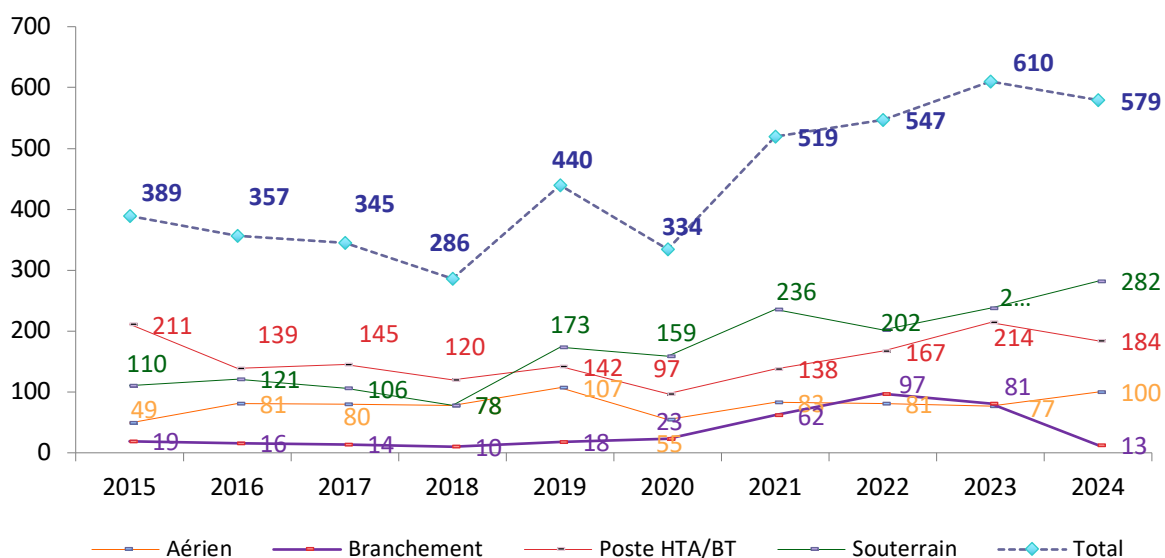
Incidents sous régime exceptionnel

Cause	Nombre
Condensation, inondation	9
Incendie d'origine externe	27
Malveillance	8
Véhicule	33
Vol de métaux	1

Les travaux HTA de cette même catégorie s'élèvent à 6 : 5 fois les coupures sont demandées par les autorités ou GRDF, et 1 fois par Enedis. S'agit-il de travaux ou d'incident ? Quant **aux incidents**, nous en comptons 2 : 1 climatique et 1 véhicule.

Sont dénombrées 78 occurrences **d'incidents basse tension à caractère exceptionnel** (51 en 2023). Les conditions climatiques en sont à l'origine à 9 reprises, les actes de malveillance se montent à 8, les incendies d'origines externes (volontaire ou non) à 27, et les véhicules (accidents avec des conséquences sur les ouvrages, supports ou coffrets généralement) à 33.

Tableau Q21 - nombre de coupures pour travaux BT



Incidents significatifs (Audits n°4)

Prévenance des incidents dits « supérieurs à 100 000 NiTi »

Au cours de l'année 2024, le Sigeif a été destinataire de 29 « fiches incidents » émises par Enedis. Comme cela est prévu par l'article 17 du contrat de concession, les incidents qui dépassent 100 000 NiTi (nombre de clients coupés par minute) font l'objet d'une communication à destination du Syndicat dans les 24 heures suivant leurs survenus, indépendamment de leur origine, basse ou haute tension, postes sources ou réseau public de transport (RPT).

L'examen des fichiers spécifiques qui traitent des « coupures longues » (> à 3 minutes) communiqués par le distributeur, CF-007 pour la HTA et CF-008 pour la BT montrent des écarts substantiels entre les données qu'ils recèlent et les informations reçues. Ainsi, en HTA, le Sigeif a reçu 12 notifications alors que 22 défauts (y compris « exceptionnels ») entraînant des coupures supérieures à 3 minutes sont enregistrées dans le fichier, et en basse tension, sur les 18 situations susceptibles d'entrer dans le cadre précisé dans le contrat, seules 4 ont été transmises.

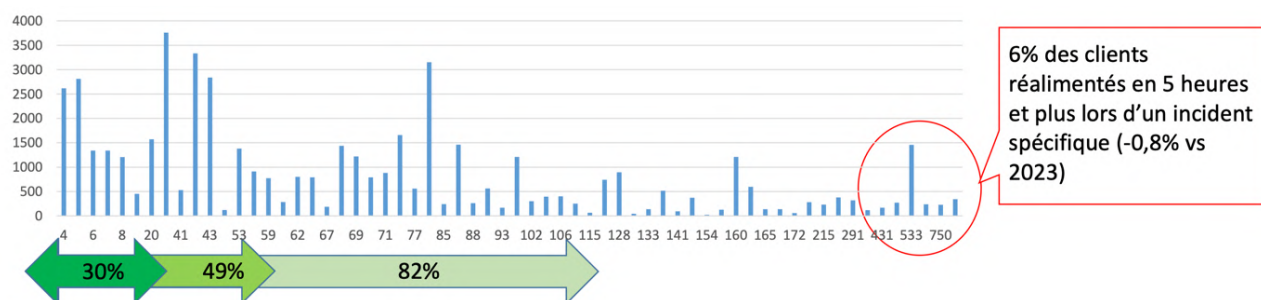
Afin de permettre au Syndicat de disposer de l'exhaustivité des informations relatives à cette catégorie d'incidents, et ce, dans un délai de 24 heures conformément aux dispositions retenues dans le contrat, il convient de s'assurer du caractère systématique de la communication. Le caractère trop aléatoire de l'envoi des fiches incidents doit être corrigé, et une méthode de prévenance plus performante est à rechercher.

En ce sens, le Sigeif a eu déjà l'occasion d'exprimer son souhait d'être informé par SMS des incidents, afin de pouvoir satisfaire les demandes des représentants des communes, et également de disposer d'une vision de l'état des réseaux.

Les « incidents significatifs »

Ces incidents, par leur importance, leur durée ou leur impact client font l'objet d'une présentation, où le concessionnaire expose l'origine, les raisons et les conséquences auxquelles chacun d'entre eux à exposer les clients/usagers de la concession. Ils sont examinés indépendamment de leur origine, du domaine de tension (HTA ou BT) ou de leur situation vis-à-vis de l'Autorité Concédante (en concession ou non).

Réalimentation des clients alimentés en basse tension à la suite d'un incident HTA



Le diagramme ci-dessus fourni par Enedis montre le temps de réalimentation moyen lorsque survient un défaut HTA. 82 % des clients retrouvent un service normal en moins de 2 heures tandis que 6 % d'entre eux doivent attendre plus de 5 heures. Ce chiffre est en recul puisqu'ils étaient de 6,8 % en 2023 (- 12 %).

Lors de cet audit, Enedis a mis exergue 15 de ces principales avaries, dont 5 provenaient de départs HTA issus du poste source de Villeneuve-Saint-Georges et 4 du PS Sonnettes situé à Chennevières-sur-Marne.

Pour 12 de ces 15 cas, est convoquée l'« usure naturelle » pour expliquer la cause de l'incident, sans qu'il soit donné au Syndicat une explication concrète de ce que recouvre ce vocable : à partir de quel âge par exemple, une avarie sur un ouvrage peut être qualifiée de « naturelle » ? Un défaut sur un ouvrage synthétique dont le siège est considéré en « plein câble », est-il quels que soient les circonstances et son âge, légitimement qualifié d'« usure naturelle » ?

- 4 fois, les accessoires (dont 4 JTR) sont incriminés, 6 fois le siège est réputé se trouver en « plein câble » (5 CPI et 1 synthétique), 3 trouvent leur origine dans 1 poste de distribution public et le dernier dans un poste de livraison (ouvrage client). À deux reprises, les travaux tiers sont responsables de ces pannes.

Dans de nombreux cas, l'incident d'origine s'est aggravé en raison de la concomitance avec d'autres événements ou d'autres situations d'exploitation. C'est le cas par exemple pour :

- Le départ 2C19 du poste source de Rueil-Malmaison, en raison du retrait de la conduite d'un transformateur et de l'impossibilité de reprise
- Le départ Fusain du poste source Primevères, en raison de l'absence d'un Indicateur Lumineux de Défaut
- Le départ Saga de Sausset ou un OMT n'a pas répondu immédiatement aux sollicitations de l'ACR
- Le départ Saulx de Massy, où 2 postes sont raccordés en antenne et ont nécessité la pose de 2 groupes électrogènes
- Le départ Verger du poste source Sonnettes, en raison d'une panne sur les cellules d'un poste situé sur cette artère
- Les départs Valenton, Giselle 21 et 22 et Brassens du poste source de Villeneuve-Saint-Georges en raison d'un enchainement de défaillances dû aux reprises de charge à la suite de première panne.

Les incidents dans les postes sources

3 situations fort coûteuses en NiTi - jusqu'à 1 640 238 - et en critère B - 616 min de coupure - ont été mises en avant lors de cet audit :

- PS Saules, conjonction d'un défaut sur les réseaux HTA et d'un dysfonctionnement des systèmes de protection impactant les communes de Fontenay-le-Fleury, Saint-Cyr-l'École, Bois-d'Arcy et Versailles. L'analyse n'évoque pas dans les mêmes termes que la fiche incident 24 heures les circonstances de la défaillance.
- PS de Buzenval (Garches), intrusion d'une fouine dans la grille d'un transformateur. Le délai de réalimentation d'un poste HTA/BT s'est allongé en raison d'un fonctionnement inopérant d'un automatisme.
- PS Primevères (Sevran), intrusion d'une fouine dans la grille d'un transformateur. L'ampleur du nombre de clients touchés entraîne une valeur de NiTi proche de 300 000. La défaillance d'une protection a amplifié ce résultat en raison d'une durée de coupure accrue.

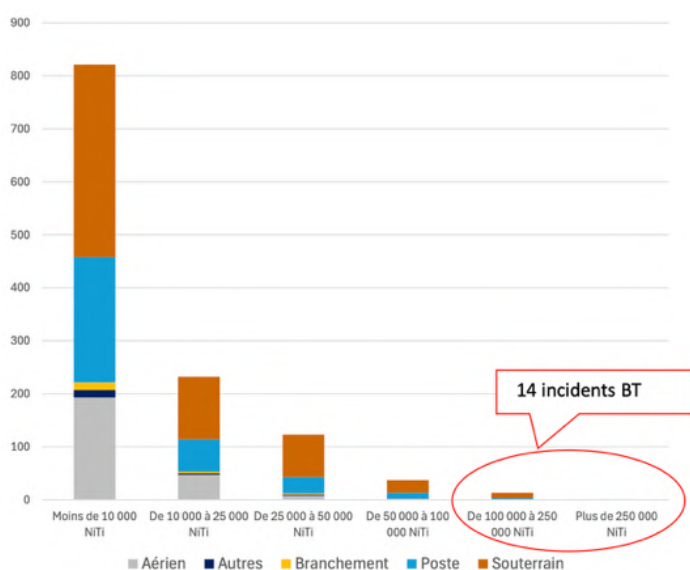
La représentation graphique précédente présentée par Enedis montre la part de chaque composante des ouvrages basse tension dans le résultat NiTi imputable à ce domaine de tension. Il indique également le nombre de situations qui ont dépassé le seuil de référence de 100 kNiTi, en forte augmentation : plus de 70 % en 2024.

Par ailleurs, le nombre d'incidents basse tension dépassant 10 heures atteint la valeur de 169, en augmentation notable.

L'examen des cas présentés met notamment en exergue les situations suivantes avec :

- Un cas d'interruption de fourniture particulièrement long où à l'occasion d'un défaut sur un neutre réseau, les clients subirent 48 heures de coupure (poste de distribution publique Mérinos à Livry-Gargan).
- Une succession d'incidents à Orsay entre le 24 décembre 2024 et le 6 janvier 2025 qui montre diverses situations localisées dans un même périmètre, indépendantes entre elles mais perturbant durablement la continuité de fourniture.
- L'inondation d'un poste HTA/BT à Ville-d'Avray causant le plus fort NiTi basse tension, avec plus d'un demi-million.
- La survenue d'un défaut basse tension à l'occasion de travaux de renouvellement de cellules HTA dans un poste à Saint-Cloud touchant plus de 300 clients.

Les incidents basse tension



En conclusion, à l'issue de ce contrôle, le Syndicat note la récurrence de plusieurs éléments, outre le moindre nombre d'incidents HTA et l'augmentation de ceux touchant la BT avec un imposant NiTi, tels que la survenue de situations plurifactorielles qui accentue l'impact des défauts.

À titre d'exemples :

- o Certains schémas d'alimentation HTA (en antenne),
- o L'ajout d'un incident à la défaillance initiale,
- o Des difficultés de reprises par le réseau entraînant des charges incompatibles avec un fonctionnement normal,
- o Des automatismes (PASA, OMT) et des fonctionnalités inopérantes (ILD),
- o Des protections postes sources inefficaces ou défaillantes.

En outre, à l'instar de ce qui a été constaté pour l'audit n°5 du programme de contrôle, le Syndicat comprend les problématiques posées par la réalimentation de la clientèle lors d'incidents basses tension, mais s'inquiète de voir que sont laissés sans courant durant 48 heures fin novembre, 53 usagers (combien de personnes touchées à travers ce chiffre ?). Toutes les options de réalimentation sont-elles bien systématiquement étudiées ? Les moyens mis à disposition sont-ils en adéquation avec les besoins ? Ce cas symptomatique, bien qu'isolé, mérite toute l'attention du concessionnaire.

Le Syndicat renouvelle sa demande inscrite au programme de contrôles, de pouvoir disposer lors de cet audit, des schémas d'artères HTA afin de comprendre plus aisément le déroulement des incidents.



Modernisation du réseau HTA

50



Investissements

Investissements

Les investissements en 2024 – raccordements, renforcements, modernisation, réponses aux exigences environnementales – enregistrent une hausse de 9,1 %, passant de 71,2 M€ à 77,7 M€ dont une augmentation de plus de 2,8 M€ consacrés à la modernisation des réseaux.

Le Sigeif analyse ci-dessous les différentes évolutions des chapitres d'investissements.

Raccordements consommateurs

Le raccordement des consommateurs HTA, qui avait fortement baissé en 2023, connaît une hausse importante cette année, de 2,7 M€ à 8,7 M€ (+ 222 %) ; et celui des consommateurs BT diminue de 29,1 M€ à 27,1 M€ (- 7 %). En HTA, la hausse très nette permet de dépasser les résultats de 2022, traduisant un regain pour des alimentations de clients industriels, IRVE, réseaux ferrés ou tertiaire. Le tassement des **investissements en basse tension**, après plusieurs années de hausse, sera surveillé afin de vérifier que l'attractivité du territoire de la concession ne se dément pas. Enedis indique que ces résultats sont tirés vers le bas en raison d'une moindre demande de raccordement du segment « résidentiel groupé ». Les investissements dédiés aux Infrastructures de Recharges des Véhicules Électriques (IRVE) marquent un recul, passant de 3,2 M€ à 2,8 M€ (- 13,5 %), sans que cela contredise le marqueur fort du territoire du Sigeif que constitue le parc de recharges.

Raccordements producteurs

Les investissements dédiés aux **producteurs en HTA** atteignent 71 k€, après une année 2023 où seulement 1 000 € leur avaient été consacrés.

En BT, la croissance enregistrée ces dernières années ne se dément pas, atteignant 145 k€

(+ 2 % sur 2023), soit près de 3 fois la valeur des investissements consentis en 2022 (57 k€).

Ces montants sont à rapprocher des puissances nouvellement raccordées à la maille de la concession, qui étaient de 4 188 kVA en 2023 et qui s'élèvent en 2024 à 24 540 kVA, soit 6 fois plus.

Amélioration du patrimoine

Performance et modernisation du réseau

Les dépenses 2024 affectées à l'amélioration de la fiabilité des réseaux et des postes de distribution publique augmentent de plus de 9 %, par rapport à 2023, atteignant 24,3 M€, et, circonscrites **aux seuls domaines de tension BT et HTA**, elles passent de 16,9 M€ à 20,8 M€.

Enedis précise que les dépenses sont notamment soutenues par les travaux de structures de réseaux, qui ambitionnent d'améliorer les capacités de reprise des clients lors des incidents, et par le renouvellement des ouvrages jugés les plus fragiles et sujets aux défaillances.

Dans ce contexte, le renforcement BT augmente peu, passant de 6,05 M€ à 6,3 M€, alors que celui de la HTA évolue très positivement, de 8,3 M€ en 2023 à 12,8 M€ en 2024.

Les retours sur investissements estimés en termes de qualité de fourniture et de critère B se mesurent sur une période longue, et le seul résultat des investissements accordés au cours d'une année ne saurait endiguer la dégradation de cet indicateur qui, pour les incidents HTA, passe de 10 minutes à plus de 15 minutes en 2024. Cependant, il est attendu que les affectations consenties se concrétisent par des minutes de coupures en moins.

Les actions d'amélioration de la résilience des réseaux et des postes sont quasi exclusivement orientées vers les postes sources, qui sont exclus du domaine concessif. Seuls 122 k€ sont affectés aux basse et moyenne tensions (HTA). Bien qu'en dehors du périmètre concessif les postes sources méritent l'attention qui leur est portée pour leur importance dans le parcours de l'électricité.

Si les investissements qui leur sont dédiés paraissent légitimes (notamment pour faire face au risque de crue), ils ne sauraient se faire au détriment de la HTA. Le Syndicat sera vigilant à ce que ce domaine de tension ne décroche pas du niveau des investissements requis pour l'atteinte des objectifs fixés dans le PPI.

Les sommes allouées aux exigences réglementaires et de sécurité augmentent de 1, 632 M€, se montant à 11,9 M€. La part BT et HTA est en hausse de 253 k€ sur 2023.

Les déplacements d'ouvrages à la demande de tiers sont remarquablement stables, avec 5,838 M€, alors qu'en 2023, 5,841 M€ avaient été dépensés. Cette stabilité fait suite à plusieurs années de hausse continue.

Les compteurs communicants ne constituent plus une ligne d'investissement, leur déploiement en masse étant achevé. Le distributeur les impute désormais dans la catégorie des raccordements.

Exigences environnementales et contraintes externes

Les montants affectés à l'intégration des ouvrages dans l'environnement augmentent en 2024 et atteignent 3,3 M€, alors que 1,8 M€ leur avaient été consacrés en 2023 et 1,5 M€ en 2022 au titre de l'article 8.

Graphique I1 - investissements dans la Performance du réseau

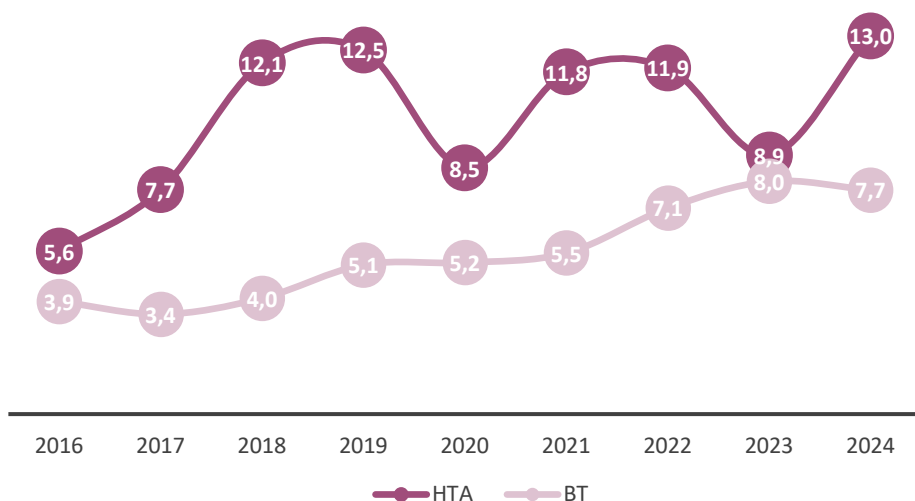
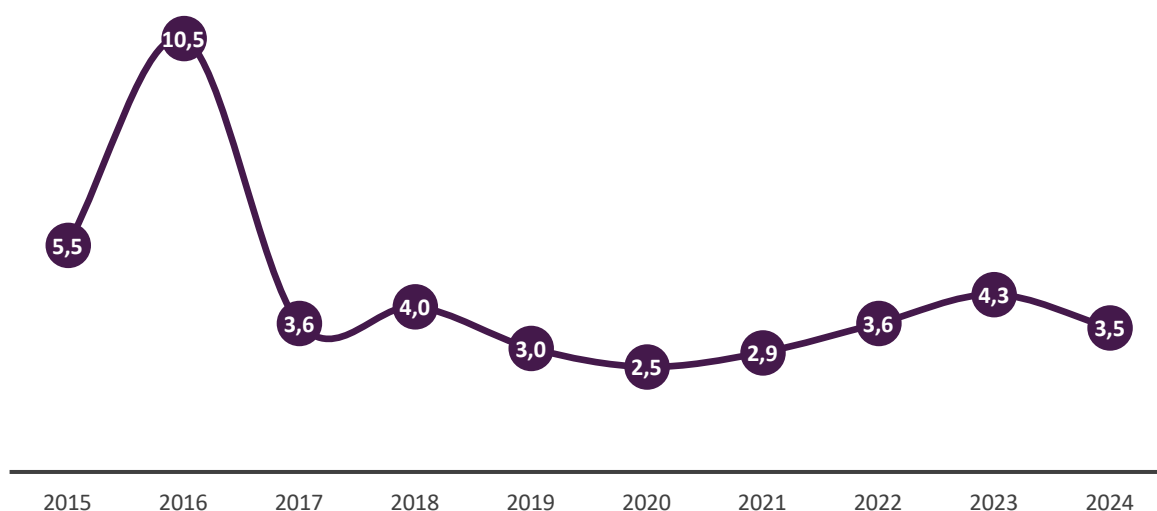


Tableau I2 - bilan des investissements 2024 sur les réseaux HTA et BT

Investissements (en k€, toutes origines de financement confondues)	2023	2024	dont HTA	dont BT
I. Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs	38 496	40 603	8 989	31 614
dont raccordement des consommateurs HTA	2 670	8 679	8 679	0
dont raccordement des consommateurs BT	29 124	29 124	0	27 042
dont raccordement des producteurs HTA	1	71	71	0
dont raccordement des producteurs BT	142	145	0	145
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	26 305	30 471	13 044	7 728
II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	16 860	20 772	13 044	7 728
dont renforcement des réseaux BT	1 815	1 409	0	1 409
dont renforcement des réseaux HTA	175	6	6	0
dont actions visant à améliorer la résilience des réseaux et des postes	368	122	87	35
dont actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie)	14 388	19 064	12 779	6 285
II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes	9 446	9 699	1 768	7 931
dont intégration d'ouvrages dans l'environnement	1 740	3 305	0	3 305
dont sécurité et obligations réglementaires	1 864	556	181	375
dont modification d'ouvrages à la demande de tiers	5 841	5 838	1 586	4 252
Sous-total sur le réseau concedé	64 803	71 344	15 790	49 013
Investissements de logistique, moyens d'exploitation (dont smartgrids)	2 818	1 371		
Investissements sur les postes sources situés sur le territoire de la concession	4 313	3 494		
Total des investissements sur le territoire de la concession	71 933	76 209		

Graphique I3 - investissements dans les postes sources implantés sur le territoire de la concession (en millions €)



Bien qu'exclus des ouvrages concédés, les postes sources revêtent un rôle essentiel dans la distribution de l'électricité. 44 d'entre eux alimentent les réseaux HTA de la concession. Ces ouvrages, situés à la frontière entre les réseaux publics de transport (RPT alimenté en HTB, très haute tension) et les réseaux publics de distribution (RPD en HTA, moyenne tension), sont des maillons indispensables de réponse aux besoins de développement que connaissent la région et le territoire de la concession. De par leur taille et les puissances qui y sont installées, ils déterminent de manière conséquente le niveau de qualité de l'énergie distribuée.

Dans un contexte marqué par la contribution croissante des postes sources aux dégradations du critère B, les investissements qui leur sont dédiés apparaissent pleinement justifiés. L'année 2024 marque toutefois une inflexion défavorable de cette dynamique, alors même que les montants qui leur ont été consacrés ont diminué de 800 k€. Le Sigeif demeurera néanmoins attentif à ce sujet, en soulignant que l'absence de visibilité sur l'affectation précise des investissements ne permet pas d'en apprécier pleinement l'impact sur la qualité finale de la desserte.

Le second plan pluriannuel d'investissements 2024-2027

Tableau I4 - suivi technique du PPI

N°	Leviers	Indicateurs du PPI 2024/2027	Objectifs	Réalisé	Taux de réalisation du PPI
1	Sur perte d'un PS, sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA	Taux moyen de reprise par manœuvres télécommandées et par le réseau des clients basse tension alimentés sur la concession du Sigeif en cas de perte totale d'un poste source	Reprise de 58 % des clients basse tension desservis par OMT et 80 % par le réseau, d'ici 2025	65,6 % et 83,7 %	
2a	Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	Longueur (en km) de réseau HTA CPI abandonné dans le système d'information géographique (SIG)	120 km	59,7 km	50 %
2b	Sécuriser le réseau aérien HTA	Sécuriser 0,25 km de réseau aérien en zone boisée	0,250 km	0	0 %
3	Automatisation du réseau HTA	Créer 80 OMT (organes de manœuvres télécommandés) supplémentaires	80 nouveaux OMT installés	9 OMT	11 %
4	Maîtrise risque crue	Traitement de 100 % des clients coupés en zone non inondée au scénario R 1,0	30 postes DP inondés traités	5 postes	17 %
5	Rénovation des postes HTA/BT	Rénover partiellement ou totalement 120 postes HTA/BT	120 postes	32 postes	27 %
6a	Renouveler les canalisations BT souterraines incidentogènes	Renouveler 80 km de câbles souterrains BT à risque incidentogène	80 km	17,6 km	22 %
6b	Sécuriser les lignes aériennes en nu sous MOA Enedis	Sécuriser 30 km de lignes aériennes BT en conducteur nu	30 km	3,2 km	11 %
6b	Sécuriser les lignes aériennes en nu sous MOA Sigeif	Sécuriser 20 km de lignes aériennes BT en conducteur nu	20 km	8,9 km	45 %
7	Renouvellement des branchements et OCB (ouvrages collectifs de branchements)	Nombre d'ouvrages renouvelés	100	17	17 %

Ce second PPI, comme le précédent, est construit à partir d'objectifs fixés conjointement par le Sigeif et Enedis par finalités (que l'on retrouve sous le nom de « leviers ») portant sur une sélection d'investissements qualifiés et localisés. Enedis s'engage à atteindre des objectifs techniques exprimés en quantité par catégorie (linéaire HTA et BT, nombre d'OMT installés, postes de distribution publique rénovés et sécurisés...) et les investissements correspondants sont incités financièrement.

En préambule des analyses à suivre, le Syndicat s'est étonné qu'à la fin de l'année 2023 le résultat financier soit finalement plus

bas de 1,13 M€ que celui annoncé lors des négociations du PPI suivant, pour des résultats techniques parfois supérieurs. C'est notamment le cas pour le levier 2a, renouvellement de la moyenne tension, qui atteint 124 km au lieu des 117 km annoncés, et pour le levier 6a de la basse tension, avec 58,4 km au lieu de 55 km.

Souhaitons que le second PPI connaisse également des résultats techniques dépassés pour des investissements optimisés.

Tableau I5 - suivi financier du PPI

N°	Leviers	Indicateurs du PPI 2024/2027	Objectifs en k€	Réalisé en k€	Taux de réalisation du PPI
1	Sur perte d'un PS, sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA	Montant investi pour la sécurisation de l'alimentation électrique par le réseau HTA	8 500	3 162	37,2 %
2a	Remplacement pour obsolescence réseau HTA souterrain	Montant investi pour le renouvellement des câbles HTA souterrains de type CPI	21 500	8 209	38,2 %
2b	Sécuriser le réseau aérien HTA	Montant investi pour la sécurisation du réseau HTA aérien	60	138	230 %
3	Automatisation du réseau HTA	Montant investi pour l'automatisation du réseau HTA	1 150	108	9,4 %
4	Maîtrise risque crue	Montant investi pour réduire l'impact des différents scénarios de crue	1 000	63	6,3 %
5	Rénovation des postes HTA/BT	Montant investi pour rénover les postes HTA/BT de distribution publique	1 500	1 049	70 %
6a	Renouveler les canalisations BT souterraines incidentogènes	Montant investi pour le renouvellement des câbles BT souterrains	20 000	4 391	22 %
6b	Sécuriser les lignes aériennes en cuivre nu sous MOA Enedis	Montant investi pour sécuriser le réseau aérien nu pour les travaux sous MOA Enedis	3 000	631	21 %
7	Renouvellement des branchements et OCB	Montant investi pour rénover les colonnes montantes de la concession	1 500	410	27,3 %
Total			58 210	18 161	31 %

Levier 1 – Sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA

Le libellé de ce levier, quelque peu aride tel que rédigé, poursuit l'objectif de permettre aux seuls réseaux HTA (issus de différents postes sources) de réalimenter les clients/usagers affectés par un incident, en cas de perte totale du poste source les alimentant, en dehors de toutes situations de défaillance.

Cela peut nécessiter des modifications de structure, le renforcement d'ouvrages, l'installation de nouveaux équipements et la mise en place dans les postes de distribution publique d'électricité, d'organes de manœuvres télécommandés (depuis l'agence de conduite régionale, l'ACR). En 2024, il semble, d'après les informations transmises par le concessionnaire, que les résultats techniques sont parfaitement en phase avec l'objectif, et que les dépenses se situent 12 % au-dessus du montant théorique (25 % par année de PPI). Ce résultat est à consolider avec celui des puissances non reprises (donc, de clients non réalimentés) en cas d'incident important et heureusement rare, entraînant la rupture d'alimentation totale d'un poste source. Les affaires qui ont pesé le plus, financièrement, ont concerné les départs HTA des postes sources de Rueil-Malmaison, de Villeneuve-Saint-Georges, de Buzenval (Garches) et de Massy.

Levier 2a – Renouvellement des câbles HTA souterrains à risque incidentogène

Les câbles HTA d'anciennes technologies, dits CPI (câbles papier imprégné), sont le siège de nombreux incidents, particulièrement au niveau des jonctions de continuité. Ces jonctions sont particulièrement sensibles aux épisodes de fortes chaleurs, occasionnant des ruptures d'alimentation affectant massivement la clientèle. Ce levier spécifique, qui ambitionne le renouvellement de 120 km de réseau sur la durée du second PPI, permet, outre l'éradication de ces accessoires, d'installer de nouveaux ouvrages de

technologie récente adaptée à tous les niveaux de tension de la HTA (10 kV ou 20 kV). En 2024, un peu plus de 59,7 km ont été supprimés (49,7 % de l'objectif). Examiné sous l'aspect financier, plus de 8,2 M€ ont été affectés à ce levier, soit 38,2 % de l'ambition fixée. Les communes sur lesquelles ces opérations ont consacré les volumes financiers les plus importants sont Limeil-Brévannes, Rueil-Malmaison, Noisy-le-Grand et Tremblay-en-France.

Levier 2b – Sécurisation du réseau aérien HTA à risque incidentogène

La HTA aérienne de la concession représentait 0,37 % du linéaire total du réseau HTA en 2024, soit 15,3 km, principalement en Essonne, en Seine-et-Marne et dans les Yvelines, à l'exception de 157 m à Limeil-Brévannes. Le PPI prévoit de renouveler 250 km de structure en zone boisée, à risque lors d'intempéries.

En 2024, si aucun linéaire de réseau souterrain n'a été réalisé en lieu et place d'ouvrages aériens, 138 k€ ont d'ores et déjà été dépensés, d'après les éléments du CRAC. Le montant objectif du PPI est estimé à 60 k€, ce qui est très en-deçà des coûts réels de ce type d'opérations.

Au titre du bilan du programme travaux PPI 2024 fourni par Enedis, il n'y a aucune dépense enregistrée, et une seule affaire est identifiée à Jouy-en-Josas.

Levier 3 – Automatisation du réseau

Ce levier a fait l'objet de nombreux échanges entre le Sigeif et Enedis avant d'en fixer l'objectif, tant le rapport entre la recherche de performance du réseau HTA, et le faible coût qui lui est associé (les coûts comparés de renouvellement HTA sont sans commune mesure), fait de cet outil un déterminant essentiel de la qualité de fourniture en HTA. La possibilité de manœuvrer à distance diminue le temps d'intervention, et les coupures en cas de panne se trouvent

réduites. Fonction de plusieurs critères (risques d'incidents, nombre de clients, puissance installée), la pertinence des implantations de ces OMT (Organes de Manœuvres Télécommandés) participe de la qualité de desserte et de la valeur du critère B imputable au réseau HTA. Cette ambition de pose de 80 OMT au pas du PPI 2024/2027, sera examinée très attentivement en raison notamment de l'impact du rétrofit de nombreux matériels (dû à la fin du système de communication RTC, réseau téléphonique commuté) susceptible d'obérer pour partie les capacités du concessionnaire à en installer de nouveaux. Les résultats semblent ne pas valider ce postulat puisque, entre fin septembre 2023 et la fin d'année 2024, la concession qui compte 952 OMT, a vu le nombre de ceux-ci fonctionnant en RTC refluer de 439 à 230 et ceux fonctionnant en IP passer de 256 à 510.

En 2024, 108 k€ ont alimenté ce levier et ont assuré la mise en service de 9 nouveaux OMT, représentant 9,4 % de l'objectif financier et 11,3 % du technique.

Le nombre de nouveaux OMT installés à l'issue de la deuxième année du PPI constituera un indicateur plus pertinent de l'état d'avancement du programme et de l'atteinte de l'objectif final. Strictement, la réalisation de 9 OMT en 2024 est en écart par rapport à une trajectoire théorique (- 11 OMT).

Levier 4 – Maîtrise du risque crue

Les études d'impact d'une crue sur les structures de réseaux HTA conduisent à classer pour les différents scénarios hydrographiques :

- **les postes de distribution publique « coupés inondés »**, qui font l'objet d'une mise hors tension de sécurité en phase de montée des eaux,
- **les postes de distribution publique « coupés non inondés »** : l'eau n'atteint pas ces ouvrages, mais ils doivent être mis hors tension en raison d'ouvrages qui les alimentent ou qu'ils

alimentent, qui sont, pour leur part, inondés.

La finalité de ce levier s'entend par l'objectif poursuivi de ne pas voir privés d'électricité des clients alimentés par des postes non inondés. Les techniques vont donc consister à rehausser ou étanchéiser les matériels installés dans des postes qui ne peuvent échapper aux crues. En 2024, 62 900 € ont servi ce levier où 5 postes de distribution publique ont été traités (l'objectif est de 30). Sur la durée du PPI, 1 M€ lui seront consacrés. Les communes concernées sont situées aux abords immédiats de cours d'eau - notamment la Seine -, comme Rueil-Malmaison, Saint-Cloud, Sèvres, Vaires-sur-Marne, Longjumeau ou Carrières-sur-Seine. En 2024, à titre d'exemple, Croissy-sur-Seine a pu enregistrer l'insensibilisation de 2 postes HTA/BT.

Par ailleurs, dans le cadre du Programme d'Action de Prévention des Inondations (PAPI), révisé par l'Établissement public territorial de bassin (EPTB) Seine Grands Lacs et soumis aux services de l'État en 2022, le Sigeif s'engagera, à compter de 2026, dans l'élaboration d'un diagnostic global de vulnérabilité de l'ensemble de son patrimoine.

Levier 5 – Rénovation des postes HTA/BT de distribution publique

Les postes HTA/BT de distribution publique d'électricité, qui permettent d'abaisser la tension de 20 000 volts (HTA, ou moyenne tension) à 400 volts (basse tension), constituent une pièce essentielle du chemin de l'électricité : en moyenne, à la maille de la concession, 150 clients-usagers sont alimentés par chacun de ces ouvrages. Le PPI 2024/2027 prévoit la rénovation totale ou partielle de 120 des 5 041 postes DP que compte le Syndicat. En 2024, 32 ont été remaniés, soit 26,7 % de l'objectif, 1,05 M€ leur étant consacrés, soit 70 % des 1,5 M€ qui lui sont alloués. Près de 33 k€ ont ainsi été destinés en moyenne à chacune de ces opérations, alors que le coût prévisionnel est presque 3 fois inférieur.

Enedis apportera les éclairages utiles à la compréhension de cet écart des plus conséquents.

Il conviendra d'observer ce qu'il en sera à mi-parcours du PPI.

Levier 6a – Renouvellement des canalisations souterraines basse tension à risques incidentogènes

Le PPI fixe l'objectif de remplacer 80 km de réseau souterrain basse tension réputé incidentogène. Est recherchée avec ce levier l'amélioration de la qualité de fourniture du réseau basse tension, en supprimant et installant en lieu et place de câbles anciens et possiblement vétustes (CPI « câble papier imprégné », câble à « neutre périphérique ») des ouvrages synthétiques de technologie récente. Il est prévu de réaliser 80 km de renouvellement de ces réseaux, avec une enveloppe de 20 M€.

Face à l'importance que prend le réseau BT dans la détérioration du critère B (le critère B incidents passe de 18 min à 22,4 min, soit la valeur la plus haute de tous les facteurs l'alimentant), l'atteinte des 80 km d'ouvrages rénovés est un minimum. En 2024, ce sont 17,6 km (21,9 % de l'objectif) de câbles qui ont disparu au profit de réseaux de générations nouvelles, réputées plus fiables. 631 k€ y étaient affectés (21 % de l'objectif). Si les coûts moyens constatés sont parfaitement en prise avec ceux prévus, la réalisation des travaux est en retrait au regard de la trajectoire théorique. L'importance de ce levier mérite que les ressources nécessaires lui soient effectivement dédiées.

Levier 6b – Sécurisation des lignes basse tension aériennes en fils nus, sous MOA Enedis

Le réseau basse tension électrique aérien, sur supports ou, dans quelques situations encore, sur toitures, est constitué de manière générale de fils en cuivre nu ou de câbles appelés torsadés et isolés. Pour la première configuration, un programme spécifique de

sécurisation existe grâce à l'enfouissement, en installant des câbles souterrains en lieu et place des canalisations aériennes sur poteaux en bois ou en béton.

Les structures de réseaux à enfouir – en plus des demandes des collectivités – sont ainsi priorisées :

- o les réseaux toiture en priorité,
- o les lignes situées à proximité des zones boisées,
- o la commune de Versailles, par obligation contractuelle.

Ces opérations sont longues à réaliser puisqu'elles imposent des phases de travaux complexes, multiples jusqu'à l'intérieur des propriétés afin de basculer les installations de l'aérien vers le souterrain (indépendamment des contraintes imposées par les autres ouvrages possiblement présents sur les supports, tels l'éclairage public ou les télécommunications).

En 2024, 410 k€ (27,3 % de l'objectif) furent consacrés à ce levier, assurant la dépose de 3,2 km (10,5 % de l'objectif) de réseau. Au-delà de l'écart entre les résultats financiers et techniques, les seuls 3,2 km déposés sont très en retrait de la trajectoire théorique. Enedis indique que le retard pris sur l'objectif est en partie imputable « aux difficultés rencontrées avec les marchés passés avec des bureaux d'études », et qu'il « devrait être résorbé en 2025 ». Le bilan à fin 2025 sera donc déterminant : tout décrochage sera préjudiciable, en considérant les possibles difficultés de réalisations des futurs travaux en raison des échéances électorales de 2026.

Le Sigeif a déposé au cours de cette première année 8,9 km de réseau aérien, sous sa MOA.

Levier 7 – Sécuriser les branchements et ouvrages collectifs de branchements (OCB)

Ce levier n° 7 prend véritablement toute sa dimension avec ce nouveau PPI. Il s'agit précisément de la sécurisation des ouvrages

communément appelés colonnes montantes (ouvrages qui alimentent les bâtiments collectifs), dont 42 201 sont recensées sur le territoire du Sigeif (525 625 points de relèves et de mesures). Un programme de 100 renouvellements est prévu entre 2024 et 2027. Celui-ci est alimenté par Enedis, soit après des mises en sécurité (incidents), dans le cadre de demandes clients (bailleurs ou syndicats, par exemple) soit à la suite de visites organisées par ses soins, qui montrent des défaillances nécessitant une rénovation. De plus, depuis 2021, le Sigeif, en sa qualité d'Autorité Concédante organise des audits de contrôles des colonnes montantes, qui font l'objet de rapports détaillés, transmis au concessionnaire lorsque sont constatés des écarts susceptibles de mettre en péril la sécurité des biens et des personnes. Après analyse, Enedis décide, ou non, d'intégrer les sites concernés au programme de renouvellement. À la fin 2024, plus de 700 visites avaient été réalisées.

En 2024, le distributeur annonce avoir sécurisé 17 colonnes montantes (17 % de l'objectif technique), pour 410 k€ investis (27,3 % de l'objectif financier). L'écart substantiel entre les deux pourcentages s'explique, d'après Enedis, par le retard d'immobilisation d'affaires réalisées dans ses SI (systèmes d'information). Le Syndicat souhaite que 2025 permette de rééquilibrer ces deux valeurs.

Perspectives 2025

Enedis annonce, comme en 2023, qu'elle poursuivra en 2024 la mise en œuvre de sa politique de maintenance des réseaux, de renouvellement du patrimoine et d'amélioration de la qualité et de la sûreté d'alimentation. Ces déclarations de principe sont partagées par le Syndicat qui souligne que la dégradation du critère B impose d'agir fortement sur chacun des leviers du PPI.

En particulier, sans délaisser aucun des autres leviers, le Sigeif invite Enedis à porter ses meilleurs efforts pour le renouvellement des ouvrages BT qui impactent de manière extrêmement importante le temps de coupure sur son territoire.

Enedis souligne la nécessité de voir se « coordonner les investissements avec les travaux prévus par l'Autorité Concédante afin d'en optimiser l'efficacité ».

Maintenance 2024

Après une année marquée par une baisse de 2,6 % du montant consacré aux dépenses pour l'entretien et la maintenance du réseau, 2024 enregistre à l'inverse une hausse de 26 %, atteignant presque 3,6 M€, montant très supérieur à ceux des deux dernières années.

Le Sigeif considère qu'une politique de maintenance efficace et suivie, associée aux investissements ciblés, permet d'assurer un niveau de performance du réseau de distribution conforme aux attentes et aux enjeux de nos territoires. C'est pourquoi il enregistre avec satisfaction l'augmentation des crédits qui lui sont consacrés. Les quatre lignes de dépenses communiquées évoluent différemment : la maintenance des ouvrages basse tension passe de 0,843 M€ à 1,340 M€, les postes sources de 1,197 M€ à 1,292 M€, les postes DP de 0,363 M€ à 0,458 M€, et le réseau HTA de 0,435 M€ à 0,485 M€. S'il paraît pleinement justifié d'allouer à la basse tension des montants en augmentation de 59 % (augmentation portée par le seul élagage ?), l'effort sur le réseau HTA, avec un peu moins de 12 % de hausse, paraît manquer d'ambition.

Le Syndicat déplore, cette année encore, de ne pas disposer, malgré ses demandes répétées, des gammes de maintenance des ouvrages, qui permettraient de comprendre la nature des opérations réalisées et de les associer aux dépenses constatées.

Opérations inscrites au Schéma Directeur des Investissements (Audit n° 2)

L'audit relatif au suivi des affaires engagées pour chacun des leviers qui constituent notre PPI s'est tenu les 11 et 16 septembre 2025 pour les Directions Régionales d'Enedis d'Île-de-France Est et Ouest. À l'occasion de ces deux séances de travail, 52 affaires représentatives des 8 finalités suivies dans le cadre du PPI ont été examinées. L'analyse a porté tant sur les aspects techniques — notamment leur correcte affectation aux différents leviers, ainsi que sur les quantités d'ouvrages intégrées au patrimoine et celles qui en sont sorties — que sur les données financières, incluant les dépenses ventilées par poste (prestataires, main-d'œuvre, matériel) pour chacun des dossiers.

Le nombre des dossiers retenus a augmenté ces dernières années afin de permettre au Syndicat d'avoir une vision plus précise du contenu des opérations qui sont entreprises pour satisfaire aux besoins des collectivités et des usagers. En 2025, ce sont 26 affaires traitées par chacune des Directions régionales (DR) qui ont fait l'objet d'analyses et d'échanges entre le Sigeif et Enedis.

La définition du panel, élaborée avec les premiers éléments communiqués par le distributeur, repose sur plusieurs critères : la finalité, les volumes techniques et financiers, l'importance stratégique en termes de qualité de fourniture, ou encore la sensibilité géographique. Enedis, une fois destinataire de la liste, transmet au Syndicat les diverses pièces nécessaires à la préparation du contrôle. Comme cela a déjà été consigné à l'occasion de rapports précédents, ces pièces décrivant la nature effective des travaux, le montant des investissements passés et prévisionnels, ainsi que les mises en et hors service, parviennent tardivement et laissent peu de temps de préparation. De plus, et cela constitue également une demande maintenant ancienne, il conviendrait que cette documentation soit homogénéisée, quelle que soit la DR en charge de l'affaire étudiée.

De plus, les indications portées dans le fichier « programme travaux » mis à disposition du Sigeif, sont de manière récurrente en décalage avec la réalité de l'avancement de certaines affaires. C'est notamment le cas pour les affaires complexes.

Tableau I6 - répartition des affaires sur les DR IDF Ouest et IDF EST

Levier n°	Libellé du levier	IDF Est	IDF Ouest
1	Sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA sur perte d'un poste source	4	6
2.a	Remplacement pour obsolescence du réseau HTA souterrain	4	3
2.b	Sécurisation du réseau aérien HTA		2
3	Automatisation du réseau HTA	2	3
4	Maîtrise du risque crue	2	2
5	Rénovation des postes HTA/BT	5	2
6.a	Renouvellement des canalisations BT en souterrain incidentogènes	6	5
6.b	Sécurisation les lignes aériennes réseau nu sous MOA Enedis	2	2
7	OCB Rénovation de colonnes montantes	1	1

Des dossiers qui avaient déjà fait l'objet d'un examen en 2024 ont de nouveau été retenus, en raison soit de leur importance, soit de difficultés de nature à retarder ou à empêcher leur bon déroulement.

L'objet des travaux déterminent bien souvent la durée de vie d'une affaire, et il n'est pas rare d'en examiner pour lesquelles les premières dépenses enregistrées remontent à plus de 5 ans. Il s'agit en particulier de celles consacrées au levier n° 1, qui, en raison de leur finalité même, sont complexes techniquement et imbriquées avec d'autres dossiers de même nature, possiblement sur plusieurs communes, toutes pouvant ne pas être adhérentes au Sigeif. Pour ces raisons, il arrive que l'échéance de l'affaire demeure inconnue et que des informations communiquées une année ne soient pas validées l'année suivante, voire qu'elles puissent être contradictoires d'une année à l'autre. Ce type de dossier ne devrait plus exister à l'avenir par exigence technique, assurant aux équipes d'Enedis une meilleure maîtrise de leur déroulement et un suivi plus précis. Un nouvel outil, dénommé Racing, contribuera par son usage à fiabiliser les données.

Comme chaque année, le Syndicat a souhaité en séance obtenir pour certains de ces dossiers de plus amples informations, Enedis les transmettant à la demande.

Le Syndicat, qui avait mis en évidence l'année précédente des situations marquées par des contraintes externes — notamment liées aux gestionnaires de voirie ou aux syndicats de copropriété — insuffisamment intégrées lors du lancement des travaux, n'a pas constaté de telles difficultés en 2025. Les opérations lancées en 2024 ou avant, bloquées en raison de ces écueils, sont en passe de trouver une issue positive en 2025. L'organisation d'une veille particulière sur ce sujet est nécessaire.

De manière globale, le Sigeif constate que les programmes travaux initiés dans le cadre du PPI se réalisent de façon satisfaisante, laissant augurer des effets bénéfiques sur la qualité de l'énergie distribuée. La nouvelle logique de constitution des affaires, moins volumineuses, moins lourdes, moins imbriquées les unes aux autres, plus facilement pilotables, moins longues, devrait constituer un réel progrès. Les objectifs techniques et leur réalisation devraient s'en trouver améliorés.

Le Syndicat relève les observations et les questions suivantes à l'issue de cet audit.

- Les différentes sources d'informations fournies par le distributeur ne communiquent pas systématiquement entre elles. Seul l'examen des dossiers en séance permet de connaître, par exemple, la ou les dates réelles de mise en exploitation.
- Les coûts de production des affaires impliquant une importante quantité de tranchées sont très souvent sans rapport avec le montant initial prévu dans la décision d'investissement. 9 dossiers, parmi les plus conséquents au regard des quantités en jeu (longueur de câbles, nombre de postes à remanier...), pour lesquels les chiffrages initiaux s'étaient élevés à 9,73 M€, ont finalement dépassé au terme des travaux ce montant de plus de 3,861 M€. L'un d'entre eux dépassant à lui seul la prévision d'un million d'euros. Le Syndicat s'interroge sur la pertinence des évaluations financières qui sont sans commune mesure avec la valeur réelle des chantiers entrepris. Quelle est en réalité la valeur de ces travaux : celle initialement chiffrée ou celle des travaux achevés ? Ces derniers deviennent-ils les coûts moyens de référence qui serviront à déterminer les enveloppes financières des opérations à venir ? Quelles conséquences ces écarts auront-ils finalement sur les quantités techniques mises en service dans le cadre du PPI ?

- Le distributeur n'est pas systématiquement en mesure d'indiquer si les télécommandes de postes (OMT) sont réellement mises en service vue de l'Agence de conduite Régionale qui les pilote.
- Malgré une meilleure prise en compte des exigences des tiers évoquée précédemment (Syndics, gestionnaires de voirie), les services d'Enedis indiquent encore souffrir du refus de collectivités de fournir les arrêtés de voirie, retardant du même coup la réalisation des travaux.
- Pour certaines affaires, le délai de mise à jour cartographique après la fin des travaux peut être très long, malgré la mise en place de « guichets PME0 » sur les deux Directions Régionales (la DR est a commencé son expérimentation plus tard) qui devraient améliorer cet indicateur, gage notamment de sécurité pour tous les intervenants à proximité des réseaux.

Contrôles de la valorisation des remises gratuites

Comme les années précédentes, l'Autorité Concédante met en évidence les différences existant entre la valorisation (coût réel ou coût exposé) des travaux d'enfouissement qu'elle réalise (remise gratuite) et le coût estimé par son concessionnaire à l'aide d'un barème spécifique.

Rappel du protocole d'accord FNCCR-Enedis

Le déséquilibre, souvent en défaveur du concédant, constituait un problème national. Il avait conduit la FNCCR (Fédération nationale des collectivités concédantes et régies) et Enedis à engager une réflexion qui s'est conclue en 2009 par la signature d'un protocole d'accord. Ce dernier invitait le concessionnaire à se rapprocher « systématiquement » de l'Autorité Concédante lorsque la valorisation s'écarte du coût exposé. Il a été prorogé en 2011 pour une durée de 3 ans.

Faute d'un nouvel accord, c'est cette prorogation de 2011 qui est tacitement utilisée par le concessionnaire. Trois seuils d'alerte sont définis :

- 1 000 euros pour une opération inférieure à 10 000 euros,
- + ou - 8 % pour une opération comprise entre 10 000 et 80 000 euros,
- + ou - 5 % pour une opération supérieure à 80 000 euros,

Audit sur les opérations soldées en 2024

Au cours de l'année 2024, 68 opérations d'enfouissement de réseau ont été mandatées sous Maîtrise d'Ouvrage du Sigeif. Elles ont donné lieu à un bilan général des dépenses et des recettes.

Ce bilan trace la totalité des dépenses réelles et fixe la participation d'Enedis et l'assiette de financement du concédant éligible à la redevance d'investissement (R2).

La liste des opérations figure en annexe du présent rapport. 50,7 % (35 % en 2023) d'entre elles entrent dans la tolérance définie dans l'accord précité.

Il ressort pour l'exercice 2024 une majoration de la valeur vénale du bien financé par l'Autorité Concédante de :

- 9,6 % de la valeur d'entrée du patrimoine
- 17,5 % (+ 363 369 €) de la valeur de financement net du concédant.

Les opérations pour lesquelles le seuil d'alerte a été atteint ou minoré feront l'objet, comme chaque année, d'une demande de rapprochement, c'est-à-dire d'une analyse contradictoire portant sur les quantités réellement exécutées, la prise en compte de la particularité des difficultés d'accès, de réfection définitive, de voies de circulation restreintes, ou de toutes autres contraintes justifiant les écarts.

Néanmoins, le Syndicat renouvelle ses conclusions, portées à la connaissance d'Enedis, lors des précédents rapports de contrôle :

« En ce qui la concerne, l'Autorité Concédante juge que la valeur vénale d'un bien reçu à titre gratuit correspond au prix qu'il a acquitté, dans les conditions normales de marché. Par conséquent, il n'y a aucune raison de retenir une autre valeur d'entrée en patrimoine et de valider la pratique d'un concessionnaire qui s'autorise à appliquer, sans accord préalable de l'Autorité Concédante (le maître d'ouvrage), une « minoration » ou une « majoration » de la valeur de l'ouvrage construit. »

Face à ce constat récurrent, depuis la mise en place de l'application « VRG » par Enedis, le Sigeif conteste une nouvelle fois l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire. L'Autorité Concédante saisira de nouveau Enedis sur le sujet afin de remédier à ces inexactitudes et de respecter la valeur créée. C'est, en effet, cette valeur qui est inscrite à l'actif du Sigeif avec **l'objectif d'intégrer l'ensemble du patrimoine concédé à son bilan.**

Tableau I7 - valorisation de la remise gratuite 2024

Déclaration de commencement de travaux		
Coût réel des opérations (HT)	6 881 630 €	-
Coût valorisé (Enedis) (HT)	7 271 854 €	-
Écart (VRG-Sigeif)	390 224 €	5,7 %
Coût réel (HT) résultant du concédant	3 765 157 €	10,4 %

Tableau I8- situation 2024 des opérations VRG par rapport à leur tolérance

Inférieur (décote)	Comprise	Supérieur (surcote)
9	38	21
13,2 %	55,9 %	30,9 %

Enfin, il est important de noter que le concessionnaire communique, dans son compte rendu d'activité de concession (CRAC) des chiffres sur les investissements qui n'incluent pas le détail des montants consacrés aux ZAC (zones d'aménagement concertées) ni ceux de l'achat des transformateurs HTA/BT des postes de distribution publique. Leur imputation au réseau BT ou HTA est donc impossible.

Quand Concessions rime avec innovation

Projet E-nails

Se géolocaliser en milieu urbain peut s'avérer compliqué. En effet, les immeubles, le mobilier urbain et les espaces verts représentent autant d'obstacles pour les satellites, rendant la localisation précise difficile dans de nombreuses situations.

Pour résoudre ce problème, NaTran RICE développe actuellement une technologie innovante fondée sur un algorithme de triangulation par ondes radio. Ces ondes sont diffusées par des dispositifs intelligents sous la forme de boîtiers appelés **e-nails**.

Les **e-nails** permettent de déterminer la position d'un individu, d'une infrastructure ou d'un ouvrage en temps réel, en mesurant les coordonnées x, y et z (profondeur) avec une précision centimétrique (environ 10 cm).

Cette technologie ouvre la voie à de nombreux usages complémentaires, notamment :

- la transmission de données environnementales (qualité de l'air, pollution sonore, données climatiques, etc.),
- l'affichage des réseaux enterrés en réalité augmentée,
- la fiabilisation des données de géolocalisation,

- le référencement du mobilier urbain, etc.

L'affichage en temps réel des réseaux enterrés sur une application mobile permettra, à terme, de réduire la durée des chantiers et le nombre de dommages liés aux travaux.

Subventionné par le programme européen Eureka dédié à l'innovation et à la recherche industrielle, le projet a déjà donné lieu à des tests réussis en laboratoire sur le site de RICE. Cependant, NaTran RICE recherche de nouveaux partenaires pour des essais en conditions réelles sur le domaine public. C'est dans cette optique que le transporteur s'est tourné naturellement vers le **Sigeif** pour lui présenter ce projet.

La ville de Chaville représente un terrain d'expérimentation particulièrement adapté, notamment en raison des nombreux travaux prévus prochainement, tels que la requalification de la voirie de l'avenue Roger Salengro ainsi que des travaux de dévoiement de multiples opérateurs.

Projet Voirie Sc@n

Parmi les nombreuses actions pour lutter contre les émissions de carbone, le Sigeif ainsi que son concessionnaire GRDF s'emploient à proposer aux communes adhérentes des solutions pour limiter les endommagements sur les réseaux.

À titre d'information, un dommage aux ouvrages sur une canalisation de gaz représente en moyenne 20-30 teq CO₂.

Lancé en 2024, le projet Voirie Sc@n réunit à ce jour sept communes du territoire pour expérimenter une application permettant la consultation des chantiers, selon leurs emprises déclarées sur les DICT⁹.

⁹ Déclaration d'Intention de Commencement de Travaux.

L'objectif étant d'apporter un outil efficient pour les services techniques, pour la gestion de l'espace public et pour les élus, afin qu'ils puissent répondre aux questions des riverains, en quelques clics à partir d'un smartphone.

Développé en partenariat avec la société Protys.fr, l'outil permettra à terme aux communes d'ajouter les dates d'arrêtés de voirie pour ainsi affiner l'information et permettre un suivi optimal des chantiers *in situ*.

Lancement d'une étude de résilience des infrastructures du Sigeif face au risque crue

Il y a plus de cent ans, une inondation sans précédent avait touché Paris et sa banlieue. Les Franciliens ont de fortes chances de connaître ce même phénomène climatique.

En effet, les inondations et débordements de la Seine, ainsi que de ses affluents, représentent un risque de plus en plus fréquent sur notre territoire et ont des conséquences notables sur l'exploitation des réseaux de gaz et d'électricité.

Dans le cadre de ses missions d'Autorité Concédante et de maîtrise d'ouvrage, le Sigeif a décidé de mener une étude sur la résilience de ces réseaux face au risque de crue, incluant la distribution publique de gaz, d'électricité, mais également des bornes IRVE, stations GNV et infrastructures photovoltaïques.

Cette étude permettra à terme de challenger GRDF et Enedis sur les investissements prévus dans les schémas directeurs d'investissements, qui sont inscrits dans les contrats de concession. Le rôle du Sigeif est de s'assurer que les réseaux exploités garantissent un service minimal aux équipes de secours et aux administrés.

Il est bien fréquent que de nombreux clients se retrouvent coupés sans pour autant avoir « les pieds dans l'eau ». Cela est souvent dû à un maillage électrique qui pourrait être amélioré ou à des canalisations de gaz en basse pression plus vulnérables à l'eau.

Cette étude, réalisée en partie avec l'aide de l'établissement public Seine Grands Lacs dans le cadre du Plan d'Actions de Prévention des Inondations (PAPI), est estimée à 80 000 €. Grâce à une subvention de l'État (fonds Barnier), ce montant sera réduit de moitié.

Enfin, moins coûteuse mais tout aussi essentielle, une action qui consistera à sensibiliser nos élus et les services techniques au risque de crue est également prévue. Cette initiative sera également financée à hauteur de 50 % par le fonds Barnier.

À titre d'exemple, près de 250 km de réseaux gaz basse pression se trouvent dans une zone dite « crue centennale ». Ce sont environ 28 000 clients répartis sur 43 communes qui pourraient être impactés. Un chiffre significatif !

En ce qui concerne le réseau électrique, des études d'impact ont été menées par Enedis sur les structures HTA conduisant à identifier différents scénarios hydrographiques, particulièrement pour les postes de distribution publique dits « coupés inondés » et ceux réputés « coupés non inondés », dits CNI.

Le deuxième PPI 2024/2027 devrait permettre de traiter 30 de ces derniers, par modification ou adaptation du matériel, qui concourent à l'atteinte de l'objectif fixé : zéro client coupé depuis des ouvrages en zones non inondées.

Enedis engage par ailleurs des travaux de reconstruction de Postes Sources particulièrement sensibles au risque d'inondation (à Rueil-Malmaison, notamment), qui élimineront le risque de coupure électrique de ces ouvrages.



Domaine comptable



Informations financières relatives au patrimoine en concession

Informations **relatives au** **patrimoine en** **concession**

Inventaire et valeur du **patrimoine en concession**

Les informations communiquées

Le patrimoine localisé fait l'objet d'une description détaillée (inventaire) au niveau de la « fiche immobilisation ». Une « fiche immobilisation » regroupe les investissements réalisés au titre d'une ou plusieurs affaires connexes sur le territoire d'une commune (le détail par affaire des fiches immobilisations n'est pas communiqué).

L'inventaire communiqué permet de disposer des informations suivantes au niveau de chaque fiche immobilisation, pour le patrimoine localisé uniquement :

- numéro d'immobilisation,
- libellé de l'immobilisation,
- identifiant technique¹⁰,
- nature de l'ouvrage,
- catégorie d'ouvrages,
- numéro de commune,
- libellé de commune,
- date de mise en service,
- année de fin d'amortissement,
- date d'entrée en concession,
- valeur brute comptable,
- amortissements cumulés (industriels),
- valeur nette comptable,
- quantité totale,
- unité quantité,
- valeur de remplacement,

- provision pour renouvellement,
- part du financement du concessionnaire dans la valeur brute,
- part du financement du concédant dans la valeur brute,
- écarts de réévaluation (1959/1976)
- amortissements des financements du concessionnaire,
- amortissements des financements du concédant,
- valeur nette comptable du droit du concédant,
- valeur nette comptable du financement du concessionnaire.

Les sept dernières lignes de la liste ci-dessus, qui appartiennent à la section « passif » de l'état d'inventaire, n'ont été insérées dans l'état d'inventaire qu'à partir de 2019 et n'étaient donc pas disponibles pour la période antérieure.

Les limites de l'information communiquée

Certaines informations essentielles ne sont pas disponibles dans cet inventaire notamment :

- Le caractère de bien de premier établissement ou de bien remplaçant.
- Le montant des financements cumulés récupérés via l'amortissement (toutes modalités comprises, et notamment l'amortissement de caducité jusqu'en 2004 inclus), qu'il s'agisse de l'amortissement des financements du concessionnaire ou de ceux du concédant.
- L'information « financements du concédant » au niveau de chaque fiche d'immobilisation, depuis 2019, constitue un progrès limité car le concessionnaire ne communique

¹⁰ Champ apparu en 2019 pour faire le lien entre l'inventaire comptable et les bases techniques.

- pas la répartition de ces financements par type d'origine¹¹.
- La nature ou la matière des biens.
 - La date de renouvellement prévue.
 - La probabilité de renouvellement estimée.
 - Le ou les numéros d'affaires correspondant à la fiche immobilisation ne sont pas communiqués. Or, ce numéro constitue l'identifiant utilisé par le concessionnaire dans son système de suivi des opérations. Il n'est ainsi pas possible de faire un lien direct entre les fiches immobilisations et le système de suivi concessionnaire. Cette limite est significativement handicapante pour le contrôle, tout particulièrement pour ce qui concerne les tests de valorisation des immobilisations, mais également pour le suivi des passifs de concession.
 - La très grande majorité des lignes d'inventaire ne présente pas d'informations permettant d'identifier la localisation géographique de l'ouvrage (adresse, parcelle cadastrale...) dans la commune, et/ou de faire le lien avec l'inventaire technique des immobilisations.
 - Il semble que la traçabilité des immobilisations antérieures à 2007 (ancien système d'information) ne puisse pas être garantie par la production des pièces justificatives des valorisations retenues et des dates de mise en inventaire.

¹¹ Remises à l'origine, remises gratuites, participations de tiers, affectations de la provision pour renouvellement ou des amortissements industriels ou de caducité, affectations des amortissements du concédant...

Valorisation du patrimoine par familles d'ouvrages (valeurs brutes)

Le tableau CF1 permet de décomposer par grandes familles d'ouvrages la valeur historique (valeur brute) du patrimoine en concession.

Tableau CF1 - Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages

En k€	2024	2023	2022	2021	2020
Canalisations Haute Tension A	331 427	317 643	302 939	283 771	271 338
- dont aérien	398	385	390	340	345
- dont souterrain	331 029	317 257	302 549	283 431	270 993
Canalisations Basse Tension	306 573	293 273	277 997	257 120	244 891
- dont aérien	22 350	22 520	22 270	21 618	21 620
- dont souterrain	284 223	270 753	255 727	235 502	223 271
Postes HTA/BT	107 707	104 116	101 272	95 474	92 263
Transformateurs HTA/BT	33 091	30 854	29 448	27 622	26 729
Compteurs	68 939	66 976	64 956	53 279	46 106
- Compteurs Linky	55 453	54 099	52 720	50 638	43 571
- Compteurs affaires	2 935	2 837	2 759	2 642	2 535
- Disjoncteurs	10 551	10 039	9 477		
Branchements localisés	246 107	234 210	221 843		
- Branchements aériens	5 828	5 760	5 375		
- Liaisons réseaux	191 195	181 740	172 397		
- Dérivations individuelles	49 084	46 709	44 071		
Ouvrages collectifs de branchement	105 407	98 089	90 006	82 490	79 783
Autres biens localisés	4 351	3 612	4 298	4 410	4 032
PATRIMOINE LOCALISÉ	1 203 602	1 148 771	1 092 759	804 168	765 142
Branchements non localisés				223 946	217 998
Comptages non localisés				26 614	27 703
Autres ouvrages non localisés	3 575	3 665	3 803	2 935	2 873
PATRIMOINE NON LOCALISÉ	3 575	3 665	3 803	253 496	248 574
PATRIMOINE EN CONCESSION	1 207 176	1 152 436	1 096 562	1 057 664	1 013 716

Source : CRAC 2024

La valeur brute du patrimoine en concession est en hausse de près de 54,7 M€, soit 4,7 % du patrimoine en concession.

Les mouvements justifiant cette variation sont présentés au paragraphe 2.1.3 plus avant dans le présent rapport.

Les principales évolutions observées concernent :

- les canalisations haute tension souterraines : + 13,8 M€, soit + 4,3 % ;
- les canalisations basse tension souterraines : + 13,4 M€ soit + 5 % ;
- les ouvrages collectifs de branchement : + 7,3 M€, soit + 7,5 %.

Rappel : en 2022 la valeur des branchements à l'inventaire avait diminué du fait de l'opération de localisation réalisée.

Localisation du patrimoine

Évolution du patrimoine non localisé

Environ un quart du patrimoine en concession restait non localisé en 2021. Le patrimoine non localisé concernait alors essentiellement les branchements et comptages.

La part du patrimoine non localisé a été réduite progressivement, à partir d'une première étape de localisation concernant les transformateurs en 2015, puis avec la localisation des compteurs Linky installés à partir de 2016.

Le concessionnaire a ensuite « engagé des travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement, qui ont permis d'aboutir, au cours de l'exercice 2018, à un inventaire détaillé et localisé des compteurs pour les catégories de clients du "Marché d'Affaires" et à une première étape de dénombrement et localisation sur les colonnes électriques ».

Au cours de l'exercice 2022, les liaisons réseau, les dérivations individuelles et les disjoncteurs ont fait l'objet d'une localisation. À l'issue de cette opération, la quasi-intégralité du patrimoine est désormais localisée.

Rappel des incidences des opérations de localisation survenues en 2018 :

L'impact des travaux de localisation réalisés au cours de l'exercice 2018 a constitué en une minoration de 8,2 M€ de la valeur brute du patrimoine, et de 2,7 M€ pour la valeur nette, essentiellement au titre des ouvrages collectifs de branchement.

En contrepartie de cette diminution du patrimoine, le concessionnaire a enregistré des mouvements conduisant à une réduction des droits du concédant pour 9,7 M€, ainsi qu'à une reprise de provisions pour renouvellement pour 1,5 M€.

Tableau CF2 - Part des immobilisations non localisées dans le patrimoine en concession

En k€	2024	2023	2022	2021	2020
Immobilisations en concession	1 207 176	1 152 436	1 096 562	1 057 664	1 013 716
<i>Dont non localisées</i>	<i>3 575</i>	<i>3 665</i>	<i>3 803</i>	<i>253 496</i>	<i>248 574</i>
<i>Part non localisée</i>	<i>0,3 %</i>	<i>0,3 %</i>	<i>0,3 %</i>	<i>24 %</i>	<i>24,5 %</i>

En k€	Valeur Brute	Valeur Nette	Amortissements du Concédant	Financements Enedis non amortis	Provision pour renouvellement
Avant inventaire	250	132	70	57	14
Après inventaire	222	120	57	58	21
<i>Variation</i>	<i>-27,9</i>	<i>-11,7</i>	<i>-12,7</i>	<i>1,4</i>	<i>7,1</i>

Rappel des incidences des opérations de localisation survenues en 2022

Les conséquences financières de ces opérations n'ont pas été présentées au CRAC 2022, mais le concessionnaire a formalisé un document¹² qui présente les évaluations suivantes :

Il apparaît, comme lors de l'opération de 2018, que les conséquences financières de la localisation des branchements et disjoncteurs en 2022 ont été fortement négatives pour le Sigeif :

- La valeur du patrimoine a reculé de près de 28 M€ en valeur brute et 12 M€ en valeur nette. Le concessionnaire explique cette diminution par « *une surestimation du poids de la concession au sein de la direction interrégionale induit par le calcul des clés de répartition, qui tenait principalement compte des nombres de clients* ».
- Les amortissements du concédant ont reculé de près de 13 M€, soit plus de 6 % du total de cette composante du droit du concédant au niveau de la concession, ce qui est considérable.

Sur la base du taux d'amortissement au 01/01/2022, la diminution proportionnelle des amortissements du concédant aurait dû être limitée à environ 7,9 M€. Aucun élément d'information permettant de comprendre cette incohérence apparente n'a été fourni à l'Autorité Concédante.

La provision pour renouvellement avait quant à elle, augmenté d'un peu plus de 7 M€, ce qui constitue en théorie un évènement favorable pour le bilan de la concession, sous réserve que ces provisions se transforment effectivement en droit du concédant à terme et qu'elles ne soient pas reprises au compte de résultat du concessionnaire. Aucune information permettant d'assurer la traçabilité de ces compléments de provisions n'a été communiquée à l'Autorité Concédante.

Les limites de l'information communiquée

- Les informations de traçabilité permettant de justifier en détail¹³ les conséquences comptables et financières des opérations de localisation de 2018 et 2022 n'avaient pas été transmises à l'Autorité Concédante¹⁴ ;
- Auparavant, les biens non localisés étaient en principe sortis automatiquement de l'inventaire à leur date de fin de vie comptable, même s'ils demeuraient

¹² Finalisation-inventaire-branchements_Sigeif-nouv-perimetre.PPTX

¹³ Liste des mouvements au niveau fiche immobilisation et affaire. Seules des informations agrégées avaient été transmises.

¹⁴ Seules des informations concernant les impacts globaux de l'opération ont été communiqués, sans traçabilité.

en usage. Parallèlement, les retraits de biens non localisés réalisés avant leur date de fin de vie comptable, n'étaient pas comptabilisés en déduction de l'inventaire. Il découle de ces méthodes comptables – déroatoires aux principes comptables – que les valeurs brutes et nettes des ouvrages qui ont fait l'objet d'une réallocation, sur la base de l'inventaire théorique issu du processus de localisation, ne correspondaient pas à la valeur réelle historique du patrimoine non localisé en concession au 01/01/2022 ;

- La détermination des quantités théoriques en inventaire retenues pour répartir les valeurs brutes et nettes en inventaire non localisé, ont été déterminées à partir d'un algorithme et n'ont donc pas donné lieu à un inventaire physique des branchements et disjoncteurs réellement présents sur le terrain. Cette méthode souffre donc d'un niveau d'approximation qu'il n'est pas possible d'évaluer en l'état mais qui semble significatif, eu égard aux résultats des travaux d'affinement de la valeur des branchements qui sont en cours.



Évolution du patrimoine en concession

Justification de la variation de la valeur brute en inventaire

Le patrimoine inscrit à l'inventaire comptable de la concession a augmenté de 282,3 M€ en 2023, soit une progression de 26,7 %.

Les nouvelles immobilisations inscrites à l'inventaire comptable, qui correspondent en principe aux mises en service de l'exercice, représentent au total près de 62,8 M€ (contre 61 M€ en 2023), soit 5,4 % de la valeur brute en concession en début de période. Il s'agit donc d'une progression sensible.

Ces mises en concession sont constituées, pour 7,9 M€, soit 12,6 %, par des remises gratuites.

Rappel : Intégration en concession des colonnes montantes propriété des tiers

Le concessionnaire n'avait pas indiqué, au cours des exercices précédents, quel avait été l'impact de l'intégration en concession des colonnes montantes organisée par la loi Élan¹⁵, bien que cette demande lui soit signifiée formellement dans les rapports de contrôle. Cette demande est donc de nouveau réitérée.

Rapprochement des investissements inscrits en comptabilité avec les investissements revendiqués par le concessionnaire

Pour l'exercice 2024, le concessionnaire revendique dans le CRAC un montant d'investissements¹⁶ de 77,7 M€, dont 3,5 M€ au titre des postes sources, et 0,8 M€ pour la logistique.

Le montant correspondant au domaine concédé représente donc, en principe, 73,4 M€.

¹⁵ Les colonnes montantes mises en service avant la publication de la Loi appartiennent à la concession si leur propriété n'a pas été revendiquée au 24 novembre 2020.

¹⁶ « Les dépenses d'investissement d'Enedis dans votre concession en 2024 », page 58 du CRAC.

Tableau CF3 - origines de la variation de la valeur brute du patrimoine en concession

En k€	01/01/2024	Adhésions	Apports ENEDIS nets	Apports Concédant + tiers	Retraits bruts	Transferts	31/12/2024
Immobilisations brutes	1 152 436	-	54 789	7 967	- 8 281	346	1 207 176

*Total apports :
62,8 M€ / 5,4 %*

Il est impossible, malgré les demandes adressées au concessionnaire, de rapprocher ce montant des 54,8 M€ inscrits à l'actif en comptabilité au titre du même exercice, tels qu'ils sont présentés au tableau CF 3 ci-dessus.

Il est demandé de nouveau au concessionnaire de procéder à la réconciliation des deux valeurs ci-dessus, en communiquant notamment la valeur du poste « immobilisations en cours » figurant en comptabilité au titre de la concession en début et en fin de période.

Les limites de l'information communiquée

Un certain nombre d'informations importantes relatives à la variation du patrimoine ne sont pas communiquées, ce qui limite fortement la capacité de l'Autorité Concédante à procéder au contrôle :

- La décomposition des 62,8 M€ présentés dans le tableau CF 3 ci-dessus entre premier établissement et renouvellement. Cette situation découle du fait que les fichiers de mises en service qui sont communiqués par le concessionnaire ne permettent pas d'identifier le type d'opération (premier établissement ou renouvellement). Il découle de cette situation qu'il est impossible d'identifier quelles sont les opérations de renouvellement, ce qui constitue une limite importante apportée au contrôle, notamment en ce qui concerne le suivi des passifs portés par les immobilisations renouvelées.
- Les valeurs des provisions et des amortissements du concédant utilisées

pour financer les immobilisations renouvelées ne sont pas communiquées.

- La réconciliation des investissements inscrits en inventaire comptable au titre d'un exercice¹⁷ donné, avec ceux présentés au paragraphe « Compte-rendu de la politique d'investissement d'Enedis » dans le CRAC pour la même période, n'est pas possible.
- Malgré les demandes récurrentes de l'Autorité Concédante, le concessionnaire ne communique pas la description précise¹⁸ de la méthode retenue pour valoriser les apports externes (bien remis gratuitement).
- Les états des mises en service et hors service mélangent les données relatives aux nouvelles immobilisations mises en service avec les informations correspondant au reclassement des immobilisations anciennes antérieurement non localisées. Ce choix d'organisation des données est préjudiciable au contrôle dès lors qu'il crée une confusion entre deux types de données différentes : des données relatives aux mises en service et hors service, qui concernent la variation de l'actif physiquement en concession, et des données de corrections qui ne sont pas liées à des mouvements physiques. Ces mouvements ne sont pas identifiables en tant que corrections, en l'absence d'un champ « type de mouvement » qui prendrait la valeur « correction ».
- Les fichiers de mouvements ne listent pas le détail des mises en service et hors service réalisées dans l'exercice. En effet, les lignes qui les constituent cumulent potentiellement l'ensemble des mouvements de l'exercice sur quadruplet :

¹⁷ En principe, sont inscrits à l'inventaire comptable au titre d'un exercice les investissements mis en service au cours de la période.

¹⁸ Notes de procédures Enedis.

commune / année / ETI / MOA. Il est ainsi impossible de tracer la variation d'une valeur brute en inventaire d'un exercice à l'autre à partir de la liste des mouvements la justifiant.

Il existe donc ici une rupture de la piste d'audit qui est fortement préjudiciable au contrôle.

- Les compléments de valeur, qu'ils soient positifs ou négatifs, sont retracés dans l'état des mises en service. Ils ne sont pas identifiables en tant que tels, en l'absence d'un champ « type de mouvement » qui prendrait la valeur « CVAL ».

Sur la base de cette organisation, les compléments de valeur positifs et/ou négatifs sont potentiellement cumulés avec des mouvements de mise en service, puisque les lignes du fichier « mises en services » sont des regroupements par Commune / Année / ETI / MOA, tous types de mouvements confondus.

Au total, l'absence de « typage »¹⁹ des mouvements constitue également une faiblesse significative préjudiciable au contrôle.

Tests sur échantillon

Du fait de la limitation liée à la rupture de piste d'audit évoquée ci-dessus, des tests sur échantillon sont réalisés au titre de contrôle alternatif.

Ces tests montrent que la granularité retenue par le concessionnaire pour suivre les opérations d'investissement est constituée par le numéro d'affaire. Il s'agit donc d'une granularité différente de celle retenue pour l'inventaire, à savoir le numéro de fiche immobilisation, ce qui crée une difficulté supplémentaire pour la réalisation des tests. Il apparaît en synthèse que, pour une liste de variations identifiées entre deux inventaires

successifs, le concessionnaire est en mesure de produire les numéros d'affaires correspondants et de communiquer le détail des mouvements qu'elles ont engendré au cours de l'exercice.

Malheureusement, l'absence d'un fichier de mouvements détaillé ne permet pas de disposer d'une base de sondage qui permettrait de formuler une conclusion extrapolable à l'ensemble de la population testée.

De plus, le concessionnaire signale régulièrement la difficulté matérielle à mettre en place des tests sur des populations de taille importante, ce qui limite également la portée du contrôle alternatif ainsi réalisé.

Dans ce contexte, les tests réalisés ont pour intérêt essentiel de permettre une meilleure compréhension des procédures retenues par le concessionnaire pour procéder aux mises en inventaire, ce qui est utile puisque celui-ci ne communique pas son manuel de procédures.

Conclusion partielle sur la justification de la variation de la valeur brute en inventaire

Au total, il apparaît, en l'état des informations disponibles, qu'il est impossible de procéder à la justification détaillée de la variation des valeurs du patrimoine en concession d'une année sur l'autre, à partir des données figurant dans les états de mouvement transmis à l'Autorité Concédante.

Ceci constitue une limitation forte du contrôle mais également un point de faiblesse potentiel de l'information financière qui devra être communiquée par la collectivité concédante, dans le cadre des obligations qui lui sont faites par la norme 18 du CNOCP²⁰.

Il est donc attendu du concessionnaire une évolution rapide des informations communiquées.

¹⁹ Insertion d'un champ « type de mouvement » qui pourrait prendre les valeurs : MES, CVAL, MHS, COR, RET, TRANS...

²⁰ La norme 18 du CNOCP (Conseil de Normalisation des Comptes Publics) prévoit que les biens objets de contrats concourant à la réalisation du service public soient exhaustivement inscrits à l'actif du bilan des collectivités concédantes, quelle que soit l'origine des financements. Elle prévoit que la justification de la variation de la valeur brute et de la valeur nette du patrimoine en concession soit communiquée en annexe des comptes annuels.

Amortissement du patrimoine

Dans le modèle économique concessif, l'amortissement a une double fonction :

1. constater la dépréciation de la valeur des actifs en concession du fait de l'effet du temps et/ou de l'obsolescence technologique ;
2. permettre la récupération des financements engagés : les dotations aux amortissements constituent des charges calculées qui sont prélevées sur le résultat sans qu'il y ait décaissement des sommes correspondantes.

Ainsi, les dotations aux amortissements viennent constituer des flux de trésorerie qui complètent le résultat de l'exercice et contribuent à la capacité d'auto-financement annuelle.

Le taux d'amortissement présenté dans le tableau CF4 montre que l'âge moyen du patrimoine avoisine la moitié de sa durée de vie comptable.

Les amortissements cumulés présentés correspondent à un amortissement de dépréciation calculé selon les durées d'amortissement linéaire qui figurent dans le tableau CF5.

Tableau CF4 - Taux d'amortissement des immobilisations

En k€	2024	2023	2022	2021	2020
Immobilisations brutes	1 207 176	1 152 436	1 096 562	1 057 664	1 013 715
Amortissements	562 546	537 319	513 041	496 383	474 175
VALEUR NETTE	644 630	615 117	583 521	561 280	539 540
Taux d'amortissement	46,6 %	46,6 %	46,8 %	46,9 %	46,8 %

Tableau CF5 - Durée d'amortissement

Catégories d'immobilisations	Durées d'amortissement signalée par ENEDIS
Génie civil des postes	45 ans
Canalisation HTA (souterrain-aérien)	40 ans
Canalisation BT (souterrain et aérien nu)	40 ans
Canalisation BT (torsadé)	50 ans depuis le 01/01/2011, 40 avant cette date
Bâtiment de poste	30 à 45 ans depuis 2007, 30 avant cette date
Transformateurs	HTA-BT : 40 ans depuis le 01/01/2012, 30 ans avant. Autres transformateurs : 30 ans
Branchements souterrains	40 ans
Branchements aériens torsadés (Liaisons réseaux)	50 ans à compter du 01/01/2023, 40 ans avant cette date
Colonnes montantes	60 ans à compter du 01/01/2019, 40 ans avant cette date
Installations de comptage	20-30 ans depuis le 01/01/2007, 20-25 avant cette date

Le tableau CF 5 montre que de nombreux changements comptables concernant les durées d'amortissement ont été opérés :

- Les immobilisations en concession ont fait l'objet d'un amortissement de caducité²¹ jusqu'en 2004. Depuis 2005, les immobilisations sont amorties uniquement en dépréciation, sur les durées de vie estimées des immobilisations.
- En 2011, un changement d'estimation a été réalisé : allongement de la durée de vie estimée des canalisations basse tension aériennes torsadées à 50 ans au lieu de 40 ans.
- En 2012, un changement d'estimation a été réalisé : allongement de la durée de vie estimée des transformateurs HTA/BT à 40 ans au lieu de 30 ans ;
- En 2015 : certaines installations de comptage on fait l'objet d'un amortissement accéléré.
- En 2019 : le concessionnaire a procédé à un changement d'estimation pour l'ensemble des colonnes montantes dont la durée de vie a été ré-estimée à 60 ans contre 40 ans précédemment. Ce changement a également généré des reprises de provisions pour renouvellement pour les biens devenant renouvelables après la fin du contrat de concession en vigueur, suite à l'allongement de durée de vie.
- En 2022 : le concessionnaire a procédé à un changement d'estimation pour les branchements aériens (câbles de liaisons réseau aériens) dont la durée de vie a été ré-estimée à 50 ans, contre 40 ans précédemment. Il n'a pas été indiqué si ce changement a également généré des reprises de provisions pour renouvellement.

Il est rappelé que l'Autorité Concédante avait indiqué dans son rapport, au titre de l'exercice 2019 :

« Contrairement à ce qui est indiqué dans le CRAC 2019 à la page 94, les impacts de cette opération sur la concession ne sont pas précisés (...).

L'Autorité Concédante constate de nouveau l'absence de concertation et de communication préalable à un changement de méthode et l'insuffisance de la communication financière relative aux conséquences de ce changement comptable. Elle réitère en conséquence les protestations et mises en demeure du concessionnaire, formulées dans la motion votée le 16 décembre 2013 et rappelées ci-dessus.

En cohérence avec la conclusion de cette motion, elle indique à nouveau qu'elle ne se considère pas engagée par des changements comptables qui sont réalisés unilatéralement par le concessionnaire, particulièrement s'ils sont susceptibles d'avoir un impact sur l'économie du contrat de concession et les droits réciproques du concessionnaire et du concédant. »

Le même raisonnement et la même position peuvent être retenus pour le nouvel allongement de durée de vie des ouvrages pratiqué unilatéralement par le concessionnaire en 2023.

D'une manière générale, les changements comptables survenus depuis 2011 ont été traités de façon prospective, ce qui signifie que les amortissements constatés à la date du changement comptable ont été maintenus tels quels. Par contre, la question du mode de traitement des changements comptables survenus entre 2006 et 2011 reste également sans réponse : ces changements comptables

²¹ C'est-à-dire un amortissement linéaire sur la durée résiduelle du contrat de concession à la date de mise en service de l'immobilisation.

ont-ils été traités de façon prospective ou rétrospective ?

Les changements comptables énumérés ci-dessus ont tous eu pour conséquence d'allonger les durées d'amortissement des biens en concession et, donc, d'accroître les valeurs nettes comptables des immobilisations en concession à la date d'analyse.

Ces changements comptables aboutissent ainsi à ralentir la récupération apparente des financements du concessionnaire.

Ces allongements de durée de vie ne sont pas anodins, dès lors qu'en cas de non-renouvellement du contrat, le concessionnaire pourrait, sur la base de l'article 49 du cahier des charges annexé au nouveau traité de concession, être amené à revendiquer une indemnisation basée sur la valeur nette comptable de ses financements non récupérés, réévaluée grâce au taux moyen de rendement des obligations des sociétés privées (TMO).

Dans ce cadre, il convient de souligner que l'article 31 prévoit que la valeur du financement du concessionnaire serait déterminée sur la base de sa comptabilité.

Il est donc essentiel de disposer d'une traçabilité complète des informations comptables transmises par le concessionnaire, ce qui n'est pas le cas.

Par ailleurs, l'abandon de l'amortissement de caducité à partir de 2005 suscite une interrogation particulière à laquelle le concessionnaire n'a jamais répondu : quel a été le sort des financements récupérés par ce biais ? Ces financements ont-ils été maintenus, dans un compte de passif, dans les comptes du concessionnaire et pour quel montant ?

L'enjeu sous-jacent consiste à garantir que ces sommes seraient bien déduites des financements nets du concessionnaire, dans le

cas d'une interruption anticipée du contrat ou d'un non-renouvellement.

Il n'est pas possible, sur la base des informations communiquées, de répondre à cette question.

Les limites de l'information communiquée en matière d'amortissements

Un certain nombre d'informations importantes relatives aux amortissements ne sont pas communiquées :

- Le sort des amortissements de caducité pratiqués jusqu'en 2004 et des éventuels amortissements de dépréciation qui auraient pu être annulés dans le cadre de changements comptables traités rétrospectivement.
 - La justification exhaustive de la variation des amortissements d'un exercice à l'autre ne peut pas être retracée à partir des informations communiquées.
- Cette limite découle notamment des faiblesses exposées dans le paragraphe « *Justification de la variation de la valeur brute en inventaire* » qui impliquent notamment qu'il n'est pas possible d'identifier la liste des immobilisations sorties au cours de l'exercice et qu'il est, en conséquence, impossible de mettre en évidence la variation des amortissements, qui correspond à la part portée antérieurement par les immobilisations sorties de l'inventaire.

Il est également rappelé que l'incidence des changements comptables est insuffisamment documentée, d'une manière générale et tout particulièrement en ce qui concerne le sujet des changements de durée d'amortissement.



Les passifs de concession

Les passifs de concession

Les droits du concédant

Notion de droits du concédant et informations communiquées

Les droits du concédant correspondent en principe :

- à la valeur des biens remis en début de contrat ;
- aux participations²² versées par le concédant ou des tiers finançant la création ou l'acquisition d'ouvrages en concession ;
- aux remises gratuites du concédant ou des tiers ;
- aux affectations de provisions pour renouvellement, d'amortissements industriels et d'amortissements du financement du concédant lors des opérations de renouvellement ;
- aux financements du concédant reconstitués par amortissement (amortissements des financements du concédant) ;
- aux amortissements de caducité.

Le concessionnaire ne communique pas les informations selon le détail mentionné ci-dessus, à l'exception des « amortissements des financements du concédant », communiqués pour chaque ligne d'inventaire. En complément, le concessionnaire communique uniquement, pour chaque ligne d'inventaire, un montant globalisé de « financements du concédant ».

Avant 2019, ces informations étaient communiquées de façon agrégée, sans détail

par immobilisation au niveau des lignes d'inventaire.

Nota bene : le concessionnaire ne comptabilise pas les contributions facturées aux clients au titre des raccordements au réseau en tant que participations versées par les tiers. Il considère ces financements de tiers, par analogie avec la règle fiscale, comme des recettes d'exploitation.

Cette position a toujours été contestée par le Sigeif, la règle fiscale n'ayant pas à se substituer aux principes comptables.

Les financements du concessionnaire restant à récupérer

Ces financements correspondent, en théorie, à la valeur initiale des financements consentis par Enedis pour l'édification du réseau concédé, diminuée des récupérations de financements obtenues par le biais de l'amortissement²³.

À partir des informations nouvelles fournies par le concessionnaire, il est désormais possible de déterminer - pour chaque ligne figurant à l'inventaire des biens localisés - le montant non réévalué²⁴ du financement du concessionnaire restant à récupérer, tel qu'il est évalué par lui.

²² Au sens large, c'est-à-dire y compris les subventions.

²³ En proportion de la part du financement d'Enedis dans l'investissement initial.

²⁴ Il convient de bien conserver à l'esprit que la clause indemnitaire prévue tant par l'ancien que par le nouveau contrat prévoit que le montant net des financements du concessionnaire non récupéré à la date d'interruption du contrat serait réévalué, ce qui pose un problème d'équité souligné dans nos précédentes notes.

Le Sigeif rappelle cependant que, dans la mesure où les modalités de détermination de ce montant ne sont pas traçables et puisqu'il existe des divergences d'interprétation entre le concessionnaire et le concédant sur les montants à affecter en droits du concédant, elle émet des réserves expresses concernant la valeur des financements du concessionnaire restant à récupérer présentés à l'inventaire.

Synthèse des droits du concédant présentés par le concessionnaire

Le tableau CF 6 permet de synthétiser les informations transmises par le concessionnaire au titre des droits du concédant.

Eu égard aux limitations subies quant au détail de ces informations et à leur traçabilité, puisqu'il est notamment impossible de justifier la variation des agrégats d'une année à l'autre, ces données sont présentées sous toutes réserves.

La baisse significative des financements nets du concédant, qui avait été observée en 2022, avait été interprétée comme étant liée à l'opération de localisation réalisée alors.

Il n'avait cependant pas été possible de remonter la piste d'audit pour justifier cette évolution, les données de détail concernant les conséquences de la localisation des ouvrages n'ayant pas été communiquées par le concessionnaire.

En 2024, les financements nets du concédant stagnent, comme ce fut le cas en 2023, ce qui signifie en principe que les 7,9 M€ de nouvelles remises gratuites présentées au point 2.1.3 ont tout juste compensé les dotations aux amortissements et les retraits pratiqués pour leur part relative aux financements du concédant.

Les limites de l'information communiquée :

- ➔ Les financements du concédant sont communiqués globalement pour chaque immobilisation, sans détailler les différentes origines de financements du concédant qui sont les suivantes :
 - biens remis à l'origine du contrat de concession,
 - apports en concession réalisés gratuitement par les tiers ou l'Autorité Concédante,

Tableau CF 6 - Revue analytique des droits du concédant

En k€	Sens	2024	2023	2022	2021	2020
Droit en nature du concédant (VNC)	(a)	644 630	615 117	583 519	561 250	540 707
Financement à récupérer revendiqué par le concessionnaire	(b)	448 586	419 129	387 888	356 830	328 903
• Financement net du concédant	(a-b)	196 044	195 987	195 631	204 420	211 804
Amortissements des financements du concédant	(c)	223 540	215 230	206 793	207 834	198 777
• Droit du concédant net	(a-b +c)	419 583	411 217	402 424	412 254	410 581
Financement théorique net du concessionnaire	(b-c)	225 047	203 899	181 095	148 996	130 126

- contributions et/ou participations financières de tiers ou de collectivités locales,
 - contre-valeur des ouvrages remplacés, financée par la provision pour renouvellement,
 - contre-valeur des ouvrages remplacés, financée par l'utilisation de l'amortissement industriel (article 10 de l'ancien cahier des charges) et amortissement des financements du concédant.
- Le détail des inscriptions en droit du concédant ne peut pas être tracé à partir des informations communiquées par le concessionnaire. Il est donc impossible à l'Autorité Concédante de vérifier que ces inscriptions sont bien satisfaisantes (suffisantes).
- Il est impossible de justifier la variation des droits du concédant d'un exercice à l'autre, à partir des informations communiquées par le concessionnaire²⁵. Il existe donc ici également un déficit de traçabilité qui limite fortement le contrôle que peut faire l'Autorité Concédante de ses droits au passif du concessionnaire.

Il apparaît donc qu'il existe toujours un important déficit de traçabilité concernant les droits du concédant.

La provision pour renouvellement

Les stipulations de l'article 11 du traité de concession

L'existence de provisions pour renouvellement au passif du bilan de la concession découle des stipulations de l'article 11 du cahier des charges annexé au traité de concession du 18 octobre 2019, qui prévoit :

« À partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'Autorité Concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages, mises à part :

- *l'obligation d'amortir les financements de l'Autorité Concédante rattachés aux ouvrages concédés réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage ;*
- *l'obligation, explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession. »*

Puis :

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

- *des droits de l'Autorité Concédante sur les biens existants (...) ;*
- *des droits de l'Autorité Concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire, au titre des biens à renouveler et recouvrent :*

²⁵ Cette faiblesse découle en grande partie de celle relevée plus haut concernant les fichiers de mouvements.

- *l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par l'Autorité Concédante,*
- *la provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat ».*

Il est utile de rappeler que l'ancien contrat de concession imposait au concessionnaire de doter des provisions et de constituer un amortissement industriel en vue de pourvoir au renouvellement des immobilisations²⁶.

Après une progression de 3,5 % en 2022, concernant les biens auparavant non localisés qui avaient bénéficié de l'affectation d'une partie des provisions mises en attente entre 2015 et 2017, la provision pour renouvellement a repris sa décroissance à partir de 2023 sur un rythme désormais supérieur à celui observé en 2020 et 2021. En effet, en 2024, la décroissance augmente de -1,8 % à -2,8 %.

Les informations communiquées

Comme cela a été indiqué plus haut, la quasi-intégralité du patrimoine est désormais localisée. Le tableau CF7 isole cependant les provisions correspondant aux immobilisations auparavant non localisées, de façon à permettre leur suivi dans le temps.

Tableau CF7 - Revue analytique de la provision pour renouvellement

En k€	2024	2023	2022	2021	2020
Biens localisés	167 742	172 963	176 321	177 032	180 734
Ex-biens non localisés	21 037	21 293	21 515	14 198	14 171
Total stock de provisions	188 779	194 255	197 836	191 231	194 905
Évolution en %	-2,8 %	-1,8 %	3,5 %	-1,9 %	-1,6 %

Source : CRAC 2020 à 2024 et inventaires

²⁶ Obligations liées à l'article 10 de l'ancien traité de concession.

Justification de la variation de la provision pour renouvellement

Comme le montre le tableau CF8, les informations communiquées par le concessionnaire, en ce qui concerne les mouvements de la provision pour renouvellement, ne permettent pas de justifier la variation de celle-ci.

Tableau CF8 - Informations communiquées concernant les mouvements de la provision pour renouvellement

En k€	2024	2023	2022	2021	2020
Dotations aux provisions	245	- 95	155	- 28	673
Reprises de provisions	- 1 698	- 1 442	- 1 206	- 1 145	- 773
<i>Impact du compte de résultat sur la variation de provision</i>	<i>- 1 453</i>	<i>- 1 537</i>	<i>- 1 051</i>	<i>- 1 173</i>	<i>- 100</i>
Affectation	- 2 405	- 2 196	- 1 364	- 1 733	- 3 564
Incidence de la localisation			7 100		
Incidence adhésions nouvelles communes			2 203		
<i>Variation expliquée</i>	<i>- 3 858</i>	<i>- 3 733</i>	<i>6 888</i>	<i>- 2 906</i>	<i>- 3 664</i>
Variation observée	- 5 476	-3 581	6 605	- 3 674	- 3 219
<i>Écart non expliqué</i>	<i>- 1 618</i>	<i>152</i>	<i>- 283</i>	<i>- 768</i>	<i>445</i>

On peut s'interroger sur le caractère équitable et la légitimité des importantes reprises de provisions pratiquées par le concessionnaire, qui aboutissent à retenir à son profit une part des provisions initialement constituées. Sur les 5 exercices retracés ci-dessus, ce sont ainsi environ 6,3 M€ qui auraient pu être consacrés au financement des renouvellements et affectés aux droits du concédant, mais qui ont été réorientés vers le compte de résultat du concessionnaire, sans que le contrôle sur la justification de ces reprises ne puisse être organisé de façon satisfaisante.

Pourtant, le contrat de concession, dans sa nouvelle version, stipule explicitement que les provisions existant à l'ouverture du contrat représentent des « droits du concédant ».

Dans ce cadre, il semblerait légitime de considérer ces ressources comme des financements du concédant, ayant vocation à être affectées de façon exclusive et intégrale au financement des renouvellements et, ainsi, à être maintenues en droits du concédant *in fine*.

Cette interrogation est renforcée par les constats faits lors des contrôles sur pièce. En effet, ces contrôles montrent notamment que d'importants mouvements de reprises de provisions, considérées comme devenues sans objet, sont pratiqués dès lors que les opérations sont qualifiées d'extensions de réseau. Des précisions sur les conditions qui peuvent justifier ces situations à priori contre-intuitives ont été demandées au concessionnaire.

Sort des provisions pour renouvellement portées par les biens auparavant non localisés

Au cours des contrôles réalisés jusqu'en 2014, il était apparu que les provisions constituées au titre des immobilisations non-localisées faisaient l'objet d'une « sortie ²⁷ » à l'issue de leur vie comptable, soit quarante ans après la date de mise en service. Ces provisions en attente faisaient ensuite l'objet d'une affectation ²⁸ au cours de l'année suivant cette « sortie ».

En 2011 puis en 2014, l'analyse du processus d'affectation aux droits du concédant de la provision afférente aux immobilisations non localisées avait montré que les provisions « sorties » au titre des deux exercices concernés n'avaient pas été intégralement affectées aux droits du concédant.

Il avait alors été signalé au concessionnaire que la solution retenue par lui – qui aboutissait à affecter en droit du concédant un montant inférieur aux besoins de financements réels, et ce alors qu'une provision excédentaire existait globalement – ne pouvait être admise par l'Autorité Concédante.

Nota bene : la position de l'Autorité Concédante est identique concernant les biens localisés.

Par ailleurs, et alors que le Sigeif souhaitait procéder à la même analyse pour les exercices postérieurs à 2014, le concessionnaire n'avait pas transmis les données correspondantes sur la période de 2015 à 2018. Interrogé sur le devenir des provisions relatives aux ouvrages non localisés parvenus en fin de vie entre 2015 et 2017, le concessionnaire avait fini par

donner les indications suivantes en octobre 2019 :

« Une partie de la provision relative aux ouvrages de branchement (...) a été conservée dans un compte de provision dédié. À l'issue de la complète finalisation des travaux d'individualisation et de localisation des branchements, ces provisions en attente seront réaffectées aux ouvrages de branchements (...). À noter que le processus de sortie automatique de l'actif des branchements à la fin de leur durée de vie a été arrêté en 2018, et que les stocks de PR associés à ces ouvrages sont maintenus au passif du bilan en vue de leur renouvellement. Le montant de provision en attente (...) est actuellement estimé à 11 M€ sur le périmètre de votre concession. »

L'Autorité Concédante peut difficilement comprendre quelles sont les raisons qui avaient pu conduire le concessionnaire à passer sous silence ce changement comptable significatif pendant quatre ans.

Le Sigeif s'est interrogé sur le sort final des provisions concernées, dans les précédents rapports de contrôle, et a indiqué qu'il souhaitait obtenir des informations suffisamment précises pour vérifier que la nouvelle méthode ne conduise pas à le priver d'une partie des affectations au droit du concédant qu'il aurait pu attendre à méthode constante.

Or, le concessionnaire s'est borné à indiquer qu'un montant de 7,8 M€²⁹ de provisions supplémentaires avait été affecté aux branchements, dans le cadre du processus de localisation, sans transmettre aucun élément de traçabilité permettant de justifier cette affectation partielle (les provisions en attente représentaient au moins 11 M€, semble-t-il, le

²⁷ Il semble qu'il s'agisse plutôt d'un reclassement à un compte de provision, en attente d'affectation que d'une reprise de provision au sens comptable.

²⁸ C'est-à-dire soit une affectation aux droits du concédant, soit une reprise au compte de résultat du concessionnaire.

²⁹ La variation nette de 7,1 M€ mentionnée plus haut tient compte d'un mouvement de reprise de 0,7 M€.

montant définitif n'ayant pas été communiqué non plus).

Il est donc demandé au concessionnaire :

- de justifier en détail le montant des provisions en attente d'affectation au 1/02/2023 ;
- de justifier en détail les modalités de calcul des montants affectés aux lignes d'inventaire correspondant aux immobilisations antérieurement non localisées, depuis l'origine du processus ;
- de préciser quel a été le sort des provisions en attente qui n'ont pas été affectées à la concession.

Les limites de l'information communiquée au titre des provisions pour renouvellement

- Il apparaît que les éléments communiqués par le concessionnaire ne permettent pas de reconstituer la variation des provisions observée d'un exercice sur l'autre.
- L'incidence des variations de périmètre n'est pas communiquée et ne peut être déterminée, notamment car l'Autorité Concédante ne dispose pas des états d'inventaire des communes entrantes pour l'exercice précédant leur entrée en concession.
- Les éléments permettant de justifier le solde de la provision pour renouvellement (plan de renouvellement, éléments de revalorisation, probabilités de retrait) ne sont pas transmis à l'Autorité Concédante.
- Le fichier des mises en service ne permet pas d'identifier les opérations qui constituent des renouvellements. En tout état de cause, il n'est pas possible de réaliser le lien entre le fichier des mises en service et l'inventaire. Dans ce contexte, il est impossible d'identifier quelles sont les lignes d'inventaire concernées par des opérations de renouvellement pour réaliser des tests sur celles-ci.
- Le fichier d'inventaire ne distingue pas le montant des provisions pour

renouvellement affectées à l'intérieur du champ « financement concédant ». Il est donc impossible d'identifier les lignes d'inventaire qui ont bénéficié d'une affectation de provision, que ce soit au titre d'un exercice ou globalement.

- Les informations disponibles ne permettent pas de réaliser le lien (filiation) entre les immobilisations remplaçantes et les immobilisations remplacées. Il n'est donc pas possible d'interpréter si une diminution de provision apparaissant sur une ligne d'inventaire a pu donner lieu à affectation en droit du concédant sur une autre ligne.
- Les éléments de traçabilité permettant de justifier les montants de provisions afférents aux branchements non localisés qui avaient été inscrits dans un compte d'attente, à partir de 2015, n'ont pas été communiqués à l'Autorité Concédante.
- Le sort des provisions « en attente de liquidation » non affectées n'a pas été communiqué.

Tests sur échantillon

Du fait des limitations présentées ci-dessus, des tests sur échantillon sont réalisés à titre de contrôle alternatif.

Ces tests montrent que les délais nécessaires à l'affectation des passifs peuvent parfois être importants, ce qui complique le suivi de ces opérations. L'absence de communication concernant les provisions en attente d'affectation aggrave ces difficultés.

Il apparaît en synthèse que, pour une liste de variations identifiées de la provision pour renouvellement attachée aux immobilisations en inventaire, le concessionnaire est en mesure de produire les numéros d'affaires correspondants et de communiquer le détail des mouvements que celles-ci ont engendré au cours de l'exercice et d'identifier les immobilisations qui ont bénéficié d'une affectation de passifs (provision pour renouvellement et/ou amortissement des financements du concédant).

Malheureusement, l'absence d'un fichier des mouvements de provision pour renouvellement détaillé ne permet pas de disposer d'une base de sondage qui permettrait de formuler une conclusion extrapolable à l'ensemble de la population testée.

De plus, le concessionnaire signale régulièrement la difficulté matérielle à mettre en place des tests sur des populations de taille importante, ce qui limite également la portée du contrôle alternatif ainsi réalisé.

Dans ce contexte, les tests réalisés ont pour intérêt essentiel de permettre une meilleure compréhension des procédures retenues par le concessionnaire pour procéder aux mises en inventaires, ce qui est utile puisque celui-ci ne communique pas son manuel de procédures.

Les tests réalisés ont notamment mis en évidence une pratique qui n'était pas décrite dans les éléments de documentation transmis par le concessionnaire : dès lors qu'une affaire est typée « en extension », les passifs³⁰ portés par les immobilisations renouvelées dans le cadre ne sont pas affectés en droits du concédant sur les immobilisations remplaçantes. Elles sont reprises au compte de résultat du concessionnaire.

Cette pratique ne semble pas équitable, dès lors qu'il y a bien eu renouvellement d'une partie du patrimoine en concession lors de la mise en place de l'opération d'extension.

De même, lorsque les financements du concessionnaire n'étaient pas intégralement récupérés lors du renouvellement, il apparaît que cela fait obstacle à une affectation intégrale des passifs de concession au droit du concédant, dans certains cas.

Cette pratique ne semble pas non plus équitable, dès lors que des passifs de concession sont repris ainsi au compte de résultat du concessionnaire, alors qu'ils auraient pu être considérés comme un financement du concédant sur les immobilisations remplaçantes.

Il conviendra donc de poursuivre les investigations sur ces sujets lors des prochains contrôles afin de formuler une opinion définitive sur ces pratiques.

Conclusion partielle sur la justification de la variation des provisions pour renouvellement

Au total, il apparaît donc qu'il est impossible au Sigeif de réaliser le suivi des droits que confère l'article 11 du cahier des charges annexé au traité de concession sur les provisions pour renouvellement.

Il n'est notamment pas possible de vérifier le caractère satisfaisant des affectations de provisions pour renouvellement aux droits du concédant et des montants de provisions repris au compte de résultat du concessionnaire.

Par ailleurs, le Sigeif continue à rappeler sa position concernant le sort des provisions pour renouvellement considérées comme devenant sans objet : celles-ci devraient être intégrées dans les droits du concédant plutôt qu'être reprises au profit du concessionnaire dans son compte de résultat.

De plus, eu égard à l'imprécision manifeste de la méthode de calcul des provisions au niveau unitaire, l'intégralité du besoin de financement devrait être prélevée sur le stock de provision global, lorsque la provision unitaire est insuffisante.

³⁰ Provision pour renouvellement et/ou amortissement des financements du concédant.



Structure financière de la concession

Structure financière de la concession

Impossibilité d'établir un bilan de fin de contrat

Il est apparu, dans le cadre des discussions relatives au nouveau contrat, qu'Enedis ne souhaitait pas (ou n'était pas en mesure de) transmettre les informations nécessaires pour établir un bilan de fin de contrat et déterminer les conditions d'entrée dans le nouveau contrat (identification et valorisation du patrimoine, identification des financements réciproques), dans des conditions de traçabilité, de sécurité et d'exhaustivité satisfaisantes.

Le Sigeif a donc dû renoncer à établir un « bilan de fin de contrat », dans le cadre du processus de signature du nouveau contrat, car les délais et les difficultés identifiés ne permettaient pas de parvenir à un document suffisamment fiable pour recevoir une valeur contractuelle.

C'est dans ce contexte qu'il a été décidé d'établir un « bilan d'ouverture » de façon indépendante du processus de signature du nouveau contrat, afin de matérialiser un état des lieux de l'information financière disponible sur la situation active (patrimoine et valorisation) et passive (engagements dont droits du concédant) de la concession.

Dans ce cadre, Enedis a transmis au Sigeif un certain nombre d'informations qui ont été retracées dans un document intitulé « SERVICE PUBLIC DU DÉVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ - Bilan 2014 – 2019 ».

Dans le préambule de ce document, le Sigeif a tenu à indiquer que « *l'Autorité Concédante rappelle, comme souligné dans ses rapports de contrôle, qu'elle n'est pas en mesure de contrôler les valeurs communiquées puisqu'elle se considère insuffisamment informée quant :*

- > aux conséquences des importants changements de méthodes survenus depuis le 1^{er} janvier 2005, notamment pour ce qui concerne le sort réservé aux financements récupérés par le concessionnaire à cette date, que ce soit pour son propre compte ou pour celui de l'Autorité Concédante ;*
- > à la méthodologie d'élaboration du compte de résultat de la concession, qui ne garantit pas systématiquement le lien entre les valeurs présentées et l'exploitation de la concession ;*
- > à l'impossibilité de remonter la piste d'audit permettant la justification des valeurs inscrites à l'inventaire antérieurement à 2008 pour le patrimoine localisé et pour l'intégralité du patrimoine non localisé ;*
- > à l'impossibilité de justifier les financements réciproques du concessionnaire et du concédant, ainsi que le montant de la réévaluation potentielle du financement du concessionnaire restant à récupérer, qui constituent pourtant des paramètres essentiels à maîtriser pour anticiper les conséquences potentielles de la fin de concession ;*
- > à l'impossibilité de vérifier les modalités de mise en œuvre des obligations de préfinancement des ouvrages remplaçants prévues par le contrat de concession signé en 1994. »*

Il apparaît donc que les limitations rappelées ci-dessus ne permettent pas à l'Autorité Concédante de valider les données patrimoniales et financières communiquées par le concessionnaire au moment de l'entrée dans le nouveau contrat de concession.

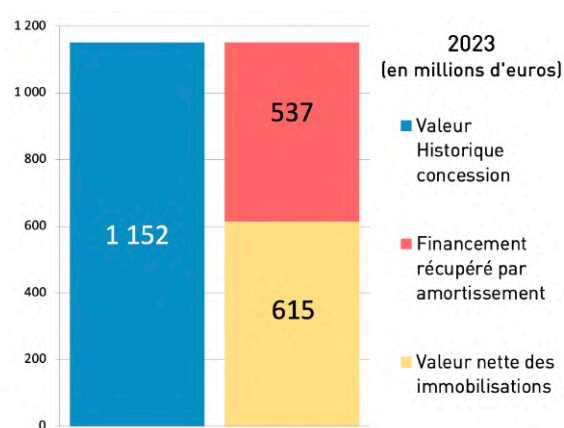
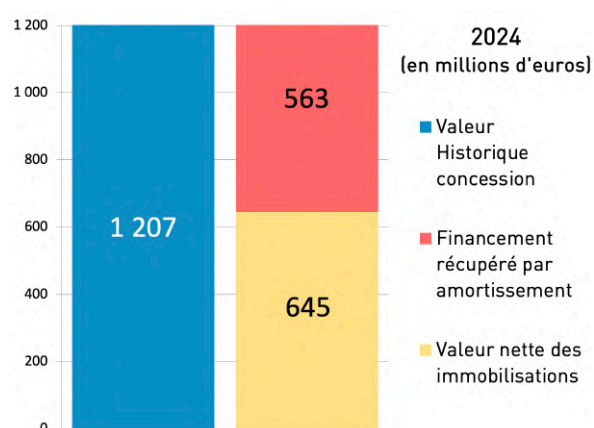
Schémas de synthèse de la structure financière de la concession

Les schémas de synthèse présentés dans les paragraphes qui suivent le sont à titre d'illustration à partir des données communiquées par le concessionnaire, afin d'identifier les enjeux financiers structurels de la concession au 31/12/2024.

Eu égard aux limitations et aux incertitudes en ce qui concerne les informations transmises, ces schémas sont présentés sous toutes réserves et sont à analyser avec prudence.



Amortissement des financements initiaux



Les limites de l'information communiquée :

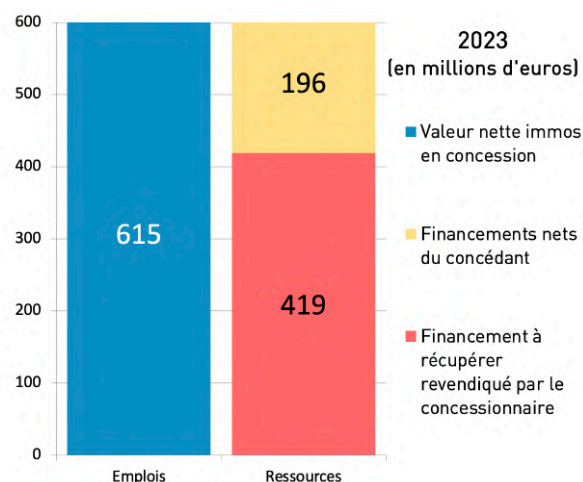
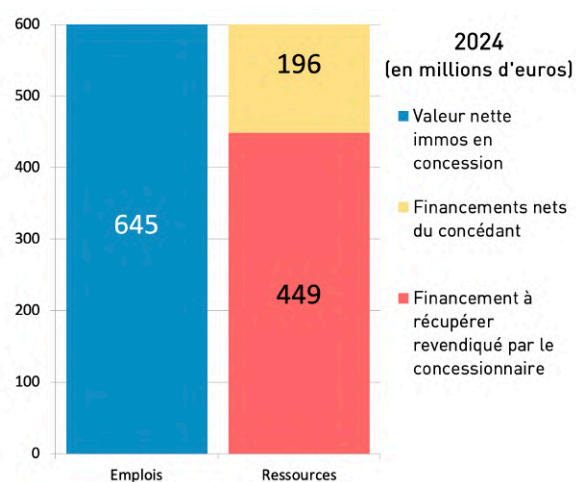
Le chiffre de 563 M€ correspond aux seuls amortissements de dépréciation, il n'intègre donc pas les amortissements de caducité constitués jusqu'en 2004, qui devraient en principe figurer dans un compte spécifique de passif. Le concessionnaire ne fait cependant pas mention d'un tel passif dans sa communication, ce qui n'est pas satisfaisant du point de vue de la collectivité concédante.

De plus, si les changements comptables récents ont été réalisés de manière prospective³¹, rien ne garantit que les

changements comptables opérés avant 2011 aient également été traités de façon prospective, ce qui pourrait constituer une source d'écarts supplémentaire entre la somme des dotations prélevées et les amortissements apparaissant en inventaire.

³¹ C'est-à-dire que les stocks d'amortissement existants ont été maintenus en comptabilité et qu'ainsi les effets des rallongements de durées de vie ne portent, en principe, que sur l'avenir.

Financements nets du concédant et du concessionnaire

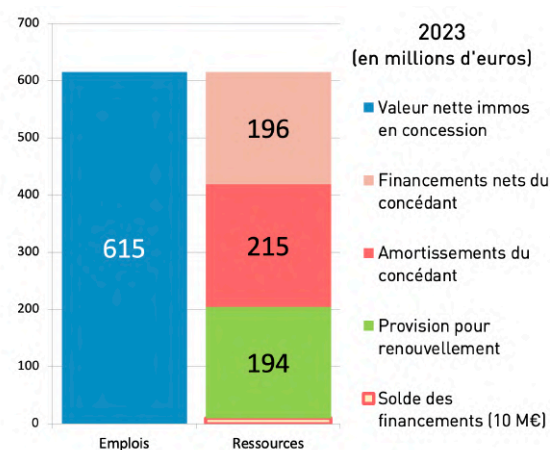
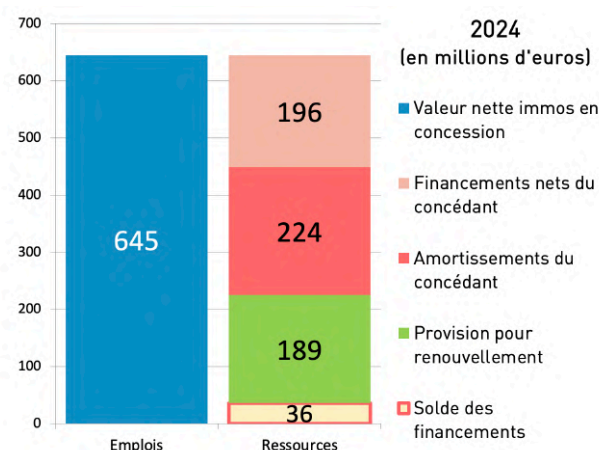


Les limites de l'information communiquée :

Si les financements du concédant, bruts et nets³², sont désormais communiqués³³, cette information globale ne permet pas de connaître la décomposition de ce montant par catégorie (cf. *supra*).

Par ailleurs, il est impossible de justifier intégralement la variation des financements nets du concédant d'une année sur l'autre (stables en 2023, - 8,8 M€ en 2022 et - 7,4 M€ en 2021). Le concessionnaire ne communique pas l'intégralité des informations nécessaires pour reconstituer les mouvements observés.

Approche de la trésorerie structurelle liée à la concession



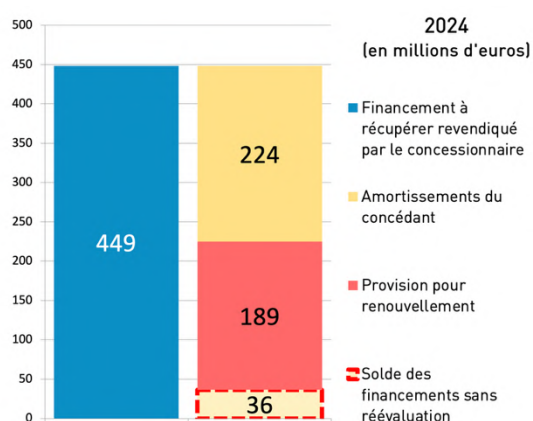
Sur la base des chiffres communiqués par le concessionnaire, il apparaît que la structure financière de la concession, au 31/12/2024, engendre un besoin de trésorerie structurelle de l'ordre de 36 M€, soit moins de 3 % de la valeur brute du patrimoine en concession (1 207 M€) et 5,5 % de sa valeur nette.

Ce montant de trésorerie structurelle était encore excédentaire en 2022, bien qu'en forte baisse sur les derniers exercices. Il est très délicat de commenter cette baisse en l'absence d'éléments suffisants pour justifier intégralement la variation des différents agrégats présentés en ressources ci-dessus.

³² C'est-à-dire après récupération par amortissement.

³³ Depuis 2019 uniquement.

Enjeux de fin de contrat et risque indemnitaire



L'approche réalisée ci-dessus retranche du financement net restant à récupérer, tel qu'il est revendiqué par le concessionnaire, les passifs de concession constitués pour le compte du Sigeif. Cette soustraction permet de déterminer le solde des financements réciproques avant réévaluation éventuelle³⁴.

Nota bene : le terme « ticket de sortie », souvent utilisé dans les analyses de bilan de concession d'énergie, n'est pas retenu ici car il prête à confusion. Ce choix sémantique résulte notamment du fait que lors du précédent renouvellement de contrat le concessionnaire avait refusé de régler les passifs de concession, y compris en échange d'une remise à disposition immédiate des financements concernés dans le nouveau contrat.

Il est également nécessaire de rappeler que l'approche ci-dessus est strictement comptable, dans un premier temps, et qu'elle s'appuie uniquement sur la comptabilité du

concessionnaire, alors que certaines des règles appliquées par lui sont contestées par le concessionnaire.

Selon cette approche, le solde des financements réciproques, non réévalué, correspond logiquement à l'excédent de trésorerie structurel généré par la concession tel que calculé au paragraphe précédent.

Cependant, si l'on se réfère au contrat, l'approche retenue ci-dessus ne permet pas d'évaluer l'indemnité éventuelle à verser qui pourrait résulter de l'application de l'article 49 du contrat de concession. En effet, le contrat prévoit qu'en cas d'interruption ou de non-renouvellement de la concession une indemnité soit calculée « *égale cumulativement* :

- *à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :*
 - *le montant non amorti de sa participation³⁵ au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué³⁶ par référence au TMO³⁷,*
 - *et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'Autorité Concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement. »*

Or, en pratique, les informations nécessaires au calcul de la réévaluation du financement non amorti du financement du concessionnaire prévue ci-dessus ne sont pas disponibles, et le concessionnaire refuse de communiquer le

³⁴ Dans le cadre des dispositions relatives à la fin de concession.

³⁵ C'est-à-dire la participation du concessionnaire.

³⁶ La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

³⁷ Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'État ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

montant de l'indemnité qu'il serait amené à réclamer en cas d'interruption du contrat.

Nota bene : les termes de l'article 49 ne prévoient pas de réévaluation des droits du concédant. Cette distorsion semble discutable, d'un point de vue économique, et inéquitable. Il s'avère d'ailleurs que la jurisprudence³⁸ considère la clause de réévaluation de la valeur nette comptable de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages de la concession comme illégale.



L'article 49 cité ci-dessus n'indique pas quel serait le sort d'un solde de financement négatif, c'est-à-dire d'une dette potentielle du concessionnaire vis-à-vis du concédant en cas d'interruption anticipée du contrat ou de non-renouvellement. L'analyse ci-dessus montre que, en retenant les données transmises par le concessionnaire en l'état, le solde des financements non réévalué est devenu positif en 2023 pour la première fois, après avoir été historiquement systématiquement négatif. Cette bascule s'est amplifiée sur 2024 puisque ce solde est désormais de 36 M € sur 2024.

Bien entendu, les réserves et désaccords, mentionnés dans le présent rapport concernant les modalités de détermination des financements réciproques du concessionnaire et du concédant, donneraient au Sigeif de nombreux arguments pour remettre en cause le solde des financements non réévalué, tel qu'il est présenté ci-dessus, dans le cas où la clause indemnitaire serait amenée à être mise en œuvre.

En k€	Sens	2024	2023	2022	2021	2020
Valeur non amortie des financements Enedis	(a)	448 586	419 129	387 888	356 830	328 903
Amortissements des financements du concédant	(b)	223 540	215 230	206 793	207 834	198 777
Provisions pour renouvellement non utilisées	(c)	188 779	194 255	197 836	191 231	194 905
• Solde des financements non réévalué	(a-b-c)	36 268	9 644	- 16 741	- 42 235	- 64 779

³⁸ Cour administrative d'appel de Nancy du 8 décembre 2020.

L'attention du lecteur est de nouveau attirée sur le fait que les chiffres qui précèdent doivent être pris avec prudence, et ce d'autant plus que l'on constate que les informations financières transmises par le concessionnaire ne permettent pas d'évaluer l'indemnité qui pourrait être due potentiellement.

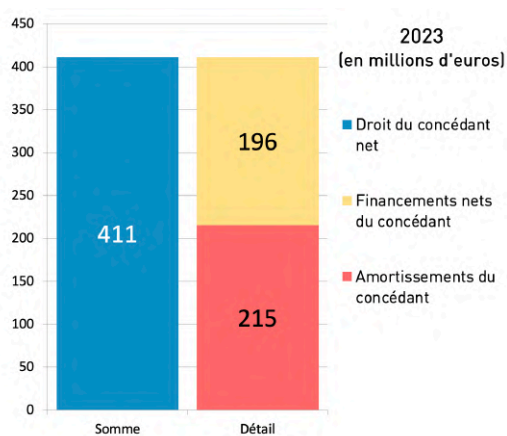
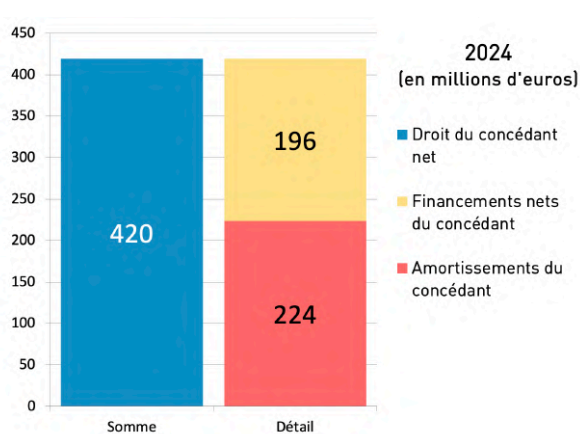
Il est également rappelé que les choix comptables faits par le concessionnaire, notamment en ce qui concerne l'affectation des provisions pour renouvellement en droits du concédant, en matière d'affectation des participations des tiers, de valorisation des remises gratuites ou en matière de durées d'amortissement, sont contestés par l'Autorité Concédante et qu'en conséquence celle-ci ne valide pas le montant des financements réciproques qui figurent dans la comptabilité du concessionnaire.

Par ailleurs, les importants montants de corrections apportées aux droits du concédant dans le cadre des opérations de localisation souffrent d'un fort déficit de traçabilité qui rend, ces opérations sujettes à caution en l'état.

Les droits du concédant présentés par le concessionnaire

La détermination des droits du concédant découle de la logique présentée ci-dessus : il s'agit de l'addition des financements nets du concédant avec les « amortissements du concédant ». Ces derniers correspondent à la quote-part du financement du concédant, qui est récupérée pour son compte chaque année via le mécanisme de l'amortissement.

Comme cela a été indiqué plus haut, la **variation des financements nets du concédant ne peut être reconstituée à partir des informations transmises par le concessionnaire**, et les droits du concédant sont donc présentés sous toutes réserves.



90



Le compte d'exploitation de la concession

Le compte d'exploitation de la concession

Principes d'élaboration du compte d'exploitation de la concession

Dans le CRAC, le concessionnaire indique que les principes d'établissement suivants sont retenus :

1. Un certain nombre de produits et de charges font l'objet d'une affectation directe à la maille locale (concession ou commune). Il s'agit :
 - des recettes d'acheminement,
 - des prestations et des facturations de raccordements,
 - de la production stockée et immobilisée,
 - des achats de travaux,
 - des redevances de concession,
 - des impôts fonciers (TF, CFE),
 - des dotations aux amortissements et aux provisions relatives au domaine concédé.
2. Pour ce qui concerne les autres produits et charges, le concessionnaire ne réalise pas d'affectation directe des charges et des produits sur le périmètre de la concession, mais procède par répartition à partir d'une collecte réalisée à un niveau supra-concessif.

Pour l'essentiel, la maille comptable retenue pour le suivi des charges d'exploitation est la maille supra-concessive régionale (DR)³⁹. On peut considérer que le rétrécissement de la maille de collecte survenue en 2015 renforce le

lien entre les charges collectées et la concession. Cependant, dans la mesure où l'Autorité Concédante ne dispose d'aucun accès au système de collecte et d'enregistrement des produits et charges d'exploitation et au processus d'affectation et de répartition, elle ne dispose d'aucun moyen pour évaluer dans quelle mesure cette évolution a réellement induit une amélioration de la significativité de l'information relative au compte de résultat.

La répartition du niveau régional vers la concession se fait au prorata du nombre de clients, sauf pour les charges d'accès au réseau amont et les achats d'énergie qui sont répartis au prorata des kilowattheures facturés et les charges de contribution au FACE qui sont réparties au prorata des kilowattheures acheminés en basse tension.

Le compte d'exploitation comporte une rubrique « charges centrales ». Ces charges sont présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession. Cet agrégat « charges centrales » ne correspond pas à une notion comptable normalisée, et il est donc impossible d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées.

Les limites de l'information communiquée

- ➔ Les recettes d'acheminement retenues en comptabilité diffèrent de celles présentées au CRAC au titre des chiffres clés de la concession, or seules ces dernières font référence aux volumes acheminés.
- ➔ Les recettes d'abonnement ne sont pas isolées à l'intérieur des recettes d'acheminement.
- ➔ Il est très délicat de réaliser une analyse de comptes d'exploitation qui ne présentent qu'un lien souvent indirect avec le domaine concédé, en ce qui concerne les charges imputées, et qui sont soumis

³⁹ En l'occurrence les DR Île-de-France Ouest et Île-de-France Est.

- à l'incidence de l'impact climatique pour les recettes.
- La rubrique « charges centrales » ne correspond pas à une notion comptable normalisée et il est donc impossible d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées. Cette situation est aggravée depuis 2023 par l'agrégation des dotations aux amortissements des immobilisations incorporelles dans cette rubrique.
- Bien qu'en progrès, les commentaires portant sur le compte d'exploitation, formalisés dans le CRAC donnent encore trop peu d'indications et d'explications sur les chiffres présentés au niveau de la concession, notamment dans le but d'en expliquer et d'en justifier l'évolution pluriannuelle.
- L'analyse est également limitée par l'absence quasi-complète de traçabilité des charges et produits agrégés dans le compte de résultat.

Synthèse des résultats d'exploitation

Les recettes d'exploitation

Tableau CF10 - les recettes d'exploitation

En K d'€	2024	2023	2022	2021	2020
RECETTES ACHEMINEMENT	291 973	277 313	263 377	261 416	251 287
- Coût d'accès au réseau amont	55 418	52 325	27 563	54 712	51 537
- Achats énergie couverture pertes	35 060	53 253	33 305	21 712	16 727
= MARGE ACHEMINEMENT	201 495	171 735	202 509	184 991	183 023
Recettes de raccordement	11 538	13 758	12 076	12 381	9 740
Recettes de prestations	1 666	2 726	3 440	3 266	2 690
Autres recettes	4 864	5 906	4 366	3 408	3 068
Production stockée et immobilisée	26 230	24 928	25 621	24 609	21 179
Reprises amortissements concédant	297	330	12 573	130	183
Reprises autres amortissements	-	-	-	-	-
Reprises sur provisions pour renouvellement	1 698	1 442	1 206	1 145	773
Reprises sur autres provisions	12 372	11 975	12 533	11 303	12 249
Autres produits	1 861	1 862	3 500	2 198	1 289
TOTAL DES PRODUITS	352 499	340 240	338 692	319 855	302 458

Source : CRAC 2024 page 103

Les recettes d'acheminement :

Sur la base du compte de résultat présenté dans le CRAC, la hausse des recettes d'acheminement observée en 2024 est de 5,3 %. Cette évolution n'est pas cohérente avec celle décrite dans le CRAC, page 12 (cf. tableau ci-dessous), qui met en évidence une hausse plus limitée : + 3,6 %.

L'écart entre les deux sources d'information, soit environ +1,8 M€⁴⁰ en faveur du CRAC, ne donne cependant pas lieu à un travail de réconciliation de la part du concessionnaire, ce qui est regrettable car cela fragilise l'analyse de la rentabilité.

Pour expliquer cette distorsion, le concessionnaire indique que les recettes présentées dans le compte de résultat sont issues de la comptabilité et qu'elles sont en conséquence figées au 31/12/2024, alors que les recettes présentées dans le tableau de la page 12 du CRAC tiennent compte des redressements de facturation effectués postérieurement à la date de clôture de l'exercice.

Au cours des derniers exercices, les recettes enregistrées en comptabilité étaient significativement inférieures aux recettes « méritées », telles qu'elles semblent ressortir de l'analyse à posteriori de la facturation. Il en résulte que la rentabilité apparente qui ressort des comptes de résultat présentés dans le CRAC se trouvait minorée.

En 2024, l'écart constitue au contraire une majoration des recettes présentées dans le CRAC par rapport aux recettes méritées. Cependant, sur les trois années présentées ci-dessus, la somme des recettes présentées dans le CRAC reste inférieure de 4,1 M€ aux recettes méritées.

Quel que soit le sens de l'écart, l'analyse de la rentabilité annuelle et cumulée est faussée par cette situation.

L'écart observé entre ces deux approches conduit l'Autorité Concédante à demander au concessionnaire d'approfondir son analyse afin de lui transmettre un état de réconciliation entre les deux approches, qui permettra d'améliorer l'analyse des causes à l'origine de l'évolution des recettes enregistrées en comptabilité.

Afin de contextualiser l'évolution des recettes observées en comptabilité et en facturation, on peut rappeler :

- que le TURPE 6 HTA-BT a évolué de + 6,51 % au 1^{er} août 2023 ;
- que le TURPE 6 HTA-BT a évolué de + 4,81 % au 1^{er} août 2024 ;

Il apparaît donc que l'évolution des recettes a bénéficié d'un effet « prix » favorable, de l'ordre de 5,7 % en moyenne sur la période.

Sur la base des données présentées à la page 12 du CRAC, il apparaît également que les recettes ont bénéficié d'un effet « abonnements » favorable, du fait de l'augmentation du nombre de clients (+ 1,2 % après + 1,3 % en 2023).

Total des clients (concession)	2024	2023	2022	Variation
Nombre de clients	758 340	749 378	739 764	+ 1,2 %
Énergie acheminée (en kWh)	5 858 904 032	5 915 433 876	6 109 024 999	- 1 %
Recettes d'acheminement (en k€)	290 162	280 106	266 516	+ 3,6 %

Source : CRAC 2024 Page 12

⁴⁰ - 2,8 M€ en 2023 et - 3,1 M€ en 2022.

Il apparaît donc que, malgré un nouveau recul des consommations de l'ordre de 57 GWh en 2024, après 194 GWh en 2023, les recettes sont en progression sensible grâce à la forte hausse des tarifs accordée au concessionnaire, et probablement également du fait de la hausse des recettes d'abonnement.

La décomposition des recettes comptables entre abonnements et recettes liées aux volumes acheminés n'étant pas fournie dans le CRAC, il n'est pas possible de confirmer cette seconde hypothèse.

Il est également impossible d'évaluer l'impact du climat sur les recettes, le concessionnaire ne transmettant aucune donnée à ce titre.

Il apparaît ainsi que les éléments communiqués par le concessionnaire ne permettent pas d'analyser de façon satisfaisante la hausse des recettes d'acheminement présentée au compte de résultat.

Les recettes de raccordement et de prestations

Après un palier en 2023, les recettes de raccordement sont en baisse de 16 %.

Les autres recettes

On observe une inversion de la tendance concernant les autres recettes avec une baisse de 17,6 %, contre une hausse en 2023 de + 35 %. La hausse N-1 était expliquée dans le CRAC par des rattrapages de facturation de clients sans contrats⁴¹ et par la hausse des prestations de travaux et de modifications d'ouvrage.

Les recettes de production immobilisée

Les recettes de production immobilisée stagnent en 2024, après une période de forte croissance puisqu'elles avaient augmenté de 90 % depuis 2015, ce qui est considérable et

sans commune mesure avec la croissance des investissements.

Ces recettes correspondent à la valorisation des consommations de matériels mais surtout des coûts de main-d'œuvre engagés par Enedis pour le pilotage et la réalisation des investissements en concession.

Les recettes de production immobilisée représentent 26 M€ en 2024, soit plus de 46 % des 54 M€ de financements revendiqués par Enedis au titre des investissements en concession.

Les reprises d'amortissements du concédant

Ce poste historiquement peu significatif (à l'exception de 2018) avait enregistré en 2022 un mouvement inhabituel, avec 12 573 k€ de produits. Il s'agissait (comme en 2018 pour 4 662 k€) d'un produit lié aux opérations de localisation. Ce sont donc ainsi plus de 17 M€ d'amortissements qui avaient été retirés des financements du concédant pour les porter en produits dans le compte de résultat du concédant.

En 2023, le poste reprise d'amortissements du concédant avait retrouvé une valeur sensiblement plus faible, bien qu'en hausse de 250 %, par rapport à 2021. En 2024, ce poste stagne à hauteur de 297 k€.

La marge sur acheminement

La marge sur acheminement correspond au solde obtenu en retranchant des recettes d'acheminement les charges d'« accès au réseau amont » et d'« achats d'énergie pour couverture de pertes ».

En 2022 cette marge avait connu une forte progression - de l'ordre de 17,5 M€ - liée à deux phénomènes contradictoires : la diminution des coûts d'accès au réseau amont pour près de la moitié, d'une part, et la hausse de 53 % des achats d'énergie pour couvrir les pertes, d'autre part.

⁴¹ Pertes non techniques

On a ensuite observé en 2023 un mouvement inverse, et la marge sur acheminement avait alors, retrouvé presque celui de la période 2019-2021. Ce mouvement de recul s'expliquait alors par les phénomènes suivants :

1. Un retour à la normale des coûts d'accès au réseau amont, l'exercice 2022 ayant bénéficié d'une rétrocession exceptionnelle de la part de RTE pour 27 M€.
2. Le poste « Achats énergie pour couverture des pertes » avait augmenté de près de 60 %, après avoir connu une croissance de 53 % sur l'exercice 2022.

Le concessionnaire avait alors indiqué « *Dans la continuité de la crise énergétique inédite survenue en Europe en 2022, les prix de l'électricité en France sont restés très haut au premier semestre 2023. Cela s'est traduit par une hausse du coût des achats d'énergie de 64,6 % au niveau national. Ainsi, les charges de rachat des pertes sont en nette hausse en 2023.* »

Cette explication n'avait alors pas été jugée suffisante, puisqu'en 2023 on aurait pu s'attendre à ce qu'un opérateur performant parvienne à stabiliser ses coûts, dans un contexte de baisse progressive des prix sur les marchés de gros.

En 2024, ce poste retrouve un niveau plus cohérent, puisqu'il représente 5,2 % de hausse, par rapport à 2022. Le niveau de ces charges reste cependant très sensiblement supérieur à celui observé en 2020 et 2021.

Les charges d'exploitation :

Tableau CF11 - charges d'exploitation et résultat d'exploitation

En K €	2024	2023	2022	2021	2020
TOTAL DES PRODUITS	352 499	340 240	338 692	319 855	302 458
Accès au réseau amont	55 418	52 325	27 563	54 712	51 537
Achats énergie pour couverture des pertes	35 060	53 253	33 305	21 712	16 727
Autres consommations externes	41 423	39 886	42 102	42 289	40 150
Redevance de concession (R1, R2)	4 520	4 502	4 427	4 349	4 507
Contribution au FACE	7 910	7 835	7 905	8 027	7 949
Impôts, taxes, versements assimilés	5 908	5 674	6 322	5 735	7 429
Charges de personnel	39 772	37 820	36 223	34 687	34 730
Autres charges	13 387	15 329	8 935	9 235	8 580
Charges centrales	28 273	24 678	16 277	15 326	14 210
Dotations amortissements concessionnaire	20 560	18 454	18 637	16 793	14 865
Dotations amortissements concédant	9 573	9 362	9 259	9 771	11 090
Dotation aux provisions	245	- 95	155	- 28	673
Autres dotations d'exploitation	24 873	21 702	30 942	27 960	28 062
TOTAL DES CHARGES	286 922	290 725	242 052	250 568	240 509
RÉSULTAT AVANT PÉRÉQUATION	65 577	49 515	96 640	69 287	61 949

Source : CRAC 2020 à 2024

Comme cela a déjà été indiqué, les charges ci-dessus relèvent en grande partie d'une répartition statistique et ne sont pas traçables depuis les comptes du concessionnaire jusqu'à la concession du Sigeif, ce qui induit :

- une difficulté à réaliser des contrôles de cohérence ;
- une significativité limitée, par rapport à une approche directe des charges et produits affectés à la concession.

Globalement, le niveau des charges imputées à la concession est en recul par rapport à

l'exercice 2023 de -1,3 %. Ce chiffre global est cependant à relativiser, car il est fortement impacté par les évolutions des postes « accès au réseau amont », et « achats d'énergie pour couverture de pertes », qui ont été commentées plus haut : si l'on neutralise ces deux postes, les charges d'exploitation progressent de 6,1 %, soit un niveau supérieur à l'inflation.

Les principaux postes à l'origine de cette progression des charges d'exploitation sont les suivants :

1. Les autres consommations externes sont en hausse de 3,9 %, après un recul de 5,3 % en 2023.
2. La rubrique impôts et taxes est en hausse de 4,10 %, après un recul de 10 % en 2023, du fait de la réduction de la CVAE.
3. Les charges de personnel augmentent de 5,2 %, après + 4,4 % en 2022 et 2023. Ces charges ont donc un comportement supra-inflationniste.
4. Les autres charges diminuent de 13 %, après avoir augmenté de 72 % en 2023. Le concessionnaire avait indiqué dans le CRAC 2023 :

« Cette augmentation de 72 % des valeurs de cette rubrique correspond à la hausse de la facturation de l'avantage en nature "énergie", le bouclier tarifaire ne s'appliquant pas au " tarif agent ", pour + 3,4 M€, et à la hausse liée au règlement des écarts de responsable d'équilibre, pour + 1,5 M€. »

Il apparaît donc que la baisse enregistrée est loin de compenser la hausse de 2023.

5. Le poste « charges centrales » - qui constitue un agrégat « hors normes⁴² » - continue d'afficher des hausses sans rapport avec l'évolution des prix : en 2024, il enregistre une nouvelle hausse de 14,6 %, après 51,6 % en 2023. En 5 ans, ce poste a plus que doublé, ce qui est totalement incompréhensible. En 2023, le concessionnaire avait indiqué dans le CRAC :

« La hausse de 50 % des valeurs de cette rubrique est principalement liée au reclassement des dotations aux immobilisations incorporelles dans cette rubrique. »

Ce choix de présentation est très discutable et problématique.

En effet :

- la notion de « charges centrales » ne correspond pas à une décomposition par nature reconnue par le plan comptable général ; et, dès lors, le fait d'utiliser cette notion pour présenter le compte de résultat de la concession pose en soi un problème ;
- les dotations aux amortissements sont des charges particulières puisque non décaissées et liées au cycle des investissements. Il est notamment nécessaire de les isoler pour calculer l'autofinancement, ce qui n'est plus possible une fois qu'elles se trouvent agrégées avec d'autres natures de charges.

Il est donc demandé avec insistance au concessionnaire de présenter le détail par natures comptables de charges des coûts agrégés dans cette rubrique, dont la dynamique d'évolution est totalement incompréhensible en l'état.

6. Comme en 2022, le poste, « dotations aux amortissements » enregistre une hausse de + 11 % pour la partie concessionnaire, alors qu'il avait été stable en 2023.
7. Le poste « autres dotations d'exploitation » enregistre une hausse de 2,3 %.

En dehors des indications mentionnées ci-dessus, dont il convient de signaler l'intérêt, le concessionnaire ne donne que peu de précisions ni éléments d'analyse dans le CRAC pour expliquer quelles sont les causes à l'origine des variations observées.

⁴² En effet, cette nature de charges n'existe pas en comptabilité générale.

Les résultats d'exploitation

Tableau CF12 -résultats d'exploitation et péréquation

En M€	2024	2023	2022	2021	2020	24/23
Contribution au résultat d'Enedis	65,6	49,5	96,6	69,3	61,9	16,1
% recettes acheminement	22,5 %	17,9 %	36,7 %	26,5 %	24,7 %	4,6 %
Contribution à la péréquation	58,5	59,5	50,7	35,8	39,7	- 1
"Résultat" après péréquation	7,1	-10	45,9	33,5	22,3	17,1
% recettes acheminement	2,4 %	- 3,6 %	17,4 %	12,8 %	8,9 %	

Malgré la hausse des charges évoquée ci-dessus, le résultat avant péréquation retrouve un niveau voisin de celui observés en 2020 et 2021.

Cette évolution favorable découle, pour une large part, de la hausse du tarif d'acheminement, supérieure à l'inflation, et de la normalisation du coût d'achat d'énergie pour couvertures des pertes.

Il est également utile de rappeler que les chiffres observés en 2022 et 2023 n'étaient pas significatifs, du fait des effets exceptionnels mentionnés plus haut.

La contribution calculée au titre de la péréquation⁴³ représente 58,5 M€, soit 20 % des recettes d'acheminement, contre 21 % en 2023. Cela signifie que le résultat de la concession du Sigeif s'est amélioré dans la même proportion que le résultat national.

La rentabilité de la concession représente le triple de la rentabilité nationale : 22,5 % des recettes d'acheminement, contre 7,5 % au niveau national⁴⁴.

Il convient de noter au passage que le choix du terme de « contribution à l'équilibre » retenu

par le concessionnaire pour désigner son calcul de péréquation est peu judicieux. En effet, ce terme laisse supposer que la somme des contributions positives et négatives aboutirait à permettre l'équilibre global de l'exploitation sur l'ensemble des concessions confiées au délégataire.

En réalité, la contribution est calculée pour que le ratio résultat péréqué/chiffre d'affaires soit identique pour chaque concession à celui observé au niveau national par le concessionnaire.

⁴³ Enedis utilise le terme « contribution à l'équilibre ».

⁴⁴ Recettes d'acheminement + 15 426 M€, résultat d'exploitation + 1 153 M€, soit 7,5 % des recettes d'acheminement.

Tableau CF 13 : résultats d'exploitation et flux de trésorerie

En M€	2024	2023	Variation	2022	2021	2020
Contribution au résultat d'Enedis (résultat avant péréquation)	65,6	49,5	16,1	96,6	69,3	61,9
Charges non décaissées (amortissements et provisions)	55,3	49,4	5,8	59	54,5	54,7
Produits non encaissés (reprises de provisions)	14,4	13,7	0,6	26,3	12,6	13,2
Capacité d'autofinancement transférée	106,5	85,2	21,3	129,3	111,2	103,4
% recettes acheminement	36,5 %	30,7 %	5,7 %	49,1 %	42,5 %	41,2 %
Financements du concessionnaire	54,8	53,5	1,3	46,4	48,6	53,3
Flux de trésorerie disponible	51,7	31,7	20	82,9	62,6	50,1
% recettes acheminement	17,7 %	11,4 %	6,3 %	31,5 %	23,9 %	20 %
Contribution à la péréquation pour mémoire	58,5	59,5	-1	50,7	39,7	39,7

Dans un contexte d'amélioration des résultats de la concession, on observe un redressement sensible de l'autofinancement dont le niveau se rapproche de celui des exercices 2020 et 2021. Il y a donc une normalisation de l'autofinancement autour de 107 M€.

Le taux de transformation d'un euro de recettes d'acheminement en flux de trésorerie avant investissement est cependant de 36,5 %, contre plus de 40 % avant 2022, soit un tassement relatif.

L'autofinancement net transféré représente plus de la moitié de la capacité dégagée, dans la mesure où les financements consacrés par le concessionnaire au réseau en concession en 2024 n'en absorbent que 49 %.

Les dépenses de maintenance

Le concessionnaire indique dans le CRAC :

« Au niveau national, Enedis a consacré, en 2024, 392 millions d'euros aux travaux de maintenance et d'entretien du réseau public de distribution d'électricité, dont environ 138 millions d'euros à des programmes d'élagage pour protéger les lignes électriques aériennes en HTA et BT.

Le montant des dépenses d'élagage et d'entretien des lignes HTA et BT au périmètre de la concession du Sigeif est calculé sur la base du montant total des dépenses des deux directions régionales Île-de-France Ouest et Île-de-France Est, auquel est appliquée une clé de répartition liée aux longueurs de réseaux HTA et BT de la concession.

Pour la concession, le montant consacré à la maintenance préventive a été de 3,5 M € en 2024, soit une hausse de 26 %, par rapport à 2023. »

Dans la mesure où le lien entre les dépenses imputées à la concession au titre de la maintenance et les comptes du concessionnaire ne peut être tracé, les chiffres ci-dessus sont présentés sous toutes réserves.

Tableau CF14 - Dépenses pour entretien et maintenance du réseau (en k€)

En k€	2024	2023	2022	2021	2020	2019
Postes sources	1 292	1 197	1 199	1 101	987	1 002
Réseau HTA	483	435	537	493	456	403
Postes DP	458	363	408	412	451	441
Réseau BT	1 340	843	820	685	693	834
TOTAL	3 573	2 838	2 964	2 691	2 587	2 680

Conclusion

Synthèse technique du contrôle 2024

Situation générale du réseau

La concession du Sigeif couvre **66 communes**, **758 340 clients** et près de **9 483 km de réseaux HTA et BT**, majoritairement souterrains (≈ 87 %). Le patrimoine comprend **5 041 postes HTA/BT**, **47 postes sources**, et plus de **5 500 transformateurs**. La concession demeure la **troisième de France** par son importance.

Qualité de fourniture : une dégradation marquée

L'année 2024 est caractérisée par une **dégradation très significative du critère B**, qui atteint **58,8 min**, niveau historiquement élevé et très éloigné de l'objectif contractuel de **25 min**.

Les analyses mettent en évidence :

- une hausse des incidents HTA et BT,
- une augmentation notable des coupures liées aux travaux programmés,
- des fragilités persistantes dans l'automatisation et la résilience du réseau.

Cette situation appelle des **actions structurelles renforcées** de la part du concessionnaire (renouvellement ciblé, maîtrise des chantiers, moyens de dépannage).

Patrimoine et état des ouvrages

L'âge moyen du réseau reste élevé :

- BT : 40,1 ans,
- HTA : 30,2 ans,
- Postes HTA/BT : 41 ans, avec 2 442 postes âgés de plus de 45 ans.

Le Sigeif souligne :

- des **incohérences de données patrimoniales** (années de pose, technologies),
- une **fiabilité perfectible du SIG**,
- la persistance d'ouvrages obsolètes (câbles anciens, colonnes montantes).

L'inspection de **105 postes de distribution publique** a confirmé des disparités d'état et un besoin de priorisation plus rigoureuse.

Investissements et transition énergétique

Les investissements 2024 atteignent environ **40,6 M€**, orientés vers :

- la modernisation et la sécurisation,
- les raccordements (mobilité électrique, ENR),
- l'adaptation du réseau aux nouveaux usages.

Le photovoltaïque poursuit sa progression, avec **4 098 producteurs raccordés**, mais la **baisse de la production injectée** en 2024 nécessite des explications complémentaires.

Le Sigeif exerce un contrôle technique approfondi mais se heurte à :

- des **retards dans la maintenance**,
- un **déficit d'informations consolidées**,
- une **dégradation préoccupante de la qualité de service**.

La restauration de la performance du réseau constitue un **enjeu prioritaire du PPI 2024-2027**.

Synthèse

comptable du

contrôle 2024

Valeur du patrimoine concédé

Au 31 décembre 2024 :

- Valeur brute du patrimoine : 1 207 M€,
- Valeur nette comptable : 645 M€.

Le patrimoine est documenté via des fiches d'immobilisation détaillées, mais la **traçabilité historique reste incomplète**, notamment avant 2008.

Changements comptables et amortissements

Le Sigeif relève de **nombreux changements unilatéraux de durées d'amortissement** depuis 2011 (transformateurs, colonnes montantes, branchements aériens), ayant pour effet :

- d'allonger les durées de vie,
- d'augmenter artificiellement les valeurs nettes,
- de générer des reprises de provisions insuffisamment justifiées.

L'Autorité Concédante réaffirme qu'elle **ne se considère pas engagée** par ces modifications non concertées.

Compte d'exploitation

Les **recettes d'acheminement** s'élèvent à environ **292 M€**, en hausse pluriannuelle. Cependant :

- la structure du compte reste **peu lisible**,
- la rubrique « **charges centrales** », non normalisée, empêche toute analyse fine,
- la **traçabilité des charges et produits** demeure insuffisante.

Les dépenses de maintenance imputées à la concession (**3,5 M€**) sont présentées **sous réserve**, faute de lien démontrable avec la comptabilité du concessionnaire.

Structure financière et fin de concession

L'analyse fait apparaître :

- un **besoin de trésorerie structurel d'environ 36 M€** (≈ 3 % de la valeur brute),
- une impossibilité persistante d'établir un **bilan fiable de fin de concession**.

Les financements réciproques, provisions pour renouvellement et droits du concédant restent **insuffisamment justifiés**, ce qui constitue des **risques juridique et financier majeurs**.

Le contrôle comptable met en évidence :

- une **information financière incomplète**,
- une **faible auditabilité**,
- des enjeux majeurs pour la sécurisation des droits du concédant à moyen et long terme.

Annexes

Annexe 1 : inventaire des ouvrages

INSEE	Dept	Réseau HTA			Nombre de postes	Réseau BT				Total (HTA - BT)	Réseau BT Souterrain	
		Aérien	Souterrain	Total		DP+Mixtes	Aérien nu	Aérien tors	Souterrain			Total
77055	77	Brou-sur-Chantereine	-	7 792	7 792	18	2 348	2 751	12 911	18 010	25 802	71,69%
77108	77	Chelles	-	142 264	142 264	181	22 143	49 543	141 928	213 614	355 878	66,44%
77139	77	Courtry	-	20 681	20 681	36	416	10 436	30 104	40 956	61 637	73,50%
77294	77	Mitry-Mory	4 425	87 014	91 439	62	2 886	5 475	42 640	51 001	142 440	83,61%
77450	77	Servon	588	32 449	33 037	37	852	2 702	32 743	36 297	69 334	90,21%
77479	77	Vaires-sur-Marne	-	21 911	21 911	44	7 030	9 862	35 445	52 337	74 248	67,72%
77514	77	Villeparisis	-	48 357	48 357	90	8 829	30 770	54 711	94 310	142 667	58,01%
		Sous-Total	5 013	360 468	365 481	468	44 504	111 539	350 482	506 525	872 006	
78073	78	Bois-d'Arcy	-	57 048	57 048	50	1 130	5 058	56 636	62 824	119 872	90,15%
78124	78	Carrières-sur-Seine	-	42 995	42 995	49	7 350	7 923	52 596	67 869	110 864	77,50%
78126	78	Celle-Saint-Cloud (Le)	-	45 733	45 733	62	2 088	8 632	74 077	84 797	130 530	87,36%
78146	78	Chatou	-	68 160	68 160	87	14 532	13 691	86 679	114 902	183 062	75,44%
78158	78	Chesnay (Le) - Rocquencourt	-	65 227	65 227	103	5 153	8 486	84 755	98 394	163 621	86,14%
78190	78	Croissy-sur-Seine	-	22 640	22 640	40	1 965	2 743	53 352	58 060	80 700	91,89%
78242	78	Fontenay-le-Fleury	1 365	27 816	29 181	38	-	719	37 393	38 112	67 293	98,11%
78322	78	Jouy-en-Josas	801	29 952	30 753	44	890	8 527	33 309	42 726	73 479	77,96%
78343	78	Les Loges-en-Josas	63	7 766	7 829	13	-	1 803	12 598	14 401	22 230	87,48%
78358	78	Maisons-Laffitte	-	40 090	40 090	86	1 548	31 340	77 111	109 999	150 089	70,10%
78418	78	Montesson	-	40 713	40 713	58	3 358	5 680	67 315	76 353	117 066	88,16%
78545	78	Saint-Cyr-l'École	-	68 605	68 605	74	5 244	3 988	58 166	67 398	136 003	86,30%
78640	78	Vélizy-Villacoublay	-	102 118	102 118	98	-	-	77 047	77 047	179 165	100,00%
78646	78	Versailles	-	207 847	207 847	289	1 283	6 710	244 624	252 617	460 464	96,84%
78650	78	Vesinet (Le)	-	33 535	33 535	57	11 726	11 486	73 209	96 421	129 956	75,93%
78686	78	Viroflay	-	23 654	23 654	53	4 802	4 379	44 453	53 634	77 288	82,88%
		Sous-Total	2 229	883 899	886 128	1 201	61 069	121 165	1 133 320	1 315 554	2 201 682	
91044	91	Ballainvilliers	196	26 897	27 093	26	262	3 722	28 392	32 376	59 469	87,69%
91064	91	Bièvres	2 112	23 700	25 812	41	1 343	6 034	32 537	39 914	65 726	81,52%
91136	91	Champlan	-	29 809	29 809	24	1 477	6 034	15 761	23 272	53 081	67,73%
91215	91	Epinay-sous-Senart	-	31 168	31 168	33	-	377	30 732	31 109	62 277	98,79%
91345	91	Longjumeau	-	44 455	44 455	70	3 104	4 607	74 482	82 193	126 648	90,62%
91363	91	Marcoussis	4 149	43 194	47 343	60	2 084	18 158	47 820	68 062	115 405	70,26%
91377	91	Massy	130	213 020	213 150	177	6 249	6 087	132 053	144 389	357 539	91,46%
91432	91	Morangis	-	39 843	39 843	60	25 196	6 072	48 748	80 016	119 859	60,92%
91458	91	Nozay	-	14 852	14 852	24	-	1 454	25 855	27 309	42 161	94,68%
91471	91	Orsay	-	82 657	82 657	76	13 567	20 115	58 582	92 264	174 921	63,49%
91587	91	Saulx-les-Chartreux	1 325	20 037	21 362	41	3 290	10 314	22 785	36 389	57 751	62,62%
91645	91	Verrières-le-Buisson	-	34 213	34 213	58	10 164	11 875	63 791	85 830	120 043	74,32%
91661	91	Villebon-sur-Yvette	-	56 101	56 101	94	2 620	7 720	66 821	77 161	133 262	86,60%
91689	91	Wissous	-	49 528	49 528	51	5 608	5 572	38 272	49 452	98 980	77,39%
		Sous-Total	7 912	709 472	717 384	835	74 964	108 141	686 631	869 736	1 587 120	

Annexe 1 : inventaire des ouvrages

INSEE	Dept	Réseau HTA			Nombre de postes	Réseau BT				Total (HTA - BT)	Réseau BT Souterrain	
		Aérien	Souterrain	Total		DP+Mixtes	Aérien nu	Aérien tors	Souterrain			Total
92022	92	Chaville	-	28 142	28 142	47	10	554	56 767	57 331	85 473	99,02%
92033	92	Garches	-	50 327	50 327	63	3 462	5 300	48 160	56 922	107 249	84,61%
92047	92	Marne-la-Coquette	-	9 209	9 209	11	-	-	11 305	11 305	20 514	100,00%
92048	92	Meudon	-	130 029	130 029	132	951	5 326	112 990	119 267	249 296	94,74%
92063	92	Rueil-Malmaison	-	213 574	213 574	267	9 129	28 287	227 072	264 488	478 062	85,85%
92064	92	Saint-Cloud	-	91 057	91 057	103	-	-	88 508	88 508	179 565	100,00%
92072	92	Sèvres	-	40 582	40 582	66	84	1 089	67 362	68 535	109 117	98,29%
92076	92	Vaucresson	-	30 844	30 844	33	665	1 276	41 918	43 859	74 703	95,57%
92077	92	Ville d'avray	-	18 663	18 663	35	74	245	32 488	32 807	51 470	99,03%
		Sous-Total	-	612 428	612 428	757	14 375	42 077	686 570	743 022	1 355 450	
93005	93	Aulnay-sous-Bois	-	230 954	230 954	219	44 464	46 569	157 070	248 103	479 057	63,31%
93007	93	Blanc-Mesnil (Le)	-	99 916	99 916	137	22 068	25 648	117 441	165 157	265 073	71,11%
93032	93	Gagny	-	45 925	45 925	110	24 176	43 447	67 972	135 595	181 520	50,13%
93046	93	Livry-Gargan	-	71 417	71 417	118	27 550	38 128	81 081	146 759	218 176	55,25%
93047	93	Montfermeil	-	49 426	49 426	78	17 106	29 854	54 150	101 110	150 536	53,56%
93049	93	Neuilly-Plaisance	-	61 376	61 376	73	7 045	22 074	44 943	74 062	135 438	60,68%
93051	93	Noisy-le-Grand	-	206 899	206 899	238	12 983	42 106	160 216	215 305	422 204	74,41%
93062	93	Raincy (Le)	-	20 978	20 978	55	6 755	13 296	37 495	57 546	78 524	65,16%
93071	93	Sevran	-	82 688	82 688	108	15 500	22 162	94 931	132 593	215 281	71,60%
93073	93	Tremblay-en-France	-	208 000	208 000	164	27 827	34 397	105 797	168 021	376 021	62,97%
93074	93	Vaujours	-	20 736	20 736	25	3 743	7 422	20 768	31 933	52 669	65,04%
93078	93	Villepinte	-	110 608	110 608	131	10 041	21 673	98 174	129 888	240 496	75,58%
		Sous-Total	-	1 208 922	1 208 922	1 456	219 258	346 776	1 040 038	1 606 072	2 814 994	
94004	94	Boissy-Saint-Léger	-	28 579	28 579	54	2 767	3 848	56 527	63 142	91 721	89,52%
94019	94	Chennevières-sur-Marne	-	74 794	74 794	77	3 312	9 256	69 929	82 497	157 291	84,77%
94044	94	Limeil-Brévannes	157	63 312	63 469	74	4 680	9 263	70 642	84 585	148 054	83,52%
94047	94	Mandres-les-Roses	-	16 515	16 515	22	570	5 198	30 207	35 975	52 490	83,97%
94048	94	Marolles-en-Brie	-	20 672	20 672	31	-	-	39 878	39 878	60 550	100,00%
94055	94	Ormesson-sur-Marne	-	37 664	37 664	31	11 052	10 912	32 158	54 122	91 786	59,42%
94056	94	Périgny-sur-Yerres	-	10 845	10 845	16	-	839	19 182	20 021	30 866	95,81%
		Sous-Total	157	252 381	252 538	305	22 381	39 316	318 523	380 220	632 758	
95369	95	Margency	-	5 699	5 699	13	315	1 685	11 359	13 359	19 058	85,03%
		Sous-Total	-	5 699	5 699	13	315	1 685	11 359	13 359	19 058	
		Total	15 311	4 033 269	4 048 580	5 035	436 866	770 699	4 226 923	5 434 488	9 483 068	77,78%

Rapport présenté à la commission de suivi
du cahier des charges de distribution publique de gaz du Sigeif
du **18/12/2025** et au comité du **02/02/2026**.

Le responsable chargé du contrôle des concessions,

Christophe Provot
Directeur général du Sigeif

ch. Provot

Conception graphique et réalisation : Sigeif – Couverture : Unik Studio
Crédits photos : Sigeif, Enedis, Shutterstock

ISSN 2647-4344



*Imprimé en France sur papier provenant
de forêts gérées selon les principes conformes aux normes environnementales.*

2025

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

EXERCICE 2024



SERVICE PUBLIC
DU GAZ, DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DES ÉNERGIES LOCALES
EN ÎLE-DE-FRANCE

64 bis, rue de Monceau
75008 Paris
Téléphone + (0)1 44 13 92 44

www.sigeif.fr