

Syndicat de Gestion des Energies
de la Région Lyonnaise
SigerLy

Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2024

19 mars 2026

Version 2

Table des matières

1. PREAMBULE	2
1.1 RETOUR SUR LES ECHANGES AVEC LES CONCESSIONNAIRES	2
1.2 PERIMETRE DE LA CONCESSION	3
1.2.1. <i>Rappel du changement en 2015</i>	3
1.2.2. <i>Rappel du changement en 2018</i>	4
2. CRAC – EXERCICE 2024	5
3. DOMAINE TECHNIQUE	6
3.1 LE RESEAU HTA ET L'AMONT	6
3.1.1. <i>Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI</i>	6
3.1.2. <i>Les réseaux HTA aériens</i>	8
3.1.3. <i>Âge des réseaux HTA</i>	9
3.2 LE RESEAU BT ET L'AVAL	10
3.3 LA CONTINUITE D'ALIMENTATION	12
3.4 LA QUALITE DE TENSION SUR LES RESEAUX	13
3.5 LES DEPENSES D'INVESTISSEMENT	15
3.5.1. <i>Investissements totaux d'Enedis</i>	15
4. DOMAINE COMPTABLE ET FINANCIER	17
4.1 LE PATRIMOINE COMPTABLE DE LA CONCESSION	17
4.2 LE COMPTE D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION	20
5. DOMAINE CLIENTELE DISTRIBUTEUR	22
5.1 LES USAGERS DE LA CONCESSION	22
5.2 LES RACCORDEMENTS	22
5.3 LA QUALITE DE SERVICE	23
6. DOMAINE CLIENTELE FOURNISSEUR	25
6.1 ÉVOLUTIONS DU NOMBRE D'USAGERS, « TEMPO » EN 2023 ET BOUCLIERS TARIFAIRES	25
6.2 RECLAMATIONS TRAITEES PAR EDF	26
6.3 LES USAGERS EN DIFFICULTES FINANCIERES	27
7. ANNEXE : SIGLES ET ABREVIATIONS	29

1. Préambule

1.1 Retour sur les échanges avec les concessionnaires

La mission de **contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité** portant sur l'exercice 2024 s'est déroulée dans les locaux du distributeur à Lyon le 17 septembre 2025 en présence des représentants du SIGERLy, des délégataires Enedis et EDF, et d'AEC.

Pour rappel, le **contrat de concession du SIGERLy en vigueur est celui signé le 06 juillet 2006, pour une durée de 25 ans**. Ainsi, en l'état ce contrat arrivera à échéance en 2031.

***Remarque** : en complément de l'audit général sur les résultats annuels de la concession, le SIGERLy désirait également auditer cette année une vingtaine de dossiers sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis : 10 « affaires de déplacements d'ouvrage », 10 « affaires de raccordements producteurs ». Ces dossiers ont été traités dans un rapport indépendant de cette note de synthèse.*

La mission avait pour objectif d'une part d'apporter des éclaircissements sur les données fournies par les concessionnaires dans les domaines technique, comptable et des services aux usagers et, d'autre part, obtenir des précisions sur les sujets saillants de l'exercice audité.

Préalablement à l'audit, une liste des documents attendus a été remise le 27 mars 2025 à l'AODE, à destination des deux concessionnaires. Ces données de contrôle ont été réceptionnées entre le 27 juin (EDF) et le 05 septembre 2025 (Enedis), dans les délais convenus. En particulier, le **CRAC** a été transféré à AEC le 27 mai 2025.

À la suite de **l'audit de septembre 2025**, EDF a remis ses réponses complémentaires le 03 décembre et Enedis le 28 novembre 2025.

Pour l'exercice 2024, les principales données manquantes sont les suivantes (liste non exhaustive) :

- Les **références d'affaires « IEP »** dans les fichiers comptables de retraits et mises en immobilisation annuels, afin de pouvoir rassembler les numéros d'immobilisation comptables et les références d'affaires techniques, et aussi permettre à la Collectivité les affaires sous sa maîtrise d'ouvrage ;
- Concernant la liste des affaires CAPEX, il reste important que le **type d'affaires**, information existant dans les outils d'Enedis et qui est une sorte de sous-catégorie détaillant plus finement la catégorie « Nome 3 », soit ajouté ;
- Le détail des **codes GDO des départs BT** dans la liste des interruptions de fourniture sur le réseau BT ;
- Les **inventaires détaillés des élévations de tension** en HTA et en BT ;

***Remarque** : Enedis a indiqué dans sa réponse à la demande de documents que « des discussions [étaient] en cours sur le sujet au niveau national avec la FNCCR dans le cadre du GT Qualité ».*

- La **liste des raccordements** terminés dans l'année a bien été transmise ; néanmoins la version proposée est insuffisante car ne permet pas de suivre plus en détails les jalonnements et les délais associés ;
- La transmission pour la mesure de la satisfaction des **taux de clients « pas du tout satisfaits » (PDTs)** dans les données de contrôle.

Pour rappel, l'obligation de communication d'éléments de contrôle est au demeurant expressément prévue dans **l'article 32 du cahier des charges de la convention de concession** aux termes duquel l'AODE peut notamment, à tout moment, prendre connaissance (dans le cadre d'un contrôle sur place ou sur pièce) de tout document technique ou comptable, et ce, sous peine d'application d'une pénalité.

Extrait de l'article 32 du cahier des charges en vigueur : « Les agents de contrôle désignés par l'autorité concédante peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications utiles pour l'exercice de leur fonction, et en particulier effectuer les essais et mesures prévues au présent cahier des charges, prendre connaissance sur place, ou copie, de tous documents techniques ou comptables.

Ils ne peuvent en aucun cas intervenir dans la gestion de l'exploitation. »

La suite de la note de synthèse s'attachera à analyser les indicateurs clés de la concession du SIGERLy et à faire un retour sur les réponses des concessionnaires sur les enjeux associés et proposera des pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

1.2 Périmètre de la concession

Le **périmètre concessif du SIGERLy regroupe 66 communes**, en gardant les communes fusionnées. En effet, le distributeur Enedis communique toujours les données de contrôle selon les codes INSEE « d'origine », c'est-à-dire pour chaque commune à part entière et pour chaque commune dite « déléguée » au sein de chaque commune nouvelle. Ce nombre de communes est constant depuis 2018 (voir Rappel du changement en 2018 ci-dessous).

A noter qu'au 1^{er} janvier 2024 les communes d'Oullins et Pierre-Bénite ont fusionné en une commune nouvelle (au sens de la Loi de 2010 relative à la réforme des collectivités territoriales) baptisée Oullins-Pierre-Bénite. Il s'agit de la première commune nouvelle constituée sur le territoire du SIGERLy.

Concernant les données à la maille communale, le fournisseur EDF n'applique pas la même méthode qu'Enedis : les résultats pour les codes INSEE des communes déléguées ont été supprimés dans les fichiers fournis (données « s »). Ainsi, les valeurs des communes déléguées sont cumulées sur le seul code INSEE de la commune nouvelle. Pour le SIGERLy, malgré la formation d'une commune nouvelle, EDF a présenté les données pour 66 communes en 2024, comme en 2023. Néanmoins, à partir de 2025, les données du fournisseur ne devraient être transmises que pour 65 communes.

Au total, près de 524 000 usagers sont raccordés sur le réseau de distribution d'électricité de la concession du SIGERLy

1.2.1 Rappel du changement en 2015

Pour rappel, le préfet du Rhône a, par arrêté, défini la liste des communes sur lesquelles les travaux d'électrification sont éligibles aux aides à l'électrification rurale, en application du décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 modifié par le décret n° 2014-496 du 16 mai 2014 (dit « décret FACÉ »).

Aussi, la concession avait enregistré **quelques changements de régime**. En effet, **les 3 dernières communes de la concession qui étaient jusqu'à fin 2014 en régime d'électrification rurale sont depuis le 1^{er} janvier 2015 en régime urbain** (ER -> RU). Les impacts ont été présentés lors des précédents tableaux de bord. Pour la concession du SIGERLy, ce changement avait apporté des impacts minimes, quasiment invisibles dans les données du Tableau De Bord.

1.2.2. Rappel du changement en 2018

En 2018, le périmètre du SigerLy s'était élargi, avec l'intégration de 10 communes rhodaniennes. Cela représentait plus de 51 000 usagers supplémentaires (dont 15 800 à Meyzieu et 9 900 à Givors), soit une hausse de +12,1% cette année-là.

En parallèle, et sans cette intégration, le nombre d'usagers était en forte croissance en 2018 avec près de 10 100 usagers supplémentaires, soit une évolution annuelle « naturelle » de +2,4%.

Au global, en cumulant les effets de la croissance annuelle et de l'élargissement de périmètre, la concession avait vu son nombre d'usagers augmenter de plus de 61 000 usagers durant l'exercice 2018, soit une augmentation de + 15%. Aussi, cela impacte de nombreux graphiques dans le Tableau de Bord entre 2017 et 2018.

2. CRAC – exercice 2024

Recommandation : en termes de complétude, il est attendu que **le modèle d'édition du CRAC d'Enedis du prochain exercice** intègre l'ajout des indicateurs suivants, afin de contribuer à un compte-rendu exhaustif, sur des points importants :

- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2024 - Réseau HTA (en m) » : ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux **HTA CPI** en concession ;
- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2024 - Réseau HTA (en m) » : ajout des linéaires totaux à fin d'exercice des réseaux **HTA de faibles sections** en concession ;
- Dans la partie « Situation globale du réseau au 31 décembre 2024 - Postes HTA-BT (en nb) » : ajout des quantités de **transformateurs HTA/BT** en concession ;
- Dans la partie « Charges à répartir » : ajout de la ligne « charges centrales » manquante.

Interpelé sur ce sujet en question complémentaire à l'audit sur site, le distributeur précise :

« Ces données (comme beaucoup d'autres) sont fournies chaque année dans les contrôles de concession, sans pour autant figurer dans le CRAC.

Le CRAC est le compte-rendu d'activité du concessionnaire. En outre, il respecte la réglementation en vigueur. Concernant, la demande d'ajout de la ligne « charges centrales », nous la relayons au service concerné. »

Recommandation : AEC propose à l'AODE de maintenir ses demandes d'ajouts afin d'obtenir un CRAC exhaustif. En effet, l'Annexe 1 du contrat de concession détaille tous les indicateurs qui doivent être a minima présents dans le CRAC pour respecter cette disposition. En revanche, **en aucun cas, cette Annexe interdit la possibilité d'ajouter d'autres indicateurs, notamment s'ils permettent de rendre le CRAC plus exhaustif et plus pertinent.**

En termes de pertinence, par exemple le suivi du stock des linéaires CPI HTA dans le CRAC est indispensable. Car ils sont tout aussi importants, si ce n'est plus, que les réseaux BT nus en termes d'incidentologie et de priorités de résorption. Pour autant, les **135 km de réseaux BT nus sont bien indiqués dans le CRAC, alors que ce n'est pas le cas des CPI HTA (430 km selon les fichiers de contrôle).**

Par ailleurs, aucune quantité de **transformateurs HTA/BT** n'est communiquée dans le CRAC, alors qu'ils représentent plus de **29 M€ de valeurs d'actif**, et près 3% de la valeur brute totale de la concession.

Remarque : un changement de vocabulaire a été constaté dans le CRAC 2024 dans le tableau « Installations de production » (p. 12), passant de la notion de « Puissance installée » en 2023 à « Puissance raccordée » en 2024. Interrogé, par ailleurs, à ce sujet en question complémentaire à l'audit, Enedis explique :

« Avant 2024, la puissance de raccordement en injection (puissance d'injection que le producteur s'engage à ne pas dépasser) était prise en référence pour les producteurs en vente totale et revente en surplus.

À compter de 2024, c'est la puissance installée qui est prise en référence pour tous. Cela permet une comptabilisation homogène des puissances sans distinction des modalités d'injection. »

3. Domaine technique

3.1 Le réseau HTA et l'amont

À fin 2024, **29 postes sources (PS) alimentent la concession** (avec une puissance totale de 3 196 MVA) dont 16 PS sont situés sur la concession. Depuis au moins 7 ans, le nombre de PS implantés sur la concession est stable. En 2024, un PS supplémentaire situé en-dehors de la concession l'alimente. Il s'agit du PS de Saint-Bernard (dans l'Ain) avec une puissance de 36 MVA. Selon les années et selon les schémas d'exploitation, ce PS alimente ou pas la concession. Notamment il n'alimentait pas la concession du SIGERLy en 2022 et 2023, contrairement aux 4 années précédentes.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA d'une longueur totale de 2 777 km, qui a diminué de -9 km en 2024** (soit -0,3%), une évolution inférieure à la moyenne des 5 exercices précédents de +10 km/an.

Cette baisse en 2024 est la résultante d'une part de -8,3 km de réduction des réseaux HTA souterrains (vs +12 km/an sur la période 2018-2023), et d'autre part, de la diminution au total de -1 km de réseaux HTA aériens (vs -1,8 km/an sur la période 2018-2023).

La totalité des départs HTA alimentant la concession ont une **tension de 20 kV**.

3.1.1. Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI

Le **taux d'enfouissement HTA** s'établit à 93,4% à fin 2024. Ce taux dépasse de 41 points le taux national moyen de 52,6% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2024¹). Considérant la densité d'usagers relativement élevée sur le territoire du SIGERLy (environ 189 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne proche de la tendance nationale observée. Ce taux est stable par rapport à l'exercice 2023, un rythme ralenti pour ce territoire, puisque sur la période 2018-2023, le rythme était en moyenne de +0,1 point/an de taux d'enfouissement HTA.

Au total, 14 communes ont un taux d'enfouissement HTA totalement complet de 100%, dont, entre-autres, Villeurbanne, Saint-Priest, Caluire-et-Cuire ou Décines-Charpieu. De plus, 14 communes ont des taux d'enfouissement compris entre 90% et 99,9%.

A l'inverse, 6 communes ont moins de 60% de leurs réseaux HTA enfouis. Il s'agit des communes de Poleymieux-au-Mont-d'Or (36%), Chasselay (36%), Saint-Romain-au-Mont-d'Or (39%), Quincieux (49%), Curis-au-Mont-d'Or (56%) et Couzon-au-Mont-d'Or (56%).

¹ AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec des taux d'enfouissement HTA de 100% présentent des densités d'usagers comprises entre 227 et 331 usagers/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendrait illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est les Alpes-Maritimes avec 174 usagers/km.

A titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement HTA national est de 53%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord, sur chaque année.

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 430 km de **Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI)**. Le taux associé s'élève à 15,5% et est relativement élevé, puisqu'il est proche du maximum des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions auditées (moyenne à 2,9% et maximum à 16,5% en 2023, selon une quarantaine d'AODE).

Sur la concession, à fin 2024 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, au total 46 communes au total sont concernées par la présence de CPI, toutefois, 8 communes rassemblent près de 50% du total. Notamment, 9% des CPI sont situés à Villeurbanne (38,6 km), 9% à Vénissieux (37,2 km) et 8% à Saint-Priest (35,1 km).

Recommandation : un point d'amélioration en attente demeure : le linéaire total des CPI n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.

Représentant 15,5% des réseaux HTA de la concession, ou 16,6% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent très fortement au critère B incidents HTA du SIGERLy**. En effet, sur les 5 derniers exercices, ils contribuent en moyenne à 42% de ce critère B, loin devant les autres réseaux souterrains synthétiques (21%) ou les réseaux HTA aériens (18%). Cet impact est pourtant modéré par le fait que ces ouvrages sont principalement installés dans les centres bourgs avec des « schémas en coupure d'artère », qui permet de réalimenter rapidement les postes HTA/BT par un autre tronçon. En revanche, en cas de « double défaut », c'est-à-dire s'il y a 2 incidents sur le même départ, les postes situés entre les 2 défauts ne sont pas ré-alimentables rapidement, et dans ces cas, les NiTi se cumulent considérablement.

En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents HTA, en 2024 sur les 103 incidents souterrains HTA HIX du territoire, 57 ont eu lieu sur des **câbles CPI soit 55% du nombre d'incidents souterrains**. Cela représente une incidentologie de 13,3 incidents pour 100 km de réseaux, soit près de 6 fois plus que les câbles souterrains synthétiques avec 2,1 inc./100 km. **Ce potentiel risque de double défaut d'une part, et ce taux d'incidents élevé d'autre part, font des câbles CPI vieillissants une cible importante dans les programmes de renouvellement sur le territoire du SIGERLy, avec des gains espérés sur le critère B sur incidents HTA manifestes.**

*Depuis 2022 : la liste des incidents HTA répertoriés par Enedis comprend désormais une nouvelle cause « **Cause fortes chaleurs** (canicule ou chaleur estivale) ». Pour rappel, les réseaux HTA CPI, et particulièrement les boîtes de jonctions, sont sensibles aux fortes chaleurs et aux variations brutales de température. Au total, la concession a été concernée par 40 incidents avec cette cause en 2023 et 29 incidents en 2024.*

Aussi, selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2019 (environ -15 km/an, pour un total de -75 km en 5 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2053.

Remarque : Au niveau national, Enedis vise à diminuer de 5/6 (soit 83%) la longueur des réseaux souterrains HTA ancienne technologie à l'horizon 2035 (CPI). Cependant, la trajectoire de diminution n'est pas forcément linéaire à l'échelle de chaque concession : elle répond d'une part aux trajectoires d'investissement nationales sur la période 2020-2035, en lien avec la trajectoire TURPE (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), d'autre part à des priorisations techniques en fonction des concessions les plus impactées.

*Remarque : Enedis priorise les tronçons HTA souterrains à renouveler grâce à des méthodes statistiques (**Big Data**). En pratique les réseaux HTA CPI sont les plus incidentogènes, mais les réseaux HTA à isolation synthétique de première génération présentent également une incidentologie élevée.*

Remarque : sollicité par ailleurs en question complémentaire au contrôle sur site à propos des critères techniques permettant d'identifier les câbles HTA à isolation synthétique de première génération dans l'inventaire techniques des tronçons HTA, le distributeur explique :

« Les câbles HTA à isolant synthétique de première génération sont identifiés en fonction du type d'isolant utilisé (répondant à la norme HN 33-S-20/21 ou 22) soit SE ou SR. A noter que la section et la date de pose n'ont pas d'incidence sur l'identification des câbles synthétiques première génération. »

En appliquant ces critères, AEC évalue le stock de réseaux HTA à isolation synthétique de première génération à 2,4 km sur la concession du SIGERLy, soit 0,1 % du linéaire HTA souterrain.

A noter qu'il existe une incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude peut avoir pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain.

3.1.2. Les réseaux HTA aériens

Le réseau HTA de la concession est constitué à 6,6% de réseaux aériens. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de cette synthèse, les **réseaux aériens nus HTA** restent une source non négligeable de discontinuité de distribution électrique de la concession du SIGERLy (18% du critère B sur incident HTA HIX), notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.).

À fin 2024, la concession compte 183 km de **réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés)**, contre 190 km en 2019, soit une résorption de 8 km en 5 ans ou -1,5 km/an en moyenne. En 2024, le réseau HTA aérien a diminué de -1 km.

Remarque : par habitude, le réseau HTA torsadé est confondu avec le réseau HTA aérien nu, sous l'expression « réseaux HTA aériens », c'est le cas dans le CRAC d'Enedis et dans le TDB d'AEC. En effet, cette technologie torsadée peu répandue en HTA, représente seulement 4,7 km sur la concession du SIGERLy, soit 2,6% des réseaux HTA aériens.

Cinq postes sources alimentent des zones de plus de 15 km de réseaux HTA aériens chacune. Il s'agit de Rochetaillée avec 32 km, Genay avec 24 km, Civrieux avec 22 km, Millery avec 19 km et Givors-Bans avec 18 km. Ces 5 zones rassemblent 65% des réseaux HTA aériens de la concession.

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, près de 1 km (soit une part de 0,03% du total) sont de **faible section (FS)**. Il s'agit de réseaux dont les conducteurs en cuivre ont des sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ et ceux en aluminium des sections $\leq 22 \text{ mm}^2$. Le taux de faible section du SIGERLy se situe bien en-dessous de la moyenne de 0,5% constatée par AEC (sur la base du panel AEC, exercice 2023). Entre 2019 et 2024, le linéaire FS HT a diminué de 0,4 km, soit environ 0,1 km/an.

Recommandation : un point d'amélioration demeure en attente, le linéaire total des HTA FS n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC, s'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.

Les **réseaux HTA aériens sont particulièrement sensibles aux aléas climatiques** (voir section continuité). Afin de désensibiliser les réseaux au risque climatique et d'améliorer la continuité d'alimentation, Enedis tient un inventaire de réseaux « à risque climatique avéré ». Ces linéaires, catégorisés selon le risque identifié (risque bois, risque neige, risque vent, réseaux HTA faible section), sont progressivement remplacés dans le cadre du programme « **Plan Aléas Climatiques** » (PAC).

***Recommandation :** la concession du SIGERLy ne bénéficie pas de cette information dans les données de contrôle. La concession de la région lyonnaise est effectivement moins concernée que d'autres territoires plus « ruraux » géographiquement, toutefois il reste nécessaire que l'AODE bénéficie de cette donnée, notamment pour les communes avec les taux d'enfouissement les plus faibles qui sont parfois inférieurs à 60%.*

***Remarque :** Lors d'un contrôle sur site, Enedis a indiqué que le programme PAC sera prochainement remplacé par un nouveau programme « **ResClimat** », destiné à enfouir les réseaux HTA aériens en zone boisée. Les linéaires concernés par d'autres risques (neige, vent, Faible section) seront traités via d'autres programmes. De plus, ce programme s'appuiera sur une importante mise à jour des couches cartographiques des zones boisées.*

3.1.3. Âge des réseaux HTA

Par ailleurs, **l'âge moyen des réseaux HTA** du SIGERLy est proche de la moyenne calculée par AEC sur son panel établi au niveau national. En effet, l'âge moyen des réseaux HTA du SIGERLy est de 31,3 ans, contre une moyenne AEC de 31,5 ans (statistiques AEC 2023).

Plus en détail, avec 30,3 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, le SIGERLy correspond au maximum relevé par AEC et donc très au-dessus de la moyenne de 21,1 ans (statistiques AEC 2023). Cela signifie que la concession a bénéficié parmi les premières installations de technologies souterraines, mais que désormais ces dernières sont nécessairement plus âgées que la moyenne.

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 46,1 ans. Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire était d'opérer au renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien *via* des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie (PDV)**. Ces opérations de PDV, qui avaient débuté nationalement en 2012, avaient pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés à la suite d'un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux de PDV doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance), et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré.

Entre 2020 et 2023, la politique PDV a évolué vers une politique de **renovation programmée (RP)** visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée de 25 ans (au lieu de 15 ans pour la PDV) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composants supplémentaires avec des niveaux d'usure moindres.

***Remarque :** Enedis a confirmé lors de l'audit sur site que le programme RP va poursuivre sa montée en puissance, pour atteindre un objectif de 9 000 km traités par an en 2028, à la maille nationale.*

***Remarque :** Par ailleurs, le concessionnaire a également présenté un retour d'expérience, à la maille nationale, sur l'incidentologie des tronçons traités en PDV/RP. Ainsi, en moyenne sur la période 2018-2023, le taux d'incidents annuel des réseaux aériens rénovés en PDV/RP s'élevait à 1,9 inc./100 km, contre 2,9 inc./100 km*

*pour les réseaux aériens non rénovés (hors zones à risque climatique avéré). Selon cette analyse, **la RP permettrait de ramener le taux d'incidents au niveau de celui des lignes aériennes neuves** (1,9 inc./100 km).*

Entre 2011 et 2022, 0,7 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV, et en complément 0,9 km ont été fiabilisés (sans travaux immobilisés comptablement). En cumulant les linéaires traités et fiabilisés (1,6 km), la part de réseaux HTA concernés par de la PDV était ainsi de 0,9% à fin 2022, par rapport au linéaire aérien HTA total. Depuis 2023 et le passage au traitement technique et comptable selon la méthodologie RP, l'inventaire des tronçons concernés ne permet plus de faire la distinction entre linéaires traités et fiabilisés. Au total, ce sont 13,1 km qui ont été concernés par ces programmes sur les deux derniers exercices (5,7 km en 2023 et 7,4 km en 2024), portant à 8% le taux de réseaux HTA aériens fiabilisés via les programmes RP et PDV.

3.2 Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (79,4%, en hausse de +0,5 point par rapport à 2023) est très supérieur à la moyenne des valeurs observées de 49,2% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2024²). De plus, en considérant la densité d'usagers (105 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe légèrement au-dessus de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 2,7% de **lignes aériennes nues**, dont le taux d'incidents est 9 à 11 fois supérieurs aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession en 2024. Néanmoins, leur présence sur le territoire de la concession est relativement faible eu égard à leur proportion, qui est inférieur à la moyenne des taux observés au niveau national (moyenne de 4,9%, statistiques Opendata Enedis 2024).

Au cours des dernières années, Enedis a mené à bien une **démarche nationale de fiabilisation** de ses bases de données (technique et comptable) concernant les réseaux BT fils nus, parallèlement à la démarche de résorption de cette technologie sur le terrain. En effet, par suite de retours du terrain, il est apparu que des linéaires de réseau BT fils nus figurant dans les bases n'avait pas de réalité physique. De fait, en amont d'éventuels travaux de résorption, un inventaire terrain visant à caler les bases (technique/SIG dans un premier temps, puis comptable dans un 2^{ème} temps) à la réalité du terrain a abouti pour la base technique et pour la base comptable, en 2023 ou 2024, selon les DR et selon les AODE.

Pour la concession du SIGERLy, selon les indications du « *rapport de fiabilité* », ce processus de fiabilisation des inventaires est totalement terminé en 2024. Pour rappel, sur la base d'une longueur de fils nus de 172 km à fin 2022, 21,4 km n'étaient pas des BT fils nus, soit un taux de 12%. Dans le détail, 16 km de fils nus ont été

² AEC a fait le choix de présenter des statistiques nationales sur 90 départements, et ainsi sans prendre en compte les 4 départements de la petite couronne parisienne (départements : 75, 92, 93 et 94).

En effet, ces 4 départements avec un taux moyen d'enfouissement BT de 91,7% présentent des densités d'usagers comprises entre 170 et 382 usagers/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendrait illisible le nuage de points. Le 5^{ème} département au classement de la densité (et donc le maximum du benchmark du TDB) est le Val-d'Oise avec 109 usagers/km.

A titre informatif, sans exclure ces 4 départements, le taux d'enfouissement BT national est de 49,5%, soit 1,1 point au-dessus de la valeur affichée dans le tableau de bord, sur chaque année.

transformés en torsadés, 5 km ont été déposés, et 0 km ont été transformés en souterrain. La concession a donc été très impactée par cette correction.

Rappel : les données transmises pour les ouvrages BT en tant qu'inventaire technique, ne sont pas un véritable inventaire, en effet les informations communiquées sont une compilation des linéaires par commune, par millésime, par type, par métal et par section. De plus, les isolants des réseaux BT ne sont pas décrits dans le SIG du concessionnaire. L'inventaire des BT fils nus a permis de corriger les typologies de réseaux BT, et les communes, mais pour rappel les millésimes n'ont pas été corrigés.

À fin 2024, il restait 135 km de réseau **BT aérien nu**. Depuis 2022, année marquée par la correction de l'inventaire technique des réseaux BT fils nus, le rythme de résorption moyen de cette technologie de câble s'établit à environ -19 km/an. En maintenant ce rythme constant, le réseau BT fil nu sera entièrement résorbé d'ici 2032.

Parmi ces lignes, le **réseau BT de faible section (BT FS)** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière dans le cadre d'opérations de sécurisation. La concession compte 11,3 km de réseau BT de faible section à fin 2024, ce qui représente 0,2% du réseau BT, taux également faible en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 1,2% (statistiques d'AEC, exercice 2023).

À noter que 6,7% (333 km) des lignes BT de la concession présentent une **datation arbitraire et fictive à 1946**, ce qui altère le suivi de leur âge moyen depuis la base technique. Ce taux n'a baissé que de -0,3 point entre 2023 et 2024.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de +25 unités en 2024. Plus précisément, 44 nouveaux postes ont été mis en service en 2024 (dont 22 postes « en immeuble » et 13 « urbains portables »), et 19 postes antérieurs ont été retirés (dont 9 postes « cabines basses »).

Les technologies **maçonnées** sont généralement privilégiées dans les mises en services. Elles représentent, du reste, la principale catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 67% pour le SIGERLy.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2024, il reste 35 ouvrages de ce type, soit environ 0,7% des postes HTA/BT. Cette valeur n'a globalement pas varié depuis 4 ans.

À ce jour, aucun **inventaire des équipements des postes HTA/BT (dont les cellules HTA, les tableaux BT, position de la prise du transformateur, etc.)** n'est communiqué par le concessionnaire. Toutefois le concessionnaire mène actuellement un programme « Dataposte » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG. Les exploitants et des prestataires complèteront progressivement l'inventaire en délibéré. Les données collectées sont : Cellules HTA (fabricant et modèle), Tableau BT (fabricant et type), ILD (fabricant, modèle et type), Transformateur et position du commutateur.

Remarque : Interrogé en question complémentaire à l'audit sur l'avancement du programme « Dataposte » sur la concession du SIGERLy, Enedis indique que : « La mise à jour des données sur les équipements des postes est suivie avec attention sur le flux des affaires jusqu'à leur mise en service. Les données portant sur les ouvrages plus anciens (stock) sont en cours de fiabilisation au gré des opportunités. »

Recommandation : pour l'AODE, l'enjeu sera de savoir à quelle échéance ces nouvelles données plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises.

Parallèlement, le nombre de **transformateurs** continue d'augmenter (+24 unités en 2024). Désormais 69% des transformateurs sont de la génération 410 V, autorisant des réglages de prises à vide plus élevées que la génération précédente, avec notamment : 0%, 2,5% et 5%.

La panoplie des compteurs prend en compte depuis 2016 le déploiement en masse des **compteurs communicants Linky** qui a débuté fin 2015 sur le plan national d'Enedis. Le déploiement en masse selon son programme initial a pris fin en décembre 2021, toutefois le déploiement des compteurs s'est poursuivi en 2022 avec des marchés de prestation pour la saturation, et également lors des poses en diffus par Enedis.

Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA ont été concernés par ce déploiement national. Ces ouvrages se dénombrent à près de 521 000 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 97,3%** à fin 2024 (légèrement supérieur à la moyenne d'Enedis de 95% pour l'exercice 2024).

Le taux de déploiement des compteurs Linky par commune est compris entre 91,1% sur la commune de Curis-au-Mont-d'Or qui enregistre donc le minimum de la concession, et 99,7% sur la ville de Sathonay-Camp. A fin 2024, 15 communes ont des taux inférieurs à 95%.

3.3 La continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation est mesurée principalement par le **temps de coupure moyen par usager BT (critère B)** et les nombres moyens de coupures longues, brèves et très brèves subies par les usagers.

Le **critère B HIX** (Hors Évènement Exceptionnel) de la concession après avoir présenté une très forte baisse de -12 min en 2023, **est resté quasiment stable en 2024 pour atteindre 39 min** (-1 min). En excluant 2022, le critère B HIX de la concession reste depuis 7 ans compris entre 35 et 40 minutes.

Le critère B HIX hors RTE du SIGERLy (38,7 min) se situe 33 min en-dessous de la valeur moyenne nationale qui est de 71,6 min.

La concession est généralement peu concernée par des temps de coupures conséquents classés « exceptionnels », avec en moyenne 0,7 min de critère B sur incidents exceptionnels au cours des 5 dernières années. En 2024, les incidents exceptionnels sont responsables de 1,6 min de coupure par usager BT, ce qui explique que les critères B HIX et B TCC (Toutes Causes Confondues) sont très proches.

La part des incidents HTA dans le critère B HIX est majoritaire avec 53%, soit 20,6 min de coupure en 2024. En moyenne sur les 5 derniers exercices, ce taux s'élève 57% (pour 24 min), ce qui met en évidence la part prépondérante des incidents HTA parmi les causes de discontinuité de fourniture.

Les **réseaux aériens HTA** représentent, en moyenne sur les 5 derniers exercices, **18% des temps de coupure sur incident HTA HIX**. Ces réseaux sont particulièrement sensibles aux aléas climatiques. Ainsi, les incidents d'origine climatique qui touchent les réseaux HTA aériens sont responsables de 12 min de critère B HIX chaque année en moyenne entre 2020 et 2024.

Avec 63% du critère B sur incidents HTA HIX en moyenne sur les 5 dernières années (dont 42% pour les CPI et 21% pour les câbles synthétiques), les **réseaux HTA souterrains impactent fortement la concession. L'action prioritaire à mettre en place pour réduire le niveau de discontinuité sur la concession est donc le renouvellement des réseaux HTA souterrains incidentogènes, en particulier les réseaux CPI et d'anciennes générations.**

En moyenne sur 3 ans, 7 communes de la concession présentent des critères B sur incidents HIX supérieurs à 120 minutes, dont 5 communes regroupées au nord de la concession, aux alentours de Saint-Romain-au-Mont-d'Or.

Les **travaux HTA** impactent peu le critère B, avec des valeurs réduites et comprises entre 1 et 2 minutes depuis 7 ans.

Le **temps de coupure moyen sur incidents BT** est également stable, compris entre 7 et 9 minutes depuis 7 ans (il représente 21% du total du critère B HIX).

Le reste du critère B HIX de 2024 est réparti entre les coupures pour **travaux BT** (8 min, soit 22% du total) et les incidents au niveau des postes sources cumulées aux coupures sur le réseau de transport RTE (0,1 min, 0,3% du total).

***Remarque :** La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a demandé à Enedis de développer les processus afin fiabiliser le calcul des critères B, M, F-BT et F-HTA en s'appuyant sur les données issues des compteurs Linky. Interrogé en séance, Enedis a indiqué que la nouvelle méthode de calcul du critère B, reposant sur ces données Linky, n'a pas encore été mise en œuvre.*

***Recommandation :** jusqu'en 2020, la liste des interruptions sur le réseau BT comportait le code GDO des départs BT, depuis ce niveau de détail n'est plus communiqué. Il est nécessaire que l'AODE puisse obtenir les données avec tous les détails existants. Le concessionnaire n'a pas transmis de fichier complété en réponse complémentaire, ni d'explication sur cette perte de précision.*

Le taux d'usagers présentant des indicateurs hors seuil du « **décret qualité** » a légèrement augmenté en 2024 pour atteindre 0,2% (+0,1 point). Ce taux n'a pas dépassé la limite de 5% fixée par ce décret au cours des 8 dernières années.

La **fréquence des coupures** longues est de 0,9 coupure longue en moyenne par usager en 2024. Il s'agit d'un niveau comparable à la moyenne de 1,0 sur les autres concessions auditées par AEC (statistiques 2023). En outre, la fréquence de coupures brèves présente une valeur de 0,6 coupures brèves par usager en 2024, proche du minimum des valeurs constatées par ailleurs avec une moyenne à 2,4 (statistiques AEC 2023). Ce ratio a régulièrement diminué depuis 2021, et a été divisé par 2. La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2024 sur le territoire du SIGERLy se situe à 0,2, une valeur qui correspond également au minimum enregistré par AEC (statistiques 2023).

Avec 5,8 incidents pour 100 km de réseau HTA, le SIGERLy présente un **taux d'incidents** supérieur à la moyenne des concessions auditées par AEC (4,2 inc./100 km, statistiques 2023). Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km qui atteint 4 en 2024 est bien supérieur à la moyenne AEC (1,9 en 2023) alors que le taux d'incidents HTA aériens se situe à 15 est le double de la moyenne d'AEC (6,1) de l'année précédente.

3.4 La qualité de tension sur les réseaux

En 2024, **aucun départ HTA avec une chute de tension maximale supérieure à 5%** n'a été répertorié sur la concession du SIGERLy, soit deux de moins que l'exercice précédent. En 2023, le départ QUINCI du PS GENAY

avait une CT max de 5,04%, qui est désormais de 2,29% (le schéma d'alimentation des postes a été revu, avec une réduction du départ de 35 à 18 km). De même, le départ HTA VALENC du PS MIONS avait une CT max de 5,03%, qui a été réduite à 4,28% (la répartition des charges a été revue sur ce départ, impliquant une baisse de la Ptmb de -10%).

Ainsi, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% est nul, ce qui correspond naturellement au minimum observé.

Recommandation : les valeurs des élévations de tension maximale à l'échelle des départs HTA restent inaccessibles pour le SIGERLy. Il est d'autant plus crucial d'avoir accès à ces données que les risques de surélévations de tension pourraient s'intensifier dans les années à venir en raison de l'augmentation du nombre d'installations en injection raccordées au réseau. Enedis a précisé : « En cours d'instruction, dans l'attente de la fin des discussions du groupe de travail national FNCCR/Enedis « qualité du réseau ».

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de **départs mal alimentés (DMA)** a diminué de -26%, avec 40 DMA en 2024 contre 54 en 2023 (sur un total de 24 267 départs BT existants).

Recommandation : de même que pour le réseau HTA, les données de variations de tension BT à injection maximale et consommation minimale demeurent inaccessibles. Le SIGERLy rappelle pourtant que ces données techniques sont déjà prises en compte dans le cas d'études techniques entreprises par Enedis et qu'elle ne relève pas du secret professionnel d'Enedis ; mais participe bien à la communication de données indispensables pour la qualité de tension du réseau.

Recommandation : pour l'instant, les données issues des compteurs Linky qui permettraient de confirmer les estimations des DMA ne sont pas encore transmises aux AODE. Il s'agit notamment des « excursions de tension par BT mesurées par les compteurs Linky » et des « ouvertures de breakers ».

Remarque : le concessionnaire a présenté en séance un exemple de la détection d'un problème de surtension via la chaîne de transmission Linky. Sollicité en question complémentaire pour apporter plus de détails concernant cet usage de Linky, Enedis indique : « Linky aide à détecter les surtensions grâce à l'outil Illico qui permet d'interroger à distance les compteurs pour voir s'ils communiquent bien et identifier un problème de surtension. Il y a surtension lorsque la tension est supérieure à 270 V pendant 5 secondes (= ouverture du breaker = coupure du courant). »

Parallèlement à cela, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** est de 418 CMA en 2024, et a fortement baissé de -269 CMA (-39%) par rapport à 2023.

Le taux associé s'établit désormais à 0,1%, est bien en-deçà de la moyenne de 0,6% (statistique AEC 2023).

Remarque : Le nouveau plan de tension d'Enedis est entré en vigueur le 3 décembre 2024. Les ajustements apportés aux hypothèses de calcul des variations de tension sur le réseau basse tension, en particulier la révision du forfait d'élévation et de chute de tension appliqué aux branchements, auront vraisemblablement un impact significatif sur le nombre de CMA.

À la suite d'une négociation entre la DGEC, la MFER, la FNCCR et Enedis, les effets du nouveau plan de tension ainsi que ceux du nouveau modèle de charge des consommateurs BT ont été neutralisés dans le calcul national de référence 2025. Ce gel s'applique notamment aux données alimentant le DQ, le CRAC, ainsi que le contrôle de l'exercice 2024. Il est donc probable que le prochain exercice enregistre une forte évolution du nombre de CMA.

Lorsqu'Enedis a été interrogé en séance sur le nombre de CMA qui aurait été obtenu sur la concession du SIGERLy en tenant compte des effets du nouveau plan de tension, le concessionnaire a indiqué ne pas disposer de cette information.

3.5 Les dépenses d'investissement

3.5.1. Investissements totaux d'Enedis

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a investi **17,9 M€ en 2024 sur la performance et la modernisation des réseaux (hors compteurs Linky)**, auxquels s'ajoutent **30 M€ imposés par les opérations de raccordement**, et 9,2 M€ pour les exigences réglementaires.

Au total, **Enedis a donc investi 57,3 M€ en 2024 sur la concession du SIGERLy**, soit une hausse de +4,5 M€ par rapport à 2023 (+33%). Cette progression s'inscrit dans une tendance marquée à la hausse sur les cinq derniers exercices, avec une augmentation cumulée de +15 M€ par rapport à 2019 (+35%). La **dynamique d'investissement observée sur la concession se révèle aussi soutenue que la tendance nationale**. À l'échelle d'Enedis, les investissements totaux ont atteint 5,3 Md€ en 2024, contre 4,9 Md€ en 2023 (+9 %) et 4,3 Md€ en 2019 (+26 %).

L'augmentation des dépenses d'investissement d'Enedis, tant à l'échelle de la concession qu'au niveau national, s'explique majoritairement par la hausse des investissements de raccordement. Celle-ci est portée par la forte croissance des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable au réseau de distribution. En 2024, les raccordements représentent 52% des dépenses totales d'investissement sur la concession (également 52% à l'échelle nationale), et sont en augmentation chaque année depuis 2020, dont des hausses de +27% en 2023 et +8% en 2024.

Remarque : Dans le cadre du déploiement des compteurs Linky, Enedis a enregistré les dernières dépenses en 2022. Depuis 2023, elles sont incluses dans les dépenses de raccordements (car les Linky sont posés pour les nouveaux PDL). Toutefois l'ordre de grandeur reste important même si cela est moins facilement lisible dans le CRAC. Alors qu'en 2022, les CAPEX Linky était de 1,5 M€, les immobilisations (mises en service) des compteurs Linky en 2024 étaient encore de 1,5 M€.

*Recommandation : Le concessionnaire **ne communique toujours pas la colonne « type d'affaires »**, alors qu'elle permettrait de mieux distinguer les différentes affaires comprises dans la catégorie NOME 3 « fiabilité réseaux & postes (hors PDV) » avec les types : automatisation, travaux BT souterrains, BT aériens, HTA souterrains, HTA aériens, etc. Il est nécessaire que le concessionnaire partage cette information à l'AODE pour pouvoir échanger avec le même niveau de précision. Ce dernier indique : « Cette information est une donnée de gestion interne. Le détail par finalité NOME est disponible dans le fichier CAPEX, en cohérence avec les rubriques du tableau récapitulatif du CRAC »*

Après une baisse de 2018 à 2023, les investissements sur la concession « performance et modernisation du réseau » ont augmenté en 2024, passant de 26 €/usager³ en 2023 à 34 €/usager en 2024. Ce dernier ratio est identique au ratio national de 34 €/usager⁴.

À noter qu'il s'agit d'un ordre de grandeur, dérivé d'un ratio « brut » et discutable. Il permet cependant une observation à titre indicatif, et par exemple, de positionner la moyenne des investissements [2020-2024], par rapport au critère B HIX moyen de la période précédente [2016-2019].

Particularité pour le SIGERLy : Enedis a indiqué avoir identifié 5 poches en contraintes de réactivité « prioritaires » :

Poste source	Départ
CUS.P	CUS.PC9652
DARDI	DARDIC9047
MIONS	MIONSC7304
OULLI	OULLIC2326
VENIS	VENISC6666

³ AEC a fait évoluer le graphique du tableau de bord relatif au ratio des investissements par usager. Les investissements « délibérés » (tous les investissements du concessionnaire Enedis, en excluant les dépenses pour les raccordements et celles pour les compteurs Linky), pour la totalité de la chronique de ce graphique, ont été remplacés par les investissements « II.1 Investissements pour la performance et la modernisation du réseau » en excluant toujours les « compteurs communicants ». Ce changement de méthodologie permet d'exclure les investissements « II.2 Investissements motivés par des exigences environnementales et des contraintes externes », dont les déplacements d'ouvrages.

⁴ Source : URD groupe EDF « Document d'Enregistrement Universel 2024 », « Investissements Bruts d'Enedis » page 62.

4. Domaine comptable et financier

4.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 1 069 M€ à fin 2024 en valeur brute, en augmentation de +44 M€ sur un an (+4,3%). La valeur brute par usager est égale à 2 033 €/usager en 2024 et se situe dans la fourchette basse des ratios moyens constatés par AEC (3 105 €/usager en 2023), ce qui est cohérent avec le caractère urbain de la concession.

***Recommandation :** l'AODE reste en attente d'une solution permettant d'ajouter les **numéros des affaires IEP** dans les fichiers de suivi des mises en immobilisations annuelles et des retraits comptables annuels. Enedis ayant précisé en réponse complémentaire :*

« La communication du N° d'affaire n'est pas prévue dans l'arrêté inventaire. Cette information est donc absente des fichiers mouvements et retraits. De plus, les systèmes d'information ne permettent pas d'ajouter cette donnée de façon fiable. Nous sommes prêts à travailler sur la base d'un échantillon. »

Depuis fin 2022 et la finalisation du projet ADELE (Actif Détaillé et Localisé) d'individualisation et de localisation des ouvrages, la quasi-totalité du patrimoine concédé correspond à des **ouvrages localisés**. Ces derniers représentent en effet **0,4% de la valeur brute totale** (contre 19% en 2021).

La valeur résiduelle d'actifs encore « non localisés », 3,8 M€ à fin 2024, concerne uniquement la catégorie des « autres ouvrages non localisés ». Il s'agit d'une dizaine de types d'ouvrages à faible valeur unitaire, dont notamment les « aménagements Linky » (ce sont les platines associées aux concentrateurs) et les « dépollutions des transformateurs au PCB ».

***Nouveauté 2024 :** A noter qu'un nouveau projet « branchements » d'Enedis consistera, dans les prochains mois ou années, à compléter la démarche d'ADELE en allant au-delà de la simple localisation comptable des ouvrages. Il s'agira de repositionner avec précision les branchements individuels et collectifs (PRM, LR, DI, OCB, etc.) dans le SIG à partir d'un inventaire terrain, afin de corriger les écarts entre la cartographie et la réalité. Ces ajustements techniques devront ensuite être traduits en opérations comptables via des mises en service, retraits ou requalifications d'immobilisations. À ce stade, le calendrier et les impacts précis de ce projet ne sont pas encore connus, mais il semblerait que les conséquences comptables devraient rester très limitées.*

Le concessionnaire transmet depuis 2019 un **inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe** (collectivités et tiers). Il est donc possible de suivre les taux de financement concédant (apports externes) ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer le calcul des droits du concédant. Ainsi, le taux de financement externes sur les ouvrages mis en concession lors du dernier exercice s'élève à 13%. Ainsi, la part de la collectivité et des tiers dans la valeur nette comptable des mises en service s'élève à 32% à fin 2024 et suit une tendance à la baisse sur les 10 dernières années.

Cette démarche de transparence s'intègre dans un cadre réglementaire plus global : l'arrêté du 10 février 2020 est en effet venu fixer le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. Cet arrêté, dit « décret inventaire » pour les concessions de distribution publique d'électricité, était attendu

depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECV). Ce décret est paru le 28 février 2020 au Journal officiel et appliqué à partir des données 2019.

Les biens couverts par l'inventaire sont censés, selon l'article n°7 de cet arrêté, disposer d'un identifiant identique et unique dans chacun des fichiers transmis (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), dès que cela est possible, ce qui devrait permettre de largement faciliter les rapprochements entre les différentes bases.

En réalité, ce n'est à ce stade le cas de façon systématique que pour les ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes) et les transformateurs HTA/BT, ces ouvrages disposant d'un identifiant commun entre l'inventaire comptable et la base technique (SIG). S'agissant des réseaux HTA et BT, représentant l'essentiel du patrimoine concédé, ce n'est pas techniquement possible pour Enedis car il n'y a pas d'identifiant unique entre les bases techniques (description des réseaux « par tronçon ») et les bases comptables (immobilisation agrégée par commune et par millésime de pose). S'agissant des postes HTA/BT et des compteurs Linky ou du marché d'affaires, ce n'est de la même façon pas possible techniquement en l'état, la description comptable de ces ouvrages étant agrégée par mois de mise en service et donc non individualisée.

À fin 2024, plus d'un tiers (37%) du stock de PR de la concession (159 M€ à fin 2024) a été constitué sur les ouvrages HTA, 27% sur les réseaux BT et 18% pour les postes HTA/BT.

Depuis la signature du contrat de concession en vigueur, le stock des **provisions pour renouvellement (PR)** augmente chaque année, y compris en 2022 qui avait été marquée par une hausse des PR du fait de la localisation des branchements. En effet, **le contrat de concession du SIGERLy est toujours éligible à la dotation annuelle aux PR**. Cette hausse est de +0,6 M€ (+0,4%) en 2024, contre une hausse moyenne annuelle de +1,7 M€/an sur la période 2019-2023.

Pour rappel, le nouveau modèle national de contrat de « 2017 » ne permet plus de dotation annuelle en provisions pour renouvellement. Toutefois, les affectations des PR (utilisations de la PR) lors des renouvellements d'ouvrages sont toujours possibles conformément au sens premier des PR.

L'évolution du stock de PR est la résultante de 3 **flux**. Pour l'année 2024, ces flux sont :

- La **dotation** totale aux PR est de +4 205 k€, comprenant les impacts comptables de la finalisation de l'inventaire des réseaux BT fils nus (contre + 4 460 k€ en 2023) ;
- En parallèle -1 939 k€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (-1 987 k€ en 2023) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- -785 k€ ont été **reprises** et remontées au résultat d'Enedis (contre -681 k€ en 2023).

En ajoutant à cette augmentation du stock de PR un niveau conséquent d'investissements du concessionnaire, augmentant la VNC des financements d'Enedis de +5,8% sur l'exercice 2024, cela a pour effet mécanique de fortement augmenter chaque année la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire (ou indemnité de fin de contrat)**, de +6,9 M€ en 2023 à +19,6 M€ en 2024. À noter que cette dette potentielle était inverse en 2015, avec une dette d'Enedis envers l'AODE de -41 M€. Depuis 2020, ce ratio s'est inversé en défaveur de l'AODE.

Ce résultat ne peut être présenté sans apporter des précisions indispensables à sa lecture, car chaque composante de son calcul est assortie de divers biais : allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages, sous-valorisation des ouvrages construits sous MOA concédant dans le cadre de la valorisation des remises gratuites (VRG), contributions des raccordements non considérées comme des financements externes, modifications récentes des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement et de certaines durées de vie comptables, particularité des PR sur les « biens ER », impact sur les PR des opérations de PDV ou RP sur les ouvrages HTA, etc.

*Évolution 2024 : Suite au protocole d'accord FNCCR–Enedis signé à Besançon en juin 2024, un modèle d'avenant au cahier des charges de 2017 a été adopté le 20 novembre 2024, modifiant l'article 49 sur l'indemnité de fin de contrat (IFC). Ce changement remplace une approche de « revalorisation au TMO de la VNC des financements Enedis » jusque-là partiellement définie et sujette à interprétation par une méthode encadrée et normalisée. Désormais, le calcul de l'IFC intègre explicitement **en cas de rupture anticipée** du contrat la perte de rémunération du concessionnaire jusqu'à la fin théorique du contrat, ainsi que les frais de rupture anticipée, le tout selon des modalités de calcul précises. Cette évolution clarifie les enjeux économiques liés à une sortie anticipée et sécurise le cadre contractuel au niveau national.*

Toutefois, cette nouvelle clause ne sera applicable au niveau local qu'à la condition que le concédant signe effectivement cet avenant au cahier des charges. A ce jour, le SIGERLy n'est pas concerné par cet avenant qui s'applique sur le nouveau modèle de cahier des charges de 2017.

Les **droits du concédant**, contrepartie des biens remis gratuitement dans la concession par le concédant au concessionnaire, continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 379 M€, soit une hausse de +8 M€ sur 2024 (+2,1%).

Dans le cadre de la poursuite du programme de fiabilisation et de correction des inventaires des linéaires de réseaux BT fils nus, la mise à jour de la base comptable des immobilisations a été réalisée en 2024 pour la concession du SIGERLy, la mise à jour de l'inventaire technique (SIG) étant survenu il y a 1 an en 2023 : 21 km de réseau BT fil nu avaient alors été recalé, soit 12% du linéaire technique de l'époque. Cette mise en cohérence de l'inventaire comptable avec le SIG a été réalisée par Enedis au cours de l'exercice 2024 venant quasiment recalculer la quantité de réseau BT fil nu en inventaire comptable à celle présente en inventaire technique (135 km à fin 2024). Les impacts comptables que cela entraîne sont décrits dans le « *Rapport de fiabilité* » transmis par Enedis :

- Peu ou pas d'impact sur les valeurs patrimoniale (nul sur la valeur brute, -0,3k€ sur la VNC) ;
- Impacts limités sur les passifs de concession : +1 k€ sur le droit en espèce et reprise au résultat de près de -93 k€ de provisions pour renouvellement (avec un impact du même montant sur le calcul du solde des dettes et créances réciproques, en défaveur du concédant).

*Recommandation : depuis quelques années le suivi des évolutions comptables a été perturbé par de nombreux nouveaux éléments tels que la localisation des ouvrages ou l'entrée en concession des colonnes montantes qui étaient auparavant hors concession. Afin de traduire ces évolutions, le concessionnaire remet à l'AODE un rapport de fiabilité, sur demande explicite de l'AODE. Nous suggérons que ce **rapport de fiabilité soit systématiquement annexé au CRAC**, puisque ce rapport complète la lecture du CRAC.*

4.2 Le compte d'exploitation de la concession

Le seul **compte d'exploitation** d'Enedis étant présenté à la maille nationale, les **éléments financiers d'exploitation** présentés dans le CRAC sont un recalcul pour s'approcher d'une vision concession. Cette vision est un **cumul d'éléments financiers natifs à la concession, avec des éléments financiers nationaux auxquels des clés de répartition sont appliquées**. Sans être l'unique clé utilisée, la principale clé de répartition est le « *prorata du nombre de clients* », qui est de **20,4% pour le SIGERLy au sein de la DR Sillon Rhodanien**. Sur la concession, environ 74% des charges d'exploitation et 8% des produits d'exploitation sont calculées *via* des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif (essentiellement la maille DR).

Le **résultat d'exploitation** constaté sur la concession est en très forte hausse entre 2023 et 2024 de +27,7 M€, pour atteindre un **résultat positif à hauteur de +31,4 M€** en 2024, ce qui induit un taux de marge (résultat d'exploitation rapporté au chiffre d'affaires) de +14,2%, nettement supérieur au taux de marge national de +6,7%.

En effet, le montant total des charges de 224,6 M€ est en forte baisse de -14 M€, alors que le montant total des produits de 256 M€ a connu une augmentation de +13,7 M€ (+5,6%), ce qui provoque une hausse du résultat annuel de +27,7 M€. Depuis 2017, le taux de marge constaté pour le SIGERLy reste toujours au-dessus du taux de marge affiché dans le CRAC avant application de la **contribution à l'équilibre**. En 2024, il est toujours bien supérieur, ce qui explique pourquoi la concession contribue ainsi systématiquement depuis *a minima* 8 exercices de la contribution à l'équilibre à hauteur de -16,7 M€ en 2024.

Entre 2023 et 2024, le total des **produits** a augmenté de +13,7 € soit +5,6%, cela est notamment la résultante de :

- La hausse importante des **recettes d'acheminement** de +10,3 M€ (soit +5,3%), dont +3,1 M€ (+6,5%) pour les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :
 - D'une part, les hausses des tarifs d'acheminement *via* le TURPE : **augmentations du TURPE de +6,51% au 1^{er} août 2023, et de +4,81% au 1^{er} novembre 2024 ;**
 - D'autre part, la baisse des **consommations** (énergie acheminée) de -0,9%, qui ne compense que partiellement les hausses tarifaires.

En outre, les « autres recettes d'acheminement » augmentent quant à elles de +2,8 M€ (ou +898%) pour atteindre 3,2 M€.

- La **forte hausse de la production stockée et immobilisée** de +2,4 M€ (+12%), consécutive à la hausse des investissements d'Enedis sur la concession (+8,5% en 2024) ;
- La hausse des recettes de **raccordements** de +0,8 M€ (+6,6%), consécutive à la hausse du nombre total de raccordements réalisés au cours de l'année en injection et à la baisse en soutirage ;

En parallèle, les **charges** totales ont très fortement diminué de -14,1 M€ entre 2023 et 2024, cette stabilité masquant en réalité des mouvements contrastés selon les postes de charges, certains en forte baisse tandis que d'autres progressent nettement :

- La **très forte baisse** de -17,1 M€ en 2024 (soit -34%) pour les **achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**. Cette baisse s'explique par la baisse des prix de marché de l'électricité, un tiers des pertes d'Enedis étant acheté sur les marchés de l'énergie (Enedis subit donc, comme tout acteur exposé aux marchés, les variations de prix de l'électricité).

***Remarque :** Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,8 TWh (soit un taux de 6,4%) en 2024, en hausse de +0,7 TWh. Ce poste de charge étant obtenu totalement à la maille de la concession à partir de clés de répartition, nous en déduisons que la baisse constatée des achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau sur la concession est exclusivement due à la baisse des prix de l'électricité, qui a même compensé l'augmentation du volume de ces pertes.*

***Remarque :** Interrogé par ailleurs, sur la ventilation des charges d'achat d'énergie pour couvrir les pertes du réseau entre pertes techniques et pertes non techniques, Enedis explique : « Les pertes électriques sont inhérentes au réseau de distribution et résultent notamment d'effets physiques (« effet fer », « effet joule ») qui dépendent directement de la quantité d'électricité acheminée. Enedis doit compenser ces pertes pour compléter les quantités d'électricité acheminées vers les clients finals. La mesure des pertes est uniquement nationale, aux bornes du réseau Enedis. Il n'existe donc pas de mesures aux bornes de chaque concession. Les chiffres nationaux du bilan électrique d'Enedis peuvent être consultés sur l'open data.*

Dans sa délibération TURPE 6, la CRE estime que les pertes non techniques et les pertes techniques représentent respectivement 45% et 55% des pertes totales au niveau national. »

*Ainsi, en appliquant ces taux, **les charges associées à l'achat d'énergie pour couvrir les pertes techniques et non techniques s'élèveraient respectivement à 15 M€ et 19 M€ sur la concession du SIGERLy en 2024.***

- La **baisse des autres charges** de -3,8 M€ en 2024 (-32%) ;

En outre, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre **production stockée et immobilisée (PSI)** pourraient être précisés de même qu'un détail sur les méthodes d'enregistrement des **charges de maintenance préventive et curative**.

5. Domaine clientèle distributeur

5.1 Les usagers de la concession

La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la **hausse de son nombre d'usagers raccordés en soutirage** (+1,1% en 2024 contre +1,2 % en 2023) pour atteindre environ 525 714 usagers.

En revanche, la **consommation électrique totale est à nouveau en forte baisse** en 2024 de -0,9% (et -4,6% l'année précédente), et ce malgré un hiver 2024 moins rigoureux que le précédent. Ainsi cette baisse est surtout due à des effets de sobriété, les coûts de l'électricité continuant à progresser pour les consommateurs.

Les usagers C5 représentent 49% de cette consommation totale en 2024, et les 1 244 usagers HTA, 36%.

La **consommation moyenne** d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 4,1 MWh/an en 2024, en baisse de -13% en 3 ans. À titre informatif, la moyenne nationale calculée par AEC (93 AODE) était de 4,8 MWh/an (avec un minimum de 3,3 et un maximum de 6,4 MWh/an/us.) en 2023. Les écarts sont très variables par département en fonction des taux de pénétrations et d'usages des autres énergies pour le chauffage (gaz, fioul, bois, réseau de chaleur, etc.)

Entre 2023 et 2024, la baisse des volumes consommés conjuguée aux augmentations des grilles tarifaires induit une hausse des **recettes totales d'acheminement** de +7 M€ HT, soit +3,5%, pour atteindre 203 M€ HT.

Remarque : le TURPE 7 est entré en vigueur au 1^{er} août 2025.

Les **producteurs** (y compris les autoconsommateurs) représentent 10 477 installations à fin 2024, **en forte augmentation en nombre (+31%) et en puissance (+33%)**. Les producteurs **photovoltaïques** représentent 99,8% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 292 MVA à fin 2024 selon la répartition suivante : 43% pour les installations photovoltaïques, 40% pour les installations hydrauliques et 18% pour les « autres ».

Remarque : Enedis explique que les autoconsommateurs sont tenus de déclarer leur production, mais que cette obligation n'est pas systématiquement respectée. À fin 2024, 291 déclarations d'autoconsommation BT<36 kVA ont été reçues par Enedis pour la concession du SIGERLy.

AEC attire également l'attention sur l'augmentation des confusions de vocabulaire entre producteurs en revente en totalité ou revente en surplus, ou autoconsommateur ou autoproducteur, et que des clarifications vont être nécessaires dans le CRAC et les données de contrôle. Par ailleurs, la hausse rapide du nombre d'autoconsommateurs rend capital la mise en place à d'un suivi précis et différencié de ces usagers.

5.2 Les raccordements

Depuis le 3 août 2024, le **barème de raccordement dans sa version 7.1 est entré en vigueur** et s'appliquait en partie durant l'exercice 2024. Il a remplacé la précédente version du barème (version 7), qui était en vigueur depuis le 20 juillet 2023.

Le **volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) est en baisse** en 2024 avec 1 715 raccordements réalisés, soit 128 de moins que l'année précédente (-7%).

A contrario, la **tendance est à la forte hausse pour les raccordements en injection** en 2024 avec 2 336 nouvelles installations de productions raccordées au réseau (tous segments confondus), soit +143 installations raccordées par rapport à l'exercice précédent (+6,5%). Cette augmentation s'inscrit dans une dynamique de forte croissance sur les 5 derniers exercices, le nombre d'installations de production raccordées en 2019 s'élevant à 322. La croissance du nombre total de raccordements en injection réalisés chaque année se reflète particulièrement sur le segment BT<36 kVA (298 raccordements en 2019 contre 2 234 en 2024) et sur le segment BT>36 kVA (8 raccordements en 2019 contre 99 en 2024).

La puissance cumulée des producteurs raccordés dans l'année a fortement augmenté entre 2023 et 2024, passant de +19,8 MW à +73,2 MW, traduisant notamment la dynamique positive de raccordements BT > 36 kVA, et le maintien à un niveau conséquent le nombre de raccordements HTA (environ 3 en moyenne par an depuis 4 ans). À titre de comparaison, la puissance cumulée des consommateurs raccordés dans l'année s'élève à +129 MVA.

***Recommandation : la liste détaillée des raccordements** transmise par Enedis demeure incomplète. En effet, le fichier transmis sans le détail des jalonnements n'est que peu utilisable pour l'AODE qui souhaiterait analyser dans le détail les délais liés aux procédures de raccordement.*

Sollicité à ce sujet en question complémentaire à l'audit sur site, Enedis n'a pas souhaité transmettre ces données, expliquant simplement que « Les éléments disponibles sont dans la liste des affaires fournies avec le CRAC. Les délais des affaires raccordement peuvent être regardés dans le cadre d'un audit spécifique sur un échantillon de dossiers de raccordements. »

5.3 La qualité de service

En 2024, le **nombre de réclamations des clients faites au distributeur repart à la hausse** après deux années de baisses successives. Ce volume a atteint 2 549 **réclamations**, soit à nouveau une progression de +11% par rapport à 2023. La concession présente désormais un ratio de réclamations par usager de 48 réclamations pour 10 000 usagers, inférieur au ratio moyen observé par AEC (56 réclamations pour 10 000 usagers, statistiques 2023).

En particulier, les réclamations relatives à la relève et la facturation qui représentent 62% du total sont en hausse de +19% (+255 réclamations), tout comme celles sur les raccordements avec +9% (+13 réclamations). A contrario, de légères baisses sont visibles sur la qualité de fourniture avec -3%, l'accueil +2% et les poses Linky avec -13%.

En 2024 le taux de réponse aux réclamations dans un délai de 15 jours s'élève à 98,6%. Cet indicateur fait partie des indicateurs suivi par la CRE et donnant lieu à une incitation financière dans le cadre du TURPE 6. L'objectif est fixé à 95% à la maille nationale. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

Hors tableau de bord, le taux de réclamations multiples filtrées s'élève à 10,5% à la maille DR Sillon Rhodanien en 2024, en amélioration de -1,1 point par rapport à 2023. Ce taux demeure néanmoins supérieur à l'objectif de 9,2% fixé à Enedis à l'échelle nationale par la CRE dans le cadre de la régulation incitative du TURPE.

Enedis a précisé : « Afin d'améliorer la qualité des réponses apportées aux usagers et ainsi limiter les rebonds, nous avons mis en place un groupe de travail dont l'objectif est d'identifier les causes profondes des rebonds et de proposer des actions concrètes pour y remédier. Dans ce cadre, 300 courriers rédigés par les agents ayant les taux de rebonds les plus élevés sont en cours d'analyses afin de détecter les motifs récurrents de rebonds (manque de clarté, réponses incomplètes, erreurs de traitement, etc.). À partir de ces constats, un plan d'action

ciblé sera élaboré : formations, relectures croisées, guides de rédaction, etc. L'objectif est de professionnaliser davantage les écrits, renforcer la lisibilité et la pertinence des réponses, et ainsi améliorer la satisfaction des usagers tout en réduisant les sollicitations répétées. »

La publication de la **loi « Brottes »** a modifié les processus de gestion des impayés durant l'année 2013 : désormais plus aucun client ne peut être coupé durant la trêve hivernale du 1^{er} novembre au 31 mars. Durant cette période, en cas d'impayés, les clients non-protégés (les clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque Energie) voient leur **puissance réduite** à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite ; et, pour les clients protégés, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve. Hors **trêve hivernale**, tous les usagers peuvent être coupés pour impayés, mais pour les clients protégés, les délais intermédiaires sont plus longs.

Depuis 2022, le fournisseur aux TRV, EDF, ne procède plus à des demandes de coupures pour impayés, mais à des réductions de puissance à la place. Ainsi, les quantités de coupures faites par Enedis en 2022, sont uniquement pour le compte des fournisseurs alternatifs.

Selon les données d'Enedis, le nombre de **coupures effectives pour impayés** réalisées en tant que GRD, et pour le compte de tous les fournisseurs, a augmenté de +9% en 2024, après une baisse de -57% en 2023.

Recommandation : en ce qui concerne les « mesures de la satisfaction », le concessionnaire suit désormais principalement le taux de PDTS (Pas Du Tout Satisfait), or les données de contrôle ne sont pas présentées ainsi avec des taux de Très et Assez satisfaits. Il est indispensable que les types de mesures les plus récentes soient transmises à l'AODE, avec le détail par catégorie de prestations enquêtées.

En réponse aux questions complémentaires, Enedis indique : « L'indicateur de référence aujourd'hui porté par Enedis vers l'ensemble des acteurs externes est le taux de clients « Très Satisfaits + Assez Satisfaits », car reflétant le mieux leur niveau de satisfaction suivi dans la durée. Enedis mène des analyses et met en place des actions concrètes pour améliorer la satisfaction de ses clients avec un focus particulier sur ceux ayant exprimé une insatisfaction. Les données concernant les PDTS ont été communiquées dans les présentations faites en séance ».

6. Domaine clientèle fournisseur

6.1 Évolutions du nombre d'usagers, « Tempo » en 2023 et boucliers tarifaires

L'érosion progressive du nombre **d'usagers bénéficiant d'un TRV** (Tarif Réglementé de Vente) continue et s'accélère même à nouveau pour les Tarifs Bleus en 2024 avec une baisse annuelle de -4,3%.

Année	Taux d'évolution annuelle du nombre d'usagers aux Tarifs Bleus de la concession	Taux d'évolution moyen annuelle du nombre d'usagers aux Tarifs Bleus (Statistiques AEC, 79 AODE) [min ; max]
2024/2023	-4,3%	-
2023/2022	-1,2%	-1,5% [-8,8% ; +1,5%]
2022/2021	-0,3%	-0,8% [-3,1% ; +0,5%]

L'accélération de l'érosion des Tarifs bleus s'explique par le niveau élevé des TRV en 2024, comparé aux offres de marché disponibles. En effet, le calcul des TRV intègre un mécanisme de lissage des prix de l'électricité sur une période de 24 mois, destiné à atténuer les fluctuations du marché. Ce lissage induit un effet de décalage, à la hausse comme à la baisse, entre les TRV et les prix de marché. En 2024, ce mécanisme s'est traduit par un niveau très élevé des TRV, encore impactés par la crise énergétique de 2022-2023, alors même que les prix de marché avaient nettement reculé, donnant lieu à des offres commerciales plus compétitives.

À fin 2024, près de 46% des usagers de la concession ont conservé un contrat TRV, ce taux a baissé seulement de -2 points en un an. Au total, ce taux a baissé de -27 points en 8 ans.

Pour rappel, depuis le 1^{er} janvier 2021, la **suppression de certains TRV** a concerné « l'ensemble des consommateurs finals non domestiques qui emploient **10 personnes ou plus**, et/ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels excèdent **2 M€** ». Ainsi, les usagers au TB non résidentiels ont été principalement concernés, mais aussi certains usagers aux tarifs jaunes et verts.

Remarque : tous les clients qui n'ont pas fait le nécessaire ont été basculés en CST (Contrats de Sortie de Tarif) que seul EDF peut gérer. Ce tarif n'appartient pas aux TRV, et doit devenir progressivement et théoriquement désavantageux pour les usagers afin de les inciter à choisir une offre de marché.

Aucune information n'est disponible sur les CST, EDF ayant répondu : « Le CST ne correspond pas à un tarif réglementé, EDF ne communique pas sur cette information ».

Auparavant et depuis le 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA avaient été supprimés. Il subsistait quelques contrats spécifiques, des **tarifs jaunes (TJ) et tarifs verts (TV)** parmi les usagers BT inférieurs à 36 kVA.

À fin 2024, il reste sur la concession encore 7 clients aux tarifs jaunes (stable en un an) et 8 clients aux tarifs verts (-1 en un an).

La **consommation** totale des clients aux TRV a baissé en 2024 de -3,2%. Cela est la résultante, d'une part, de la baisse du nombre total de clients aux TRV, et aussi des **baisses unitaires de consommation moyenne par usager**, qui est passée, sur la concession de 4,8 MWh/client tarif bleu en 2019, à 4,1 MWh/client tarif bleu en 2024.

En revanche et inversement aux 2 baisses évoquées précédemment, la **recette totale** de fourniture a augmenté de **+1,2%** en 2024 (en € HT), après celles de 2023 de +20% et de +24% en 2022, notamment à la suite des hausses des grilles tarifaires des TRV. Toutefois, les pouvoirs publics avaient plafonné cette hausse à **+4% en € TTC du 1^{er} février 2022 au 31 janvier 2023, puis à +15% en € TTC le 1^{er} février 2023 et enfin à +10% en € TTC le 1^{er} août 2023**. La mise en place de **boucliers tarifaires par l'État** en 2022 a permis de lisser les tarifs d'électricité dans le temps, et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

***Remarque** : Le bouclier tarifaire a pris fin le 1^{er} février 2025.*

Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un usager au **Tarif Bleu (TB)** est de près de 22,4 c€ HT en 2024, contre 21,4 c€ HT en 2023 et 11,4 c€ HT en 2019 (dernière année avant la crise COVID19), soit une hausse en 5 ans de +97% en € HT.

***Recommandation** : EDF a été sollicité afin de transmettre également les recettes en € TTC, afin que l'AODE puisse avoir une double lecture avec et sans les taxes, des coûts et des évolutions supportées par les usagers. Le concessionnaire a indiqué que cette demande a été remontée aux instances nationales du fournisseur.*

En 2022, le **taux de réussite aux appels téléphoniques** était en forte diminution par rapport à 2021 (- 4,2 points) à la maille nationale. Il s'agissait de la 3^{ème} année de baisse consécutive. Le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais avec une répartition nationale des flux d'appels. EDF avait alors expliqué que cette forte baisse de ce taux était liée des vagues très importantes de volumes d'appels sur des durées très courtes, en fonction des annonces gouvernementales. EDF a depuis pu redresser cet indicateur, avec 88,4% des appels qui ont pu être traités en 2023, puis 89,6% en 2024, soit le niveau maximum atteint depuis 10 ans.

6.2 Réclamations traitées par EDF

Le volume total de **réclamations** traitées par EDF est en forte baisse en 2024 par rapport à 2023 avec -27% pour atteindre 6 360 réclamations.

***Rappel** : depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles faites par courrier. Et, depuis mai 2017, c'est désormais le cas pour celles faites par Internet (AEL : Agence En Ligne) par les clients. Ce périmètre de mesure s'est ainsi grandement élargi, de plus, les canaux digitaux facilitent largement le passage à l'acte pour réclamer sur le champ, contrairement au courrier auparavant.*

La concession, avec 268 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe toujours très en-dessous de la moyenne d'AEC en 2023, de 370, et correspond même au minimum relevé.

En 2024, près de 92% des **réclamations sont faites par mail ou Internet**. Cette proportion est systématiquement supérieure à 80% depuis 2020.

Recommandation : le fournisseur EDF ne communique toujours pas les volumes de **réclamations orales**, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des **clients bleus non résidentiels** sont toujours manquantes.

Recommandation : contrairement à la liste des réclamations de 1^{er} niveau traitées par EDF, le fournisseur ne communique toujours pas la liste de réclamations traitées en instance d'appel.

Les réclamations relatives à la « **facturation** » rassemblent la plus grande part avec 42% du total, et sont en baisse de -10%. Puis les réclamations sur le « **recouvrement** » regroupent 17% du total, et sont en très forte baisse avec -53%. Les réclamations sur l'« **accueil** » rassemblent 18% du total, et sont en baisse avec -19%.

Depuis 7 ans, le taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94,7% et 95,8%.

Recommandation : dans les indicateurs de contrôle, le fournisseur EDF calcul le taux de réponse aux réclamations sous 30 jours, avec un délai calendaire. Mais le délai moyen de réponses aux réclamations est un délai en jours ouvrés, ce qui peut créer des incohérences de lecture. Il a été suggéré au fournisseur de retenir un unique type de calcul de délai pour ces 2 indicateurs.

6.3 Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2024, **EDF a reçu 23 614 chèques énergie « annuel »** de la part de ses clients au TRV, en baisse de -4% par rapport à 2024. Le taux de bénéficiaire est en baisse de -0,2 point sur un an.

Il faut rappeler qu'à fin 2017, 28 304 clients bénéficiaient du **TPN**. Ainsi, à fin 2024, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie sur la concession est supérieur au nombre de bénéficiaires du TPN, notamment en raison d'un élargissement des conditions d'éligibilité.

Rappel : le Chèque Energie a remplacé le 1^{er} janvier 2018 les deux tarifs sociaux de l'énergie (TPN pour l'électricité et TSS pour le gaz). Ce remplacement implique un changement du système d'attribution, mais aussi une élévation de l'équivalence du plafond de revenus permettant d'en bénéficier et une hausse des montants alloués aux bénéficiaires.

En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie, les résultats sont ainsi transmis par EDF à titre informatif, et pour permettre la connaissance des AODE sur un sujet délicat qu'est la précarité énergétique.

Selon les données d'EDF, le **montant moyen du chèque énergie** est de 156 € en 2024 à la maille de la concession. Cela représente sur le territoire plus de 3,8 M€ de chèques énergie crédités.

Depuis 2023, le plafond du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 11 000 € par an, **soit une hausse de +200 € du plafond par rapport à 2022**, pour une personne vivant seule, et de 23 100 € pour un couple avec deux enfants (soit 2,1 UC – Unité de Consommation).

Il existe 12 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €, **ils n'ont pas évolué depuis 2019**. Les chèques « annuels » sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

Une étude nationale de l'ONPE (Observatoire National de la Précarité Énergétique) indique que depuis 5 ans (2019 à 2024), le **taux d'utilisation des Chèques Energie stagne à 80%**.

Point d'attention : En 2024, à la suite de la fin de la taxe d'habitation en France, le process a perdu son système automatique de détections et de connaissances des ayants-droits, l'Etat a alors choisi que les ayants-droits de 2024 seraient les mêmes que ceux de 2023, à défaut de pouvoir faire mieux. De plus, un guichet en ligne a été ouvert pour que les foyers nouvellement éligibles puissent demander l'attribution du Chèque Energie.

À partir de 2025, le Chèque Energie sera attribué par croisement du numéro de compteur d'électricité du logement, avec le revenu fiscal de référence et le nombre de personnes rattachées au foyer fiscal associés au numéro fiscal du titulaire du contrat de fourniture d'électricité. Cette réforme inquiète les associations d'usagers, la FNCCR et le Cnafal alertant sur une « désoptimisation » du chèque énergie et dénonçant un risque de priver une partie des foyers les plus modestes de cette aide contre la précarité énergétique.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** est un montant alloué par EDF à la Métropole de Lyon. Ce dernier est de 390 k€ en 2024, en hausse de +20 k€. La Métropole est le gestionnaire du FSL et le décideur des attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de contribuer au financement de ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Le nombre de dossiers aidés pour des clients d'EDF après des années de baisse, est de retour à la hausse passant de 328 à 421 entre 2023 et 2024. Cette évolution reste difficilement interprétable car le contrôle de concession ne permet pas d'accéder aux chiffres relatifs aux volumes de dossiers aidés pour les clients des fournisseurs alternatifs et les clients du fournisseur historique aux offres de marché.

Remarque : en dehors du cadre du contrôle de concession, il serait opportun pour l'AODE de se rapprocher du CD afin d'analyser les observations sur cette baisse sans fin du nombre de dossiers aidés apparaissant dans les chiffres d'EDF, et savoir s'il existe une difficulté plus globale de cette aide, ou s'il s'agit de redirection des aides vers d'autres sujets du logement que l'électricité.

En outre, des révisions des règlements intérieurs des FSL pourraient être envisagées.

Depuis 2022, EDF ne demande plus de **coupures pour impayés**, mais uniquement des réductions de puissance. Pour rappel, en 2021, les coupures pour impayés avaient concerné près de 0,3% des clients aux TRV de la concession. Depuis 2022, le nombre de coupures pour impayés réalisés à la demande d'EDF est effectivement nul.

Le nombre de **réductions de puissance** est quant à lui en pleine progression, atteignant 4 125 en 2024 (1,7% des usagers). Parmi elles, 1 108 sont des réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la **trêve hivernale** (du 1^{er} novembre au 31 mars).

7. Annexe : sigles et abréviations

ADELE	Actif Détaillé et Localisé
AEL	Agence En Ligne
AFC	Amortissement du Financement Concédant
AODE	Autorités Organisatrices de la Distribution d'Energie
APER	(Loi) Accélération de la Production d'Energies Renouvelables
BT	Basse Tension
CAPEX	Capital Expenditure (<i>dépenses d'investissements</i>)
CDT	Changement De Tension
CH	Cabine Haute
CM	Colonne Montante
CMA	Clients considérés Mal Alimentés
CPI	Câble à isolation Papier Imprégné
CRAC	Compte Rendu Annuel de Concession
CRCP	Compte de Régulation des Charges et des Produits
CRE	Commission de Régulation de l'Energie
CST	Contrat de Sortie de Tarif
CT	Contrainte de Tension
DE	Droits en Espèce
DfEI	Distributeur France Enedis Investissements
DI	Dérivation Individuelle
DJU	Degrés Jours Unifiés
DMA	Départs Mal Alimentés
DR	Direction Régionale
DT	Direction Territoriale
ELD	Entreprises Locales de Distribution
ER	Electrification Rurale
ETI	Elément Technique d'Identification
FACE	Financement des Aides aux Collectivités pour l'Electrification rurale
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies
FS	Faible Section
FSL	Fonds de Solidarité pour le Logement
FU	France Urbaine
GDO	Guide Des Ouvrages
GE	Groupe Electrogène
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution
HIX	Hors Evènement Exceptionnel
HT	Hors Taxe
HTA	Haute Tension A (appelée "moyenne tension")
ILD	Indicateur Lumineux de Défaut
LR	Liaison Réseau

M€	Millions d'euros
Md€	Milliards d'euros
MOA	Maîtrise d'Ouvrages
NOME	(Loi) Nouvelle Organisation des Marché de l'Electricité
OCB	Ouvrage Collectif de Branchement
OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé
ONPE	Observatoire National de la Précarité Énergétique
OPEX	Operational Expenditure (<i>dépenses d'exploitation</i>)
PAC	Programme Aléas Climatiques
PAI	Plan Annuel d'Investissements
PCT	Part Couverte par le Tarif
PDV	Prolongation de Durée de Vie
PIH	Plan Industriel et Humain
PPI	Plan Pluriannuel d'Investissements
PR	Provisions pour Renouvellement
PS	Poste Source
PSI	Production Stockée Immobilisée
RFR	Revenu de Référence Fiscale
RP	Rénovation Programmée
RTE	Réseau de Transport d'Electricité
RU	Régime Urbain
SDI	Schéma Directeur d'Investissements
SIG	Système d'Information Géographique
TB	Tarif Bleu
TBNR	Tarif Bleu Non Résidentiel
TBR	Tarif Bleu Résidentiel
TCC	Toutes Causes Confondues
TDB	Tableau De Bord
TECVL	(Loi) Transition Energétique pour la Croissance Verte
TJ	Tarif Jaune
TPN	Tarif de Première Nécessité
TRV	Tarifs Règlementés de Vente
TST	Travaux Sous Tension
TTC	Toutes Taxes Comprises
TURPE	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité
TV	Tarif Vert
URD	Universal Registration Document (<i>Document d'Enregistrement Universel</i>)
VB	Valeur Brute
VNC	Valeur Nette Comptable
VRG	Valorisation des Remises Gratuites