

ENERGIE Eure-et-Loir
TE 28

Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2024

Novembre 2025

Version 1

Table des matières

1.	PREAMBULE	2
1.1	RETOUR SUR LES ECHANGES AVEC LES CONCESSIONNAIRES	2
1.2	PERIMETRE DE LA CONCESSION	3
2.	CRAC – EXERCICE 2024	4
3.	DOMAINE TECHNIQUE.....	5
3.1	LE RESEAU HTA ET L'AMONT	5
3.1.1.	<i>Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI.....</i>	<i>5</i>
3.1.2.	<i>Les réseaux HTA aériens.....</i>	<i>7</i>
3.1.3.	<i>Âge des réseaux HTA</i>	<i>8</i>
3.2	LE RESEAU BT ET L'AVAL.....	9
3.3	LA CONTINUITE D'ALIMENTATION	11
3.4	LA QUALITE DE TENSION SUR LES RESEAUX	13
3.5	LES DEPENSES D'INVESTISSEMENT	14
3.5.1.	<i>Investissements totaux d'Enedis.....</i>	<i>14</i>
3.5.2.	<i>Suivi du PPI.....</i>	<i>15</i>
3.5.3.	<i>Dépenses d'exploitation.....</i>	<i>15</i>
4.	DOMAINE COMPTABLE ET FINANCIER	16
4.1	LE PATRIMOINE COMPTABLE DE LA CONCESSION.....	16
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.....	23
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	27
6.3	LES USAGERS EN DIFFICULTES FINANCIERES	28
7.	ANNEXE : SIGLES ET ABREVIATIONS	30

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 Chartres le 9 juillet 2025 en présence des représentants du TE 28, du délégataire Enedis et d'AEC.

Le 8 décembre 2020, et après deux ans de négociations avec les délégataires, le TE 28 a signé un nouveau contrat de concession avec ses concessionnaires Enedis et EDF. Ce contrat, qui s'est initialement appuyé sur le modèle national mis en place par la FNCCR en décembre 2017, a été personnalisé pour les attentes du TE 28 et les spécificités de son territoire. Ce **contrat d'une durée de 30 ans est entré en vigueur le 1er janvier 2021**, aussi, l'exercice 2024 correspond au 4^{ème} contrôle annuel dans le cadre de ce nouveau contrat.

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 de documents attendus** a été remise début avril aux concessionnaires. Les éléments transmis par les concessionnaires étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du TE 28. Ces **données de contrôle** ont été reçues par AEC courant juin 2025 pour Enedis et EDF tout comme les données relatives au décret qualité. Le CRAC 2024 avait été transféré dès le 3 juin 2025 à AEC. A la suite de l'audit, Enedis a remis ses réponses complémentaires mi-septembre 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 ;
- Les **inventaires détaillés des élévations de tension** en HTA et en BT ;

Remarque : Enedis a indiqué par ailleurs 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 n' pas été transmise ce qui ne permet pas de suivre en détail l'activité raccordements sur la concession ainsi que les jalonnements et les délais associés ;
- Le **critère B évité** par les opérations de pose de GE et TST (fichier ETINC 05g) ;
- 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 44 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. Les principes de ce contrôle sont précisés à **l'annexe 1 du cahier des charges, article 9**.

Extrait de l'article 44 du cahier des charges en vigueur : « L'autorité concédante exerce le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par le présent cahier des charges. À cet effet, les agents de contrôle qu'elle désigne peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications et prendre connaissance sur place, ou copie, de toutes informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice de la compétence d'autorité concédante.

L'exercice du contrôle de la distribution d'énergie électrique par l'autorité concédante est prévu par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

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 TE 28 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

Pour rappel, le préfet 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 »). La grande majorité des communes de la concession (90%) est sous le régime d'électrification rurale (ER). **En 2024, aucune commune n'a changé de régime d'électrification.**

Le **périmètre concessif du TE 28 est constant à 309 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.

En revanche, le fournisseur EDF n'applique pas la même méthode, et 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.

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 :

« Le format du CRAC étant identique sur le territoire, cette demande a été remontée au National. Les trois premières données demandées (CPI HTA, faibles sections HTA, transformateurs HTA/BT) sont fournies lors du contrôle de 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 à ce sujet en question complémentaire à l'audit, Enedis explique :

« Le fait de sommer la puissance installée à la place de la puissance raccordée permet de comptabiliser de manière homogène les puissances quel que soit le mode d'injection. En effet, les autoconsommations totales par exemple étaient comptabilisées ainsi puisque leur puissance raccordée est de zéro (pas d'injection sur le réseau). Il est donc cohérent de comptabiliser aussi la puissance installée pour les raccordements de projet en surplus ou en injection totale, indépendamment de leur puissance d'injection demandée (et servant au dimensionnement du réseau à créer lors du raccordement). »

3. Domaine technique

3.1 Le réseau HTA et l'amont

À fin 2024, **27 postes sources (PS) alimentent la concession** (avec une puissance totale de 2 007 MVA) dont 15 sont situés sur la concession (stable par rapport à l'exercice précédent).

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA** d'une longueur totale de 6 086 km, qui a augmenté de +36 km en 2024 (soit +0,6%), une évolution inférieure à la moyenne des 5 exercices précédents de +57 km/an.

Cette hausse en 2024 est la résultante d'une part de +73 km de mises en service de réseaux HTA souterrains (vs +78 km/an sur la période 2019-2023), et d'autre part, de la résorption de -36 km de réseaux HTA aériens (vs -22 km/an sur la période 2019-2023).

3.1.1. Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI

Le **taux d'enfouissement HTA** s'établit à 46,5% à fin 2024. Ce taux est inférieur de -6,1 points au taux national moyen de 52,6% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2024¹). Considérant la densité d'usagers relativement faible sur le territoire du TE 28 (environ 28 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne légèrement au-delà des tendances observées. Les taux d'enfouissement les plus élevés sont visibles pour les communes de Vernouillet, Epernon ou encore Auneau, mais également pour la commune de Chartres avec un taux d'enfouissement de 99,6%. Ce taux est en augmentation de +0,9 point par rapport à l'exercice 2023, un rythme relativement bas pour ce territoire, puisque sur la période 2018-2023, le rythme était en moyenne de +1,1 point/an de taux d'enfouissement HTA.

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 60,9 km de **Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI)**, réparti entre 56,5 km en zone RU et 4,5 km en zone ER.

Le taux associé s'élève à 1,0% du réseau HTA (ou 2,2% des réseaux HTA souterrains) et est relativement limité, puisqu'il se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions auditées (moyenne à 2,9% en 2023, selon une quarantaine d'AODE). En outre, la moitié des CPI HTA de la concession sont localisés sur les communes de Chartres, Nogent-le Rotrou, Châteaudun et Senonches.

***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.*

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.

En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents HTA en 2024 : sur les 34 incidents souterrains HTA HIX du territoire, 4 ont eu lieu sur des **câbles CPI soit 12% du nombre incidents souterrains**. Cela représente une incidentologie de 7 incidents pour 100 km de réseaux, soit 6 fois plus que les câbles souterrains synthétiques avec 1,1 inc./100 km. **Ce potentiel risque de doubles défauts 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, même si les gains sur le critère B incidents ne seront pas toujours manifestes sur la concession du TE 28.**

Aussi, selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2017 (environ -1,4 km/an, soit un total de -8,5 km en 6 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2053. En outre, le **PPI 2021-2024** prévoyait une résorption de -7 km de CPI en 4 ans (donc cohérent avec la trajectoire constatée bien qu'insuffisante).

***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.*

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 53,5% de réseaux aériens. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de cette synthèse, les **réseaux aériens nus HTA** restent la source majeure de discontinuité de distribution électrique de la concession du TE 28, notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.).

À fin 2024, la concession compte 3 258 km de **réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés)**, contre 3 383 km en 2019, soit une résorption de -125 km en 5 ans ou -25 km/an en moyenne. En 2024, le réseau HTA aérien a diminué de -36 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 1 km sur la concession du TE 28, soit 0,02% des réseaux HTA aériens.

Deux postes sources alimentent des zones de plus de 400 km de réseaux HTA aériens nus chacune. Il s'agit de BROU avec 667 km et CHATEAUDUN avec 426 km. Ces 2 zones rassemblent plus du tiers des réseaux HTA nus de la concession.

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, plus de 9 km (soit une part de 0,14% 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 TE 28 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 -7,1 km, soit environ -1,4 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).

Au total, 101 km de réseaux HTA aériens (soit 3% du linéaire HTA aérien) sont catégorisés comme à risque climatique avéré à fin 2024 sur la concession du TE 28, contre 106 km à fin 2023. Le principal risque climatique est le risque bois, avec 94 km concernés à fin 2024.

Le PPI 2021-2024 prévoyait la sécurisation de 50 km de réseaux HTA aériens y compris en zone PAC pour un réalisé de 33 km.

3.1.3. Âge des réseaux HTA

Par ailleurs, **l'âge moyen des réseaux HTA** du TE 28 est au-dessus de la moyenne calculée par AEC sur son panel établi au niveau national. En effet, l'âge moyen des réseaux HTA du TE 28 est de 33,6 ans, contre une moyenne AEC de 31,5 ans (statistiques AEC 2023).

Plus en détail, avec 19,7 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, le TE 28 est proche de la moyenne relevée par AEC de 21,1 ans (statistiques AEC 2023).

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 45,7 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, parafoindres, 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 **rénovation 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 moindre.

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 : En séance, 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, 302 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV, et en complément 98 km ont été fiabilisés (sans travaux immobilisés comptablement). En cumulant les linéaires traités et fiabilisés (400 km), la part de réseaux HTA concernés par de la PDV était ainsi de 12% 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 121 km qui ont été concernés par ces programmes sur les deux derniers exercices (59 km en 2023 et 62 km en 2024), portant à 16% 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 (54,3%, en hausse de +1,1 point par rapport à 2023) est supérieur à la moyenne des valeurs observées par AEC (49%, statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2024²). De plus, en considérant la densité d'utilisateurs (42 utilisateurs/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe bien au-dessus de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'utilisateurs comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 5,9% de **lignes aériennes nues**, dont le taux d'incidents est 5 à 6 fois supérieurs aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession en 2024. En outre, leur présence sur le territoire de la concession est légèrement supérieure à la moyenne nationale (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'avaient 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 devrait aboutir pour la base technique et pour la base comptable, en 2023 ou 2024, selon les DR et selon les AODE.

Pour la concession du TE 28, 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 278 km à fin 2021, 17 km n'étaient pas des BT fils nus, soit un taux de 6%, relativement faible à ce qu'on peut voir sur d'autres concessions (jusqu'à près de 50%). Dans le détail, 14 km de fils nus ont été transformés en torsadés et 3 km ont été déposés. La concession a donc été relativement peu 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 235 km de réseau **BT aérien nu**. Hors exercice 2024, année marquée par la correction effective de l'inventaire technique des réseaux BT fils nus (-17 km), le rythme de résorption moyen de cette technologie de câble s'établit à environ -10 km/an en moyenne sur les 6 dernières années. Dans le détail, le rythme est de -8 km/an en zone ER et de -2 km/an en zone RU. En maintenant ces rythmes constants, le réseau BT fil nu sera entièrement résorbé en 2042 en zone ER et en 2070 en zone RU.

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 12 km de réseau BT de faible

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'utilisateurs comprises entre 170 et 382 utilisateurs/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 utilisateurs/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.

section à fin 2024, ce qui représente 0,3% 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 17,3% (689 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 -0,5 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 +57 unités en 2024 (+6 pour des communes en zone RU et +51 en zone ER).

Les technologies **préfabriquées** sont généralement privilégiées dans les mises en services. Elles représentent, du reste, la principale catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 50% pour le TE 28.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2024, il reste 28 ouvrages de ce type, soit environ 0,5% des postes HTA/BT. Cette valeur a diminué de -2 unités lors de la dernière année.

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 par ailleurs sur l'avancement du programme « Dataposte », 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 (+61 unités en 2024). Désormais 65% 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 161 200 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 94,5%** à fin 2024 (légèrement inférieur à la moyenne d'AEC de 95% pour l'exercice 2024).

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 toutes causes confondues (TCC)** s'élève à 252,2 minutes par client, soit une hausse de + 307% par rapport à 2023 (61,9 minutes).

Hors événements exceptionnels (critère B HIX), la durée moyenne annuelle de coupure atteint 127,3 minutes, en progression de + 107% par rapport à l'exercice précédent (61,4 minutes). Cette forte hausse s'explique principalement par la contribution du réseau de transport RTE, à l'origine de 82,1 minutes de coupure par usager, soit environ 65% du critère B HIX. En excluant ces incidents amont (HTB, hors concession), le critère B propre au réseau de distribution publique ressort à 45,2 minutes, soit un niveau inférieur à la moyenne nationale 2024 hors incidents exceptionnels et hors RTE (71,6 minutes).

La décomposition du critère B met en évidence **l'importance des événements exceptionnels en 2024**, qui représentent 124,9 minutes de coupure, dont 117,8 minutes liées à l'épisode « Caetano ». Les incidents imputables au réseau RTE, bien que non classés en incidents exceptionnels, représentent 82,1 minutes, tandis que les incidents sur le réseau de distribution publique totalisent 29,1 minutes, dont 25,8 minutes sur le réseau HTA et 3,3 minutes sur le réseau BT. Les postes sources ne contribuent que très marginalement au total, avec 0,1 minute. Les coupures dues à des travaux programmés représentent 16,0 minutes, réparties entre 11,7 minutes sur les réseaux HTA et 4,3 minutes sur les réseaux BT.

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.

Hors événements exceptionnels, la répartition de la durée des coupures au périmètre de la concession montre une prédominance ponctuelle des incidents d'origine RTE (65%), suivis des incidents sur le réseau de distribution publique (23%), la part des incidents HTA étant encore largement prépondérante, et des coupures liées aux travaux (13%). Le temps de coupure dû aux travaux, stable à 16,0 minutes, se situe dans le haut de la fourchette observée sur les cinq dernières années, tandis que le temps de coupure lié aux incidents sur le réseau de distribution publique diminue sensiblement (29,1 minutes contre 44,3 minutes en 2023, soit – 34%), aussi bien sur le réseau HTA (– 33%) que sur le réseau BT (– 37%).

L'analyse sur la période 2020-2024 montre que **l'exercice 2024 constitue une année exceptionnellement dégradée pour la continuité d'alimentation**, les événements exceptionnels et l'incident RTE représentant à eux seuls environ 82 % du critère B TCC. À l'inverse, la composante structurelle du critère B, liée aux incidents HTA et BT hors événements exceptionnels, s'établit à 29,1 minutes, soit la valeur la plus basse observée sur la période récente (comprise entre 26,1 et 50,2 minutes entre 2020 et 2024), traduisant une amélioration notable de la performance intrinsèque du réseau de distribution sur le territoire de la concession.

Deux événements majeurs expliquent les résultats en forte dégradation de 2024 :

- L'incident du 26 septembre 2024 sur la liaison HTB entre les postes RTE de Dambron et Chaunay, alors que la ligne de secours était exceptionnellement consignée pour maintenance, a entraîné 82,1 minutes de coupure par client, soit près des deux tiers du critère B hors événements exceptionnels.
- Par ailleurs, la tempête hivernale « Caetano », survenue les 21 et 22 novembre 2024, a provoqué d'importants dégâts sur les réseaux électriques à la suite de fortes chutes de neige collante et de vents violents. Cet épisode a mobilisé l'ensemble des équipes Enedis et a nécessité le déclenchement d'une cellule COREG (Communication et Organisation en cas d'Evènements Graves) pour la gestion des opérations d'urgence.

En définitive, l'exercice 2024 se caractérise par un critère B TCC de 252,2 minutes, soit une dégradation marquée imputable à des causes extérieures au réseau de distribution. **Hors incidents RTE, le critère B HIX de 45,2 minutes demeure inférieur à la moyenne nationale**, témoignant de la bonne tenue du réseau local. Ces résultats confirment la solidité du réseau de distribution du Territoire d'Énergie Eure-et-Loir, malgré une année marquée par des aléas climatiques et techniques d'ampleur exceptionnelle.

Le taux d'utilisateurs présentant des indicateurs hors seuil du « **décret qualité** » a diminué en 2024 pour atteindre 0,8% (-0,6 point). Ce taux n'a pas dépassé la limite de 5% fixée par ce décret au cours des 10 dernières années.

La **fréquence des coupures** longues est de 0,8 coupure longue en moyenne par usager en 2024. Il s'agit d'une valeur en deçà de 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 2,7 coupures brèves par usager en 2024, légèrement au-dessus des valeurs constatées par ailleurs avec une moyenne à 2,4 (statistiques AEC 2023). La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2024 sur le territoire du TE 28 se situe à 5,6, une valeur qui se situe également au-dessus de la moyenne d'AEC de 3,8 (statistiques 2023) et en hausse régulière depuis 3 ans.

Avec 2,9 incidents pour 100 km de réseau HTA, le TE 28 présente un **taux d'incidents** inférieur 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 1,2 en 2024 est inférieur à la moyenne AEC (1,9 en 2023) de même que le taux d'incidents HTA aériens se situe à 2,9 et est également en deçà de la moyenne AEC (4,2) de l'année précédente.

3.4 La qualité de tension sur les réseaux

Au total plus qu'**un seul départ HTA présentant une chute de tension maximale supérieure à 5%** a été répertorié à fin 2024, soit un de moins que l'année précédente. Il s'agit du départ ACON du poste source DAMVILLE, qui est concerné depuis au moins 2021.

En outre, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% est en baisse à 0,4%, inférieur à la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (0,7%, statistiques AEC 2023).

***Recommandation :** les valeurs des élévations de tension maximale à l'échelle des départs HTA restent inaccessibles pour le TE 28. 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.*

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de **départs mal alimentés (DMA)** a diminué, avec 57 DMA en 2024 contre 66 en 2023 (sur un total de 14 380 départs BT existants). Dans le détail, le nombre de DMA a diminué de -10 DMA en zone ER et a augmenté de 1 DMA en zone RU.

***Recommandation :** de même que pour le réseau HTA, les données de variations de tension BT à injection maximale et consommation minimale demeurent inaccessibles. Le TE 28 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 par ailleurs 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 434 CMA en 2024, et a également baissé de -23 CMA (-5%) par rapport à 2023.

Le taux associé s'établit désormais à 0,3%, 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.

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 **6,2 M€ en 2024 sur la performance et la modernisation des réseaux**, auxquels s'ajoutent **16,8 M€ imposés par les opérations de raccordement**, et 3,3 M€ pour les exigences réglementaires.

Au total, **Enedis a donc investi 26,8 M€ en 2024 sur la concession du TE 28**, soit une hausse de +2,9 M€ par rapport à 2023 (+12 %). Cette progression s'inscrit dans une tendance marquée à la hausse sur les cinq derniers exercices (hors pic ponctuel de 2021), avec une augmentation cumulée de 8,9 M€ par rapport à 2019 (+49%). La **dynamique d'investissement observée sur la concession se révèle plus 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 en 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 63% des dépenses totales d'investissement sur la concession (contre 52% à l'échelle nationale), et sont en augmentation chaque année depuis 2020, dont des hausses de +37% en 2023 et +25% en 2024. Les dépenses de raccordements pour les producteurs BT et HTA s'élèvent respectivement à 4,3 M€ (26% des dépenses de raccordements) et 4,0 M€ (24% des dépenses de raccordement).

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. A noter que les CAPEX Linky était de 1,4 M€ en 2024.

Après une période de baisse sur 2018-2022, les investissements sur la concession « performance et modernisation du réseau » ont augmenté régulièrement, passant de 23 €/usager³ en 2022 à 37 €/usager en 2024. Ce dernier ratio est légèrement supérieur 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].

*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.*

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.

3.5.2. Suivi du PPI

L'année **2024 clôture le premier PPI quadriennal** élaboré en concertation avec l'AODE mis en œuvre dans le cadre du nouveau contrat de concession, couvrant la période 2021-2024 décline opérationnellement les orientations du Schéma Directeur des Investissements (SDI) défini lors de la négociation du dernier contrat de concession. Ce PPI se termine sur un niveau globalement satisfaisant de réalisation, tant sur le plan technique quantitatif que financier.

Au total **sur le plan technique**, près de 118 km de lignes aériennes HTA ont été fiabilisées par des opérations de PDV/RP (soit environ 91 % du linéaire prévu), tandis que 32,5 km de lignes aériennes HTA ont été renouvelés, incluant le Plan Aléas Climatiques (PAC). Le renouvellement des réseaux HTA souterrains à isolation CPI atteint 1,5 km, et les réseaux BT présentent des volumes plus faibles (1,5 km de fils nus et 0,4 km de câbles souterrains renouvelés). En revanche, seuls 5 organes de manœuvre télécommandés ont été remplacés sur les 20 programmés initialement, marquant un retard sur ce poste spécifique.

***Recommandation :** Les objectifs techniques inscrits au PPI (renouvellement et fiabilisation des ouvrages) ont été atteints voire dépassés sur plusieurs volets, traduisant là encore un niveau d'ambition perfectible. À l'avenir, il conviendrait de définir des objectifs techniques plus structurants et davantage contraignants, en particulier sur les thématiques d'automatisation du réseau, de modernisation BT et de résilience climatique, afin que le PPI conserve pleinement sa vocation d'outil de co-pilotage stratégique entre l'AODE et le concessionnaire.*

Sur **le plan financier**, le cumul engagé (9,9 M€) dépasse légèrement le prévisionnel initial (9,6 M€), traduisant une bonne tenue globale des engagements d'Enedis, avec un effort particulièrement soutenu sur le volet "aléas climatiques" (2,2 M€, soit plus de sept fois le montant prévisionnel).

Dans l'ensemble, ce **premier PPI du nouveau contrat de concession apparaît globalement respecté, avec des ajustements entre postes mais un niveau d'investissement conforme aux objectifs** de modernisation et de résilience du réseau. Enedis précise enfin que certains écarts techniques peuvent résulter du décalage entre la réalisation des travaux et leur intégration dans le SIG en fin de chantier.

***Recommandation :** De manière similaire, le premier PPI du nouveau contrat de concession (2021-2024) se clôture sur un niveau de réalisation financière légèrement supérieur au prévisionnel. Si ce résultat témoigne d'un bon rythme d'exécution des investissements, il souligne également que l'enveloppe financière initiale du PPI s'est révélée insuffisamment dimensionnée au regard des besoins réels du réseau et de l'intensité des aléas climatiques rencontrés. Dans cette perspective, AEC recommande à l'AODE de plaider, lors de la négociation du prochain PPI, pour une revalorisation significative de l'enveloppe globale, afin de mieux encadrer et orienter les investissements d'Enedis sur la concession.*

***Point de satisfaction :** le concessionnaire transmet un bilan de l'affectation des passifs sur les affaires PPI, permettant le bon suivi de l'origine des financements des affaires qualifiées dans le PPI.*

3.5.3. Dépenses d'exploitation

L'année **2024 enregistre une baisse significative des linéaires élagués et des dépenses associées**, après un niveau particulièrement soutenu en 2023. 71 km de réseaux ont été élagués en 2024 (51 km en HTA et 20 km en BT) contre 183 km en 2023 (-61 %), pour un montant total de 181 k€ (contre 467 k€, -61 % également) pour plus de 1 200 km de lignes visitées.

Cette diminution intervient après une année 2023 marquée par un effort exceptionnel de remise à niveau. Aucune précision n'a été apportée par Enedis quant aux raisons de la baisse constatée en 2024, mais celle-ci pourrait s'inscrire dans une logique de pilotage pluriannuel des campagnes d'élagage, avec des volumes ajustés en fonction des priorités et des cycles de passage des linéaires.

4. Domaine comptable et financier

4.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 605 M€ à fin 2024 en valeur brute, en augmentation de +24 M€ sur un an (+4,1%). La valeur brute par usager est égale à 3 581 €/usager à fin 2024 et se situe au-dessus du ratio moyen constaté par AEC (3 105 €/usager en 2023), ce qui est cohérent avec le caractère rural 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 numéro 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 **99,6% de la valeur brute totale** (contre 88,4% en 2021).

La valeur résiduelle d'actifs encore « non localisés », 3,5 M€ à fin 2024, concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » à hauteur de 2,7 M€ en valeur brute sur la concession (soit 0,4%). 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, la part des financements externes sur les ouvrages mis en concession lors du dernier exercice s'élève à 30%. Ainsi, la part de la collectivité et des tiers dans la valeur nette comptable des mises en service s'élève à 53,1% 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.

A fin 2024, plus de la moitié (58%) du stock de PR de la concession (44,4 M€ à fin 2024) a été constitué sur les ouvrages HTA, 10% sur les réseaux BT et 11% pour les postes HTA/BT.

Depuis la signature du nouveau contrat de concession en 2020, le stock des **provisions pour renouvellement (PR)** diminue chaque année, à l'exception de 2022 qui avait été marquée par une hausse des PR du fait de la localisation des branchements. Cette baisse est de -1,2 M€ (-3%) en 2024, contre une baisse moyenne annuelle de -0,9 M€/an sur la période 2020-2023 (hors 2022).

*Pour **rappel**, le nouveau modèle de contrat 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 14 k€, exclusivement en lien avec les impacts comptables de la finalisation de l'inventaire des réseaux BT fil nu puisque le modèle de contrat en vigueur ne prévoit plus de dotation ;
- En parallèle 701 k€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (0,3 M€ en 2023) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- 235 k€ ont été **reprises** et remontées au résultat d'Enedis (contre 201 k€ en 2023) ;

Sollicité en question complémentaire à l'audit pour fournir une liste des affaires HTA et BT qui ont mené à une reprise de PR au cours de l'exercice 2024, hors effets comptables de l'inventaire BT fils nus, Enedis précise :

« Les chantiers ayant amené à la reprise de PR sont : des déplacements d'ouvrage qui font l'objet d'une dépose sèche (donc pas de renouvellement), de travaux réalisés par l'autorité concédante qui sont donc déjà financée par l'AODE et ne font donc pas l'objet d'affectation de cette PR.

Par exemple en aérien HTA : la plus grosse reprise de PR est une affaire de DO (-53k€). Le reste est constituée d'affaires ER et une affaire RP (pour -2k€) »

Pour rappel, dans le précédent contrat de concession, les dotations aux PR étaient prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession en vigueur, et les réseaux BT ainsi que les postes HTA/BT situés en **zone rurale au sens du FACÉ n'étaient pas concernés par ces dotations** à la maille de la concession (un mécanisme spécifique de dotation à l'échelle nationale de la part « provisions BT en zone ER » faisait office). Cela explique en partie pourquoi sur la concession du TE 28, les réseaux BT qui regroupent 32% de la valeur brute ne représentent que 10% du stock de PR.

En ajoutant à cette réduction 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 M€ à fin 2023 à 12 M€ à fin 2024 contre 29 M€ dans le sens d'une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant 10 ans plus tôt à fin 2015).

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.

*Evolution 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.

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 260 M€, soit une hausse de +6 M€ sur 2024 (+2%).

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 TE 28, la mise à jour de l'inventaire technique (SIG) étant survenu la même année sur la concession du TE 28 : 17 km de réseau BT fil nu ont été techniquement requalifiés, soit 6% du linéaire technique. Cette mise en cohérence de l'inventaire comptable avec le SIG a été réalisée par Enedis au cours du même exercice 2024 venant quasiment recalibrer la quantité de réseau BT fil nu en inventaire comptable à celle présente en inventaire technique (235 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, +3 k€ sur la VNC) ;
- Impacts limités sur les passifs de concession : 1 k€ sur le droit en espèce et dotation de 14 k€ aux provisions pour renouvellement (avec un impact du même montant sur le calcul du solde des dettes et créances réciproques, en faveur 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 11% pour le TE 28 au sein de la DR Centre Val-de-Loire. Sur la concession, environ 70% des charges d'exploitation et 8% des produits d'exploitation sont calculés *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 amélioration entre 2023 et 2024, tout en restant **négatif à hauteur de -0,6 M€ en 2024** (-5,8 M€ en 2023) et induisant un taux de marge (résultat d'exploitation rapporté au chiffre d'affaires) de -0,6%, nettement inférieur au taux de marge national de +6,6%.

En effet, le montant total des charges de 105,0 M€ sur 2024 est stable sur un an, alors que le montant total des produits de 104,5 M€ sur 2024 a connu une augmentation de +5,0 M€ (+5,0%), ce qui provoque une hausse mécanique du résultat annuel de +5,2M€. Depuis a minima 2016, le taux de marge constaté pour le TE 28 reste pour autant en-dessous du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la **contribution à l'équilibre**. En 2024, il est toujours inférieur, ce qui explique pourquoi la concession bénéficie ainsi systématiquement depuis a minima 10 exercices de la contribution à l'équilibre à hauteur de +6,5 M€ en 2024.

Entre 2023 et 2024, le total des **produits** a augmenté de +5,0 M€ soit +5%, cela est notamment la résultante de :

- La **hausse des recettes d'acheminement** de +3,6M€ (soit +4,6%), malgré une plus faible augmentation +1,1 M€ (+2,0%) 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 de +6,51% au 1^{er} août 2023, et de +4,81% au 1^{er} novembre 2024 ;**
 - Et d'autre part, la baisse des **consommations** (énergie acheminée) de -1,1%, qui ne compense que partiellement les hausses tarifaires.

En outre, les « autres recettes d'acheminement » augmentent quant à elles de +1,2 M€ pour atteindre 1,3 M€.

Interrogé par ailleurs au sujet de cette hausse des recettes d'acheminement autre, Enedis précise : « La sous-rubrique « autres » des « Recettes acheminement » contient notamment des montants d'acheminement en compteur livré non encore facturé. Cette sous-rubrique se rattache donc au périmètre global de l'acheminement. »

- La **hausse des recettes de raccordements** de +0,8 M€ (+16%), en lien avec la dynamique de raccordements, notamment producteurs (+14% en volume en 2024 par rapport à 2023), qui conduit à une hausse sensible des contributions de raccordement en 2024 ;

En parallèle, les **charges** totales sont stables avec -0,3 M€ entre 2023 et 2024 (-0,3%), 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 -6,1 M€ en 2024 (soit -30%) 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 7,9 M€ et 6,4 M€ sur la concession du TE 28.

- La **forte augmentation des achats de matériels** de +0,8 M€ (+10%) et des « autres charges » de +0,6 M€ (+14%) en 2024 ;

Interrogé au sujet de cette hausse, Enedis l'a expliquée par le fait que « L'année 2023 avait été fortement marquée par des événements climatiques très intenses, ayant causé un grand nombre d'incidents sur le réseau électrique français. Les réparations, remises en service et la consolidation du réseau électrique suite à ces événements climatiques de grande ampleur avaient généré d'importants surcoûts. En 2024, des événements climatiques intenses et importants ont également eu lieu, mais avec une intensité plus faible par rapport à l'année précédente. Des surcoûts ont donc été générés en 2024 dont des pénalités pour coupures longues, cependant qui ont pu sur certains territoires être moindre qu'en 2023. »

Remarque : Par ailleurs, Enedis a été questionné sur la capitalisation de ces charges dans la production stockée et immobilisée (PSI) : « La PSI recouvre les dépenses d'investissement internes (main d'œuvre interne attachée aux investissements ainsi que les achats de matériels nécessaires à la construction des immobilisations et l'utilisation des engins). Ces dépenses d'investissement sont enregistrées en charges dans un premier temps puis neutralisées au compte de résultat à travers le compte de production stockée et immobilisée afin de n'impacter que le bilan. En effet, la PSI participe à la création d'immobilisations qui augmente le bilan. »

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** (+0,6% en 2024 contre +0,7% en 2023) pour atteindre environ 169 000 usagers.

En revanche, la **consommation électrique totale est à nouveau en forte baisse** en 2024 de -1,1% (et -6,6% 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 52% de cette consommation totale en 2024, et les 1 423 usagers HTA, 38%.

La **consommation moyenne** d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 5,5 MWh/an en 2024, en baisse de -19% 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 +1 M€ HT, soit +1,3% (contre 1,9 M€ l'année antérieure).

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

Les **producteurs** (y compris les autoconsommateurs) représentent 4 329 installations, **en forte augmentation en nombre (+26%) et en puissance (+15%)**. Les producteurs **photovoltaïques** représentent 98,6% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 630 MVA à fin 2024 selon la répartition suivante : 18% pour les installations photovoltaïques, 79% pour les installations éoliennes et 3% pour les « autres ».

Remarque : Enedis explique que les autoconsommateurs sont tenus de déclarer leur production, mais que cette obligation n'est pas systématiquement respectée.

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 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 7.2 est entré en vigueur** et s'appliquait en partie durant l'exercice 2024. Il a remplacé la précédente version du barème (version 7.1), qui était en vigueur depuis le 20 juillet 2023.

Le **volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) est en baisse** en 2024 avec 748 raccordements réalisés, soit 85 de moins que l'année précédente.

A contrario, la **tendance est à la forte hausse pour les raccordements en injection** en 2024 avec 756 nouvelles installations de productions raccordées au réseau (tous segments confondus), soit +92 installations raccordées par rapport à l'exercice précédent (+13,9%). 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 136. La croissance du nombre total de raccordements en injection réalisés chaque année se reflète particulièrement sur le segment BT<36 kVA (103 raccordements en 2019 contre 616 en 2024) et sur le segment BT>36 kVA (26 raccordements en 2019 contre 128 en 2024).

La puissance cumulée des producteurs raccordés dans l'année a fortement augmenté entre 2023 et 2024, passant de +21 MW à +83 MW, traduisant notamment la dynamique de raccordements BT > 36 kVA, et le maintien à un niveau conséquent le nombre de raccordements HTA (quelques raccordements HTA chaque année).

Le **délai moyen de production de devis de raccordement en soutirage** est stable à 1 jour en 2024 (pour des consommateurs BT≤ 36 kVA sans adaptation). Le **délai moyen de production d'un devis de raccordement en injection** est également stable à 2 jours en moyenne en 2024 (pour les raccordements des producteurs BT≤ 36 kVA sans adaptation).

Recommandation : la liste détaillée des raccordements n'a pas été transmise par Enedis.

Sollicité à ce sujet en question complémentaire à l'audit sur site, Enedis n'a pas souhaité transmettre ces données, expliquant simplement que « les données de jalonnement peuvent être communiquées dès lors qu'il existe 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 baisse successives. Ce volume a atteint 1 074 **réclamations**, soit à nouveau une progression de 25% par rapport à 2023. La concession présente désormais un ratio de réclamations par usager de 64 réclamations pour 10 000 usagers, supérieur au ratio moyen observé par AEC (56 réclamations pour 10 000 usagers, statistiques 2023).

Cette forte **hausse constatée en 2024 est principalement liée aux aléas climatiques et à un incident RTE, qui ont entraîné un bond des réclamations** et notamment celles taguées « Qualité de la fourniture » à 351 (+132%). À l'inverse, les motifs « Relève & facturation » (456, -3%) et « Interventions techniques » (177, -4%) confirment la maîtrise opérationnelle déjà observée depuis 2020 avec la généralisation de Linky. Hors "Qualité de fourniture", le volume total est quasi stable (+2%). Le mix des réclamations se recompose : « Relève & facturation » passe de 55% à 43% du total, tandis que « Qualité de la fourniture » double sa part à 33%. Ces

éléments plaident pour un renforcement des dispositifs de résilience et d'information clients lors d'incidents d'alimentation, tout en poursuivant la digitalisation des parcours à plus forte volumétrie.

En 2024 le taux de réponse aux réclamations dans un délai de 15 jours s'élève à 99,3%. 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.

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 diminué de -19% en 2024.

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 séance et en réponse aux questions complémentaires, Enedis a justifié le refus de transmettre ces données en arguant que les taux de PDTS étaient des indicateurs de suivi internes. Cet argument ne pourra plus être invoqué lors des prochains exercices, dans la mesure où les taux de PDTS consécutifs à la réalisation une prestation de raccordement, ainsi qu'à la réalisation d'une prestation hors raccordement, constituent désormais des indicateurs de suivi de la qualité de service dans le cadre de la régulation incitative du TURPE 7 HTA/BT.

6. Domaine clientèle fournisseur

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

L'érosion progressive du nombre **d'utilisateurs 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 -3,5%.

Année	Taux d'évolution annuelle du nombre d'utilisateurs aux Tarifs Bleus de la concession	Taux d'évolution moyen annuelle du nombre d'utilisateurs aux Tarifs Bleus (statistiques AEC, 79 AODE) [min ; max]
2024/2023	-3,5%	-
2023/2022	-1,7%	-1,5% [-8,8% ; +1,5%]
2022/2021	-1,2%	-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 relativement 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.

Remarque : Sollicité par ailleurs, EDF présente l'analyse suivante :

« La baisse du nombre de clients au Tarif Réglementé de Vente (TRV) chez EDF est une tendance nationale, mais elle varie selon les territoires et les concessions. Voici une analyse fine de cette dynamique :

- *Dans les zones de concession EDF, la baisse est marquée mais moins rapide que dans certaines zones urbaines très concurrentielles.*
- *Dans les zones de forte densité urbaine (Île-de-France, PACA, Rhône-Alpes), la concurrence est plus vive, et la baisse du TRV est plus prononcée.*
- *À l'inverse, dans les zones rurales ou semi-rurales, notamment dans les concessions EDF, la fidélité au TRV reste plus forte, bien que la tendance soit aussi à la baisse. »*

À fin 2024, près de 55,8% des utilisateurs de la concession ont conservé un contrat TRV, ce taux a baissé de -2,4 points en un an. Au total, ce taux a baissé de 28,8 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 utilisateurs au TB non résidentiels ont été principalement concernés, mais aussi certains utilisateurs 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 utilisateurs 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) et 34 clients aux tarifs verts (-1 en un an).

La **consommation** totale des clients aux TRV a baissé en 2024 de -3,5%. Cela est essentiellement lié à la baisse du nombre total de clients aux TRV et à la stabilité **unitaire de la consommation moyenne par usager**.

En revanche et inversement à la baisse évoquée précédemment, la **recette totale** de fourniture a légèrement augmenté de **+2%** en 2024 (en € HT), après celles de 2023 de +18% et de +21% 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 c€ HT en 2024, contre 21 c€ HT en 2023 et 11,0 c€ HT en 2019 (dernière année avant la crise COVID19), soit une hausse en 5 ans de +98% 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 -21% pour atteindre 2 756 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 299 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe en deçà de la moyenne d'AEC en 2023, de 370.

En 2024, 89% 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.

Le **volume de réclamations traitées en 2024 par EDF s'établit à 2 756 réclamations**, en net recul de -21% par rapport à 2023 (3 480) année exceptionnellement haute liée au contexte national de tension sur les prix de l'énergie et à la forte sollicitation des canaux de contact. La baisse touche presque tous les motifs : Facturation 1 091 (-15 %), Recouvrement 607 (-29 %), Accueil 425 (-25 %), Contrat 334 (-30 %), Relevé 70 (-17 %) et Relations avec le distributeur 93 (-37 %). Seule la catégorie « Qualité de fourniture » progresse nettement à 136 dossiers (+103 %), en écho aux incidents d'alimentation constatés sur le territoire (cf. *supra*).

Dans le mix 2024, l'item « facturation » demeure le premier contributeur (40%), devant « recouvrement » (22%), « accueil » (15%) et « contrat » (12%) ; les autres thèmes pèsent chacun moins de 5%. En dépit de la baisse constatée en 2024, le niveau reste au-dessus de 2019 (2 756 vs 2 394), ce qui appelle à poursuivre la fiabilisation des factures et des parcours de recouvrement, tout en renforçant l'information proactive lors d'événements réseau afin de contenir les réclamations liées à la qualité d'alimentation.

Depuis 7 ans, le taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94,6% et 96,0%.

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 6 559 chèques énergie « annuel »** de la part de ses clients au TRV, en baisse de -6,0% par rapport à 2023. Le taux de bénéficiaire est également en baisse avec -0,4 point sur un an.

Il faut rappeler qu'à fin 2017, 7 169 clients bénéficiaient du **TPN**. Ainsi, à fin 2024, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie sur la concession est donc inférieur au nombre de bénéficiaires du TPN et cela malgré 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 125,0 € en 2024 à la maille de la concession. Cela représente sur le territoire plus de 0,9 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.*

A 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 au Conseil Départemental (CD). Ce dernier est de 100 k€ en 2024, en hausse de +5 k€ par rapport à 2023. Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département 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 est également en hausse en passant de 188 à 241 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.

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 0,4% 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 1 494 en 2024 (1,6% des usagers). Parmi elles, 369 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