

ENERGIE Eure-et-Loir  
EEL 28

# Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2022

Janvier 2024  
Version 1

<b>1.</b>	<b>PREAMBULE .....</b>	<b>2</b>
1.1	RETOUR SUR LES ECHANGES AVEC LES CONCESSIONNAIRES .....	2
1.2	PERIMETRE DE LA CONCESSION .....	3
<b>2.</b>	<b>DOMAINE TECHNIQUE .....</b>	<b>4</b>
2.1	LE RESEAU HTA ET L'AMONT .....	4
2.2	LE RESEAU BT ET L'AVAL.....	6
2.3	LA CONTINUTE D'ALIMENTATION .....	7
2.4	LA QUALITE DE TENSION SUR LES RESEAUX.....	8
2.5	LES DEPENSES D'INVESTISSEMENTS ET DE MAINTENANCE DU CONCESSIONNAIRE .....	9
<b>3.</b>	<b>DOMAINE COMPTABLE ET FINANCIER .....</b>	<b>10</b>
3.1	LE PATRIMOINE COMPTABLE DE LA CONCESSION.....	10
3.2	LE COMPTE D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION.....	14
<b>4.</b>	<b>DOMAINE CLIENTELE DISTRIBUTEUR .....</b>	<b>16</b>
4.1	LES USAGERS DE LA CONCESSION .....	16
4.2	LES RACCORDEMENTS.....	17
4.3	LA QUALITE DE SERVICE.....	18
<b>5.</b>	<b>DOMAINE CLIENTELE FOURNISSEUR .....</b>	<b>20</b>
5.1	LES USAGERS DE LA CONCESSION AUX TRV .....	20
5.2	LES USAGERS EN DIFFICULTES FINANCIERES.....	21

# 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 2020 s'est déroulée à Chartres le 6 juillet 2023 en présence des représentants d'EEL 28, des délégataires Enedis et EDF et d'AEC.

Le 8 décembre 2020, et après deux ans de négociations avec les délégataires, EEL 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 d'EEL 28 et les spécificités de son territoire. Ce **contrat d'une durée de 30 ans est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2021**, aussi, l'exercice 2022 correspond au 2<sup>ème</sup> contrôle annuel dans le cadre de ce nouveau contrat.

*Remarque : en complément de l'audit général sur les résultats annuels de la concession, EEL 28 désirait également une actualisation du diagnostic technique à fin 2022. Ce sujet a été traité dans un rapport indépendant de cette note de synthèse, et a été remis à l'AODE.*

*Comme l'année précédente, cet audit « des dossiers » a bien pu avoir lieu en même temps que l'audit « général » en juin 2023, ce qui est un point de satisfaction à souligner pour ce contrôle. L'AODE devrait ainsi pouvoir à l'avenir maintenir cette organisation pour les prochains contrôles.*

La mission avait pour objectif de synthétiser dans un tableau de bords et une note de synthèse les données fournies par les concessionnaires dans les domaines technique, comptable et des services aux usagers afin de suivre les évolutions sur la concession.

Préalablement à l'audit, une liste des documents attendus a été remise le 24 mars 2023 à l'AODE, à destination des concessionnaires. Les éléments transmis par les concessionnaires étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale d'EEL 28. Ces données de contrôle ont été réceptionnées courant juin 2023, dans les délais convenus.

Pour l'exercice 2022, les principales données manquantes sont les suivantes (non exhaustives) :

- Les **références d'affaires « IEP »** dans les fichiers comptables de retraits et mise en immobilisation annuels, afin de pouvoir rassembler les numéros d'immobilisation comptables et les références d'affaires techniques ;
- Le détail des vulnérabilités climatiques (**zones PAC** : neige, vent, etc.) des tronçons HTA (fichier ETRES 05) ;
- Le fichier CAPEX s'est bien amélioré, mais il reste important que le **type d'affaires** soit ajouté (qui est une sorte de sous-catégorie détaillant plus finement la catégorie « Nome 3 ») ;
- La **liste des raccordements** terminés dans l'année reste inaccessible. Il s'agit pourtant d'un sujet d'actualité majeur, notamment avec la Loi APER, et les annonces du PIH d'Enedis, les AODE doivent auditer plus en détails cette activité du concessionnaire ;
- Le détail des **codes GDO des départs BT** dans la liste des interruptions de fourniture sur le réseau BT ;
- Un document unique, compatible avec le CAPEX, permettant de connaître les affaires prévues et réalisées dans le **cadre du PPI** (avec le détail des catégories) et rassemblant les informations financières

(dépenses d'investissements) et les indicateurs de suivi quantitatifs par affaire (linéaire CPI déposés, nombre OMT posé, etc.).

Pour rappel, l'obligation de communication d'éléments de contrôle est au demeurant expressément prévue dans l'article 44 du nouveau 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 d'EEL 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

---

Le périmètre de la concession d'EEL 28 est constant à 309 communes depuis 2012.

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. C'est pourquoi le nombre de communes en concession est stable avec 309 communes. Le fournisseur EDF indique également 309 communes dans ses données.

## 2. Domaine technique

### 2.1 Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2022, **27 postes sources** alimentent la concession (avec une puissance totale de 2 007 MVA, stable par rapport à l'exercice précédent) dont 15 sont situés sur la concession.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA**, dont le taux d'enfouissement s'établit à 44%, à fin 2022. Il est assez bas en comparaison du taux moyen des concessions du panel établi par AEC (51%, statistiques Opendata Enedis 2022). En outre, considérant la très faible densité d'usagers sur le territoire d'EEL (environ 28 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne légèrement en-deçà de la tendance observée. Il est en augmentation d'environ 1 point par an en moyenne sur les 10 dernières années. 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%.

Par ailleurs, la concession compte 63 km de **réseau HTA souterrain à isolation papier** (CPI) à fin 2022. Le taux associé s'élève à 1,1%. Il est assez faible, et se situe très en-dessous des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions départementales auditées (2,7%, *statistiques AEC 2021*). En outre, la moitié des CPI HTA de la concession sont localisés sur les communes de Chartres, Nogent-le Rotrou, Châteaudun et Senonches.

Il existe néanmoins une incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude a pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain. 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). Pour cela, le distributeur a opté pour une approche à partir d'un Big Data afin de cibler les renouvellements de câbles selon leur probabilité de défaillance, pour un gain d'efficience.

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, d'autre part à des priorisations techniques en fonction des concessions les plus impactées.

Sur la concession Enedis met en œuvre depuis plusieurs années un programme de renouvellement des réseaux HTA. Ce programme priorise les besoins de renouvellement sur les départs HTA les plus incidentogènes.

Les 2 km de renouvellement des câbles CPI sur la concession en 2022 ont eu lieu essentiellement sur les communes de Chartres, Nogent-le Rotrou.

*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.*

*Pour l'instant le concessionnaire n'y est pas favorable : « Ces données sont fournies chaque année dans les contrôles de concessions, sans pour autant figurer dans les données du CRAC. Concernant les CPI, ils font l'objet d'un suivi spécifique dans le CRAC de votre concession dans le cadre du PPI. L'ajout de nouvelles données dans le CRAC non prévues à l'article 8 de l'annexe 1, relève de décisions nationales qui sont prises en concertation avec les instances représentatives des autorités concédantes (FNCCR et FU) et font l'objet de protocoles ».*

A fin 2022, le réseau HTA de la concession est constitué à 56% de **fil aérien nu**, dont 11,7 km (0,2% du total) qui sont de **faible section**. 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 d'EEL 28 se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées par AEC (sur la base du panel AEC, statistiques 2021).

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA d'EEL 28 à fin 2022 est légèrement au-dessus de la moyenne nationale calculée par AEC sur son panel établi au niveau national (âge moyen des réseaux HTA d'EEL 28 de 33 ans, contre une moyenne AEC de 31 ans, statistiques AEC 2021).

De même, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 44 ans à fin 2022 et présente également une valeur supérieure à la moyenne nationale calculée par AEC (43 ans *statistiques AEC 2021*). Face à cela, la politique industrielle du concessionnaire est 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, qui ont débuté nationalement en 2012, ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés suite à un diagnostic précis réalisé sur le terrain.

Par définition, ces travaux 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. Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA déjà important.

La politique PDV évolue 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 composant supplémentaire avec des niveaux d'usure moindre.

Le concessionnaire a présenté un retour d'expérience national [2012-2019] indiquant la baisse des taux d'incidents en fonction de la proportion de PDV faite par départ.

Enedis a présenté un objectif d'accélération de la fiabilisation des linéaires de réseaux HTA aériens de plus de 25 ans pour passer de 4 000 km/an de PDV à 7 500 km/an de RP à partir de 2025 sur le territoire national.

Le programme national RP engagera 2,1 Md€ de 2019 à 2035 avec un rythme cible de 150 M€ par an pour permettre une remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes selon des cycles de 25 ans.

Entre 2013 et 2022, 292 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités et immobilisés en PDV, et 98 km ont été fiabilisés (sans travaux) en complément. La part de réseaux HTA aériens traités en PDV à fin 2022 est ainsi près de 12% par rapport au linéaire aérien total. A noter qu'aucun linéaire de travaux de PDV n'a été immobilisé en 2022 : aux dires d'Enedis, cela est lié à des retards dans le processus d'immobilisation de ce type de travaux.

**L'autorité concédante doit rester vigilante à ce sujet, face au risque d'obsolescence de son patrimoine HTA dans le futur. En particulier, elle devra suivre l'évolution de la qualité de desserte sur les tronçons traités par des opérations PDV et RP. Ce point reste à surveiller bien que le taux d'incidents sur les réseaux HTA aérien de la concession (2,3 inc./100 km) reste inférieur à la moyenne constatée par ailleurs (4,2 inc./100 km, statistiques AEC 2021).**

## 2.2 Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement à fin 2022 (52,3%, en augmentation de 0,8 point par rapport à 2021) est supérieur à la moyenne des valeurs observées par AEC (48%, *statistiques Opendata Enedis 2022*). De plus, en considérant la densité d'usagers (42 usagers par km de réseau BT), le taux d'enfouissement BT se situe au-dessus de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 6,9% de lignes aériennes nues, dont le taux d'incidents est 6 fois supérieur aux câbles souterrains et torsadés sur la concession en 2022. En outre, leur présence sur le territoire de la concession est eue égard à leur proportion, similaire à la moyenne nationale établie par AEC (6,4%, *statistiques AEC 2021*). Entre 2014 et 2022, le rythme de résorption moyen du **réseau BT aérien nu** s'établit à environ 10 km/an. Au global, les linéaires sensibles seraient donc résorbés d'ici 27 ans.

Parmi ces lignes, le **réseau de faible section** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le concédant dans le cadre de ses opérations de sécurisation (17 km de réseau BT de faible section à fin 2022, ce qui représente 0,4% du réseau BT total, ce qui place la concession dans la fourchette basse des valeurs constatées sur les concessions auditées (taux moyen du réseau BT faible section : 1,7%, *statistiques AEC 2021*) en recul régulier (bien que stable en 2022 mais avec une résorption en moyenne de l'ordre de 2 km/an depuis 2016).

A noter que 18,1% (716 km) des lignes BT de la concession présentent une **datation arbitraire et fictive à 1946**, ce qui altère le suivi de leur âge moyen.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de 53 unités en 2022 par rapport à 2021. Les technologies préfabriquées sont privilégiées dans les mises en services. Elles représentent en outre la première catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 47% pour EEL 28 contre 42% pour les technologies sur poteau ; les technologies maçonnées représentant 11% en 2022. Parallèlement, le nombre de transformateurs continue d'augmenter (+53 unités en 2022). Désormais, 63% des transformateurs sont de la génération 410 V autorisant des réglages de prises à vide de 0%, 2,5% et 5%.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2022, il reste encore 30 ouvrages de ce type, soit environ 0,5% des postes HTA/BT. Sur l'exercice 2022, une cabine haute a été résorbée.

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître des transformateurs âgés en moyenne de 27,0 ans, soit un an plus jeune que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique par les mutations et la dépose des transformateurs pollués au PCB, principalement dans les années 2008 à 2011.

A ce jour, aucun inventaire des **tableaux HTA et BT** au sein des postes n'est communiqué par le concessionnaire malgré des demandes suites aux échanges sur site.

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 se poursuivra en 2023 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 151 187 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 90,0%** à fin 2022 (inférieur à la moyenne nationale d'Enedis de 92,1% pour l'exercice 2022).

Dans sa délibération de février 2022, la CRE indique qu'Enedis a respecté les objectifs fixés pour ce déploiement, et « les coûts d'investissements sont inférieurs d'environ 15% par rapport au plan d'affaires initial, soit 0,7 Md€, et représentent ainsi un investissement d'un peu moins de 4 Md€ ». Toutefois, ce gain est en partie due à la surestimation initiale du nombre de compteurs à remplacer : « Cet écart entre le nombre de compteurs total 37,7 millions et le nombre de compteurs initialement prévu dans le modèle d'affaires (39 millions) s'expliquant par une **prévision initiale trop élevée du parc de compteur** » (...) « Au global, fin 2021, Enedis a moins dépensé que prévu. Compte tenu du nombre plus faible que prévu de compteurs à poser, comme expliqué précédemment » (...).

### 2.3 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 45,5 minutes en 2022 (45,6 minutes en 2021). En 2022, les **interruptions de fourniture dites exceptionnelles** ont généré un critère B de 1,3 minute, soit sensiblement moins qu'en 2021 (6,7 minutes), imputable essentiellement aux épisodes orageux des 4 et 20 juin 2022 et dans une moindre mesure à l'épisode venteux du 16 novembre 2022. Ce niveau de critère B « exceptionnel » atteint en 2022 est du même ordre de grandeur que celui atteint en moyenne chaque année sur la période 2012-2020.

Le **critère B hors incidents exceptionnels (HIX)** de la concession présente cependant une hausse par rapport à l'exercice précédent et s'établit à 44,2 minutes : la valeur observée en 2022 souligne une dégradation par rapport à l'exercice précédent (38,9 minutes), tout en restant la valeur la plus basse enregistrée depuis 10 ans (hors 2021). En outre, il se situe en-dessous de la valeur moyenne nationale en 2022 (60 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE). Également, le critère B origine RTE lié aux incidents sur le réseau de transport est en nette augmentation, passant de 0,1 minute en 2021 à 0,9 minutes en 2022. **L'AODE doit toutefois être très vigilante sur l'évolution de cet indicateur lors des prochains exercices du fait de sa forte dépendance aux incidents climatiques.**

Le critère B amont HIX est de 0,7 minute en 2022 (0,9 minutes de critère B amont en 2021).

La part des incidents HTA dans le critère B HIX est majoritaire avec 57%, soit 25 minutes de temps de coupure en 2022. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B pour incidents HTA a augmenté (+3 minutes) mais correspond toutefois à la 2<sup>ème</sup> valeur la moins élevée depuis au moins 2009. Le reste du critère B est réparti entre les coupures pour travaux HTA (9 min), les coupures pour incidents BT (5 min) et les coupures pour travaux BT (4 min).

**Aux dires d'Enedis, le critère B HIX n'a été impacté par aucun évènement significatif particulier au cours de l'exercice 2022.**

*Recommandation* : le concessionnaire ne communique toujours pas les résultats du critère B travaux « évité », grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Electrogènes). Cela reste insatisfaisant, puisque cela permettrait à l'AODE de suivre la gestion du B travaux total de son concessionnaire, et de rendre perceptible les temps de coupures évités pour les travaux. Le concessionnaire a toutefois expliqué qu'il n'existait pas à ce jour de moyens internes pour calculer cela automatiquement.



L'AODE interroge Enedis sur les possibilités de la mise en place à terme d'un enregistrement de ces résultats, afin de pouvoir mieux appréhender sur une année entière les effets consécutifs aux efforts financiers en TST et GE (uniquement sur travaux).

Le taux d'usagers présentant des indicateurs hors seuil « continuité de fourniture » du **décret qualité** augmente en 2022 de 0,2 point par rapport à 2021 pour atteindre 0,4%. Depuis 2013, ce taux n'a plus dépassé la limite de 5% fixée par ce décret. Dans le cas contraire, cela aurait impliqué que le GRD présente à l'AODE et mette en place un programme de travaux permettant de résorber ce dépassement.

La **fréquence des coupures longues** est de 0,9 coupure longue en moyenne par usager en 2022. Elle se situe au niveau de la fréquence moyenne de 0,9 observée sur les concessions auditées par AEC. En outre, la **fréquence de coupures brèves** présente une valeur de 1,7 coupure brève par usager en 2022, également en-dessous de la moyenne constatée par AEC (2,2). La **fréquence de coupures très brèves** atteinte en 2022 sur le territoire d'EEL 28 se situe à 3,6, une valeur également légèrement inférieure à la moyenne constatée sur le panel AEC (3,7).

En 2022, avec 2,5 incidents pour 100 km de réseau HTA, la concession d'EEL 28 présente un taux d'incidents inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC au global (3,4 incidents *statistiques AEC 2021*). Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains pour 100 km qui atteint 1,1 en 2022 est également en-dessous de la moyenne AEC (1,7, *statistiques AEC 2021*). De même, le taux d'incidents HTA aériens se situe à 2,3 et est inférieur à la moyenne AEC (4,2, *statistiques AEC 2021*).

En 2022, la concession d'EEL 28, avec 4,8 incidents pour 100 km de réseau BT, présente un taux d'incidents en amélioration par rapport à l'exercice précédent et atteint son niveau de 2020, en deçà de la moyenne des concessions auditées par AEC au global (8,2 incidents, *statistiques AEC 2021*). Dans le détail, le taux d'incidents BT souterrains pour 100 km qui atteint 2,0 en 2022 se situe en-dessous de la moyenne AEC (4,2, *statistiques AEC 2021*). De plus, le taux d'incidents BT aériens torsadé avec 2,2 est également en-deçà de la moyenne AEC (3,5, *statistiques AEC 2021*). En outre, le taux d'incidents BT aériens nus qui atteint 12,9 est inférieur à la moyenne AEC (19,2, *statistiques AEC 2021*).

## 2.4 La qualité de tension sur les réseaux

Deux **départs HTA en contrainte** de tension (chute de tension supérieure à 5%) ont été répertoriés sur l'exercice 2022 tout comme l'année précédente. En revanche, depuis déjà cinq exercices, aucun départ HTA en contrainte n'a présenté une chute de tension maximale supérieur à 7%. Avec 0,9%, le taux de départs HTA dont la chute de tension maximale excède 5% se situe en-dessous des valeurs constatées par ailleurs (1,2%, *statistiques AEC 2021*). Les 2 départs HTA en contraintes de tension en 2022 sont les suivants :

- Départ Menuiserie de Brou avec 6,46 % de chute de tension (départ alimentant le poste de répartition de Menuiserie) : le poste Menuiserie est équipé d'un transformateur HTA/HTA. La modélisation du calcul de chute de tension est erronée ;
- Départ Acon de Damville avec 5,41 % de chute de tension (desserte de Bérou-la-Mulotière) : Des travaux de renforcement ont été engagés par Enedis DR Normandie.

En outre, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** a diminué en 2022 de -23% rapport à 2021 pour atteindre 597 CMA. En outre, le taux associé reste relativement faible et s'établit à 0,4% (0,7%,

statistiques AEC 2021). Corrélativement, le nombre de départs mal alimentés (DMA) passe de 103 à 92 DMA en 2022, soit 11 DMA de moins.

Après un premier **ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA** en 2018 permettant de prendre en compte la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau BT et les données de consommation et les **profils de charges** utilisés dans la méthode statistique, un nouvel ajustement avait été réalisé en 2019 afin d'affiner les paramètres climatiques et modéliser plus fidèlement les effets de thermo-sensibilité des clients. Dans cette continuité, la modélisation des flux électriques sur le réseau a été une nouvelle fois ajustée en 2020 pour prendre en compte la baisse de consommation des clients HTA, la correction du signal HC et la tension de consigne dans les postes source.

Ces modifications ne semblent pas avoir provoqué d'évolutions généralisées à l'échelle de l'hexagone du nombre de CMA et de DMA ; certaines concessions ayant connu des baisses et d'autres des hausses du nombre de CMA.

## 2.5 Les dépenses d'investissements et de maintenance du concessionnaire

En 2022, les investissements d'Enedis sur le territoire de la concession atteignent 17,9 M€ et sont globalement en baisse (- 18 %) par rapport à l'année 2021, principalement du fait de la baisse des investissements sur les compteurs communicants (fin du déploiement). En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a délibérément investi 6,7 M€ en 2022, auxquels s'ajoutent 9,8 M€ imposés par les opérations de raccordement (en moyenne près de 40% des investissements annuels chaque année depuis 2012) et 1,4 M€ imposés par le déploiement des compteurs Linky.

Les investissements sur les raccordements sont en légère hausse (+ 4 %), principalement du fait d'une activité importante sur le raccordement des consommateurs BT (+ 1,8 M€) et des producteurs BT (+ 0,7 M€), atténuée par de moindres opérations de raccordement de ZAC après une année 2021 particulièrement dynamique.

Les investissements dédiés à l'amélioration du patrimoine enregistrent eux une baisse de plus de 35% et s'établissent à 7,9 M€ (44% du total des investissements d'Enedis sur la concession) : les dépenses destinées à la performance du réseau sont en baisse de près de 46 %, baisse portée principalement par la fin du déploiement des compteurs communicants (- 3,3 M€ sur cette finalité) et de moindres travaux sur les postes sources.

**Ramené au nombre d'usagers, le montant des investissements de « modernisation du réseau » sur la concession** est en deçà du niveau national (de l'ordre de 23 € par usager pour la concession d'EEL 28 en 2022 contre 29 € par usager sur le plan national).

Il est à souligner que les éléments d'investissements fournis à EEL 28 présentent un niveau de détail fort appréciable (numéro d'affaire, nom du départ HTA, dépenses totales, ...), comparativement à ce qui peut être obtenu par ailleurs.

En outre, le concessionnaire procède à des **opérations d'entretien et de maintenance**. Cependant, les montants dépensés sur les **opérations d'élitage** rompent leur tendance à la baisse entamée depuis plusieurs exercices (elles sont passés de 663 k€ consacrés à ce type d'opérations en 2015 à 125 k€ en 2021, à la maille de la concession) pour remonter à 259 k€ en 2022 (plus du double de l'exercice précédent). En termes de linéaire de réseaux traités pour élitage (HTA et BT confondus), le volume de 2022 a logiquement augmenté par rapport à l'exercice précédent passant de 48 km en 2021 à 100 km en 2022 (également plus du double de l'exercice précédent).

## 3. Domaine comptable et financier

### 3.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 554 M€ à fin 2022 en **valeur brute**, en augmentation de +13 M€ sur un an (+2,4%). La valeur brute par usager est égale à 3 319 €/usager en 2022 et se situe au-dessus des ratios moyens constatés par AEC (2 987 €/usager en 2021).

***Recommandation** : Enedis a expliqué l'impossibilité actuelle de rassembler automatiquement les informations de 2 SI différents, toutefois, 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.*

La proportion des **ouvrages localisés** (OL) est en très forte hausse en 2022 et représente désormais plus de 99,5% du patrimoine, contre à peine 80% en 2021. C'est l'un des **faits marquants de l'année 2022, Enedis a terminé son projet pluriannuel ADELE (Actif Détaillé et Localisé)** d'individualisation et de localisation des ouvrages. La valeur d'actif non localisée concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » à hauteur de 2,3 M€ sur la concession (soit 0,4%). Il s'agit d'une douzaine 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 ».

Pour rappel, le programme ADELE s'est déroulé ainsi :

- De 2015 à 2022 : le déploiement massif des compteurs Linky a permis un remplacement progressif des anciens compteurs et leurs localisations au fil des poses. Le taux de déploiement sur la concession à fin 2022 est de 92%, mais les compteurs non localisés restants ne représentent que 340 k€, soit 0,02% de la VB totale ;
- 2018 : les compteurs marchés d'affaires (C1 à C4) ont été intégralement localisés ;
- 2018 et 2019 : les Ouvrages Collectifs de Branchements (OCB) et les Dérivations Individuelles (DI) associées (le tout étant couramment appelé Colonnes Montantes (CM)) ont été localisés ;
- 2022 : ce sont les branchements individuels (Liaisons Réseaux (LR) et dérivations individuelles) et les disjoncteurs qui ont été concernés.

La localisation des branchements individuels a été faite en transférant les ouvrages de la catégorie « Ouvrages de branchement non localisés » (valeur brute nulle désormais) vers 4 nouveaux codes ETI (Elément Technique d'Identification) créés dans la base comptable :

- D30511 : « Liaisons réseau aériennes » (*ndlr* : LR et DI confondues), avec une VB de 6,9 M€ et une quantité de 54 061 ;
- D30512 : « Liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines », avec une VB de 57,4 M€ et une quantité de 83 700 ;
- D30513 : « Dérivations individuelles de branchement indiv. » (*ndlr* : souterraines et aéro-souterraines), avec une VB de 17,2 M€ et une quantité de 81 623 ;

- F20501 : « Disjoncteurs » (ces derniers ont également changé de catégorie au passage, ils ne sont plus parmi les branchements, mais parmi les ouvrages de comptages désormais), avec une VB de 2,1 M€ et une quantité de 171 346.

Environ 39% des branchements de la concession sont ainsi aériens.

Les disjoncteurs ont une durée d'amortissement de 20 ans, les branchements souterrains (D30512 et D30513) ont gardé la même durée d'amortissements qu'auparavant avec 40 ans. En revanche, lors de la localisation les branchements aériens (torsadés et aériens nus confondus) ont vu leur durée d'amortissement être allongée de 40 à 50 ans.

Le rapport de fiabilité de 2022 transmis à l'AODE permet d'observer les impacts comptables de ces dernières localisations au 1<sup>er</sup> janvier 2022 :

- La VB a varié de 87,2 M€ à 81,5 M€, soit une baisse pour EEL 28 de -5,6 M€ ;
- Baisse de la VNC de -7,4 M€ ;
- Hausse de l'Amortissement du Financement Concédant (AFC) de +1,7 M€ ;
- Baisse de Valeur Nette concessionnaire de -1,5 M€ ;
- Hausse du stock de Provisions pour Renouvellement (PR) de +0,9 M€.

Cette dernière phase du programme ADELE a donc permis d'augmenter certaines des valeurs comptables de la concession d'EEL 28, en faveur du concédant (AFC et PR) afin de se rapprocher de la réalité.

*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 soit systématiquement remis avec le CRAC, puisque ce rapport complète la lecture du CRAC.*

A noter que, depuis 2018, cette opération de localisation des ouvrages s'est accompagnée d'un changement important de méthodologie comptable : les ouvrages « non localisés » ne « sortent plus automatiquement », à compter de 2018, de l'inventaire comptable une fois qu'ils sont **totalemtent amortis** (spécificité ancienne et propre à Enedis dans sa gestion des ouvrages « non localisés ») et ne sont désormais retirés de l'inventaire comptable que lorsqu'ils sont physiquement mis au retrait.

Le concessionnaire transmet un **inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe** (tiers ou collectivités). Il est donc possible de suivre les taux de financement concédant ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer les résultats aux droits du concédant.

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.

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.

Après 10 années de baisse du stock des **provisions pour renouvellement (PR)** entre 2011 et 2021, ce dernier a augmenté de +0,5 M€ pour atteindre 46,5 M€ en 2022. À noter qu'aucune provision pour renouvellement n'a été reprise en 2022 pour EEL 28, en lien avec l'allongement de la **durée d'amortissement des branchements de 40 à 50 ans**, puisque le contrat de concession a été renouvelé avant le 1<sup>er</sup> janvier 2022, arrêtant ainsi à date le stock des PR.

Entre 2021 et 2022, le stock de PR a en effet augmenté de +0,5 M€, soit +1,1%.

*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. Toutefois, comme le montre la valeur ci-dessous, il existe encore des dotations résiduelles, consécutives à des corrections d'Enedis.*

L'évolution du stock de PR est la résultante de 3 **flux**. Pour l'année 2022, ces flux sont :

- la **dotation** totale aux PR est de +1 k€ (*négligeable, du fait de régularisations à la marge, comme en 2021*) ;
- en parallèle -0,6 M€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (-0,3 M€ en 2021) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- -0,9 M€ ont été **reprises** et remontées au résultat d'Enedis (contre -0,5 M€ en 2021), dont 0,7 M€ consécutif à la localisation des branchements individuels.

Invisible dans les flux ci-dessus, idem dans le compte de résultat, l'année 2022 a été marquée par la purge des PR qui avaient été mises en **compte d'attente**. En effet, de 2015 à 2017, Enedis avait stoppé la dotation aux PR sur les branchements non localisés, afin d'attendre que le programme ADELE soit terminé. Ce compte d'attente représentait plus de 236 M€ au niveau national, selon Enedis. Ces PR concernent uniquement les derniers millésimes éligibles à la PR, à savoir de 1975 à 1977. A la maille d'EEL 28, cela représente un retour dans le stock de PR de la concession de +1,6 M€ de PR.

Fin 2022, plus de la moitié (59%) du stock de PR de la concession a été constitué sur les ouvrages HTA.

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 de dotation à l'échelle nationale faisait office). Cela explique en partie pourquoi sur la concession d'EEL 28, essentiellement très largement en régime d'électrification rural, les réseaux BT qui regroupent 32% de la valeur brute ne représentent que 10% du stock de PR.

En ajoutant à cette augmentation du stock de PR (ainsi que d'AFC), en lien avec la finalisation d'ADELE à un niveau d'investissements du concessionnaire qui tend à diminuer en 2022 ainsi qu'à une baisse de la VNC concessionnaire en lien également avec la finalisation d'ADELE, cela a pour effet mécanique de faire évoluer le solde des dettes et créances réciproques en faveur du concédant, à 1,1 M€ à fin 2022 dans le sens d'une **dette potentielle du concessionnaire envers le concédant** (contre 07, M€ dans le sens d'une dette potentielle du concédant envers le concessionnaire à fin 2021). Ce résultat ne peut être présenté sans apporter des précisions indispensables à sa lecture, car chaque composante de son calcul est assorti de divers biais : allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages, écarts de valorisation (VRG) des ouvrages construits sous MOA concédant, contributions des raccordements non considérées comme des financements externes, modification des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement, particularité des PR sur les « biens ER », impact des opérations de prolongation de durée de vie d'ouvrages HTA, etc.

Les **droits du concédant** diminuent, pour s'établir à 245 M€, soit une diminution de -2 M€ sur 2022 (-1%). Il s'agit d'une diminution consécutive aux effets de la localisation des branchements individuels.

## 3.2 Le compte d'exploitation de la concession

Le seul **compte d'exploitation** de la société 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 EEL 28 au sein de la DR Centre Val-de-Loire**. Sur la concession, environ les deux tiers des charges d'exploitation et moins de 10% 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, reste depuis *a minima* 8 exercices en positif pour atteindre +10,4 M€ (contre +6,9 M€ en 2021) et induisant un taux de marge de +12,6%, donc inférieur au taux de marge national (16,2%) qui a quant à lui augmenté de +4 points en 1 an, et qui a doublé en 2 ans.

En effet, bien que le montant total des produits soit stable en 2022 à +98 M€, le montant total des charges de 88 M€ a connu une forte diminution avec -3 M€, ce qui provoque une hausse du résultat annuel de +3 M€. Depuis 2014, le taux de marge constaté pour EEL 28 reste cependant n-dessous du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la **contribution à l'équilibre** : la concession bénéficie ainsi toujours de la contribution à l'équilibre à hauteur de 3 M€ en 2022 (idem en 2021).

L'année 2022 est à nouveau une année singulière, marquée par 2 faits marquants majeurs détaillés ci-dessous (reversement anticipé du CRCP de RTE, et fin du programme de localisation des ouvrages « ADELE »), qui perturbent grandement la lecture des résultats, par rapport aux années précédentes.

Entre 2021 et 2022, le total des **produits** est quasiment stable (+0,1 M€ soit +0,1%), cela est notamment la résultante de :

- La baisse importante des **recettes d'acheminement** de -3,2 M€ (soit -4%), dont -2,9 M€ (-5%) pour les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :
  - D'une part, la baisse des **consommations** (énergie acheminée) de -14% (BT<36). En effet, l'année précédente (2021) était très particulière : il s'agissait de l'année avec l'hiver (cf. DJU) le plus froid des 9 dernières années (consommation en hausse de +15% vs 2020) et d'une année perturbée par une reprise économique intense. De plus, courant 2022, en raison de craintes de recours au délestage, des campagnes de sobriété énergétique ont été diffusées par le gouvernement et ont été bénéfiques ;
  - La hausse des tarifs *via* le **TURPE** : +0,91% en août 2021 (1<sup>ère</sup> année du TURPE 6) et +2,26% en août 2022.
- La forte hausse des recettes de **raccordements** de +1,2 M€ (+21%) ;
- Et les fortes hausses consécutives à la fin du programme ADELE avec +1,9 M€ en **reprises des amortissements du financement du concédant (AFC)** (multipliés par 14).

En parallèle les **charges** totales ont diminué avec -3,4 M€ soit -4% entre 2021 et 2022, cela est notamment la résultante de :

- La très forte baisse de -12,3 M€ (-52%) de **l'accès réseau amont**. Sans pouvoir les distinguer avec certitude cette forte baisse résulte : des coûts d'accès amont pour l'année 2022, et du **versement anticipé, et exceptionnel, de la part du gestionnaire de réseau de transport RTE d'un surplus du CRCP à ses clients, dont principalement Enedis à hauteur de 1,7 milliards d'euros**, sous forme d'une déduction de charges. Le solde du CRCP n'aurait dû être établi qu'en 2023, mais vu les montants élevés atteints d'une part en 2022, et vu la forte pression financière d'autre part sur les achats pour couvrir les pertes, cette anticipation a été délibérée par la CRE en janvier 2023, au titre de 2022.

*Estimation : en considérant en 2022 la livraison totale nationale d'Enedis de 334,3 TWh (source URD EDF 2022), et une livraison totale sur la concession d'EEL 28 de 1,8 TWh, la concession représente une « clé consommation » de 0,5%. En appliquant cette clé au 1 700 M€ de reversement national, AEC estime que ce reversement anticipé du CRCP a provoqué une baisse de charges de près de -9,2 M€ pour EEL 28. Cette estimation paraît cohérente avec la baisse de près de -12,3 M€ d'accès réseau amont en 2022, et correspondrait à 75% de cette variation.*

- La très forte augmentation de +4,3 M€ (+50%) pour les **achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**. Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,5 TWh (soit un taux de 6,5%). Ce poste est fortement impacté par la conjoncture énergétique et la hausse des prix de marché de l'électricité puisqu'un tiers des pertes d'Enedis est acheté sur les marchés énergétiques ;
- L'augmentation importante consécutive à la fin du programme ADELE avec +3,5 M€ de **dotations aux AFC** (+74%).

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 (dans les comptes sociaux nationaux d'Enedis, la valeur de la PSI de 2022 est partagée en 56% pour le « matériels » et 44% pour la « main d'œuvre »).

Ainsi, une investigation plus poussée de ces présentations nouvelles du compte d'exploitation pourrait permettre d'avancer notamment sur les méthodes d'enregistrement des charges de maintenance préventive et curative ainsi que sur les flux des provisions et des amortissements.

*Recommandation : des écarts très importants ont été détectés lors des 2 derniers audits entre les recettes d'acheminement présentées dans le compte de résultat, et celles présentées dans la partie « clientèle » du CRAC. En effet, En 2022, le compte de résultat expose 49,2 M€ de recettes pour les clients BT < 36 kVA, contre 50,1 M€ en clientèle, soit un écart de -0,9 M€.*

*Enedis a expliqué par ailleurs que : « Les recettes d'acheminement dans le compte de résultat de l'AODE intègrent des **produits à recevoir**, alors que les recettes « clientèle » n'affichent que les quantités et montants facturés ».*



## 4. Domaine clientèle distributeur

### 4.1 Les usagers de la concession

La concession présente un rythme soutenu d'évolution à la hausse de son nombre d'usagers (+0,6%) pour atteindre 166 755 usagers (soit +916 usagers). La consommation électrique s'inscrit en revanche en forte baisse en 2022 avec -5,5% par rapport à 2021, due notamment à un hiver moins rigoureux que l'année précédente selon les DJU (Degrés Jours Unifiés).

Les usagers C5 représentent la moitié de cette consommation totale en 2021 (50%), et les 1431 usagers HTA, 38%. La diminution du chiffre d'affaires d'acheminement en 2022 (-5%) est mécaniquement liée à la baisse des volumes acheminés qui n'est pas compensée par notamment liée à l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 6 (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) entré en vigueur au 1er août 2021 avec une évolution moyenne à la hausse de +0,91% par délibération de la CRE, le TURPE 6 a connu une nouvelle évolution tarifaire au 1er août 2022 avec en moyenne une hausse de +2,26%.

La **consommation moyenne** d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 5,8 MWh/an en 2022 sur la concession. A titre informatif, la moyenne nationale calculée par AEC est de 5,5 MWh/an en 2021. 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 2021 et 2022, la baisse significative des volumes consommés non compensée par les variations des grilles tarifaires induisent une diminution des **recettes d'acheminement** de +4 M€ soit -5%.

En outre, les **producteurs** représentent 2 646 installations, en forte augmentation en nombre (+19%) et en puissance (+4%), passant de 508 MVA à fin 2021 à 526 MVA en 2022 avec 87% pour les installations éoliennes et 13% pour les autres installations (photovoltaïques notamment) en termes de puissances installées. Les producteurs photovoltaïques représentent 97,8% en nombre des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis

*La présence de filtres **DCP** (Données à Caractère Personnel) ne permet pas des observations précises et détaillées sur les puissances des injections par commune ou de l'énergie annuelle produite par commune.*

## 4.2 Les raccordements

Le volume de **raccordements en soutirage** (tous segments confondus) est légèrement en hausse avec +5% en 2022 et 775 raccordements réalisés, soit 39 raccordements de plus que l'année précédente.

La tendance à la hausse est plus forte pour les **raccordements en injection** avec +37% en 2022 et 372 nouvelles installations de productions raccordées au réseau.

Le délai moyen de production d'un devis de **raccordement en soutirage** est en forte baisse entre les deux derniers exercices avec 2 jours en 2022 contre 4 en 2021 (pour les raccordements des consommateurs BT≤36 kVA sans adaptation).

Le délai moyen de production d'un devis de **raccordement en injection** est, comme en 2021, de 0 jour en 2022 (pour les raccordements des producteurs BT≤36 kVA sans adaptation, aux dires d'Enedis, le devis est produit le jour même).

***Recommandation** : il serait préférable afin de rendre l'indicateur des délais d'envoi des devis plus lisibles, d'instaurer un délai minimum de 0,5 jour pour l'envoi, même pour les devis envoyés le jour même.*

***Recommandation** : la liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible, afin de permettre à l'AODE d'auditer plus en détails cette activité. Enedis indique : « Nous ne communiquons les listes exhaustives des raccordements terminés dans l'année dès lors qu'il existe un audit spécifique sur un échantillon de dossiers de raccordements ». Cela reste un point important sur lequel, il sera nécessaire de faire évoluer la position d'Enedis.*

*Enedis a initié un **Projet Industriel et Humain (PIH)** national, sur la période 2020-2025 avec 8 engagements dont celui-ci « Diviser par deux le délai de raccordement des clients d'ici à 2022 ».*

Depuis 2019, la loi ESSOC (pour un Etat au Service d'une Société de Confiance) et son décret d'application permettent aux consommateurs ou producteurs de réaliser eux-mêmes leur raccordement en maîtrise d'ouvrage déléguée avec un contrat de mandat. Toutefois, Enedis a indiqué que les sollicitations ont été très rares depuis son entrée en vigueur. Par ailleurs, la CRE ayant élargi les indicateurs relatifs aux raccordements dans la régulation incitative du TURPE 6, les délais moyens de réalisations des travaux de raccordement vont devenir un sujet majeur. Ainsi, la direction nationale d'Enedis avait annoncé en 2019 une ambition de diviser par deux les délais de raccordement d'ici 2022 dans le cadre du Projet Industriel et Humain d'Enedis.

Dans le CRAC 2022, Enedis précise que « l'ambition de diviser les délais de raccordements par deux en deux ans a quasiment été atteinte. A fin 2022, les objectifs ont été respectés sur la quasi-totalité des segments de clients. Seul celui des Grands Producteurs reste en retrait, malgré une tendance très favorable (-126 jours à fin 2022 par rapport à fin 2021). Des ruptures importantes ont été mises en œuvre par l'ensemble des Directions régionales d'Enedis pour optimiser les procédures de raccordement, ruptures qui devraient continuer à porter leurs fruits dans les années à venir. »

### 4.3 La qualité de service

Après une forte hausse en 2021 en rupture après 5 années relativement stables, le nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur est en forte diminution de -40% en 2022 (-736 réclamations), par rapport à l'exercice précédent, pour atteindre 1 098 réclamations. La concession présente un ratio de réclamations par usager de 66 réclamations pour 10 000 usagers (*le comparatif aux statistiques de l'année précédente d'AEC n'est pas possible compte tenu de cette variation soudaine*).

*Analyse AEC : AEC observe cette forte baisse en 2022 sur l'ensemble des concessions auditées : sur un total de 43 concessions, l'évolution globale du volume de réclamations était de +8% entre 2020 et 2021 (entre -42% et +46%), et sur le même panel, l'évolution globale du volume de réclamations est de -39% entre 2021 et 2022 (entre -52% et -37%).*

*Remarque : Enedis a confirmé que la prise en compte des réclamations, leurs définitions et le process d'enregistrement n'ont pas évolué entre 2021 et 2022.*

Cette baisse des volumes des réclamations est visible sur toutes les catégories, de -80% pour la catégorie des compteurs Linky à -33% pour la catégorie « intervention technique ».

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2014 ; en 2022 ce taux de réponse dans les délais est de 99,1%, en recul de -0,6 point en un an. 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<sup>er</sup> 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.

*L'année 2020, du fait de la crise sanitaire avait été très particulière, notamment car le gouvernement avait demandé aux fournisseurs de prolonger la trêve hivernale, ce qui avait fortement réduit la période possible pour réaliser des coupures pour impayés.*

*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.*

En 2021, le volume de coupures effectives était de retour à la hausse avec +50% après une année « covid » 2020. Enfin, ce volume est passé à quasiment 0 en 2022 en conséquence de la fin de demandes de coupure par EDF.

Jusqu'en 2020, le **taux d'interventions pour impayés** dans les délais du catalogue de prestations présenté dans le TDB était celui du SI historique (DISCO) et concernait donc uniquement les usagers coupés pour impayés non équipés d'un compteurs Linky (43% des usagers en 2020), et pour lesquels Enedis devait envoyer un agent sur place.

Fin 2020, Enedis a terminé la **migration** de son ancien SI (DISCO) vers le nouvel SI appelé GINKO. Ainsi dans GINKO, sont désormais rassemblés tous les usagers qu'ils aient ou pas un compteur Linky (en 2021 et 2022, environ 10% des usagers n'avaient pas de Linky). Avec les compteurs communicants les coupures et réductions de puissance sont faites à distance par téléopération, toutefois, Enedis maintient le déplacement chez l'utilisateur d'un agent en amont de la coupure (mais ce n'est pas le cas pour les réductions de puissance). En 2022, le taux d'intervention pour impayés est en hausse de +27 points pour atteindre 82%.

A propos de la **relève des usagers non équipés de compteurs Linky**, (uniquement « pour les consommateurs qui malgré les diverses tentatives d'Enedis, continueraient à empêcher la pose du compteur Linky ») la Délibération de la CRE du 24 février 2022 précise :

*« Au sein de la zone de desserte exclusive concédée à Enedis, lorsqu'un utilisateur raccordé au domaine BT≤36 kVA n'est pas équipé d'un compteur évolué et n'a pas mis à disposition d'index de consommation à Enedis depuis plus de 12 mois, à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2022, une composante supplémentaire au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle lui est appliquée à partir du mois suivant ce délai de 12 mois, tous les deux mois, jusqu'à l'installation d'un compteur évolué. (...) Le montant de la composante au titre du traitement tarifaire de la relève résiduelle applicable du 1<sup>er</sup> janvier 2022 au 31 juillet 2022 est de 49,80 €/an, soit **8,30 € tous les deux mois.** »*

## 5. Domaine clientèle fournisseur

### 5.1 Les usagers de la concession aux TRV

Le **nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV** (Tarifs Règlementés de Vente) est en diminution constante depuis au moins 2014 pour atteindre 60% des clients BT  $\leq$  36 kVA en 2022 avec une baisse de -1 point en un an pour les tarifs bleus (résidentiels et non résidentiels confondus). Ainsi, l'érosion nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV observée lors des exercices précédents a fortement diminué en 2022 due à la crise du marché de l'énergie engendrant un retour aux TRV d'une partie des usagers en fin d'année. En parallèle, la consommation électrique des usagers aux TRV est en baisse à 557 GWh.

En outre et après une année 2021 en baisse (-1 M€), la recette totale de fourniture a augmenté de +21% en 2022 (soit +16 M€), et ce, dans la continuité des hausses des grilles tarifaires des TRV. Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un usager au Tarif Bleu (TB) est de 16,2 c€ HT en 2022, contre 10c€ en 2015, soit une hausse de +62% en 7 ans.

*En outre, depuis, le 1<sup>er</sup> janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA ont été supprimés. Il subsiste des contrats spécifiques, des tarifs jaunes et verts parmi les clients BT inférieurs à 36 kVA.*

Ainsi, à fin 2022, il reste 9 clients aux tarifs jaunes (TJ) et 43 clients aux tarifs verts (TV) ; les données sont sensibilisées par EDF si les nombres d'usagers sont inférieurs à 11 et/ou les consommations inférieures à 200 MWh.

*Au 1<sup>er</sup> janvier 2021, d'autres TRV ont été supprimés, cela concerne certains clients aux tarifs bleu non-résidentiels : entités légales de 10 personnes ou plus et entités légales de moins de 10 personnes avec un chiffre d'affaires annuel de plus de 2 M€.*

*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.*

Les données transmises dans le cadre du contrôle de concession ne permettent pas de déterminer la part imputable à la suppression des TRV pour ces **clients aux tarifs bleu non-résidentiels**.

En 2022, à la maille nationale, le **taux de réussite aux appels téléphoniques** est en diminution par rapport à 2021 à 77,8 % (-4,2 points) et correspond au taux le plus bas constaté sur l'ensemble de la chronique. A noter que le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais par une répartition nationale des flux d'appels, c'est pourquoi l'analyse de cet indicateur se fait à la maille nationale. Il en ressort un temps d'appel augmenté pour atteindre 3 minutes 42 secondes contre 3 minutes en 2021, 2 minutes et 42 secondes en 2020 et 2 minutes et 32 secondes en 2019.

*Enedis explique pour l'exercice 2022 que « La baisse de l'accessibilité du canal téléphonique observée en 2022 s'explique pour l'essentiel par la crise énergétique et ses répercussions sur le marché de détail de l'électricité qui sont venues perturber les prévisions de charge de l'entreprise. Ainsi EDF a dû faire face à des volumes d'appels téléphoniques imprévus, engendrés par la situation de la concurrence, par les annonces des pouvoirs publics suscitant des questions ou encore par les campagnes dont EDF a pris l'initiative pour encourager à la sobriété en vue du passage de l'hiver.*

*L'augmentation très significative des sollicitations clients a également engendré des difficultés de connexion sur les sites internet et l'application EDF & MOI.*

*Des actions ont été mises en œuvre pour faire face à cette hausse historique des sollicitations clients, ce qui a permis de retrouver une accessibilité satisfaisante sur l'ensemble des canaux à partir de la fin de l'année 2022. »*

Le taux de clients ayant bénéficié de **conseils tarifaires optimisés** repart en hausse à 10,7% (+2,3 points). EDF précise que, globalement, avant 2022 ce service était moins sollicité sous cette forme car les clients utilisent plutôt les services Internet disponibles tels que e.quilibre. Cependant, en 2022, avec l'augmentation du nombre de contrat au TB, cet indicateur a progressé de +26% pour atteindre le taux le plus élevé constaté depuis 2015.

*Le conseil tarifaire est un engagement d'EDF vis à vis du client Particuliers. Il consiste à aider le client, par un questionnement adapté, à choisir l'option tarifaire qui correspond le mieux à ses équipements, à ses habitudes de consommation, et au niveau de confort qu'il souhaite. Cet engagement comporte également des conseils sur l'utilisation des différents appareils électriques dans la perspective de la maîtrise d'énergie.*

*Le conseil tarifaire est systématiquement réalisé lors de la souscription du contrat. En cours d'exécution du contrat, il est réalisé gratuitement, à la demande du client, en tenant compte de la consommation réelle du client.*

Le **taux de relevé confiance (ou auto-relevé)** qui déclinait continuellement depuis 2015 est reparti en hausse en 2022, passant de 3,8% à 4,8% en un an. Cependant, ce service est de moins en moins proposé par les conseillers clientèles car il devient progressivement obsolète avec le déploiement des compteurs Linky.

Après une tendance orientée globalement à la hausse au cours des 7 dernières années et un niveau record atteint en 2021 (3 089 réclamations), le volume total de réclamations écrites traitées par EDF est en baisse par rapport à l'exercice précédent à 2 834 réclamations (-8,3 %). La concession se situe proche de la moyenne AEC avec 291 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu (moyenne à 296, statistiques AEC 2021).

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. En 2022, 81,8 % des réclamations sont faites par mail ou Internet, une proportion en léger recul par rapport à 2021 où le taux était de 82,4%.

## 5.2 Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2022, EDF a reçu 6 956 **chèques énergie « annuel »** de la part de ses clients, en hausse de +4,2% par rapport à 2021.

*Pour rappel, le Chèque Energie a remplacé le 1<sup>er</sup> 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.*

En parallèle, EDF a collecté 139 **attestations de chèques énergie**, qui permettent d'appliquer les protections prévues aux clients d'EDF qui ont utilisé leurs Chèques Energies par ailleurs. Des actions seront prochainement mises en œuvre pour optimiser et automatiser ce système de protection. Ce chiffre est en progression par rapport à l'exercice précédent qui comptait 104 attestations.

Depuis 2021, le plafond du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 10 800 € par an pour une personne vivant seule, et de 22 470 € pour un couple avec deux enfants. Il existe 12 montants des chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €.

Pour rappel, en 2019, la majorité des montants des chèques énergie avaient augmenté de 50 €. Les chèques sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril. Ainsi, l'augmentation en 2019 du nombre de chèques énergie pris en compte par EDF s'explique par le cumul de 3 aspects :

- l'élargissement, à compter du 1er janvier 2019, du nombre d'ayant-droit au chèque énergie, consécutive de la hausse des plafonds de revenus ;
- le cumul des collectes durant l'année 2019 : des chèques énergie émis en 2019 et utilisés en 2019, avec ceux émis en 2018 et utilisés tardivement en 2019 ;
- une meilleure connaissance du Chèque Energie par les bénéficiaires et les aidants ;
- a dématérialisation du Chèque Energie.

*En 2020 et en raison de la crise sanitaire, le calendrier d'envoi postal des chèques énergie au printemps a été décalé d'une semaine et s'est étalé sur près de deux mois (contre cinq semaines les années précédentes).*

*En 2021, un Chèque Energie exceptionnel de 100€ a été mis en place pour tous les foyers éligibles au Chèque Energie en décembre 2021.*

*En 2022, 3 Chèques exceptionnels ont été mis en place : un Chèque Energie de 100€ et 200€ pour les foyers éligibles situés dans les 4 premiers déciles de revenus ainsi qu'un Chèque Fioul et Bois pour l'usage Chauffage.*

*Des études nationales confirment que pour l'instant le taux d'utilisation des Chèques Energie est d'environ 80% : 80% en 2020, 81% en 2021 et 82% en 2022.*

Le montant du **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** par EDF au Conseil Départemental est de 85 k€, en augmentation de 5 k€ par rapport à 2021. L'objectif de ce fond de solidarité est de permettre, par une imputation en totalité à la partie attribuée aux actions curatives, d'aider les clients à payer leurs factures.

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 financer en partie ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Ce financement versé par EDF est compensé depuis la mise en place du chèque énergie en 2018 à hauteur d'un montant égale au produit du nombre de clients résidentiels au 1er janvier de l'année considérée et titulaires d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kVA, par un montant fixé à 1 euro et dans la limite de 90% de la contribution.

Le nombre de dossiers aidés acceptés par le FSL pour une aide électricité (clients Tarif Bleu) est resté stable à 225 en 2022 (253 dossiers acceptés en 2021).

En 2022, EDF a demandé 1 278 DPI (demandes d'interventions pour impayés), exclusivement des réductions de puissance dont 386 réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale qui s'étend du 1er novembre au 31 mars.

Dans le cadre de la nouvelle politique d'EDF, le nombre de coupures effectives est donc tombé à 2 en 2022 alors que ce chiffre était de 414 en 2021.

En 2022, EDF a mis en œuvre à partir d'avril 2022 sa décision de remplacer, pour ses clients Particuliers, la coupure pour impayé par une limitation de puissance à 1 kVA (sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation du logement).