

Rapport Illustré de la mission de contrôle de la concession public d'électricité de l'exercice 2023

1. Préambule :

La mission de contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité portant sur l'exercice 2023 s'est déroulée dans les locaux du distributeur à Lyon le 13 février 2025 en présence des représentants du SIGERLY, des délégataires Enedis et EDF, et d'AEC, prestataire de contrôle.

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

Remarque : en complément de l'audit général sur les résultats annuels de la concession, le SIGERLY a également audité une vingtaine de dossiers de valorisation des ouvrages remis gratuitement au concessionnaire. Ces dossiers ont été traités dans un rapport indépendant de cette note de synthèse.

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

Préalablement à l'audit, une liste des documents attendus a été envoyée au second trimestre 2024 à destination des deux concessionnaires. Ces données de contrôle ont été réceptionnées le 30 septembre 2024, dans les délais convenus. Et certains fichiers attendus en priorité pour permettre les échantillonnages avaient été remis le 18 juillet 2024.

À la suite de l'audit de février 2025, EDF a remis ses réponses complémentaires le 28 mars et Enedis le 16 avril 2025.

Pour l'exercice 2023, les principales données manquantes sont les suivantes (liste non exhaustive) :

- Un inventaire HTA intégrant les linéaires de réseaux situés en **zone PAC**, et par type de risques (bois, vent et neige et givre) ;
- 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 ;
- Le **critère B évité** par les opérations de pose de GE et TST (fichier ETINC 05g) ;
- Le fichier CAPEX s'est bien amélioré, mais il reste important que le **type d'affaires** existant dans les outils d'Enedis 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. La version transmise est insuffisante et ne permet pas de suivre plus en détails les jalonnements et les délais associés ;
- Le détail des **codes GDO des départs BT** dans la liste des interruptions de fourniture sur le réseau BT ;
- Les inventaires des **élévations de tension** en HTA et en BT ;
- La transmission pour la mesure de la satisfaction des **taux de PDTS** dans les données de contrôle, de manière analogue à ceux présentés durant l'audit sur site.

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

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

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

La suite du rapport de contrôle s'attachera à analyser les indicateurs clés de la concession du SIGERLY et à faire un retour sur les réponses des concessionnaires sur les enjeux associés et proposera des pistes d'approfondissement à mener.

SOMMAIRE

1. PREAMBULE :	1=
1. PERIMETRE DE LA CONCESSION	4
2. RAPPEL DU CHANGEMENT EN 2015	4
3. RAPPEL DU CHANGEMENT EN 2018	4
2. DOMAINE TECHNIQUE	4
1. LE RESEAU HTA ET L'AMONT	4
a. Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI	5
b. Les réseaux HTA aériens	8
2. LE RESEAU BT ET L'AVAL	9
3. LA CONTINUTE D'ALIMENTATION	13
4. LA QUALITE DE TENSION SUR LES RESEAUX	16
3. LES DEPENSES D'INVESTISSEMENTS ET DE MAINTENANCE DU CONCESSIONNAIRE	19
4. DOMAINE COMPTABLE ET FINANCIER	21
1. LE PATRIMOINE COMPTABLE DE LA CONCESSION	21
2. LE COMPTE D'EXPLOITATION DE LA CONCESSION	24
5. DOMAINE CLIENTELE DISTRIBUTEUR ENEDIS	28
1. LES USAGERS DE LA CONCESSION	28
2. LA CONSOMMATION MOYENNE	28
3. LES PRODUCTEURS	29
4. LES RACCORDEMENTS	31
5. LA QUALITE DE SERVICE DU DISTRIBUTEUR	32
6. LES COUPURES ET REDUCTION DE PUISSANCE	33
6. DOMAINE CLIENTELE FOURNISSEUR EDF	35
1. EVOLUTIONS DU NOMBRE D'USAGERS, « TEMPO » EN 2023 ET BOUCLIERS TARIFAIRES	35
2. RECLAMATIONS TRAITEES PAR LE FOURNISSEUR EDF	38
3. LES USAGERS EN DIFFICULTES FINANCIERES	39

1. Périmètre de la concession

Le périmètre concessif du SIGERLy regroupait **66 communes** en 2023, pour près de 520 000 usagers raccordés sur le réseau de distribution d'électricité.

Le territoire du SIGERLy **n'étant pas concerné par la constitution de communes nouvelles** (au sens de la Loi de 2010 relative à la réforme des collectivités territoriales), le distributeur Enedis et le fournisseur EDF communiquent toujours les données de contrôle à la maille des 66 communes en concession.

2. Rappel du changement en 2015

Pour rappel, le préfet du Rhône a, par arrêté, défini la liste des communes sur lesquelles les travaux d'électrification sont éligibles aux aides à l'électrification rurale, en application du décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013 modifié par le décret n° 2014-496 du 16 mai 2014 (dit « décret FACÉ »). Aussi, la concession avait enregistré quelques changements de régime. En effet, les 3 dernières communes de la concession qui étaient jusqu'à fin 2014 en régime d'électrification rurale sont depuis le 1er janvier 2015 en régime urbain (ER -> RU). Les impacts ont été présentés lors des précédents tableaux de bord. Pour la concession du SIGERLy, ce changement avait apporté des impacts minimes, quasiment invisibles dans les données du Tableau De Bord.

3. Rappel du changement en 2018

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

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

Au global, en cumulant les effets de la croissance annuelle et de l'élargissement de périmètre, la concession avait vu son nombre d'usagers augmenter de plus de 61 000 usagers durant l'exercice 2018, soit une augmentation de + 15%.

Aussi, cela impacte de nombreux graphiques dans le Tableau de Bord entre 2017 et 2018.

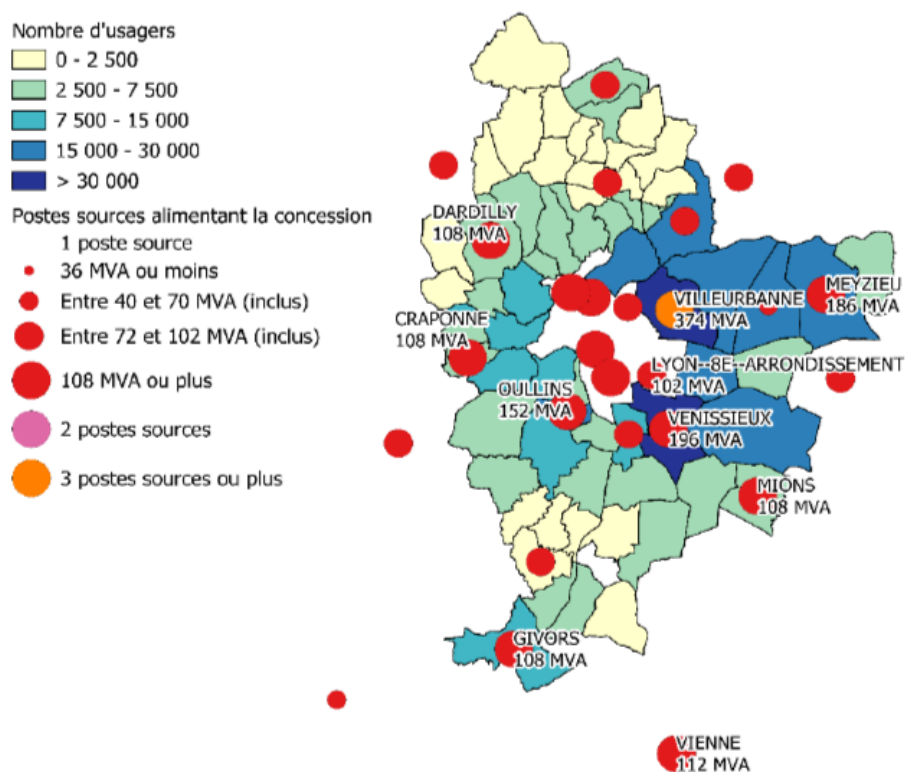
2. Domaine technique

1. Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2023, **28 postes sources (PS)** alimentent la concession (avec une puissance totale de 3 160 MVA) dont 16 sont situés sur la concession. La quantité de PS alimentant le territoire et la puissance totale installée sont stables par rapport à 2022.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA** d'une longueur totale de 2 786 km, qui a augmenté de +7 km en 2023 (soit +0,3%), une évolution légèrement inférieure à la moyenne des 4 exercices précédents de +11 km/an.

Cette hausse en 2023 est la résultante d'une part de +10 km de mises en service de réseaux HTA souterrains (vs +12 km/an sur la période 2019-2022), et d'autre part, de la résorption de -3 km de réseaux HTA aériens (vs - 1 km/an sur la période 2019-2022).



a. Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI

Le **taux d'enfouissement HTA** s'établit à 93,4%, à fin 2023. Ce taux dépasse de 41,5 points le taux national moyen de 51,9% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2023¹). Considérant la densité d'utilisateurs très élevée sur le territoire du SIGERLy (environ 187 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne dans tendance nationale observée. Ce taux est en augmentation de +0,1 point par rapport à l'exercice 2022, un rythme dans moyenne de +0,1 point/an de taux d'enfouissement HTA observée depuis 2018.

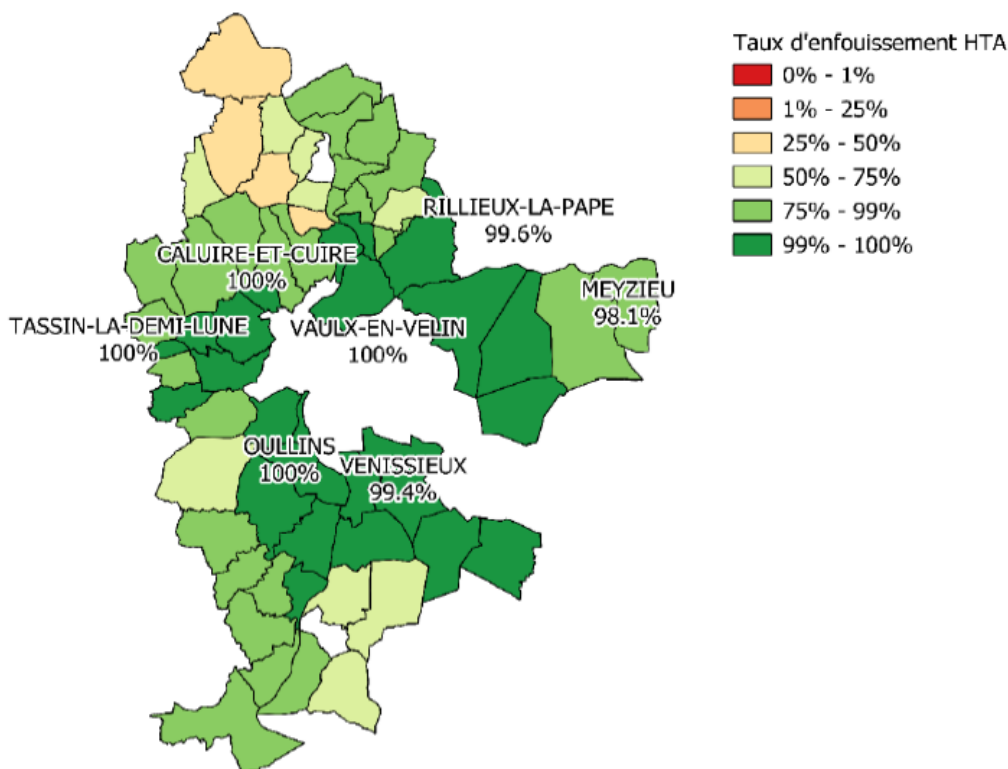
A fin 2023, les réseaux HTA de 15 communes de la concession sont totalement enfouis, notamment Villeurbanne (223 km de réseaux HTA), Saint-Priest (199 km), Bron (91 km), Decines-Charpieu (77 km) et Albigny-sur-Saône (69 km).

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'utilisateurs comprises entre 227 et 331 usagers/km, qui sont très supérieures au reste de l'hexagone, ce qui rendraient 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.

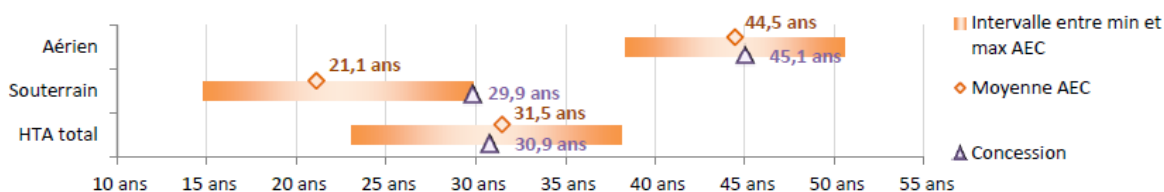
Taux d'enfouissement des réseaux HTA par commune
(par rapport au linéaire total HTA)



A *contrario*, 4 communes, toutes situées au Nord de la concession, présentent un taux d'enfouissement HTA inférieur à 50% : Poleymieux-au-Mont-d'Or (36% pour 8 km de réseaux HTA), Chasselay (36%, 18 km), Saint-Romain-au-Mont-d'Or (39%, 5 km) et Quincieux (49%, 36 km).

Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 451 km de **Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI)**. Le taux associé s'élève à 16,2% et est très élevé, puisque la moyenne se situe à 2,9% en 2023 sur la base d'une quarantaine de concessions auditées par l'AEC. Sur la concession, en 2023 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, au total 46 communes au total sont concernées par la présence de CPI. Toutefois, 4 communes rassemblent près du tiers du total. En effet, 9% des CPI situés à Villeurbanne (40 km), 9% à Vénissieux (39 km), 8% à Saint-Priest (35 km) et 5% à Meyzieu (22 km).

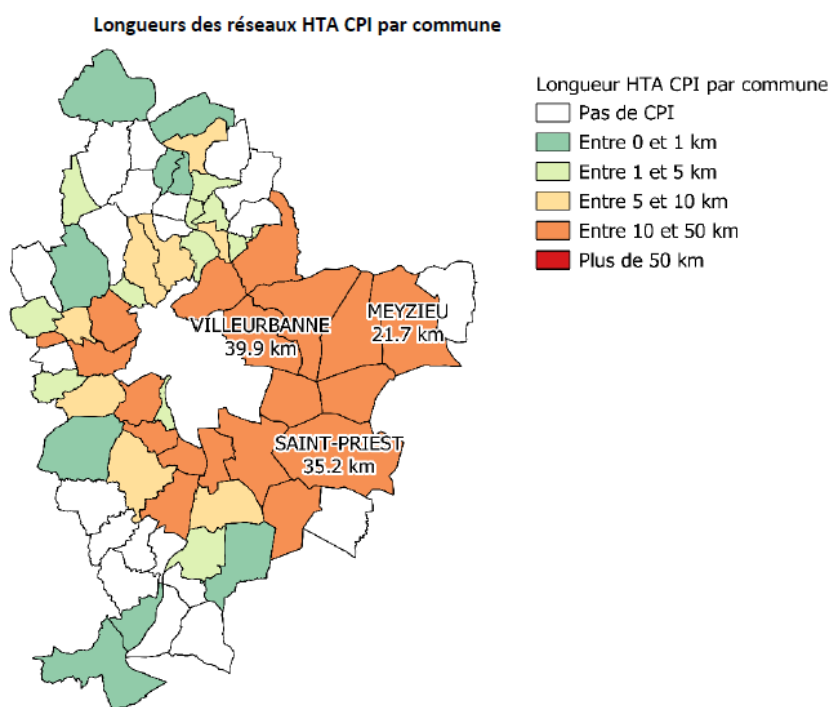
Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC (ex 2023 - 41 AODE)



Représentant 16,1% des réseaux HTA de la concession, ou 17,3% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent très fortement au critère B incidents HTA du SIGERLy**. En effet, sur les dix derniers exercices, ils contribuent en moyenne à 39% de ce critère B, loin devant les autres réseaux souterrains synthétiques (25%) ou les réseaux HTA aériens (13%). Cet impact est pourtant modéré par le fait que ces ouvrages sont principalement installés dans les centres bourgs avec des « schémas en coupure d'artère »,

qui permet de réalimenter rapidement les postes HTA/BT par un autre tronçon. En revanche, en cas de « double défaut », c'est-à-dire s'il y a 2 incidents sur le même départ, les postes situés entre les 2 défauts ne sont pas ré-alimentables rapidement, et dans ces cas, les NiTi se cumulent considérablement.

Le SIGERLy a demandé à plusieurs reprises à Enedis d'accroître le taux de renouvellement de ces câbles CPI souterrains. Il a encore été constaté cet été 2025 des coupures sur le réseau de distribution du SIGERLy, malgré les équipes d'Enedis présentes sur le terrain pour assurer la continuité de service.



En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents HTA, en 2023 sur les 133 incidents souterrains HTA HIX du territoire, 66 ont eu lieu sur des **câbles CPI soit 50% du nombre d'incidents souterrains**. Cela représente une incidentologie de 14,6 incidents pour 100 km de réseaux, soit près de 5 fois plus que les câbles souterrains synthétiques avec 3,1 inc./100 km. **Ce potentiel risque de double défaut d'une part, et ce taux d'incidents élevé d'autre part, font des câbles CPI vieillissants une cible importante dans les programmes de renouvellement sur le territoire du SIGERLy, avec des gains espérés sur le critère B sur incidents HTA manifestes.**

Aussi, selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2018 (environ -13 km/an, pour un total de -63 km en 5 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2059.

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 a, en général, pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain.

***Recommandation** : Enedis a précisé en réponse complémentaire que « les réseaux souterrains CPI représentent 8,7 % des réseaux HTA de la concession et non 16,2 % ». Cette information va à l'encontre des résultats obtenus à partir des données de contrôle fournies par le concessionnaire. Il conviendra donc pour le SIGERLy de se rapprocher de son concessionnaire afin de clarifier la quantité et la localisation des réseaux HTA CPI de sa concession.*

*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 (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), d'autre part à des priorisations techniques en fonction des concessions les plus impactées.

*Depuis 2022 : la liste des incidents HTA répertoriés par Enedis comprend désormais une nouvelle cause « **Cause forte chaleurs** (canicule ou chaleur estivale) ». Au total, la concession a été concernée par 154 incidents avec cette cause en 2022 et 40 incidents en 2023.*

b. Les réseaux HTA aériens

Le réseau HTA de la concession est constitué à 6,6% de réseaux aériens. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de ce rapport, les **réseaux aériens nus HTA** restent une source importante de discontinuité de distribution électrique de la concession du SIGERLY, malgré leur faible quantité, notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.).

À fin 2023, la concession compte 184 km de **réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés)**, contre 193 km en 2018, soit une résorption de -9 km en 5 ans ou -1,8 km/an en moyenne.

Cinq postes sources alimentent des zones de plus de 15 km de réseaux HTA aériens chacune. Il s'agit de Rochetaillée avec 34 km, Genay avec 32 km, Civrieux avec 22 km, Millery avec 19 km et Givors-Bans avec 18 km. Ces 5 zones rassemblent 68% des réseaux HTA aériens de la concession.

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, environ 1 km (soit une part de 0,04% du linéaire HTA total) sont de **faible section (FS)**. Il s'agit de réseaux dont les conducteurs en cuivre ont des sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ et ceux en aluminium des sections $\leq 22 \text{ mm}^2$. Le taux de faible section du SIGERLY se situe nettement en dessous de la moyenne de 0,5% constatée par AEC (sur la base du panel AEC, exercice 2023). Entre 2018 et 2023, le linéaire FS HT a diminué de -0,3 km, soit environ -23%.

Par ailleurs, **l'âge moyen des réseaux HTA** du SIGERLY s'inscrit dans la moyenne calculée par AEC sur son panel établi au niveau national (l'âge moyen des réseaux HTA du SIGERLY est de 30,9 ans, contre une moyenne AEC de 31,5 ans, *statistiques AEC 2023*).

Plus en détail, avec 29,9 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, le SIGERLY est au-dessus de la moyenne relevée par AEC de 21,1 ans (*statistiques AEC 2023*). Cela signifie que la concession a bénéficié parmi les premières d'installations de technologies souterraines, mais que désormais ces dernières sont nécessairement plus âgées que la moyenne.

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 45,1 ans. Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire était d'opérer au renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien *via* des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie (PDV)**. Ces opérations de PDV, qui avaient débuté nationalement en 2012, avaient pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements,

ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés à la suite d'un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux de PDV doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance), et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré.

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 composant supplémentaire avec des niveaux d'usure moindre.

Au niveau national, le concessionnaire a présenté un retour d'expérience [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 2014 et 2023, 3,2 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV/RP (dont 1,8 km en 2023), et en complément 0,9 km ont été fiabilisés (sans travaux). En cumulant les linéaires traités et fiabilisés (4,1 km), la part de réseaux HTA concernés par de la PDV/RP est ainsi de 2,2% à fin 2023, par rapport au linéaire aérien HTA total.

*Recommandation : certaines AODE obtiennent désormais un inventaire HTA enrichi des linéaires situés dans des zones PAC (risques bois, neige et givre, ou vent, etc.). **Malheureusement, le SIGERLY ne bénéficie pas de ce niveau de détail. Cela consiste un point d'amélioration.***

Le SIGERLY va donc insister auprès de son distributeur afin d'obtenir ces données lors des prochains exercices.

Ce niveau de détails serait notamment très utile pour les analyses détaillées de la continuité de fourniture. En effet, les réseaux aériens ne représentent certes que 7% des réseaux HTA de la concession, mais les incidents sur ces réseaux sont responsables de 58% du critère B sur incidents HTA HIX sur la période 2019-2023.

A noter que ce sont les linéaires situés en zones PAC (plan aléa climatique) qui sont susceptibles de causer des temps de coupure conséquent lors d'événements climatiques exceptionnels, comme la tempête de neige 2019.

Enedis a précisé en réponse complémentaire que la demande de transmission de ces données était « en cours d'instruction ».

2. Le réseau BT et l'aval

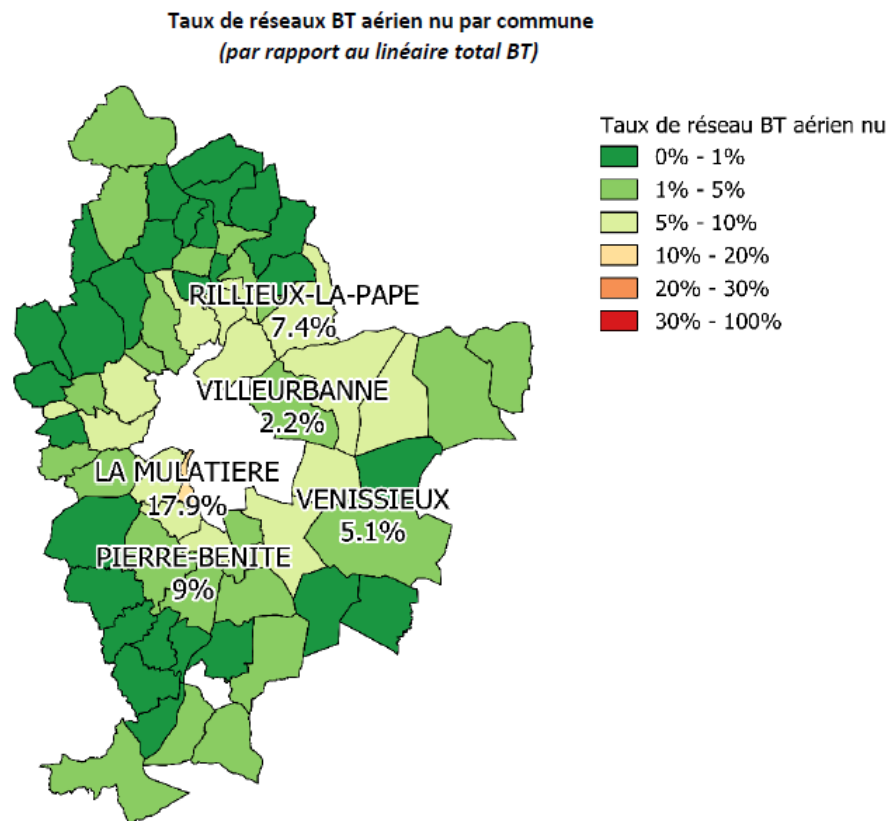
Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement du SIGERLY (78,9%, en hausse de +0,5 point par rapport à 2022) est très supérieur à la moyenne des valeurs observées de 48,4% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2023²), du fait de sa typologie très

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).

urbaine. De plus, en considérant la densité d'usagers (environ 104 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT s'inscrit dans la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 3,3% de **lignes aériennes nues**, dont le taux d'incidents est plus de 2 fois supérieur aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession en 2023. Néanmoins, leur présence sur le territoire de la concession est relativement faible eu égard à leur proportion, qui dans la fourchette basse des taux observés au niveau national (moyenne de 5,7%, statistiques Opendata Enedis 2023).

À fin 2023, il restait 164 km de réseau **BT aérien nu**. Entre 2018 et 2023, le rythme de résorption moyen du réseau BT aérien nu s'établit à environ -6 km/an.



Enedis a entrepris une démarche nationale de fiabilisation de ses bases de données (technique et comptable), préalablement à la démarche de résorption des réseaux BT fils nus sur le terrain. En effet, par suite de retours du terrain, il est apparu que du réseau BT fil nu figurant dans les bases n'avait pas de réalité physique. De fait, en amont d'éventuels travaux de résorption, un inventaire terrain visant à caler les bases (technique/SIG dans un premier

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

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

temps, puis comptable dans un 2ème temps) à la réalité du terrain devrait aboutir pour la base technique et pour la base comptable, en 2025 pour le SIGERLy.

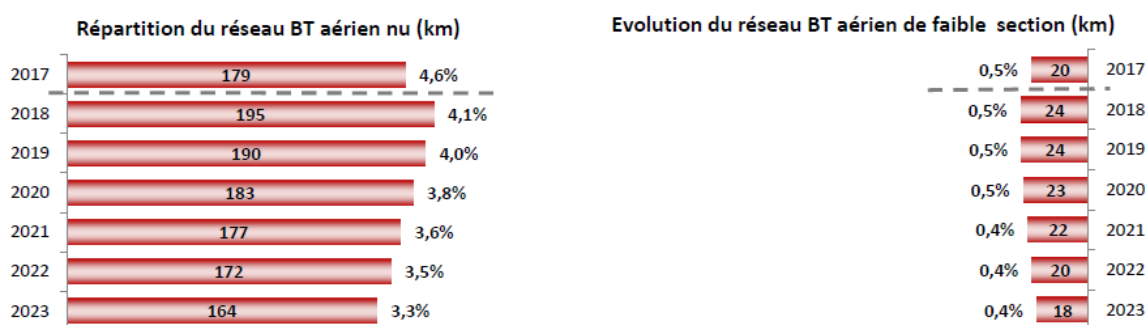
Pour la concession du SIGERLy, selon les indications du « *rapport de fiabilité* », seule l'étape 1 : « *réalisation du diagnostic* » (168 km de BT fils nus en fin 2022) est terminée. L'étape 2 : « *mise à jour SIG* » et l'étape 3 : « *mise en cohérence de l'inventaire comptable (immobilisations)* » sont prévues courant 2024 et devraient être visibles lors du prochain contrôle de concession.

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.

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 18 km de réseau BT de faible section à fin 2023, ce qui représente 0,4% du réseau BT, taux faible en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 1,2% (*statistiques AEC 2023*).

A noter que 7,0% (349 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 a baissé que de -0,2 point entre 2022 et 2023.

Les âges moyens du réseau BT présentés sur le graphique ci-dessus sont à considérer avec prudence, leur datation selon l'inventaire technique étant approximative. En effet, 7% d'entre eux sont datés de 1946. Les âges moyens de la base comptable y sont aussi indiqués pour le dernier exercice, à cause de l'imprécision de la base technique.



Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de +51 unités en 2023. Plus précisément, 60 nouveaux postes ont été mis en service en 2023 (dont 29 postes « en immeuble »), et 9 postes antérieurs ont été retirés.

Les technologies **préfabriquées** et **maçonnées** sont privilégiées lors des mises en services récentes. Les technologies préfabriquées représentent la seconde catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 31% pour le SIGERLy, alors que les technologies maçonnées sont plus représentées (67% des postes HTA/BT).

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2023, il reste 34 ouvrages de ce type, soit moins de 0,7% des postes HTA/BT. Cette valeur a diminué de 1 unité lors de la dernière année.

Parallèlement, le nombre de **transformateurs** continue d'augmenter (+49 unités en 2023). Désormais 68% 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%.

À ce jour, le SIGERLY constate qu'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.

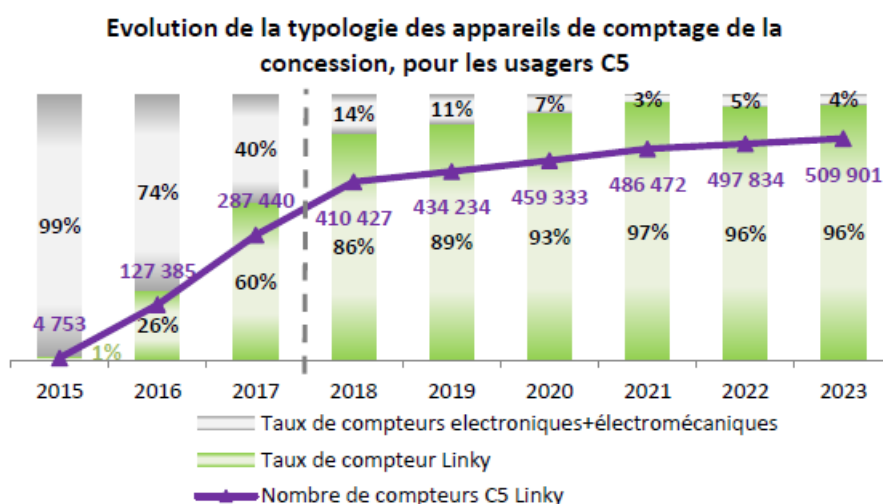
Toutefois le concessionnaire mène actuellement un programme « Data Poste » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG. Les exploitants et des prestataires compléteront progressivement l'inventaire en délibéré. Les données collectées sont : Cellules HTA (fabricant et modèle), Tableau BT (fabricant et type), ILD (fabricant, modèle et type), Transformateur et position du commutateur.

Interrogé en question complémentaire sur l'avancement du programme « Data Poste », Enedis indique : « A la maille de la direction régionale sillon rhodanien le taux de collecte est supérieur à 90 % . »

Pour le SIGERLY, l'enjeu sera de savoir à quelle échéance ces nouvelles données plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises. Pour l'instant le concessionnaire indique : « La fourniture de ces données non prévues dans le décret inventaire fera l'objet d'une instruction nationale par Enedis ».

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 510 000 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 96,4%** à fin 2023, supérieur à la moyenne d'AEC de 93,7% pour l'exercice 2023.



3. La continuité d'alimentation

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

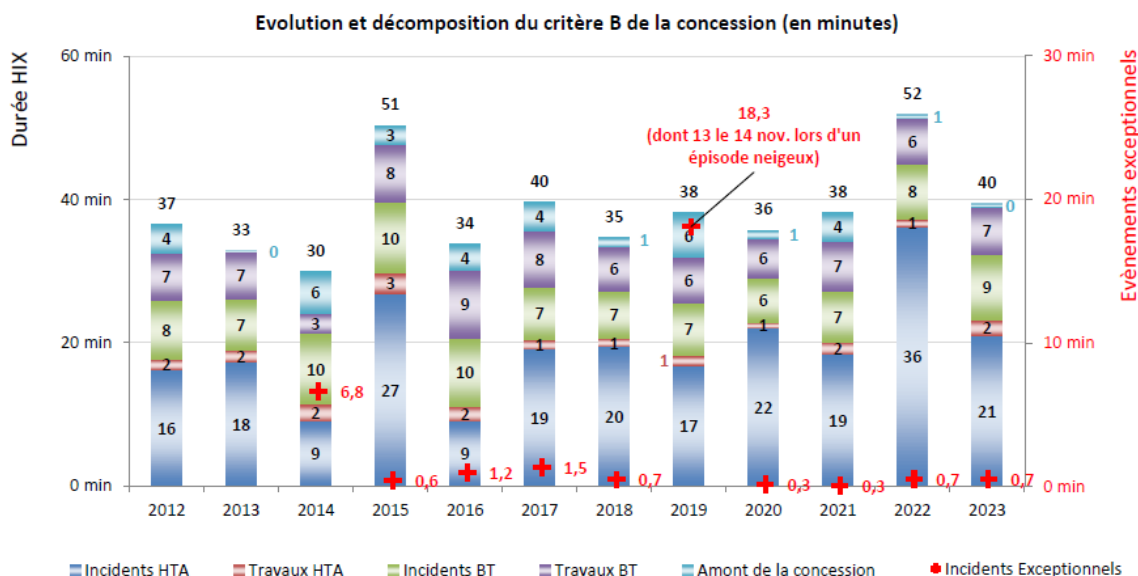
Le **critère B HIX** (Hors Evènement Exceptionnel) **de la concession atteint 39,6 min** à fin 2023, en baisse de - 12,4 min par rapport à 2022. L'année 2022 avait néanmoins été marquée par une hausse significative du critère B, du fait de plusieurs canicules. cet indicateur retrouve ainsi un niveau similaire à celui observé entre 2018 et 2021 (36,9 minutes de moyenne).

Le critère B HIX du SIGERLy se situe 35,6 minutes en-dessous de la valeur moyenne nationale qui est de 73,2 min (HIX et hors RTE). Depuis la tempête de neige de novembre 2019, la concession a été peu concernée par des temps de coupures conséquents classés « exceptionnels » sur les 4 derniers exercices (moyenne de 0,5 min), c'est pourquoi les critères B HIX et critères B TCC (Toutes Causes Confondues) sont très proches.

La part des incidents HTA dans le critère B est majoritaire avec 53%, soit 21,2 minutes de coupure en 2023. Le reste du critère B HIX de 2023 est réparti entre les coupures pour incidents BT (9,1 minutes, soit 23% du total), les coupures pour travaux BT (6,7 min, soit 17% du total) et les coupures pour travaux HTA (2,1 min, soit 5% du total).

Avec 0,5 min de critère B, **l'amont** rassemblant les coupures aux niveaux des postes sources et du réseau de transport RTE, représente 1% du total en 2023.

Les évènements exceptionnels sont notamment des incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans. Le critère B TCC (toutes causes confondues) prend en compte ces aléas, a contrario du critère B HIX (hors évènements exceptionnels). Le temps moyen de coupure par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés (HTA, BT et amont).



Les réseaux **HTA souterrains CPI** représentent en moyenne depuis 2014, environ 39% des temps de coupure sur incident HTA HIX (8,8 min en moyenne chaque année). Ils restent donc la **cible prioritaire** d'actions pour réduire le niveau de discontinuité de la concession.

Avec 25%, les réseaux HTA souterrains synthétiques ne sont pas négligeables. De plus, la contribution des incidents localisés sur cette typologie de réseau au critère B sur incidents HTA HIX est en augmentation constante depuis trois ans, passant de 3,3 minutes en 2020 à 7,1 minutes en 2023.

Interrogé au sujet de cette hausse, Enedis explique en réponse complémentaire : « Cette augmentation est à mettre en lien avec les nombreux travaux initiés par la métropole sur le

*territoire de la concession (Tramways, BHNS, voies lyonnaises, aménagements urbains ...). Ainsi, les **dommages aux ouvrages** causés par des tiers (arrachages) ont vu leur nombre augmenter fortement de presque 60 % entre 2022 et 2023 après une augmentation de plus de 30 % entre 2021 et 2022. Par ailleurs, ces travaux au voisinage des réseaux fragilisent les ouvrages (vibration, manipulation des ouvrages, accrochage de l'isolant des câbles...). Devant les nombreux manquements aux règles de travail au voisinage des réseaux constatés par nos équipes, des rappels ont été fait aux différents donneurs d'ordre de ces travaux sans que nous en voyions les résultats à ce jour. »*

Malgré le faible linéaire de réseaux HTA aériens sur la concession (6,6% du linéaire HTA total), les incidents localisés sur ces réseaux contribuent au critère B incidents HTA à hauteur de 2,5 min en moyenne chaque année depuis 2014 (13% du total).

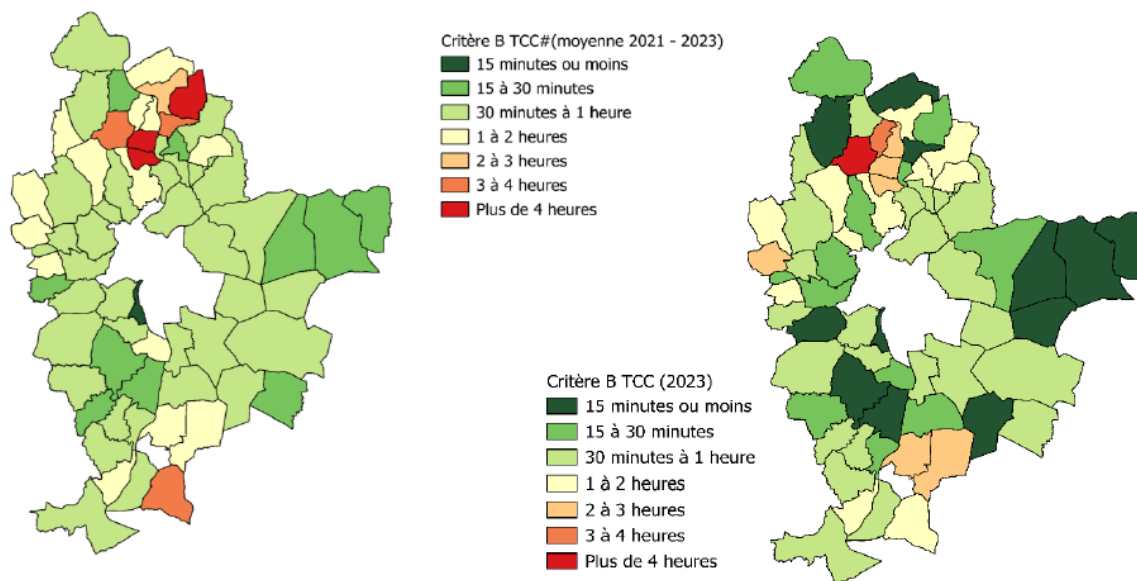
***Recommandation** : le concessionnaire ne communique toujours pas les résultats du **critère B travaux** « évité », grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Electrogènes). Cela reste un point d'amélioration, puisque cela permettrait au SIGERLy de suivre la gestion du B travaux total de son concessionnaire, et de rendre perceptible les temps de coupures évités pour les travaux.*

Sollicité à ce sujet en question complémentaire, Enedis oppose : « Les calculs effectués à l'occasion d'un chantier ne sont pas enregistrés dans nos SI. Le choix, d'une utilisation ou non de TST, comme d'une pose ou non de GE, relève de la gestion interne d'Enedis pour l'exploitation des réseaux. De plus, le calcul des NiTi est effectué chantier par chantier au moment de l'étude, cette information n'est pas stockée, et donc pas disponible pour un reporting. Il est toutefois possible de détailler comment ces éléments ont été mis en œuvre lors d'un contrôle sur dossier. »

***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.*

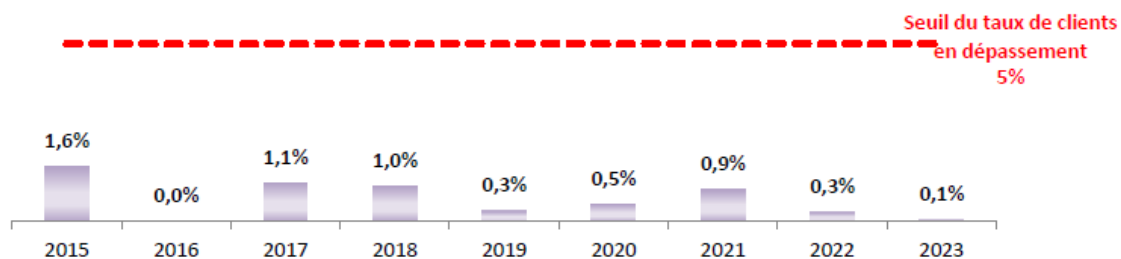
La carte ci-dessous présente la durée moyenne de coupures par usager BT à l'échelle de chaque commune. On peut constater que les communes du val de Saône présentant des réseaux aériens sont plus impactées sur la qualité de distribution.

Critère B TCC par commune - moyenne des exercices 2021 à 2023 et exercice 2023
 (comprenant : travaux et incidents, HTA et BT, Postes Sources et Transport, et les coupures qualifiées en "exceptionnelles")

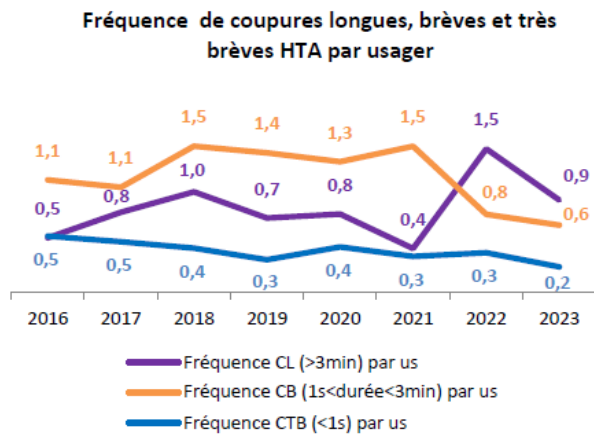


Le taux d'usagers présentant des indicateurs hors seuil du « **décret qualité** » a diminué en 2023 pour atteindre 0,1% après avoir atteint 0,3% en 2022. Durant les 9 dernières années, ce taux n'a jamais dépassé la limite de 5% fixée par ce décret. Dans le cas contraire, cela aurait impliqué qu'Enedis présente à l'AODE et mette en place un programme de travaux permettant de résorber ce dépassement.

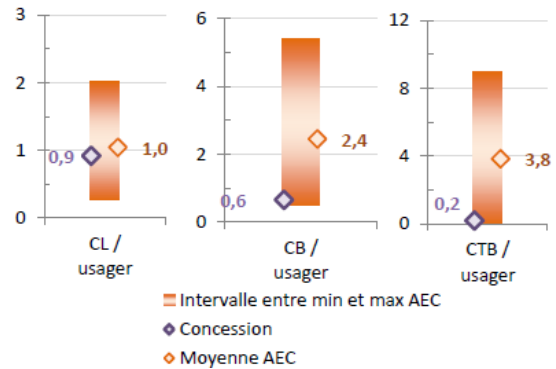
Taux d'usagers (BT et HTA) de la concession au delà des seuils sur la continuité de fourniture
 (6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées)



Les **fréquences des coupures** hors évènements exceptionnels sont plutôt bonnes pour le SIGERLY en 2023. Les graphiques ci-dessous présentent l'historique depuis 2016 sur cet indicateur, avec un comparatif des 41 autorités concédantes auditées par l'AEC.

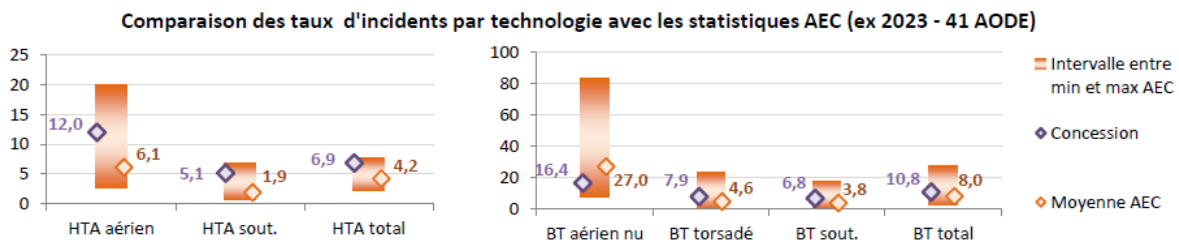


Comparaison des fréquences de coupure avec les statistiques AEC (ex 2023 - 41 AODE)



On peut donc noter qu'Enedis a amélioré le service de distribution en matière de fréquence de coupure.

Toutefois, avec 6,9 incidents pour 100 km de réseau HTA, **le SIGERLy présente un taux d'incidents supérieur à la moyenne (4,2 incidents en 2023)** des concessions auditées par AEC. Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km qui **atteint 5,1 en 2023 est nettement supérieur à la moyenne AEC (1,9 en 2023)** alors que le taux d'incidents HTA aériens se situe à 12,0 et est également plus de deux fois supérieure à la moyenne AEC (6,1 en 2023). Ces résultats sont illustrés ci-dessous.



Point de satisfaction : depuis l'exercice 2021, le concessionnaire transmet la liste des incidents sur le réseau HTA, avec les détails des coordonnées GPS (X-Y) du lieu de la coupure. **Ce qui est un point de satisfaction.**

4. La qualité de tension sur les réseaux

Au total **2 départs HTA en contrainte de chute maximale de tension** ont été répertoriés sur l'exercice 2023, soit 1 de plus que l'année précédente. Il s'agit des départs Quinci du PS Genay avec une chute de tension maximale de 5,04%, et Valenc du PS MIONS avec une chute de tension maximale de 5,03%. Le départ en contrainte de tension en 2022 étant le départ Valenc, aucun départ en contrainte de tension n'a été résorbé en 2023.

En outre, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% est similaire à la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (0,6% contre 0,7%, statistiques AEC 2023).

Recommandation : les valeurs des élévations de tension maximale à l'échelle des départs HTA restent inaccessibles pour le SIGERLy. Il est d'autant plus crucial d'avoir accès à ces données que les risques de surélévations de tension pourraient s'intensifier dans les années à venir en raison de l'augmentation du nombre d'installations en injection raccordées au réseau.

Recommandation : de même, les données de variations de tension BT à injection maximale et consommation minimale demeurent inaccessibles. Le SIGERLY rappelle pourtant au distributeur 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.

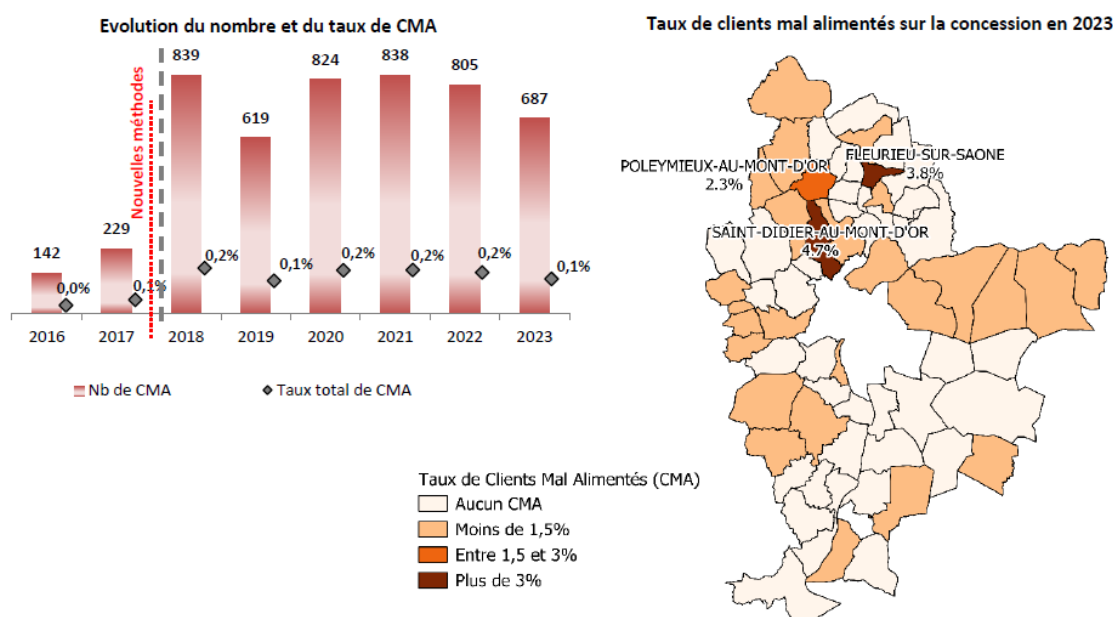
Sollicité en question complémentaire au sujet des données d'élévation de tension, Enedis répond : « En cours d'instruction, dans l'attente de la fin des discussions du groupe de travail national FNCCR/Enedis « qualité du réseau » »

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** est de 687 CMA en 2023, et a baissé de -15% par rapport à 2022. Le taux associé s'établit désormais à 0,1%, inférieur à la moyenne de 2023 de 0,7%.

Remarque : en 2023, les températures de référence prises en compte par Enedis dans le modèle de charge ont été actualisées (passage d'une période de référence 1981-2010 à 1991-2020).

À la suite d'une demande formulée en question complémentaire concernant l'obtention d'un proforma du nombre de CMA à fin 2023 selon l'ancienne méthodologie, Enedis explique : « Sur la concession du SIGERLY, le nombre de CMA en tenue de tension baisse d'environ 15 % (baisse d'environ 118 CMA selon la méthode statistique appliquée) entre 2022 et 2023. On constate que les effets structurels sur le réseau représentent une baisse d'environ 146 CMA, l'effet lié à la mise à jour du référentiel de température représente une baisse d'environ 88 CMA, l'effet lié à la mise à jour du correctif HP HC représente une hausse d'environ 56 CMA et l'effet lié à la mise à jour des consommations annuelles des clients C5 représente une hausse d'environ 60 CMA. »

Le graphique ci-dessous illustre l'évolution depuis 2016 du nombre de clients mal alimentés. On constate que l'intégration des 10 communes en 2018 a multiplié par 4 le nombre de CMA, le taux de clients mal alimentés a « seulement » doublé quant à lui. La carte présente la localisation des clients mal alimentés.



Parallèlement à cela, le nombre de **départs mal alimentés (DMA)** a naturellement également diminué avec 54 en 2023 contre 71 en 2022 (sur un total de 24 030 départs BT existants). Le résultat global montre ainsi une évolution importante, toutefois en comparant plus précisément les départs BT à fin 2022 et à fin 2023, il est possible d'observer que **-28 départs BT de 2022 ne sont plus des DMA en 2023**, et qu'*a contrario*, **+11 départs BT n'étaient pas des DMA en 2022, et le sont en 2023**. Une évolution plus variée que le résultat total.

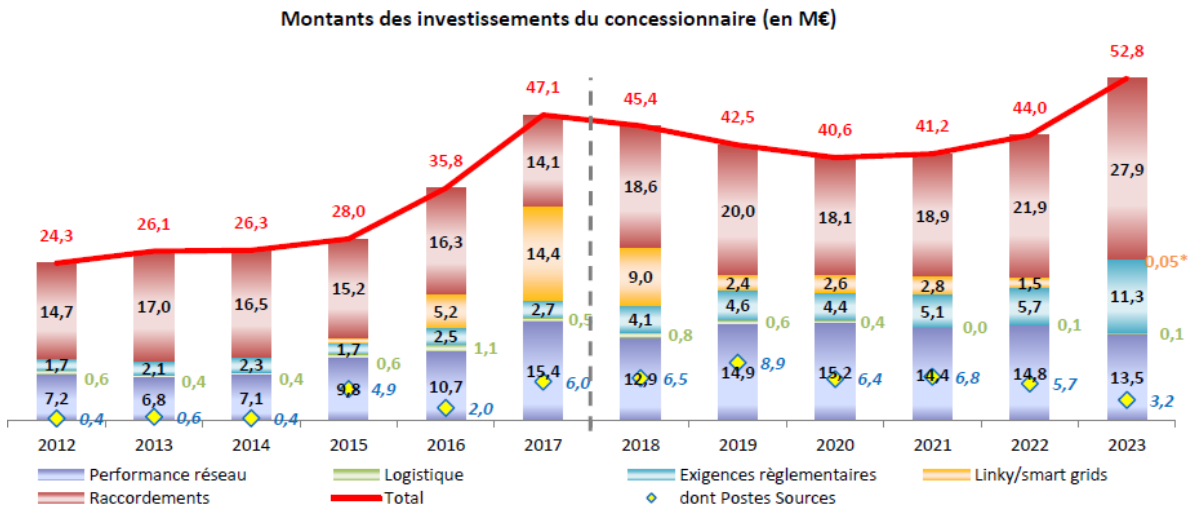
Remarque : pour l'instant, les données issues des compteurs Linky qui permettraient de confirmer les estimations des DMA ne sont pas encore transmises aux AODE. Il s'agit notamment des « excursions de tension par BT mesurées par les compteurs Linky » et des « ouvertures de breakers ». Le SIGERLy va réitérer sa demande afin d'avoir accès à ces données qui permettraient de mieux comprendre l'évolution des départs mal alimentés, dans son objectif de transition énergétique.

3. Les dépenses d'investissements et de maintenance du concessionnaire

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a investi 13,5 M€ en 2023 sur la performance et la modernisation des réseaux, auxquels s'ajoutent 27,9 M€ imposés par les opérations de raccordement, et 11,3 M€ pour les exigences réglementaires, ce qui produit un total de CAPEX dépensés en 2023 de 52,8 M€, en hausse de +8,8 M€. Ce sont donc principalement les raccordements et les déplacements d'ouvrages dus aux grands chantiers de la Métropole de Lyon qui boostent les investissements d'Enedis sur l'exercice 2023 car les dépenses de performance réseau sont en baisse depuis 2020.

En 2023, les raccordements représentent 53% des **dépenses totales d'investissements**, et sont en augmentation chaque année depuis 2020, dont une hausse de +27% la dernière année. Avec 28,9 M€, les consommateurs BT représentent 81% des dépenses de raccordements. **Les dépenses de raccordements pour les producteurs HTA et BT sont quant à elles en hausse respectivement +605% (150 k€ en 2023) et +121% (700 k€).**

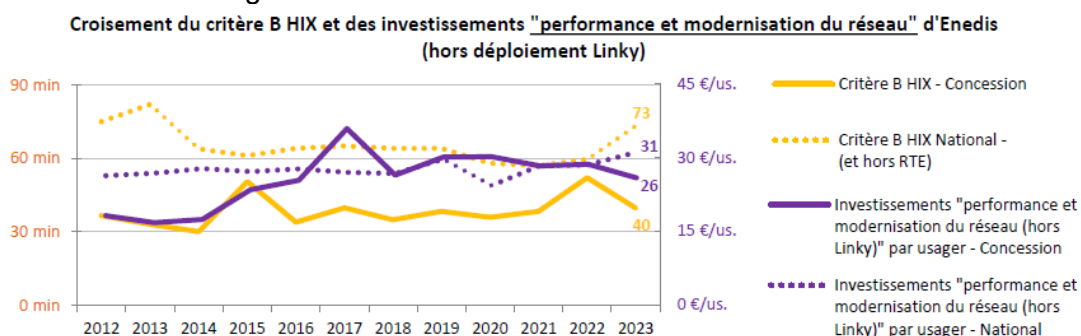
Enedis a précisé en réponse complémentaire que les investissements dédiés aux raccordements IRVE s'élèvent à 1,5 M€ en 2023.



**A partir de 2023, la catégorie "Linky/Smart grids" ne contient plus que les dépenses pour les Smart Grids. Enedis a fait le choix d'inclure dans les "raccordements" les dépenses liées aux compteurs Linky posés depuis la fin du déploiement en masse.*

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

Depuis 2019, les investissements sur la concession « performance et modernisation du réseau » ont baissé régulièrement de 30 à 26 €/usager³. Ce ratio est désormais inférieur au ratio national de 31 €/usager⁴ en 2023.



Selon le CRAC, à la maille nationale, Enedis a investi en 2023 pour la performance et la modernisation du réseau environ 1 200 M€ (vs 1 089 M€ en 2022). Et selon l'URD EDF 2023, Enedis compte 38,5 M€ d'usagers.

Il s'agit d'un ordre de grandeur, et d'un ratio « brut » et discutable, mais il permet une observation à titre indicatif, et par exemple, de positionner la moyenne des investissements [2020-2023], par rapport au critère B HIX moyen de la période précédente [2017-2019].

Le SIGERLy souhaite que le distributeur reprenne le niveau de 2019 d'investissements sur les performances de réseau afin de maintenir la qualité de fourniture en remplaçant les réseaux HTA enterrés de technologie ancienne (CPI, synthétique première génération...).

Interrogé en question complémentaire sur la baisse des investissements sur la performance réseau sur la concession du SIGERLy entre 2021 et 2023, Enedis explique que « en raison de la fin du déploiement en masse des compteurs communicants Linky™, les dépenses liées à ces compteurs ne sont plus isolées dans la catégorie spécifique « Dont compteurs communicants » en 2023 et sont désormais comptabilisées dans la catégorie « Raccordements des utilisateurs consommateurs et producteurs ». »

Recommandations : *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 au Syndicat pour pouvoir échanger avec le même niveau de précision.*

Enedis ayant précisé en réponse complémentaire : « Cette information est une donnée de gestion interne. Le détail par finalité NOME est disponible dans le fichier CAPEX, en cohérence avec les rubriques du tableau récapitulatif du CRAC. ». Cette réponse ne satisfait pas le SIGERLy.

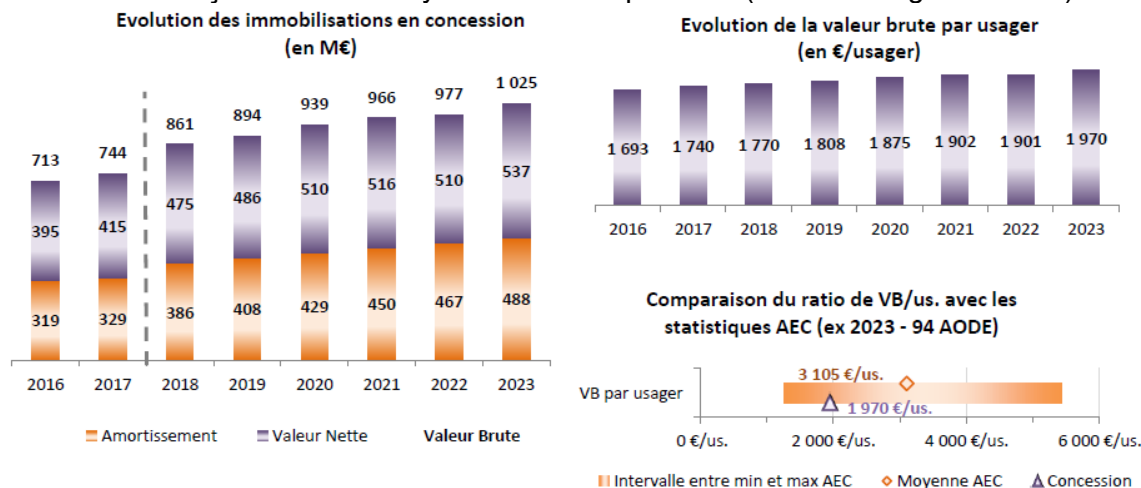
³ AEC a fait évoluer le graphique du tableau de bord relatif au ratio des investissements par usager. Les investissements « délibérés » (tous les investissements du concessionnaire Enedis, en excluant les dépenses pour les raccordements et celles pour les compteurs Linky), pour la totalité de la chronique 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 2023 », « Investissements Bruts d'Enedis » page 57.

4. Domaine comptable et financier

1. Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 1 025 M€ à fin 2023 en **valeur brute**, en augmentation de +48 M€ sur un an (+4,9%). La valeur brute par usager est égale à 1 970 €/usager en 2023 et se situe en deçà des ratios moyens constatés par AEC (3 105 €/usager en 2023).



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. Enedis ayant précisé en réponse complémentaire :

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

La proportion des **ouvrages localisés (OL)** avait fortement augmenté en 2022 et représentait alors 99,7% du patrimoine. Cela était la conséquence de l'un des **faits majeurs de l'année 2022, la fin du projet pluriannuel ADELE (Actif Détaillé et Localisé)** d'individualisation et de localisation des ouvrages mené par Enedis. En 2023, est stable à 99,7%.

Depuis fin 2022, la valeur brute et la valeur nette comptable des compteurs non Linky, et donc non localisés, est donnée nulle dans le CRAC, alors qu'elles s'élevaient respectivement à 17,7 M€ et 3,6 M€ à fin 2021.

Interrogé sur ce sujet en question complémentaire, Enedis explique : « Sur la concession du SIGERLy, toutes les valeurs d'immobilisations de la famille comptage non localisé ont été utilisées par le projet ADELE de localisation des branchements [...]. Ces valeurs utilisées dans le cadre du projet ADELE alors qu'il restait vraisemblablement encore des PRM à équiper d'un Linky fin 2021 restent toutefois marginales (97,2% de PDL équipé d'un compteur Linky à fin 2021). Sur le périmètre France, les valeurs de comptage non localisé correspondantes aux compteurs non Linky restants représentent 1%. Au périmètre du SIGERLy, cela aurait représenté 177 k€. De plus, ces valeurs n'ont pas été « perdues », mais affectées à des disjoncteurs ou à des branchements. L'écart que l'on constate aujourd'hui entre la base comptable et la réalité terrain diminuera dans les

années à venir au fur et à mesure du remplacement des derniers compteurs non Linky et compte tenu de la date de fin d'amortissement comptable prévue à fin 2025. »

La valeur d'actif non localisée concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » à hauteur de 3,4 M€ sur la concession (soit 0,3%). 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 ».

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 ;
- 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.

Aussi l'exercice 2023, est la 1^{ère} année depuis plus de 5 ans, sans modification comptable majeure et sans impact du programme ADELE.

Toutefois, le concessionnaire a précisé que l'inventaire ADELE n'était finalement pas complètement abouti à fin 2022, et qu'il existe un **reliquat** visible en 2023 : une partie des disjoncteurs a été traitée qu'en 2023, ainsi qu'une partie des flux des LR et DI. **Selon le rapport de fiabilité, le montant des flux 2022 comptabilisés en 2023 s'élève sur la concession à +3,0 M€ en valeur brute mise en service (dont 93% pour les LR/DI et 7% pour les disjoncteurs), et à -0,4 M€ en valeur brute mise hors service.** En ordre de grandeur, le reliquat sur les LR/DI représente environ 1,8% de la VB totale des branchements.

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.

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

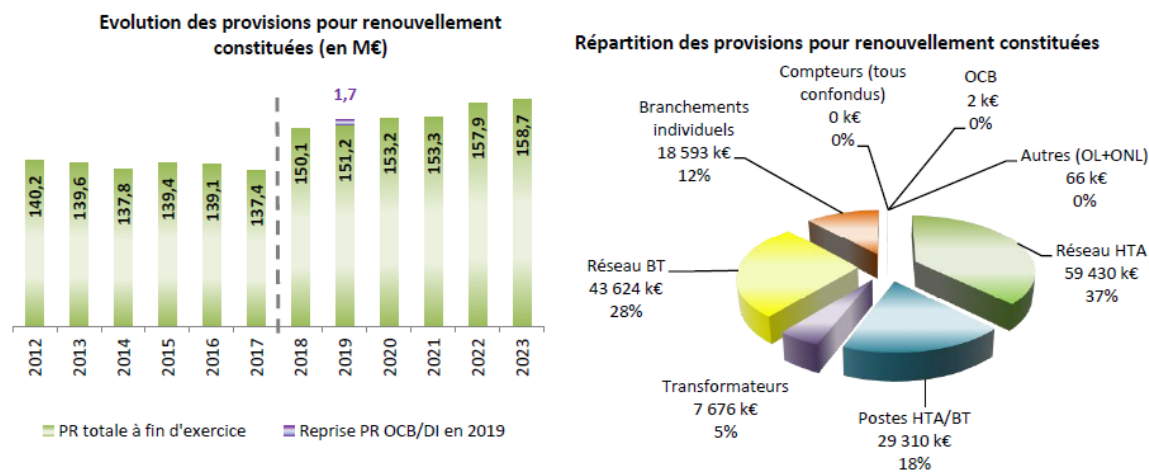
comptables, techniques et dans la cartographie SIG), dès que cela est possible, ce qui devrait permettre de largement faciliter les rapprochements entre les différentes bases.

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.

Le stock des **provisions pour renouvellement (PR)** est en augmentation régulière depuis 2018. Cette hausse est de +0,8 M€ (+0,5%) en 2023, contre une hausse moyenne annuelle de +2,0 M€/an sur la période 2018-2022.

L'évolution du stock de PR est la résultante de 3 **flux**. Pour l'année 2023, ces flux sont :

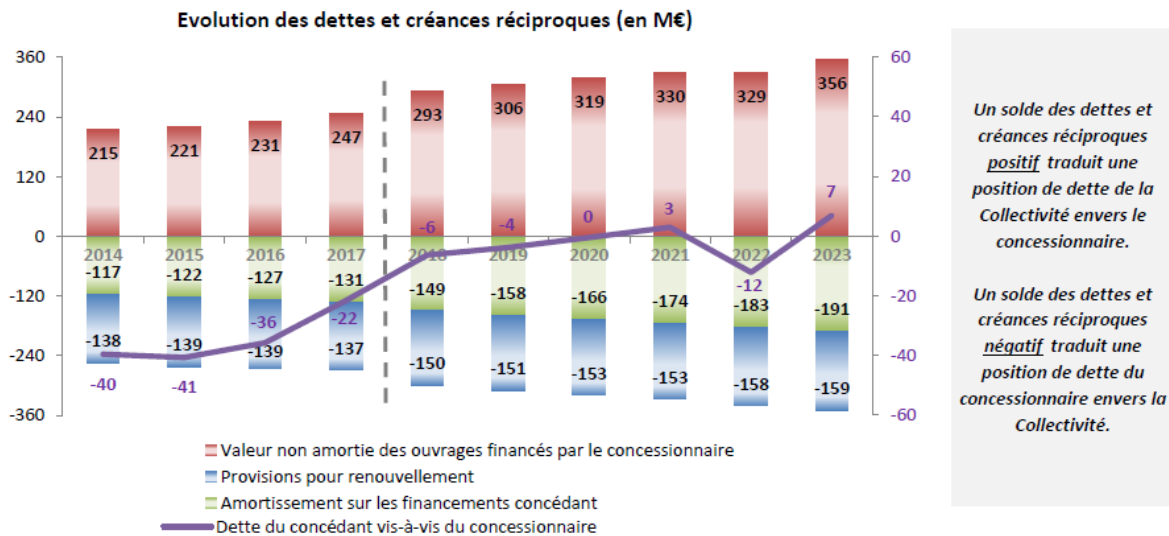
- La **dotation** totale (impact de correctifs) aux PR est de +4,5 M€ (vs +5,4 M€ en 2022) ;
- En parallèle -2,0 M€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (-1,1 M€ en 2022) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- -0,7 M€ ont été **reprises** et remontées au résultat d'Enedis (contre -0,8 M€ en 2022 dont -0,3 M€ consécutifs 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 du SIGERLy, cela représente un retour dans le stock de PR de la concession de +1,8 M€ de PR.**

Fin 2023, plus du tiers (37%) du stock de PR de la concession a été constitué sur les réseaux HTA, 28% pour les réseaux BT et 18% sur les postes HTA/BT.

En ajoutant à cette réduction du stock de PR, un niveau conséquent d'investissements du concessionnaire (augmentant fortement la VNC des financements d'Enedis de +5,2%) sur l'exercice 2023, cela a pour effet mécanique de fortement augmenter chaque année la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire**, de -12 M€ en 2022 à +7 M€ en 2023.

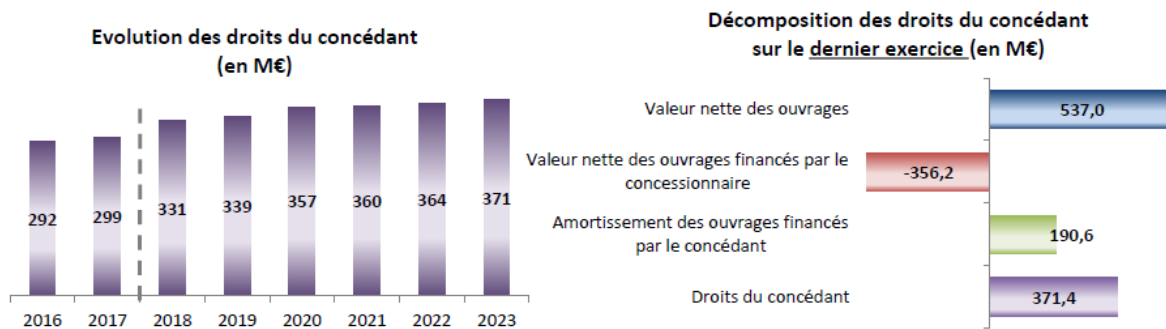


A noter qu'à fin 2014, le concessionnaire présentait une dette potentielle de 40 M€ envers le SIGERLy.

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, impact des opérations de PDV ou RP sur les ouvrages HTA, etc.

Les **droits du concédant** continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 371 M€, soit une hausse de +7 M€ sur 2023 (+1,9%).

Les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant.



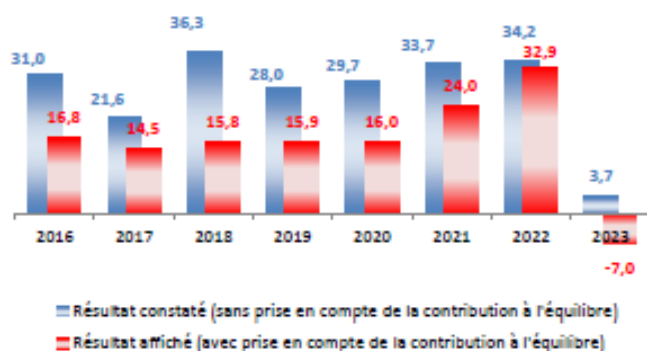
2. Le compte d'exploitation de la concession

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 **20,4% pour le SIGERLy au sein de la DR Sillon Rhodanien**. Sur la concession, environ 74% des charges d'exploitation et 8% des produits d'exploitation sont calculées *via* des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif (essentiellement la maille DR).

Le **résultat d'exploitation** constaté sur la concession est en très forte baisse de -30,5 M€ entre 2022 et 2023 pour atteindre un résultat négatif de +3,7 M€, et induisant un taux de marge

de +1,8%, néanmoins supérieur au taux de marge nationale, négatif pour la 1^{ère} fois depuis de nombreuses années (avec -3,3%).

Evolution des résultats "constaté" et "affiché" de la concession (M€)



Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat d'Enedis calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

Le résultat national avait fortement augmenté +4 points de +12% à +16,2% entre 2021 et 2022 principalement dû au **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.

A l'inverse, ce résultat a fortement chuté entre 2022 et 2023, avec une perte de -19,5 points (ou de -15 points entre 2021 et 2023, pour ignorer l'effet versement du CRCP), passant donc de +16,2% à -3,3%, principalement en raison des prix de l'énergie très élevés qui ont fortement impactés les charges, comme indiqué *infra*.

En effet, le montant total des charges de 239 M€ est en hausse de +35 M€ (+17%) sur un an, alors que le montant total des produits de 242 M€ a connu une augmentation de +5 M€ (+2%), ce qui provoque une forte baisse du résultat annuel de -30 M€ (-892%). Depuis 2016, le taux de marge constaté pour le SIGERLy reste pour autant supérieur du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la **contribution à l'équilibre**. En 2023, il est toujours supérieur, ce qui explique pourquoi la contribution à l'équilibre de la concession est négative, à hauteur de -11 M€.

L'année 2022 était à une année singulière, marquée par 2 faits marquants majeurs détaillés ci-dessous (**versement 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.

L'année 2023 est à son tour une année singulière pour le concessionnaire, avec un résultat négatif, ce qui n'était pas arrivé depuis des années. Le minimum atteint selon les données d'AEC était de +2% en 2010.

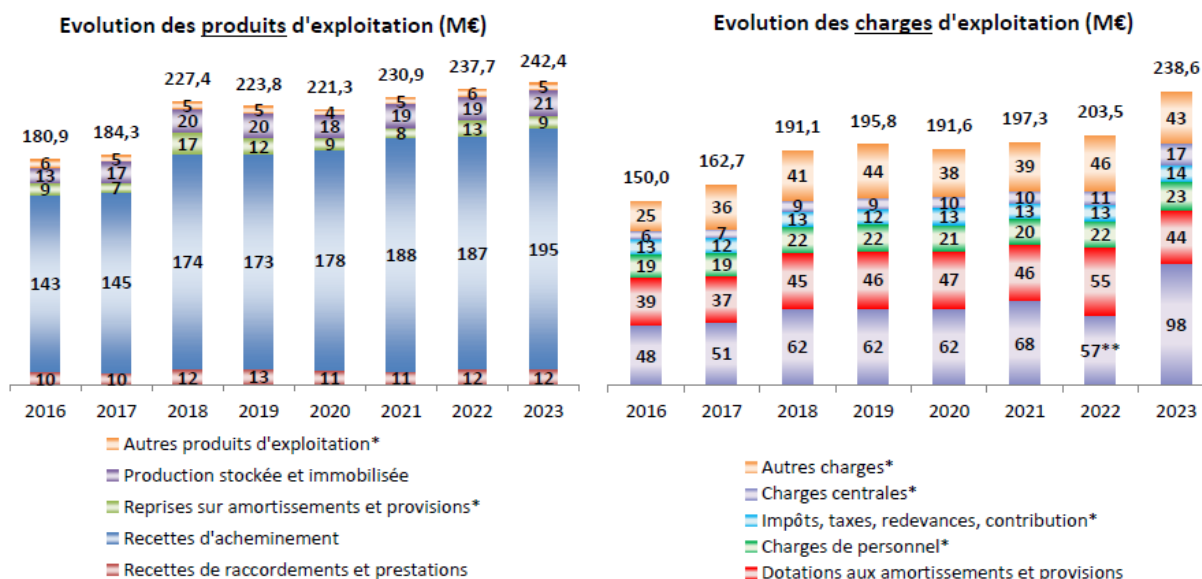
Entre 2022 et 2023, le total des **produits** a augmenté de +4,7 M€ soit +2,0%. Cela est notamment la résultante de :

- La hausse importante des **recettes d'acheminement** de +7,3 M€ (soit +3,9%), dont +5,6 M€ (+4,7%) pour les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :
 - D'une part, la baisse des **consommations** (énergie acheminée) de -4,6% principalement liée aux actions de sobriété énergétique, car les DJU sont stables entre 2022 et 2023 ;
 - Mais surtout d'autre part, les hausses des tarifs *via* le TURPE : **augmentations du TURPE de +2,26% au 1^{er} août 2022, et de +6,51% au 1^{er} août 2023.**
- L'augmentation de la **production stockée et immobilisée** de +2,0 M€ (+10,3%), consécutive à la hausse des investissements constatée sur la concession ;

- La hausse des recettes de **raccordements** de +0,3 M€ (+3,0%) ;
- La baisse des recettes de **prestations** de -0,4 M€ (-18,3%) ;

Interrogé en question complémentaire au sujet de cette baisse, Enedis précise : « Cette baisse porte sur, en lien avec les délibérations de la CRE : - les interventions suite aux impayés ; - les mises en service sur des raccordements existants »

- La forte baisse en 2023, consécutive à la fin du programme ADELE en 2022, avec -3,8 M€ en 2023 en **reprises des AFC** (-94,8%) ;



*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif.

** 2022 : reversement anticipé du CRCP de RTE. appliqué en déduction des charges "amont" pour Enedis

En parallèle les **charges** totales ont très fortement augmenté avec +35,2 M€ soit +17,3% entre 2022 et 2023, cela est notamment la résultante de :

- La très forte augmentation de +19,9 M€ en 2023, soit +63,4% (après déjà +11,9 M€ et +60,8% en 2022), pour les **achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**. Au niveau national, ces pertes, sont estimées à 23,1 TWh (soit un taux de 6,5%), et ont coûté 3,8 milliards d'€ en 2023. 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 ;
- La très forte augmentation de +21,6 M€ en 2023 soit +84,3% pour l'**accès réseau amont**, mais par rapport à 2021, dernière année comparable (2022 : reversement du CRCP RTE), ce poste est en baisse de -1,5 M€ ;
- La forte baisse en 2023 de -4,5 M€, consécutive à l'augmentation temporaire importante en 2022 des **dotations aux AFC** (+5,2 M€ en 2022) lors de la fin du programme ADELE.

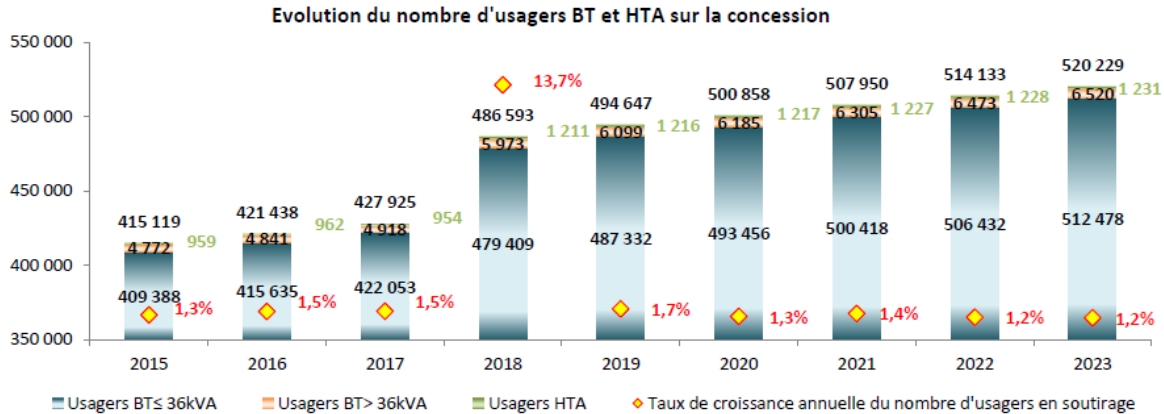
En outre, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre **production stockée et immobilisée (PSI)** pourraient être précisés (dans les comptes sociaux nationaux d'Enedis, la valeur de la PSI de 2023 est partagée en 58% pour le « matériels » et 42% 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.

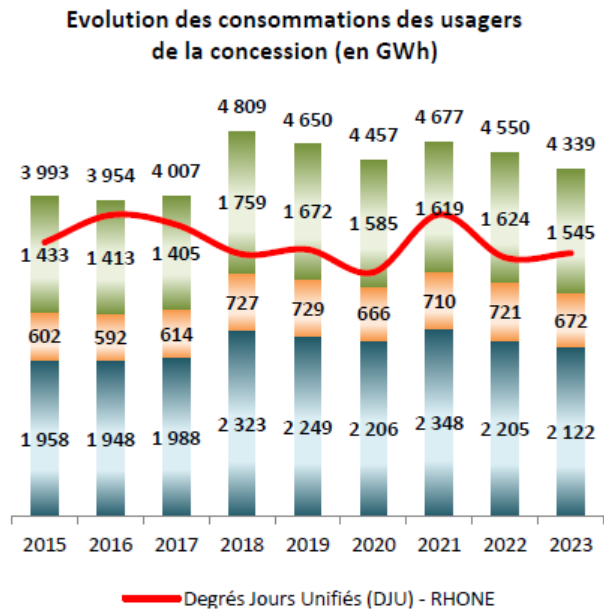
5. Domaine clientèle distributeur Enedis

1. Les usagers de la concession

La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la **hausse de son nombre d'usagers** (+1,2% en 2023 contre +1,2% en 2022) pour atteindre plus de 520 000 usagers.



La **consommation** électrique totale est à nouveau en baisse en 2023 avec -5% (et -3% l'année précédente), à la suite d'un hiver 2023 aussi rigoureux que le précédent, et surtout due aux résultats de nombreuses campagnes de sobriété énergétique ciblées, alors que le système énergétique était sous tension (disponibilité réduite du parc nucléaire, sécurité d'approvisionnement de gaz naturel d'Europe de l'Est, hausses générales des tarifs, etc.). Les usagers C5 représentent 49% de cette consommation totale en 2023, et les 1 231 usagers HTA, 36%.

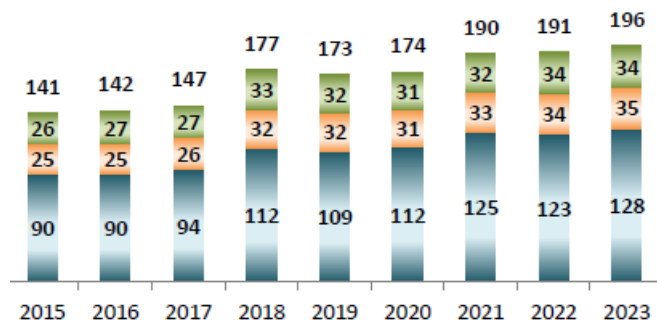


2. La consommation moyenne

La **consommation moyenne** d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 4,1 MWh/an en 2023, en baisse de -13% en 2 ans. A titre informatif, la moyenne nationale calculée par AEC pour l'exercice 2023 (93 AODE) est de 4,8 MWh/an (avec un minimum de 3,3 et un maximum de 6,4 MWh/an/us.). 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 2022 et 2023, la forte baisse des volumes consommés conjuguée aux augmentations des grilles tarifaires induit une hausse des **recettes totales d'acheminement** de +5 M€ HT, soit +2,6% en 2023 (contre +1 M€ HT l'année antérieure). Pour rappel, le TURPE 6 HTA/BT était entré en vigueur en août 2021, pour une durée de 4 ans, et le TURPE 7 s'applique de manière anticipée à partir de février 2025.

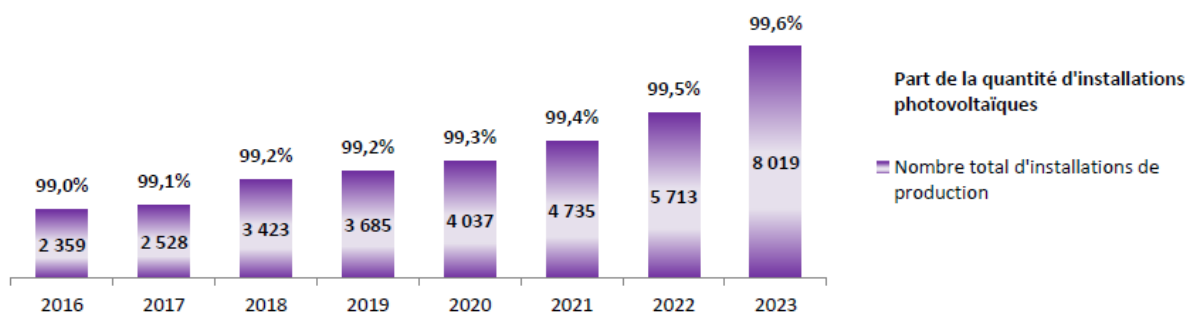
Evolution des recettes sur la concession (en M€ HT)



3. Les producteurs

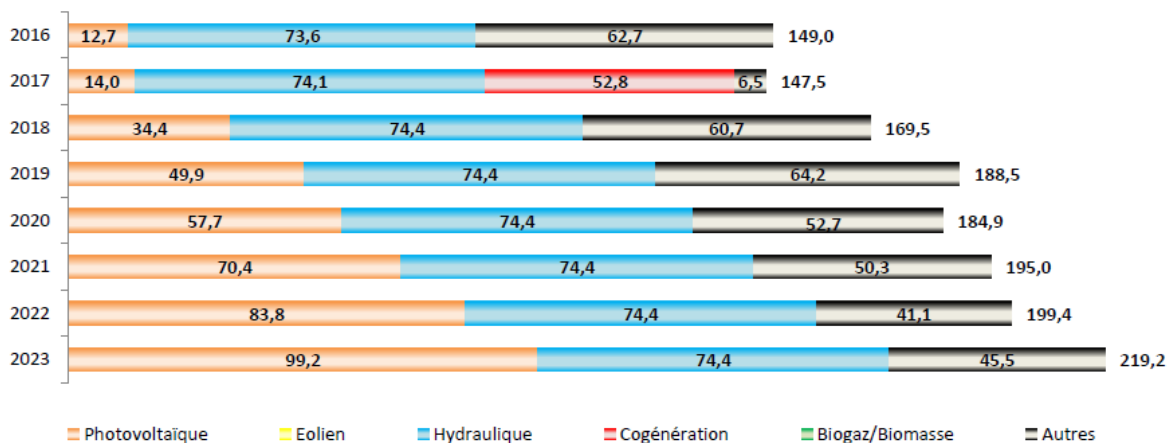
Les **producteurs** (y compris les autoconsommateurs) représentent 8 019 installations, en forte augmentation en nombre (+40%) et en puissance (+10%). Les producteurs **photovoltaïques** représentent 99,6% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis.

Evolution du nombre total d'installations de production et évolution de la part des installations photovoltaïques



La puissance totale s'établit à 219 MVA à fin 2023 selon la répartition suivante : 45% pour les installations photovoltaïques, 34% pour les installations hydrauliques et 21% pour les « autres ».

Evolution des puissances totales des installations de productions (en MVA)



Enedis explique que les autoconsommateurs sont censés déclarer leurs productions. Toutefois, nous n'avons pas trouvé sur le site d'Enedis le formulaire à remplir. Il semblerait qu'il y ait un écart entre le principe théorique et la pratique possible.

AEC attire également l'attention sur l'augmentation des confusions de vocabulaires entre producteurs en revente en totalité ou revente en en plus, ou auto consommateur ou auto producteur, et que des clarifications vont être nécessaires dans le CRAC et les données de contrôle.

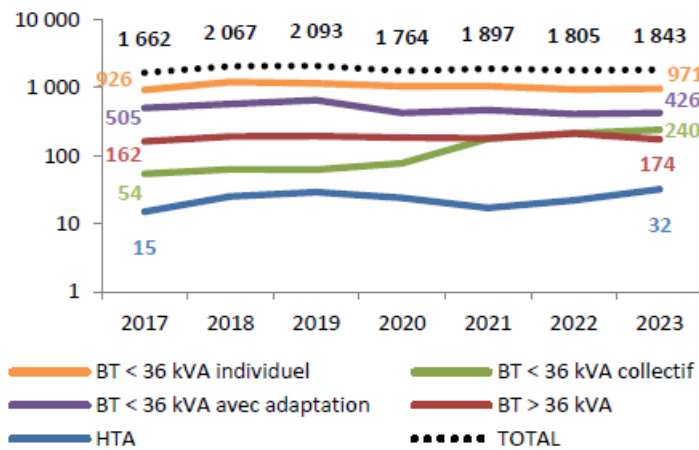
4. Les raccordements

Depuis le 20 juillet 2023, le **barème de raccordement** dans sa version 7, succédant au 6.2, est entré en vigueur et s'appliquait en partie durant l'exercice 2023. (Depuis, il a été remplacé par le barème v7.2, à partir du 3 août 2024).

Le volume de **raccordements en soutirage** (tous segments confondus) est en légère hausse +2,1% en 2023 avec 1 843 raccordements réalisés, soit 38 de plus que l'année précédente.

Evolution du nombre de raccordements

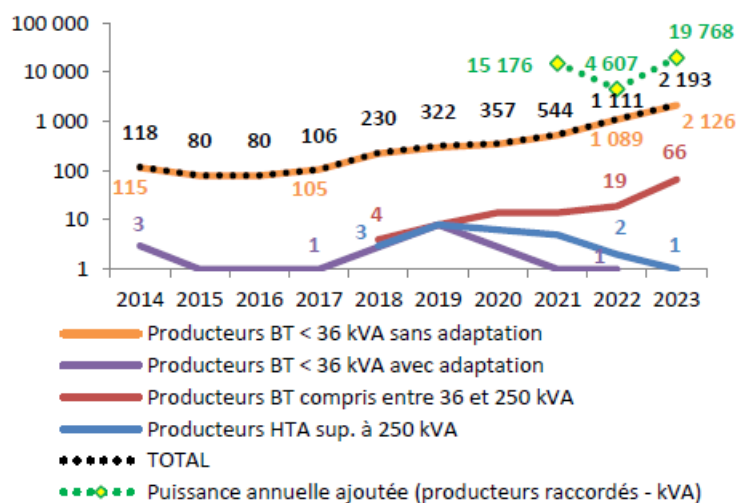
(HTA et BT) en SOUTIRAGE dans l'année - échelle log.



Maille : Concession

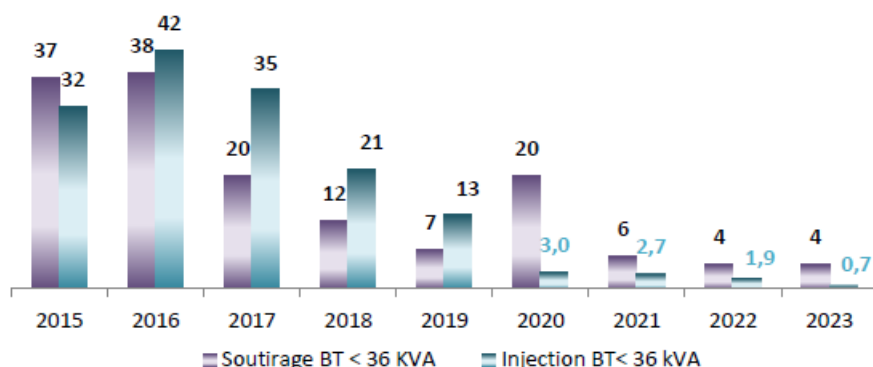
En revanche, la tendance est à la forte hausse pour les **raccordements en injection** avec +97% en 2023 et 2 193 nouvelles installations de productions raccordées au réseau (tous segments confondus). Enedis communique désormais une nouvelle donnée (dans le CRAC), il s'agit de la puissance cumulée des producteurs raccordés dans l'année. Cette dernière a fortement augmenté entre 2022 et 2023 (+329%), passant de +4,6 MW à +19,8 MW, traduisant notamment la forte dynamique des raccordements BT > 36 kVA (+247% en nombre en 2023).

Evolution du nombre de raccordements en INJECTION et de la puissance dans l'année - échelle log.



Les délais moyens de production d'un devis de **raccordement (pour les raccordements BT < 36 kVA sans adaptation) pour les soutirages** sont en légère baisse de 4,4 à 4,3 jours, **et pour les injections** sont en baisse de 1,9 à 0,7 jours.

Evolution du délai moyen de production d'un devis de raccordement sans adaptation (en jours)



Par ailleurs, la CRE ayant élargi les indicateurs relatifs aux raccordements dans la régulation incitative du TURPE 6, les délais moyens de réalisation des opérations 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.

Interrogé en question complémentaire sur les actions mises en œuvre par Enedis pour améliorer ses délais de réalisation des opérations de raccordements, celui-ci explique :

« Pour répondre aux attentes de ses clients et atteindre les objectifs fixés par la CRE, la direction régionale Sillon Rhodanien met en œuvre des démarches d'amélioration continue. Ainsi, plusieurs actions ont été initiées comme l'accompagnement du client dès le début de sa demande pour mieux qualifier le délai et lancer le raccordement au bon moment, un appel client à chaque moment clé du parcours raccordement ainsi que le renforcement des revues de portefeuilles permettant le suivi des délais intermédiaires.

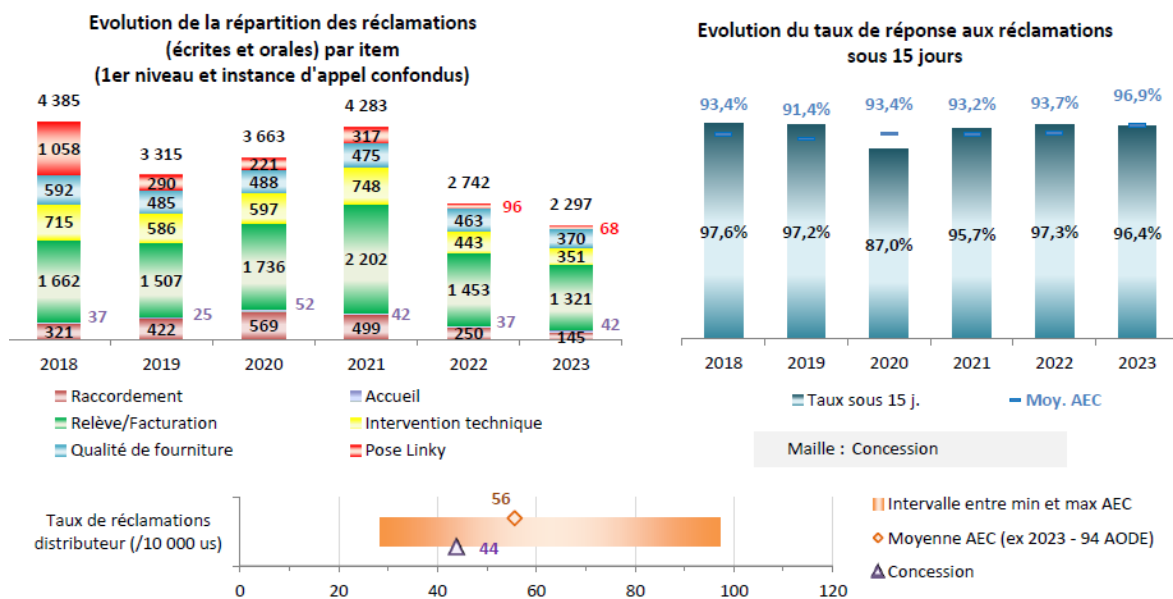
Par ailleurs, le suivi du pilotage des prestataires a été renforcé. »

Recommandation : la liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible, afin de permettre à l'AODE d'auditer plus en détails cette activité.

Sollicité en question complémentaire à l'audit pour obtenir ces données, Enedis indique : « Les éléments disponibles sont dans la liste des affaires fournies avec le CRAC. Les délais des affaires raccordement peuvent être regardés dans le cadre d'un audit spécifique sur un échantillon de dossiers de raccordements. »

5. La qualité de service du distributeur

Le nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur était en forte baisse sur un an de -36% en 2022 (soit -3 141 réclamations). En 2023, ce volume a atteint 2 297 réclamations, soit une nouvelle baisse de -16%. La concession présente désormais un ratio de réclamations par usager de 44 réclamations pour 10 000 usagers.



Par ailleurs, le nombre de réclamations diminue pour toutes les catégories, hormis l'accueil. Entre autres, les réclamations relatives à la relève et à la facturation avec -9% (-132 récla.), celles concernant la qualité de fourniture avec -20% (-93 récla.), et celles liées à des interventions techniques avec -21% (-92 récla.).

Par ailleurs, le taux de réclamations multiples filtré, c'est-à-dire le taux réclamations multiples pour un même point de connexion et un même type de réclamation, s'élève à 11,9% en 2023 (à la maille DR), en légère amélioration par rapport aux années précédentes (14,0% en 2021 et 14,3% en 2022). Ce taux reste néanmoins bien supérieur à l'objectif national fixé par la CRE (9,2%).

Interrogé sur les actions mises en œuvre pour améliorer cet indicateur à l'échelle de la DR, Enedis explique :

« Le taux de réclamations multiples est en baisse constante depuis 2021 grâce à des actions menées pour améliorer les process de raccordement, un travail de fond sur les délais, un accompagnement renforcé du client et une meilleure fluidité aux interfaces. De plus, un travail est mené afin d'améliorer la qualification des réclamations et la qualité des réponses apportées afin de traiter "bien" du 1er coup et diminuer les rebonds.

On peut également noter que certaines postures d'Enedis en lien avec ses engagements restent parfois mal comprises des fournisseurs et/ou des clients, comme les coupures sur incidents, les coupures pour travaux, les refus d'indemnisations ou de prises en charge de dommages liés à ces coupures. »

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2021. En 2023 ce taux de réponse dans les délais est de 96,4%, en légère baisse de -0,9 point en un an. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

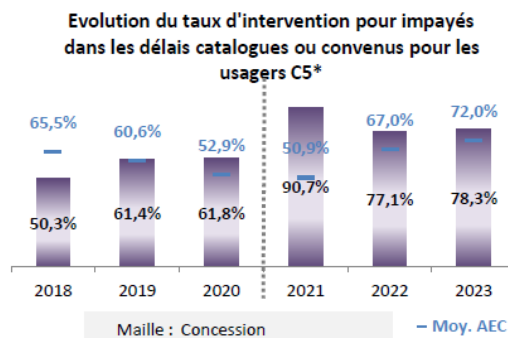
6. Les coupures et réduction de puissance

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

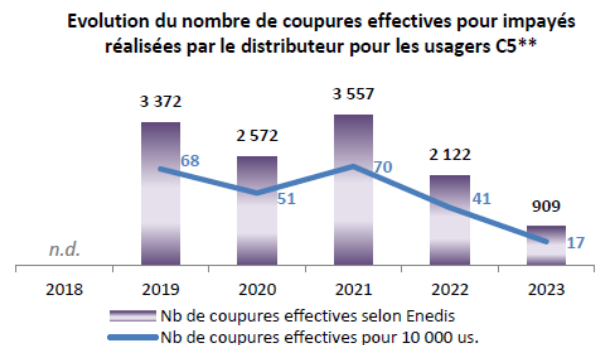
clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque Energie) voient leur **puissance réduite** à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite ; et, pour les clients protégés, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve. Hors **trêve hivernale**, tous les usagers peuvent 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 -57% en 2023, après une baisse de -40% en 2022, pour atteindre 909 coupures.



*Le taux d'intervention pour impayés affiché concerne que l'ancien SI DISCO jusqu'en 2020 pour les compteurs "non Linky". A partir de 2021, la valeur indiquée concerne le SI GINKO pour tous les compteurs. Enedis ayant terminé la migration de ses 2 SI fin 2020.



**Jusqu'en 2020, le nombre de coupures effectives pour impayés est le cumul des valeurs des 2 SI d'Enedis: DISCO et GINKO. A partir de 2021, la valeur est issue de GINKO pour tous les compteurs.

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.

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

Il est pourtant indispensable que les types de mesures les plus récentes soient transmises à l'AODE, avec le détail par catégorie de prestations enquêtées.

6. Domaine clientèle fournisseur EDF

1. Evolutions du nombre d'usagers, « Tempo » en 2023 et boucliers tarifaires

Comme en 2022, l'érosion du nombre **d'usagers bénéficiant d'un TRV** (Tarifs Réglementés de Vente) s'est fortement ralentie pour les Tarifs Bleus en 2023 avec une baisse annuelle de -1,2%.

Année	Taux d'évolution annuelle du nombre d'usagers aux Tarifs Bleus de la concession	Taux d'évolution moyen annuelle du nombre d'usagers aux Tarifs Bleus (Statistiques AEC, 79 AODE) [min ; max]
2023/2022	-1,2%	-1,5% [-8,8% ; +1,5%]
2022/2021	-0,3%	-0,8% [-3,1% ; +0,5%]
2020/2019	-6,7%	-4,5% [-2,8% ; -0,1%]

Avec la fin de certains TRV pour les clients non résidentiels, l'évolution de l'année 2021, n'est pas prise en compte dans le comparatif précédent.

Ce ralentissement est principalement dû aux fortes tensions sur le marché de l'énergie, notamment aux fortes hausses appliquées par certains fournisseurs alternatifs (en raison d'un marché de gros ayant atteint des pics records de prix du kWh), et ainsi les TRV ont été considérés pendant quelques temps comme une « valeur refuge ».

De plus, contrairement aux règles en vigueur, le fournisseur EDF a été autorisé par les pouvoirs publics à faire la **promotion de l'offre « Tempo »** des TRV, permettant des gains pour le client, et un effacement diffus sur les réseaux. Et depuis le 1^{er} février 2023, l'offre tempo est désormais accessible **aux clients ayant 6 kVA** de puissance souscrite.

Sur la concession, le nombre de clients « Tempo » a augmenté de +208% entre 2022 et 2023, passant de 1 976 à 6 080 contrats, dont 2 801 nouveaux « Tempo » avec 6 kVA de puissance souscrite (soit 68% de l'augmentation des clients « Tempo » de 2023)

EDF a précisé en réponse complémentaire que « L'option tarifaire TEMPO a été élargie aux clients à partir d'une puissance souscrite 6 kVA au 1^{er} février 2023 conformément à l'arrêté du 30 janvier 2023 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale ».

De plus : « La ministre de la transition énergétique a demandé à EDF d'assurer la promotion de Tempo via des campagnes actives des clients du stock pendant un période allant de juillet 2022 et décembre 2023. La date de la fin de dérogation est donc le 1^{er} janvier 2024. »

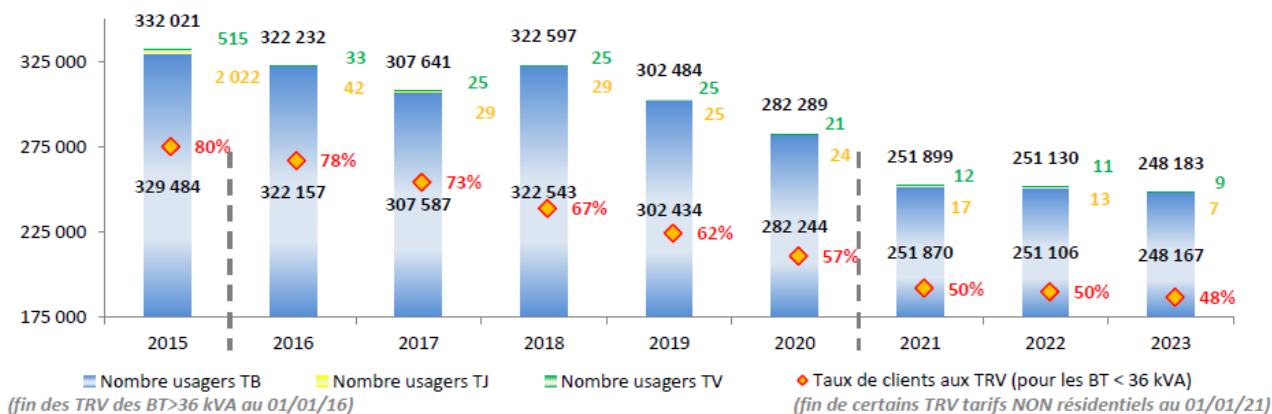
A fin 2023, seuls 48% des usagers de la concession ont conservé un contrat TRV, ce taux a baissé de -2 points en un an. Au total, ce taux a baissé de -32 points en 8 ans.

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

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

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

Evolution du nombre d'usagers total sur la concession



Au contraire, l'exercice 2023 a vu une hausse significative de +12% du nombre de clients au TB non résidentiels sur la concession du SIGERLY.

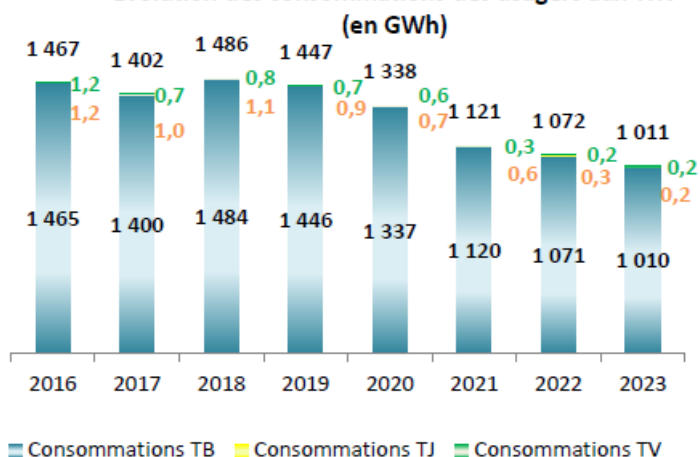
Interrogé à ce sujet en question complémentaire, EDF explique : « Suite à la crise énergétique de 2022, EDF a constaté une hausse des clients au TRV dans l'univers non résidentiel, et ce, au niveau national. Malgré le bouclier tarifaire mis en place par l'état, certains clients ont souhaité rejoindre l'univers TRV où la composante « prix de marché » est lissée sur une période de 2 ans, hors écrêtement ARENH. »

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.

A fin 2023, il reste sur la concession encore 7 clients aux tarifs jaunes (-6 sur un an) et 9 clients aux tarifs verts (-2 sur un an).

Interrogé en question complémentaire sur la hausse de +891% des clients TB NR avec l'option « Eclairage Public » sur la concession (327 en 2023 contre 33 en 2022), selon les données de contrôle transmises au SIGERLY, EDF a répondu avoir « constaté une erreur dans la requête EP sur votre territoire. Ce chiffre est donc erroné. EDF s'est engagé à communiquer le chiffre correctif qui sera fourni par notre DSI. »

Evolution des consommations des usagers aux TRV



La **consommation** totale des clients aux TRV a baissé en 2023 de -5,7%. Cela est la résultante, d'une part, de la baisse du nombre total de clients aux TRV, et aussi des **baisses unitaires de consommation moyenne par usager**, qui est passée, sur la concession de 4,5 MWh/client tarif bleu en 2016, à 4,1 MWh/client tarif bleu en 2023.

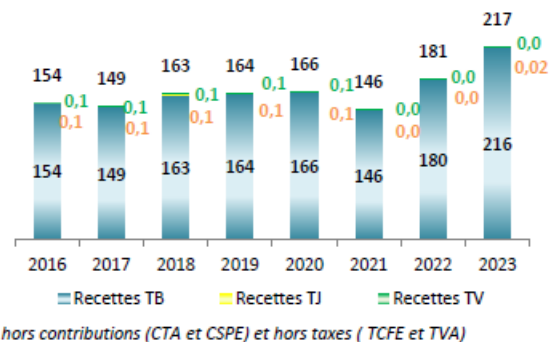
En revanche et inversement aux 2 baisses évoquées précédemment, la **recette totale** de fourniture a fortement augmenté de **+20%** en 2023 (en € HT), après celle de 2022 de +24%, notamment à la suite des hausses des grilles tarifaires des TRV.

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.**

Depuis 2022, la mise en place de **boucliers tarifaires par l'Etat** permet de lisser les tarifs d'électricité dans le temps, et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

La fin du bouclier tarifaire a eu lieu au 1^{er} février 2025.

Evolution des recettes sur la concession (en M€ HT)*



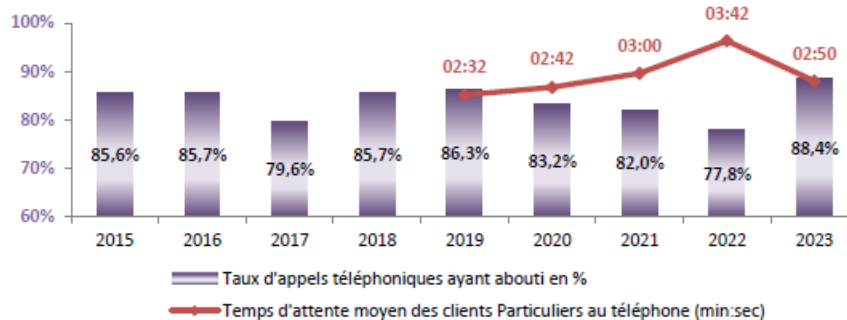
* hors contributions (CTA et CSPE) et hors taxes (TCFE et TVA)

Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un usager au **Tarif Bleu (TB)** est de près de 21,4 c€ HT en 2023, contre 16,8 c€ HT en 2022 et 11,4 c€ HT en 2019 (dernière année avant la crise COVID19), soit une hausse en 4 ans de +88% 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. EDF n'a pas souhaité accéder à cette demande, rappelant que « Le concessionnaire rend compte des données de la concession en hors Taxes et Contributions. »

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 volume d'appels sur des durées très courtes, en fonction des annonces gouvernementales.

Taux de réussite (en %) aux appels téléphoniques et délai moyen d'attente (en minutes et secondes)



Le taux de réussite des appels téléphoniques est le nombre d'appels traités par EDF rapporté au nombre d'appels reçus.

Maille : Nationale

En 2023 et comme annoncé l'année passée, EDF a pu redresser cet indicateur, avec 88,4% des appels qui ont pu être traités, soit une hausse de +10,6 points, et un niveau maximum atteint depuis 9 ans.

Point de satisfaction : conformément aux attentes formulées par les AODE les années précédentes, EDF transmet désormais le temps moyen d'attente téléphonique dans les données de contrôle

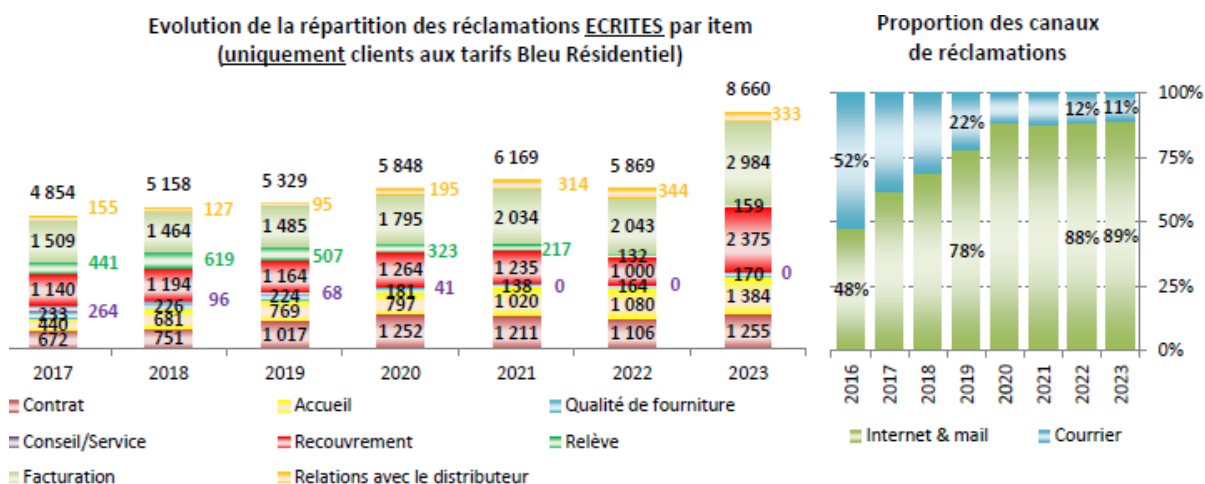
depuis l'exercice 2023. Ce temps est de 2 min. 50 sec. en 2023, soit un gain de presque 1 minute par rapport à l'année précédente.

2. Réclamations traitées par le fournisseur EDF

Le volume total de **réclamations** traitées par EDF est en très forte hausse en 2023 par rapport à 2022 avec +48% pour atteindre 8 660 réclamations.

AEC a comparé cette forte hausse aux autres concessions, sur la même période 2023/2022 : sur un total de 79 AODE, la hausse moyenne annuelle est de +35%, inférieure donc à celle du SIGERLy (avec une fourchette nationale de [+9% ; +64%])

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.



> Depuis 2016, EDF dénombre les réclamations faites par mail et depuis 2017 également celles faites sur Internet.

La concession, avec un taux de 349 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe en dessous de la moyenne d'AEC en 2023, de 370.

En 2023, près de 89% des **réclamations sont faites par mail ou Internet**. Cette proportion est stable depuis 2020, alors qu'elle était en hausse rapide avec +37 points entre 2016 et 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. Les réponses apportées en séance par EDF sur l'impossibilité selon eux de mesurer les volumes de réclamations orales sont entendues, il n'empêche que l'autorité concédante reste aveugle sur cet aspect et de ce qu'il se passe sur son territoire.*

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 : « [EDF communique] à l'autorité concédante la liste des réclamations écrites de 1^{er} niveau dans le but de lui permettre de constituer un échantillon de réclamations pour l'ouverture des dossiers concernés. [EDF ne souhaite] pas reproduire cette démarche avec les réclamations en instance d'appel. »

Les réclamations relatives à la « **facturation** » rassemblent la plus grande part avec 34% du total, et sont en hausse de +46%. Puis les réclamations sur le « **recouvrement** » regroupent 27% du total, et sont en très forte hausse avec +138%. Les réclamations sur l' « **accueil** » rassemblent 16% du total, et sont en hausse avec +28%. Hormis la thématique « relations avec le distributeur » avec -3%, toutes les catégories de réclamations sont en hausse sur la concession.

La hausse des réclamations relatives à la « **facturation** » est principalement liée à des contestations de consommations relevées (+35% ; +460 récla.), à des montants des mensualisations (+135% ; +202 récla.) et à des compréhensions de factures (+89% ; +163 récla.).

L'augmentation des réclamations relatives au « **recouvrement** » est principalement liée aux modes de paiement (+105% ; +897 récla.), aux relances sur impayés (+489% ; +313 récla.) et à des attentes de remboursement (+264% ; +169 récla.).

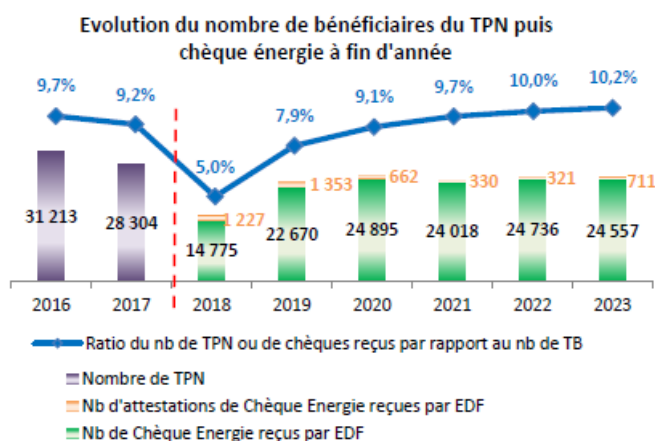
Sur les 8 derniers exercices, le taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94,3% et 95,7%.

Recommandation : dans les indicateurs de contrôle, le fournisseur EDF calcul le taux de réclamation 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.

3. Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2023, EDF a reçu 24 557 **chèques énergie « annuel »** de la part de ses clients, en baisse de -0,7% par rapport à 2022. *A contrario*, le taux de bénéficiaire est en hausse avec +0,2 point sur un an.

Il faut rappeler qu'à fin 2017, 28 304 clients bénéficiaient du **TPN**. Ainsi, à fin 2023, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie sur la concession est encore inférieur au nombre de bénéficiaires du TPN, malgré un élargissement des conditions d'éligibilité, notamment du fait de l'érosion du nombre de clients au TRV.



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.

Contrairement aux 2 années précédentes, il n'y a pas eu de « chèque énergies exceptionnel » en 2023. Toutefois les millésimes de 2022 étaient toujours utilisables en 2023.

Selon les données d'EDF, le **montant moyen du chèque énergie** est de 155 € en 2023 à la maille concession. Cela représente sur le territoire plus de 3,9 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'inquiétude : en 2023, le Chèque Energie était encore attribué selon le process prévu initialement. 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.

Interrogé sur les avancées de l'Etat concernant le processus de détection des ayants-droits au Chèque Energie, EDF explique :

« La loi de finances pour 2025, publiée au Journal officiel le 15 février, introduit plusieurs évolutions importantes concernant le chèque énergie, un dispositif d'aide de l'État destiné à soutenir les ménages aux revenus modestes dans le paiement de leurs factures d'énergie pour leur résidence principale.

L'article 173 de cette loi réforme les critères d'attribution du chèque énergie. Cependant, sa mise en application reste en attente de la publication d'un décret en Conseil d'État, qui en précisera les modalités.

Évolution des critères d'attribution : À partir de 2025, les critères d'attribution du chèque énergie connaissent un changement majeur. La référence à la taxe d'habitation, supprimée en 2023, ne sera plus prise en compte. Désormais, l'attribution du chèque énergie reposera sur 2 critères principaux :

- *Les revenus du foyer fiscal de la personne titulaire du contrat d'électricité, déterminés à partir du numéro du point de livraison d'électricité de son logement.*
- *Le nombre de personnes vivant dans le foyer.*

Un seul chèque est attribué par logement, au titre du seul logement principal.

A noter une autre évolution importante : ce n'est plus l'administration fiscale qui détermine la liste des bénéficiaires, mais l'Agence de services et de paiement (ASP). L'établissement de la liste des bénéficiaires est confié à l'Agence de service et de paiement (ASP) qui procède au traitement des données issues et de l'administration fiscale (DGFIP), des fournisseurs, et gestionnaires de réseaux. Chaque année, l'ASP établira un projet de liste des bénéficiaires du chèque énergie à

partir de la liste des bénéficiaires des 3 années précédentes et des demandes enregistrées sur la plateforme numérique ou par courrier. L'ASP vérifie l'éligibilité au chèque énergie de chaque personne figurant sur cette liste. A l'issue de cette vérification, l'ASP établit la liste annuelle des bénéficiaires de l'aide et calcule le montant dont ils peuvent bénéficier.

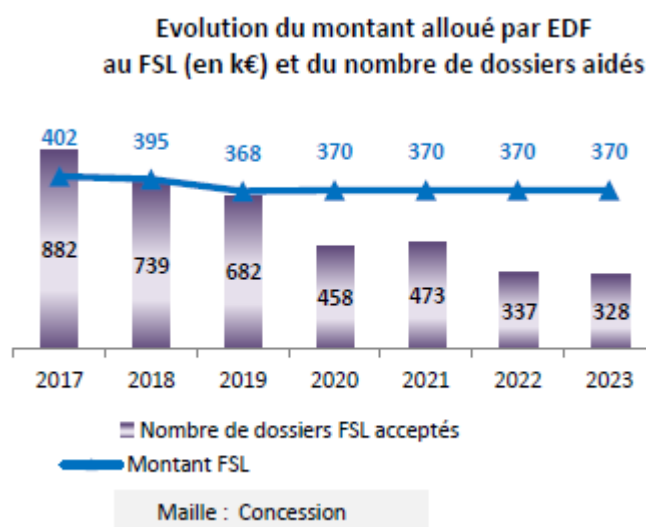
Le montant du chèque énergie est d'au minimum 48 € et d'au maximum 277 € TTC.

Sur la concession à fin 2023, 463 clients particuliers d'EDF ont souscrit la solution Info Watt (soit +160% sur une année), dont 266 l'ont utilisé au cours des 12 derniers mois. Il s'agit d'une « clé Wifi » qui s'installe sur le compteur Linky, et qui permet avec une application sur Smartphone de suivre la consommation instantanée du logement (en € et en kWh), avec un décalage d'une heure.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental (CD). Ce dernier est de 370 k€ en 2023, montant stable depuis 2020. 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 poursuit une tendance à la baisse régulière en passant de 337 à 328 entre 2022 et 2023. En 6 ans, le

nombre de dossiers FSL pour des clients d'EDF a été divisée par 2,5. Cette évolution est 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.



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

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

Depuis 2022, EDF ne demande plus de **coupures pour impayés**, mais uniquement des réductions de puissance. Pour rappel, en 2021, les coupures pour impayés avaient concerné près de 0,8% des clients aux TRV de la concession. En 2022, une unique coupure pour impayés a été effectuée, et en 2023 ce nombre est nul.

En parallèle, le nombre de **réductions de puissance** est de 3 335 en 2023 (1,3% des usagers). Parmi elles, 785 sont des réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la **trêve hivernale** (du 1^{er} novembre au 31 mars).

Annexe : sigles et abréviations

ADELE	Actif Détaillé et Localisé	M€	Millions d'euros
AEL	Agence En Ligne	Md€	Milliards d'euros
AFC	Amortissement du Financement Concédant	MOA	Maîtrise d'Ouvrages
AODE	Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie	NOME	(Loi) Nouvelle Organisation des Marché de l'Électricité
APER	(Loi) Accélération de la Production d'Énergies Renouvelables	OCB	Ouvrage Collectif de Branchement
BT	Basse Tension	OMT	Organe de Manœuvre Télécommandé
CAPEX	Capital Expenditure (dépenses d'investissements)	ONPE	Observatoire National de la Précarité Énergétique
CDT	Changement De Tension	OPEX	Operational Expenditure (dépenses d'exploitation)
CH	Cabine Haute	PAC	Programme Aléas Climatiques
CM	Colonne Montante	PAI	Plan Annuel d'Investissements
CMA	Clients considérés Mal Alimentés	PCT	Part Couverte par le Tarif
CPI	Câble à isolation Papier Imprégné	PDV	Prolongation de Durée de Vie
CRAC	Compte Rendu Annuel de Concession	PIH	Plan Industriel et Humain
CRCP	Compte de Régulation des Charges et des Prestations	PPI	Plan Pluriannuel d'Investissements
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie	PR	Provisions pour Renouvellement
CST	Contrat de Sortie de Tarif	PS	Poste Source
CT	Contrainte de Tension	PSI	Production Stockée Immobilisée
DE	Droits en Espèce	RFR	Revenu de Référence Fiscale
DFEI	Distributeur France Enedis Investissements	RP	Rénovation Programmée
DI	Dérivation Individuelle	RTE	Réseau de Transport d'Électricité
DJU	Degrés Jours Unifiés	RU	Régime Urbain
DMA	Départs Mal Alimentés	SDI	Schéma Directeur d'Investissements
DR	Direction Régionale	SIG	Système d'Information Géographique
DT	Direction Territoriale	TB	Tarif Bleu
ELD	Entreprises Locales de Distribution	TBNR	Tarif Bleu Non Résidentiel
ER	Électrification Rurale	TBR	Tarif Bleu Résidentiel
ETI	Élément Technique d'Identification	TCC	Toutes Causes Confondues
FACE	Financement des Aides aux Collectivités pour l'Électrification rurale	TDB	Tableau De Bord
FNCCR	Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies	TECVL	(Loi) Transition Énergétique pour la Croissance Verte
FS	Faible Section	TJ	Tarif Jaune
FSL	Fonds de Solidarité pour le Logement	TPN	Tarif de Première Nécessité
FU	France Urbaine	TRV	Tarifs Réglementés de Vente
GDO	Guide Des Ouvrages	TST	Travaux Sous Tension
GE	Groupe Electrogène	TTC	Toutes Taxes Comprises
GRD	Gestionnaire du Réseau de Distribution	TURPE	Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité
HIX	Hors Evènement Exceptionnel	TV	Tarif Vert
HT	Hors Taxe	URD	Universal Registration Document (Document d'Enregistrement Universel)

HTA	Haute Tension A (appelée "moyenne tension")	VB	Valeur Brute
ILD	Indicateur Lumineux de Défaut	VNC	Valeur Nette Comptable
LR	Liaison Réseau	VRG	Valorisation des Remises Gratuites