



SYDESL

SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

Photo créée par jannoon028 - fr.freepik.com

CONCESSION Electricité

Rapport de contrôle Exercice 2023



SYDESL

Cité de l'Entreprise – 200, boulevard de la Résistance – 71000 MÂCON

contact@sydesl.fr – sydesl.fr

PREAMBULE : ORIGINES ET ENJEUX DU CONTRÔLE

L'obligation de contrôle par l'autorité concédante de la bonne exécution des contrats par le concessionnaire, et notamment du respect de ses obligations de résultats, trouve son fondement, pour l'électricité, dans l'article 16 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique.

L'article 32 du cahier des charges de concession précise les modalités du contrôle des agents de l'autorité concédante ainsi que les pièces à fournir annuellement par le concessionnaire au titre de ce contrôle ; parmi ces pièces figure le compte-rendu d'activités.

Les informations issues de ce « Compte-Rendu d'Activités du Concessionnaire » ou « CRAC » sont complétées par des données détaillées requises par le SYDESL depuis plusieurs années. La notion de contrôle est rappelée dans le cadre de l'article L.2224-31 du CGCT : « ...l'exercice du contrôle du bon accomplissement des missions de service public visées ci-dessous, et contrôle du réseau public de distribution d'électricité ». Le contrôle du concessionnaire par le Syndicat repose à la fois sur un contrôle continu effectué par les agents au quotidien, et un contrôle périodique effectué à partir des données et informations transmises par le concessionnaire.

Dans cette optique, le SYDESL recueille et analyse annuellement un ensemble de données concernant les concessions. Ce contrôle périodique peut également parfois comprendre un audit approfondi sur un thème particulier effectué, soit par des moyens internes, soit par un cabinet d'expertise.

L'enjeu du contrôle porte dans un premier temps sur le court terme :

- La qualité des services ;
- La qualité du produit électricité ;
- La relation aux usagers ;
- La qualité du patrimoine de la concession.

La synthèse et l'analyse de ces données doivent notamment permettre d'orienter les investissements pour les années suivantes, en ciblant les ouvrages et secteurs à prioriser pour la planification des travaux.

Il est important de prendre en compte dans l'analyse **les éléments de contexte ou les événements qui ont marqué l'année 2023.**

L'année 2023 a notamment été marquée par une double hausse des tarifs de l'électricité :

- Le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité (TURPE 6 HTA-BT) porte une hausse tarifaire moyenne de + 6,51% au 1^{er} août 2023, hors taxes et contributions
- Le TRVE a augmenté de 15% TTC en moyenne au 1^{er} février, puis de 10% au 1^{er} août, dans le contexte du bouclier tarifaire mis en place par le gouvernement.

L'année 2023 est la deuxième année complète d'exécution du nouveau contrat de concession signé le 21 juin 2021.

Ce contrat intègre notamment une nouvelle répartition de la maîtrise d'ouvrage, renforcée pour le SYDESL, mais également le schéma directeur des investissements qui donne la trajectoire d'évolution du réseau à 30 ans, tant concernant le patrimoine que la qualité de l'électricité distribuée.

Les investissements à réaliser font l'objet d'engagements financiers et techniques déclinés par le SYDESL et Enedis dans des plans pluriannuels de 4 ans. Ces outils déployés ouvrent des perspectives nouvelles pour améliorer et optimiser le suivi du service public concédé.

L'enjeu du contrôle se situe également sur le plus long terme dans la perspective de la fin de contrat de concession et notamment grâce au suivi et l'analyse :

- De l'évolution de la qualité du patrimoine, et de son état prévisible en fin de contrat de concession ;
- Des conditions financières de sortie de fin de contrat.

Le rapport de contrôle de l'exercice 2023 présente une restitution et une analyse des données de la concession sur l'ensemble des domaines qui concernent l'exploitation du réseau de distribution publique d'électricité et la fourniture aux Tarifs Réglementés de Vente.

Ce rapport de contrôle a été réalisé à partir :

- Des données recueillies tout au long de l'année dans le cadre du contrôle au quotidien et du suivi des travaux sur le réseau concédé : les réclamations émanant des usagers et des collectivités, les déclarations préalables de travaux transmises par le concessionnaire...
- Des données détaillées brutes transmises par le concessionnaire dans le cadre d'une liste annuelle de documents et de fichiers souhaités par le Syndicat ;
- De données détaillées portant sur plusieurs thématiques de « contrôle opérationnel » : la facturation d'opérations réalisées par le concessionnaire, la prise en compte des travaux du SYDESL dans les pièces comptables d'Enedis, les travaux d'élagage, la gestion de conventions de servitudes....

Les tableaux et graphiques présentés dans ce rapport ont tous été élaborés par le Syndicat, sauf lorsque l'origine est précisée sous le document. Les données sources sont issues du CRAC d'Enedis et essentiellement des fichiers transmis par le concessionnaire.

Evènements climatiques impactant le réseau :

Au niveau local, la Saône et Loire a été impactée par :

- L'orage « Mathis » du 31 mars 2023 qui a occasionné la coupure de près de 44 000 usagers en Saône et Loire et causé à elle seule près de 23 mn de durée moyenne annuelle de coupures ;
- La tempête « Federico », le 16 novembre 2023, qui a touché notamment le charollais et l'autunois
- Un épisode venteux à la suite de la dépression « Elin » a coupé 4 000 usagers en Saône et Loire principalement sur les communes de Marmagne, Broye, Issy-l'Evêque, Champlecy, Hautfond, Saint-Emiland. La totalité a été réalimenté en 20h.
- Un incendie sur le poste source GUEUGNON le 07/12/23 suite à une explosion d'origine inconnue qui a impacté 60 000 usagers sur l'ouest du département sur environ 4h.

SOMMAIRE

1- LA CONCESSION ELECTRIQUE 2023 EN CHIFFRES.....	5
2- LE CONTROLE DE LA CONCESSION SUR 2023	7
3- LE PATRIMOINE	8
A – Le réseau HTA.....	10
B – Le réseau BT	19
C - Les postes de transformation HTA/BT	25
D - Les appareils de comptage et autres ouvrages	30
4- LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE.....	31
A- La continuité de fourniture.....	31
B - La qualité de tension.....	48
5- LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE	54
A- Le contenu des investissements.....	54
B- Les mises en service en 2023	59
C. LE SUIVI DU PROGRAMME PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS (PPI).....	61
6- L'EVALUATION FINANCIERE DU PATRIMOINE	64
A- La valeur d'origine.....	64
B- La valeur nette comptable et l'amortissement des ouvrages	68
C- La valorisation des ouvrages mis en concession par le SYDESL (VRG).....	71
D- La valeur de remplacement et les provisions pour renouvellement.....	73
E – La répartition de l'origine de financement des immobilisations.....	77
F - Les droits du concédant.....	78
G – Les dettes et créances réciproques.....	79
H – Le résultat d'exploitation de la concession.....	80
7- LES USAGERS DE L'ACHEMINEMENT	84
A – Les usagers	84
B- Les centrales de production d'électricité raccordées au réseau	87
C- Les services aux usagers.....	89
8- CLIENTELE FOURNISSEUR AUX TARIFS REGLEMENTES.....	93
A- Les usagers aux tarifs réglementés.....	93
B- Eléments financiers de la concession de fourniture aux TRV	94
C- Les services aux usagers du TRV.....	96
D- Les services aux usagers en difficulté.....	98
9 – CONCLUSION – RESUME ET POINTS DE VIGILANCE.....	102

1- LA CONCESSION ELECTRIQUE 2023 EN CHIFFRES

Le territoire

565 communes (totalité du territoire départemental) dont 516 en régime rural d'électrification et 49 en régime urbain

551 063 habitants (population municipale)

Les usagers

349 585 clients de la concession

154 161 tarifs bleus ayant fait valoir leur éligibilité (45% des clients <36kva)

3 018 934 899 kwh acheminés (-6%)

10 258 installations de production représentant **239 135** kw

Qualité de fourniture

114,8 mn de Critère B hors évènement exceptionnel (HIX)

Le patrimoine concédé – inventaire physique

10 839 km de réseau BT

9 774 km de réseau HTA

Taux enfouissement HTA : 33,3% (53% moyenne nationale)

Taux enfouissement BT : 33,4% (49% moyenne nationale)

11 407 postes de transformation HTA/BT

38 postes sources alimentant la concession

Dont **29** localisés sur le territoire départemental

341 départs HTA et **24 281** départs BT

Le patrimoine concédé – inventaire comptable

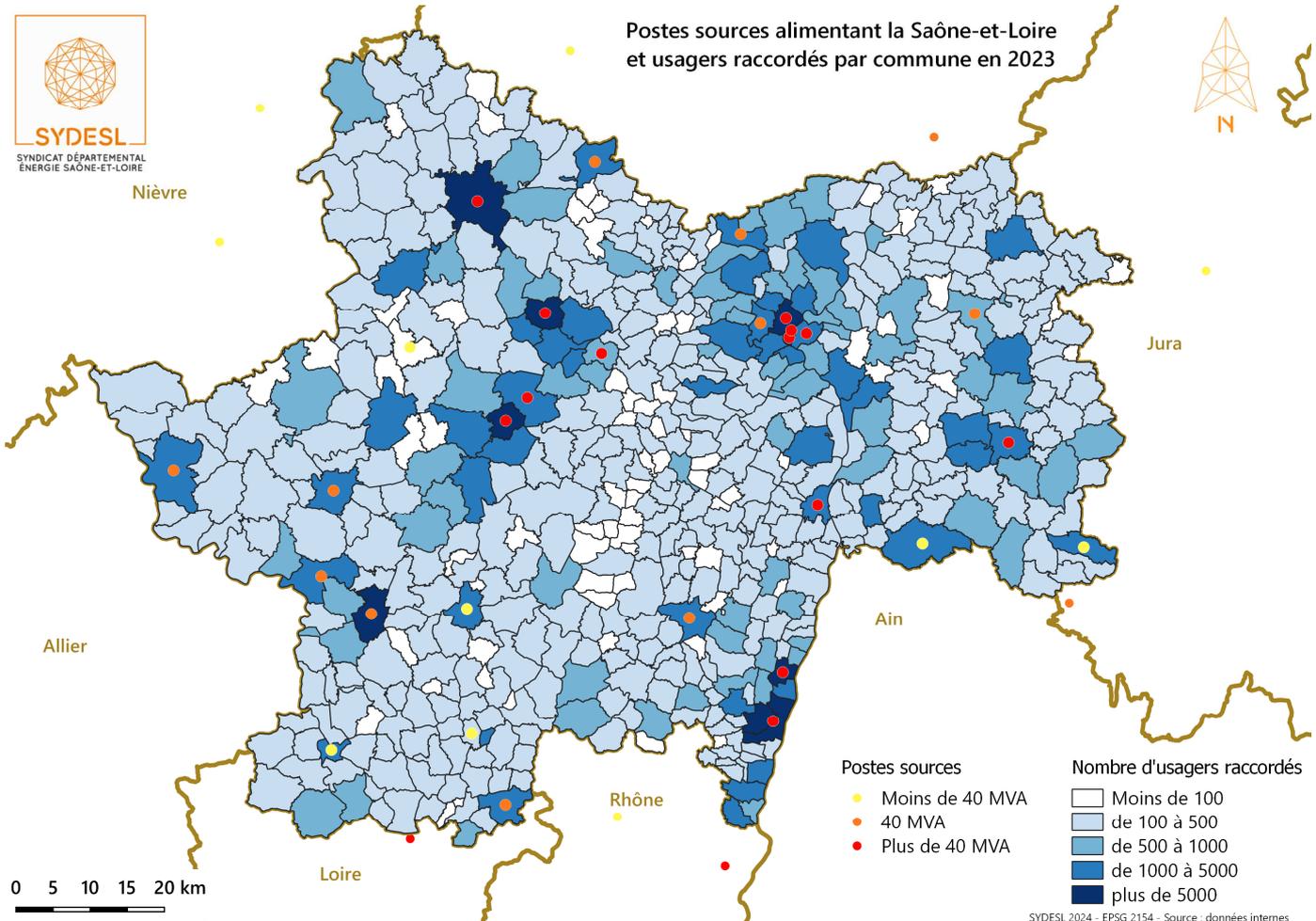
Valeur brute : **1 036 809 k€**

Valeur nette : **522 594 k€**

Provisions pour renouvellement : **89 399 k€**

Droits du concédant : **415 697 k€**

Postes sources alimentant la Saône-et-Loire
et usagers raccordés par commune en 2023



2- LE CONTROLE DE LA CONCESSION SUR 2023

Le contrôle permet de vérifier le respect des dispositions du cahier des charges de concession. Pour l'exercice 2023, le SYDESL a mené plusieurs actions concernant le concessionnaire ENEDIS :

- **Echange autour de la valorisation des remises gratuites (VRG)** : les ouvrages financés par le SYDESL ne sont pas valorisés par ENEDIS au prix payé par le SYDESL, mais à une valeur dépendante de grilles tarifaires ENEDIS. ENEDIS informe le SYDESL des disparités les plus importantes, mais ne fournit pas l'information concernant l'ensemble des opérations ni le barème sur lequel il s'appuie pour valoriser ces ouvrages. Les échanges ont permis de construire une méthode d'envoi systématique et de suivi des fiches VRG pour permettre une discussion au cas par cas lorsque l'écart constaté est trop important.
- **Contrôle des éléments comptables et patrimoniaux** : pour l'exercice 2023, le SYDESL a mené les investigations et les analyses en interne, sans prestataire extérieur. Pour ce faire, il a adressé une demande d'informations au concessionnaire qui ont permis d'établir certains éléments détaillés de la concession, présentés dans ce rapport.
- **Contrôle du montant et du versement par ENEDIS de la redevance de concession** :
Part R1 (fonctionnement) : 1 178 316 €
Part R2 (investissement) : 2 155 738 €

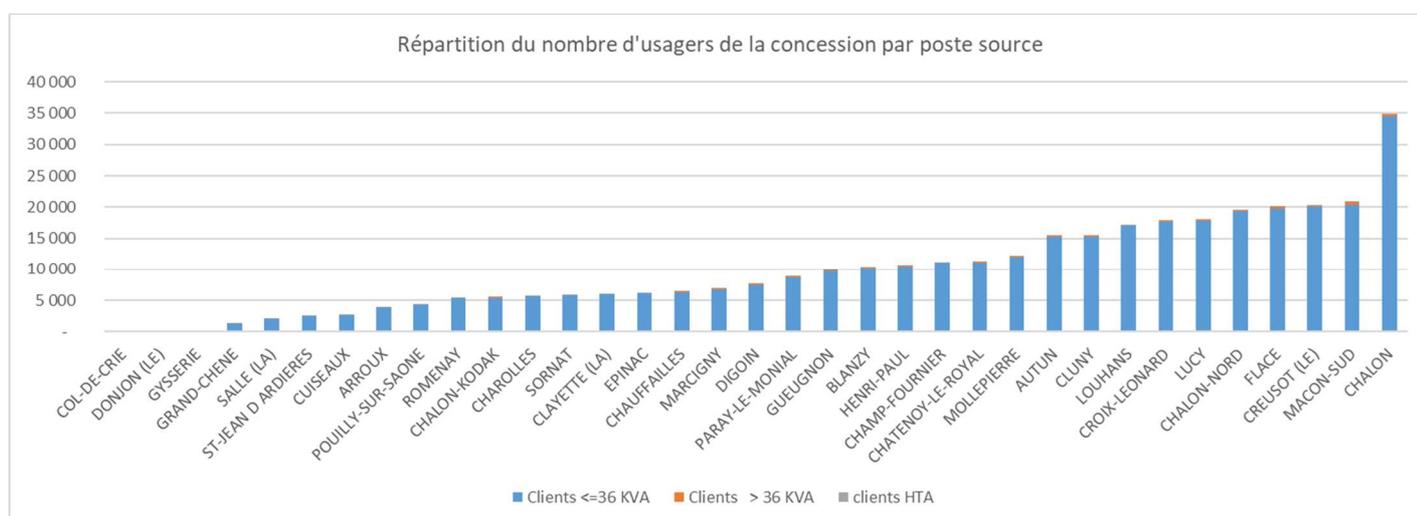
3- LE PATRIMOINE

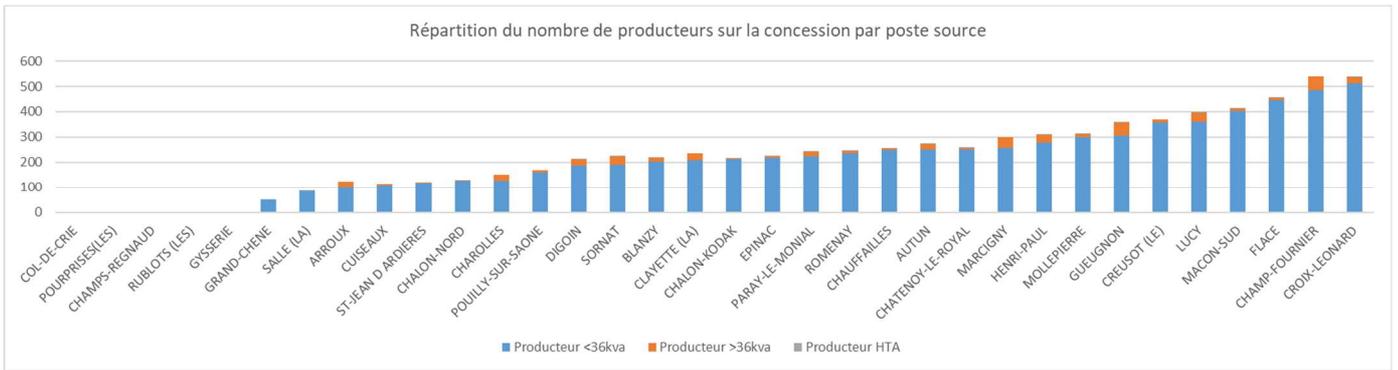
Les ouvrages concédés sont les installations de distribution d'électricité situées entre les postes sources et les limites privatives des usagers comprenant les compteurs de consommation.

	Zone rurale*	Zone urbaine*	Concession
Nombre de communes	516	49	565
%	91,4%	8,6%	
Superficie (km2)	7 564	1 033	8 597
%	88%	12%	
Population municipale	264 575	286 488	551 063
%	48%	57%	
Densité population	35 hab/km ²	278 hab/km ²	
Longueur HTA	7 518 km	2 256 km	9 774 km
%	77%	23%	
Longueur BT	7 779 km	3 060 km	10 839 km
%	72%	28%	
Nombre de postes HTA/BT	8 598	2 809	11 407
%	75%	25%	

*au sens de l'électrification, classement défini par arrêté préfectoral tous les six ans

La concession est alimentée par 39 postes sources (d'une puissance totale de 1 948 MVA), dont 10 sont situés en dehors du territoire de la concession. Parmi ces 39 postes, le PS SAULIEU situé en dehors de la concession alimente 1 seul poste de la concession mais **de type REPARTITION et donc sans client raccordé**.

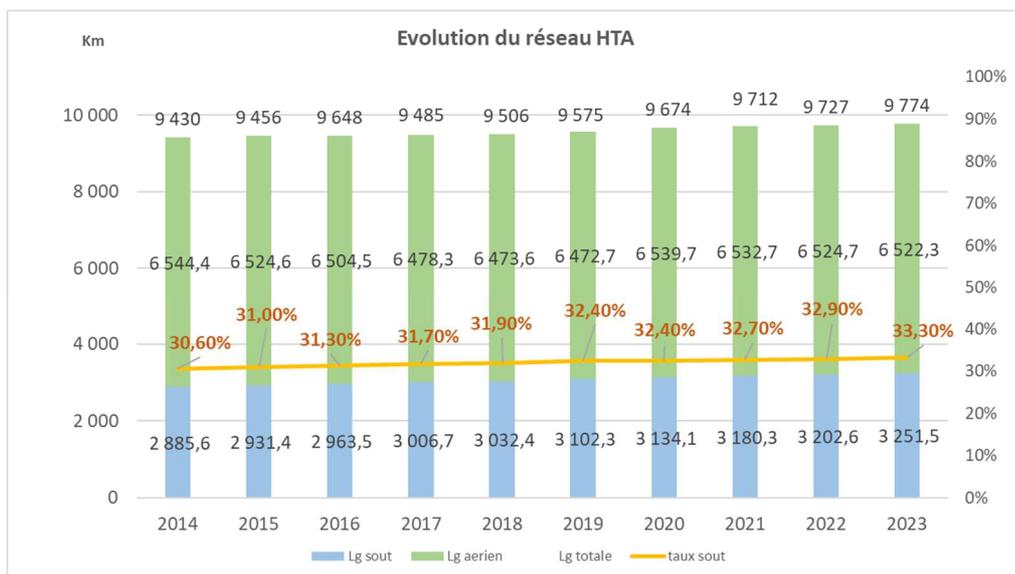




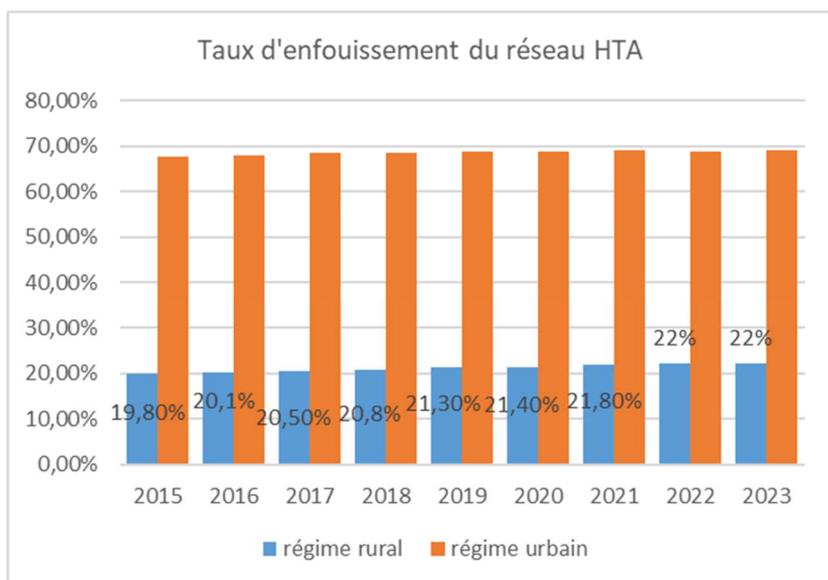
Source : Enedis – données fichier clients par départ HTA (CTL-OHTA-005) 2023

A – Le réseau HTA

Le réseau est constitué de 341 départs HTA.



Source : ENEDIS, mission contrôle 2023, inventaire physique



Source : ENEDIS, mission contrôle 2023, inventaire physique

	Sur les communes rurales	Sur les communes urbaines
Km de réseaux HTA souterrains en 2022	1 648	1 555

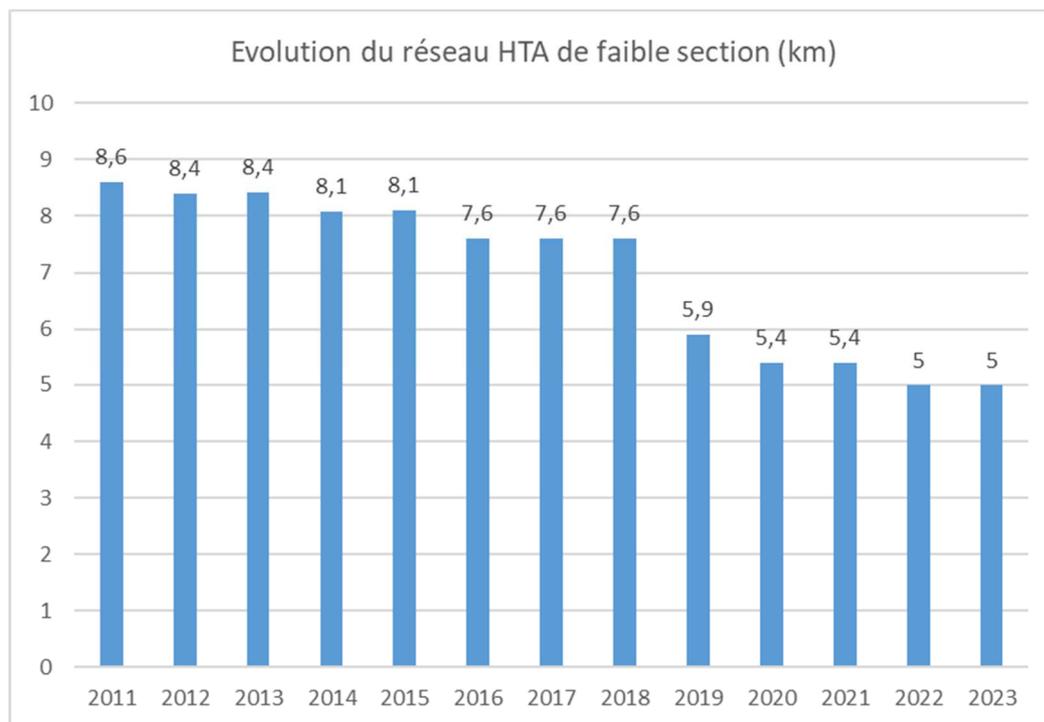
Constitution du réseau HTA en 2023

Souterrain	Aérien torsadé	Aérien nu	...dont faible section	TOTAL
3 243 km	21,6 km	6 500 km	5 km	9 774 km
33,2%	0,2%	66,5%	0,1%	

Le réseau aérien

En 2023, le réseau HTA de la concession est constitué à 66,5% de fil aérien nu, dont **5 km (soit moins de 0,1%) sont de faible section.**

Le réseau faible section est très sensible aux aléas climatiques. En 2023 ce réseau n'enregistre aucune évolution. Rappelons que l'année 2019 avait été marquée par **une baisse de 1,7km** (soit 21% de la longueur de réseau HTA faible section) et une baisse de 500 mètres en 2020 (soit 10% de la longueur de réseau HTA faible section).



Source : ENEDIS, mission contrôle 2023 – inventaire physique

Le réseau souterrain

En 2023, 33,3% du réseau HTA est en souterrain et ne progresse donc que très lentement. Par ailleurs, il reste **éloigné de la moyenne nationale qui s'élève à 53%**.

De plus, considérant la densité d'utilisateurs relativement basse sur le territoire du SYDESL (environ 36 usagers par km de réseau HTA), le taux d'enfouissement de la concession se positionne en-dessous du niveau de la tendance observée. Les travaux entrepris en souterrain au cours des **9 dernières années** ont abouti à augmenter la longueur de souterrain de **12%**, représentant une hausse du taux d'enfouissement de seulement 3,2 points.

Ce taux d'enfouissement est nettement supérieur en zone urbaine (69%) par rapport à la zone rurale (22%).

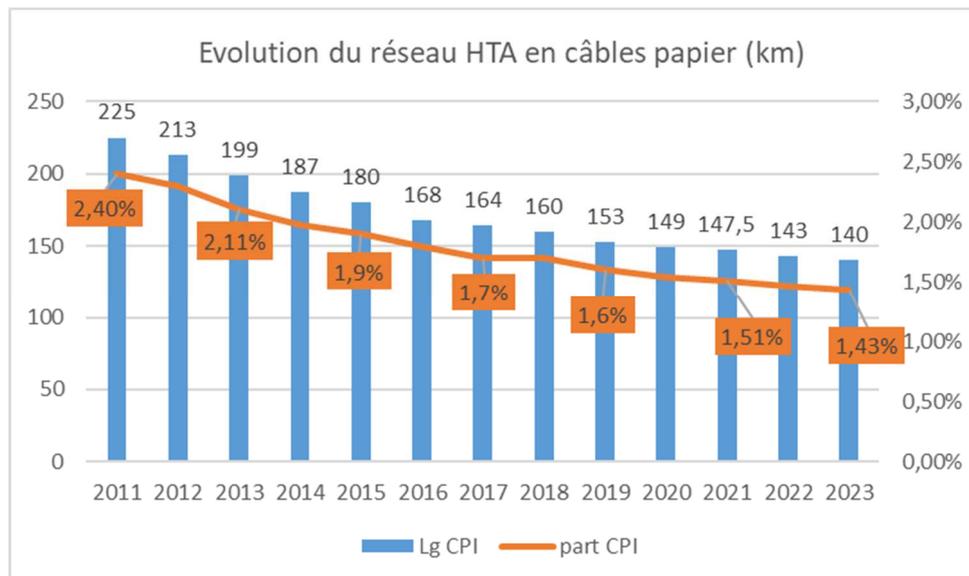
Le câble papier (CPI)

La concession compte près de **140 km de réseau HTA souterrain à isolation papier (CPI), en baisse de 3 km** par rapport à 2022.

	URBAIN	RURAL
Longueur HTA CPI	129,1 km	11,3 km

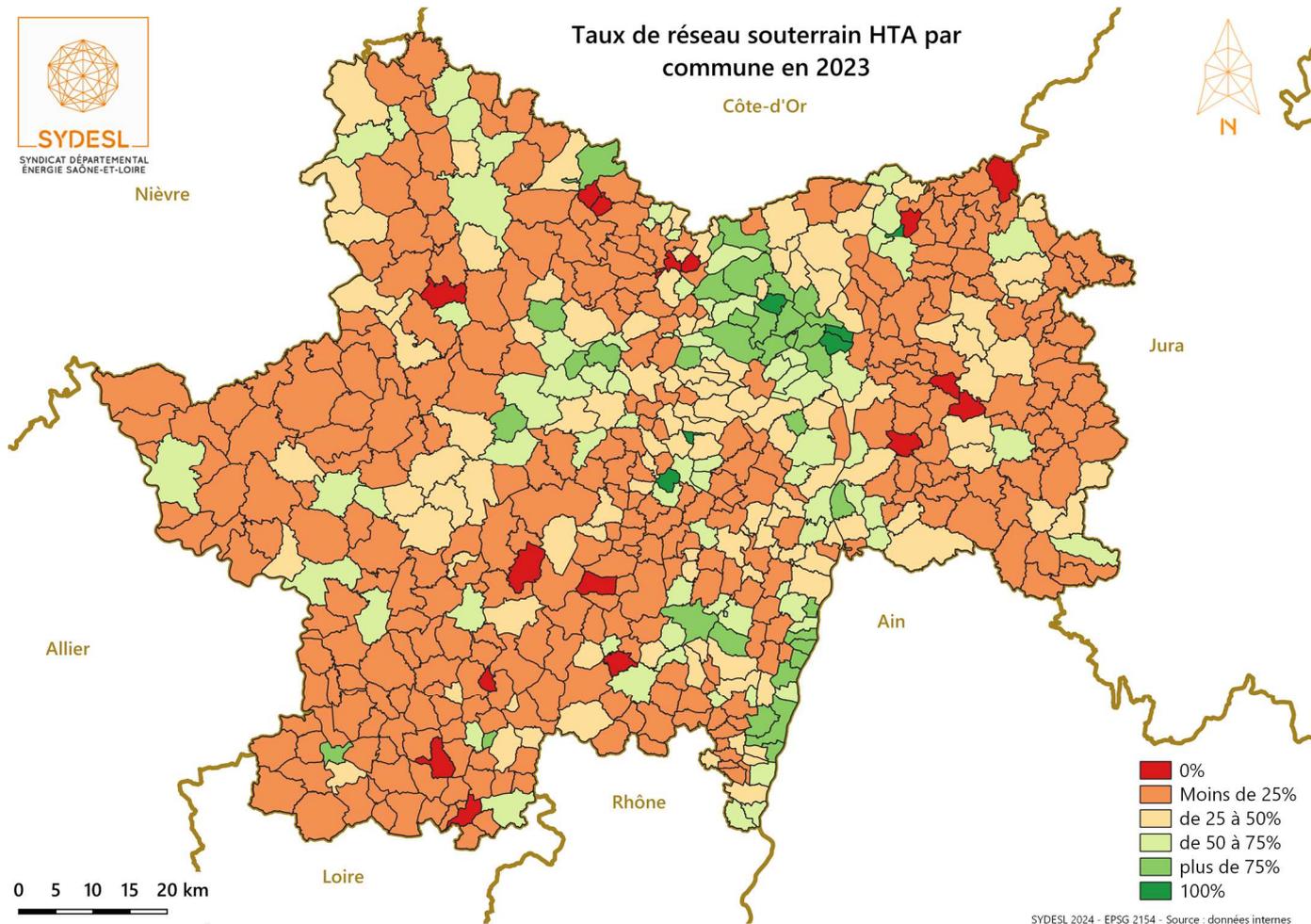
L'enjeu de la résorption du CPI concerne principalement les communes de Mâcon (17 km – 12% des CPI), Montceau-les-Mines (12 km - 10%), Chalon-sur-Saône (14 km - 9,5%) et Gueugnon (11 km – 10%).

Au vu du rythme moyen de résorption annuel constaté depuis 2011, ces câbles devraient être entièrement traités à l'horizon 2031. Il existe néanmoins une incertitude sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 (115 km).

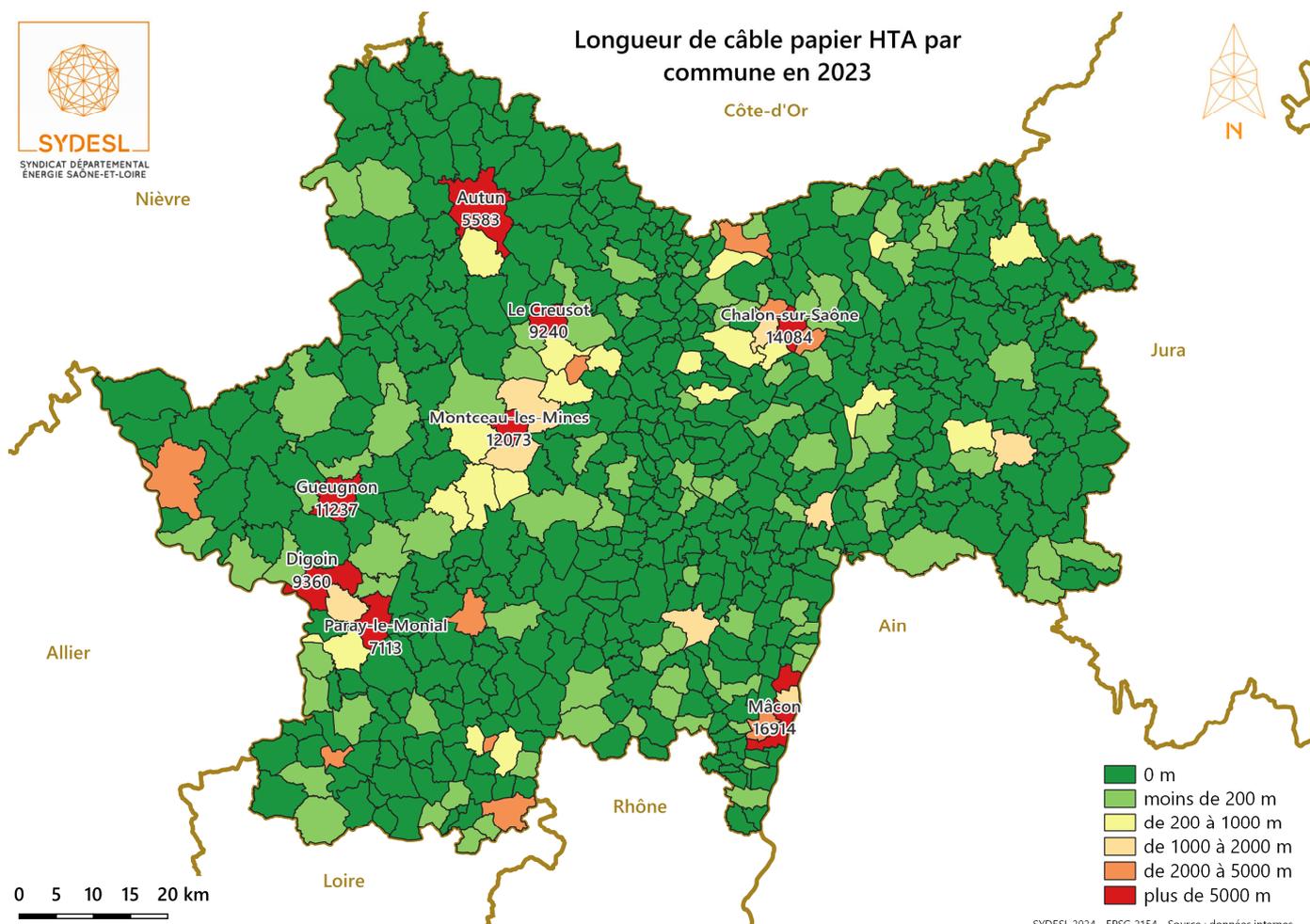


Source : ENEDIS, mission contrôle 2023 – inventaire physique

Taux d'enfouissement du réseau HTA (%)



Longueur HTA câbles à isolation papier imprégné



Source des données : ENEDIS – inventaire physique 2023

Age moyen du réseau HTA par typologie

Selon inventaire technique	Age moyen	Aérien nu	Faibles sections	Aérien torsadé	Souterrain	CPI
2023 – inventaire physique	37,7	44,9	47	34	23,2	47,6
2023 – inventaire comptable	37,5	44,9	nc	31,7	23,2	nc

Source : ENEDIS

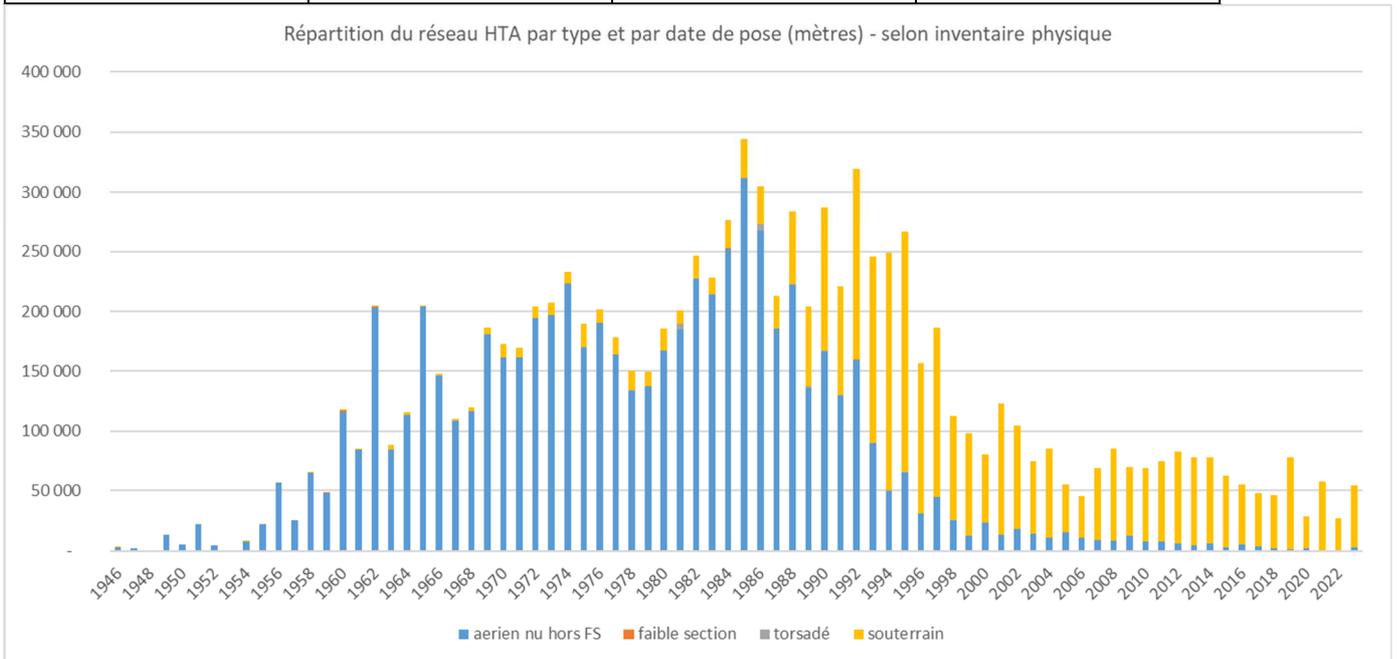
L'âge moyen des réseaux HTA du SYDESL est situé très au-dessus de la moyenne calculée parmi une vingtaine de concessions similaires à la Saône et Loire (environ 30 ans d'âge moyen des réseaux HTA).

En effet, la part **des réseaux HTA de plus de 40 ans (42% selon l'inventaire comptable) ayant dépassé leur durée de vie technique et leur durée d'amortissement industriel est en hausse depuis 2012 et interpelle sur son rythme de renouvellement.**

Il est constaté nationalement une moyenne de 20% du réseau HTA de plus de 40 ans sur l'ensemble des concessions de caractéristiques équivalentes. La concession du SYDESL se situant donc bien au-delà.

A noter que la concession compte 680 km de tronçons de plus de 60 ans d'après l'inventaire physique (contre 477 en 2022).

Période	Inventaire physique ENEDIS (km)	Inventaire comptable ENEDIS (km)	Différence (km)
En 1946	3,2	6,2	-3
Entre 1947 et 1982	4 138,6	4 056	-82
Entre 1983 et 1992	2 683	2 674	9
Entre 1993 et 2002	1 629	1 649	-20
Entre 2003 et 2012	707	711	-4
Entre 2013 et 2022	612	612	0
Depuis 2023			
TOTAL	9 774	9 708	66



L'analyse de l'âge des dipôles dans le graphique suivant, d'après l'inventaire physique, met en évidence l'évolution des techniques de pose : d'abord en aérien nu, puis en aérien isolé et enfin en souterrain.

L'année de mise en service du réseau HTA est arbitrairement plafonnée par le concessionnaire à 1946, année de la création d'EDF par la loi de nationalisation. Ce plafonnement ne concernerait que 3,2 km sur 9 774 km de réseau HTA (d'après l'inventaire des dipôles HTA remis dans le cadre de la mission de contrôle).

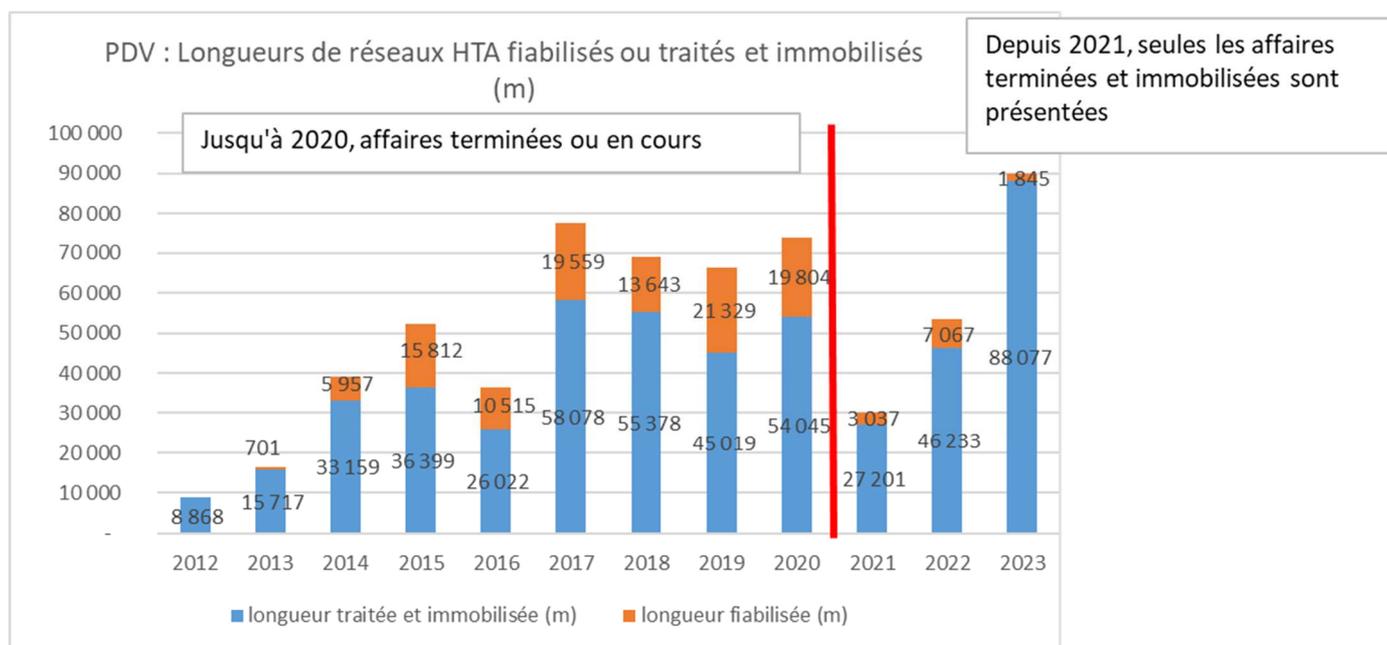
L'âge du réseau HTA peut être détaillé à la maille du dipôle. Mais un dipôle peut traverser indifféremment des communes en zone rurale ou urbaine. En l'absence de géoréférencement plus précis, l'analyse de l'âge du réseau HTA différencié par zone n'apparaît pas pertinente.

De la Prolongation de durée de vie (PDV) à la rénovation programmée (RP)

Face au vieillissement des réseaux, une des politiques industrielles du concessionnaire développée dans les années 2010 est d'opérer au renouvellement **partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde** dénommées **Prolongation de la Durée de Vie (PDV)**. Ces opérations qui ont débuté nationalement en 2012 ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défectueux (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) et ce, à la suite d'un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance) et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré.

Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA aérien pour lequel il faudrait privilégier des interventions avec du renouvellement à neuf plutôt que de la PDV.

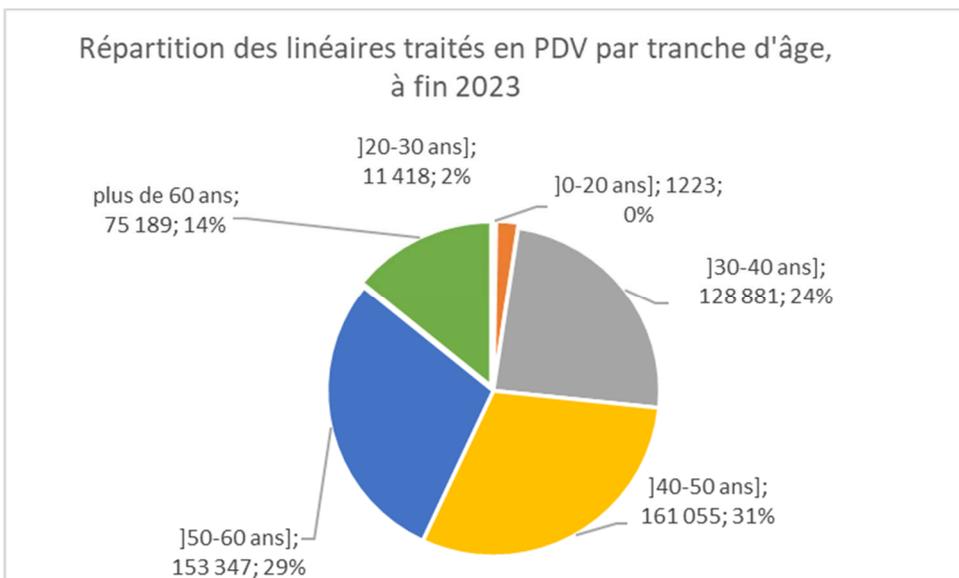
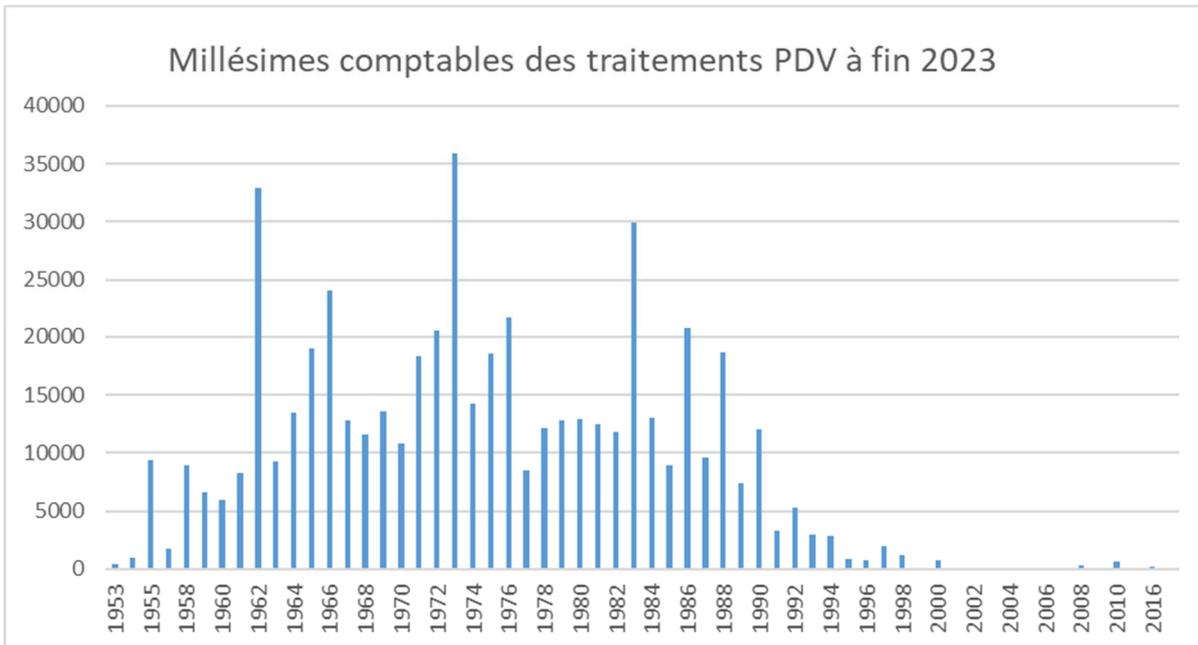
Depuis quelques mois, Enedis fait évoluer son vocabulaire en remplaçant le terme « PDV » par « **rénovation programmée** » (RP). Elle a pour but d'industrialiser l'ancienne démarche PDV **en augmentant le niveau d'exigence technique du diagnostic des défauts, en changeant si besoin intégralement les poteaux, et en intégrant les dernières technologies (drones et intelligence artificielle pour le diagnostic...).**



Sur la concession, à fin 2023, 613 km de travaux de PDV ont été réalisés et immobilisés (tronçons avec retrait d'ouvrage) dont près de 90 km en 2023.

Cet écart s'explique par le fait que le périmètre présenté diffère depuis 2021 : jusqu'en 2020, le concessionnaire présentait les affaires liquidées et en cours. Depuis 2021, seules les affaires « liquidées » (terminées et immobilisées) sont fournies.

A noter également que depuis 2012, 119 km ont été « fiabilisés », c'est-à-dire entretenus sans qu'il n'y ait eu de retrait d'ouvrage.



Source : Enedis – réseau HTA ; info PDV

Un quart des réseaux traités ont entre 30 et 40 ans.

60% sont totalement amortis et ont plus de 40 ans.

Les réseaux traités ont une moyenne de 47 ans. Les plus anciens ont 70 ans.

En revanche il est étonnant de voir traités par la PDV des réseaux ayant entre 2 et 7 ans.

Près de 176 m de réseau datant de 2012 et 2016 ont ainsi été traités en PDV. Qu'en est-il de 140 m de réseau traités et datant de 2021 ?

Le point positif du réseau HTA :

- un très faible taux de réseau aérien nu de faible section (moins de 0,1%)
- un effort du concessionnaire en 2023 pour l'éradication de 3 km de câble CPI souterrain

Les points de vigilance du réseau HTA :

Des câbles de réseau souterrain HTA à isolation papier, CPI, assez présents sur la concession : 140 km – dont 11 km en zone rurale ;

Sur 341 départs HTA, 21 sont de grande longueur, de plus de 70km dont 2 de plus de 100 km ;

Un réseau âgé, dont 35% a plus de 40 ans, et un vieillissement du réseau avec un âge moyen en hausse à 36 ans (31 ans de moyenne nationale).

→ Poursuite nécessaire de l'enfouissement HTA et de la résorption des câbles en papier imprégnés d'huile (CPI) pour réduire la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques et améliorer la qualité de fourniture.

→ Accroître le renouvellement des lignes HTA pour enrayer la hausse continue de l'ancienneté, qui risque de s'aggraver avec les nombreux ouvrages mis en service dans les années 80.

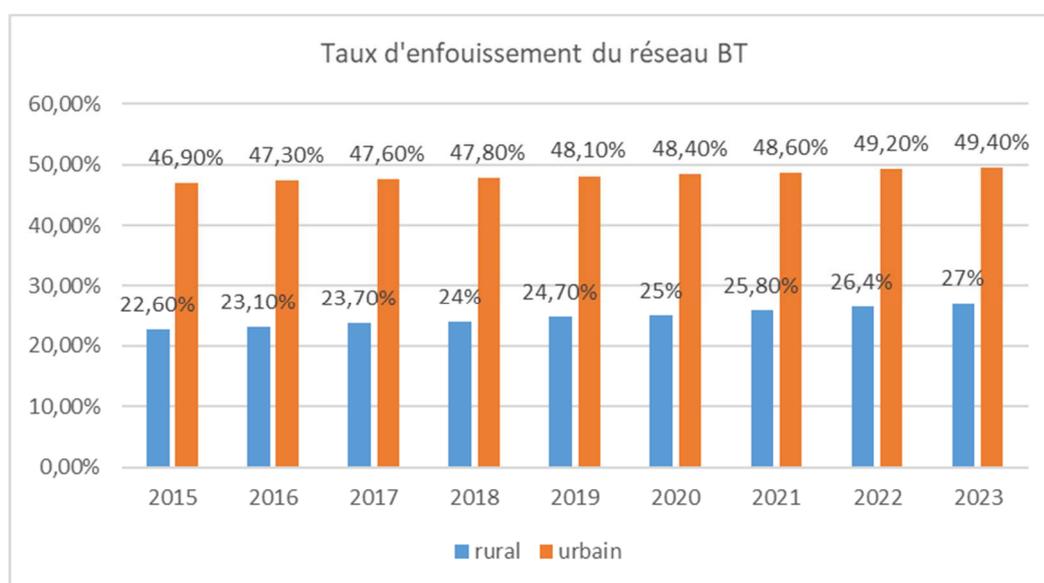
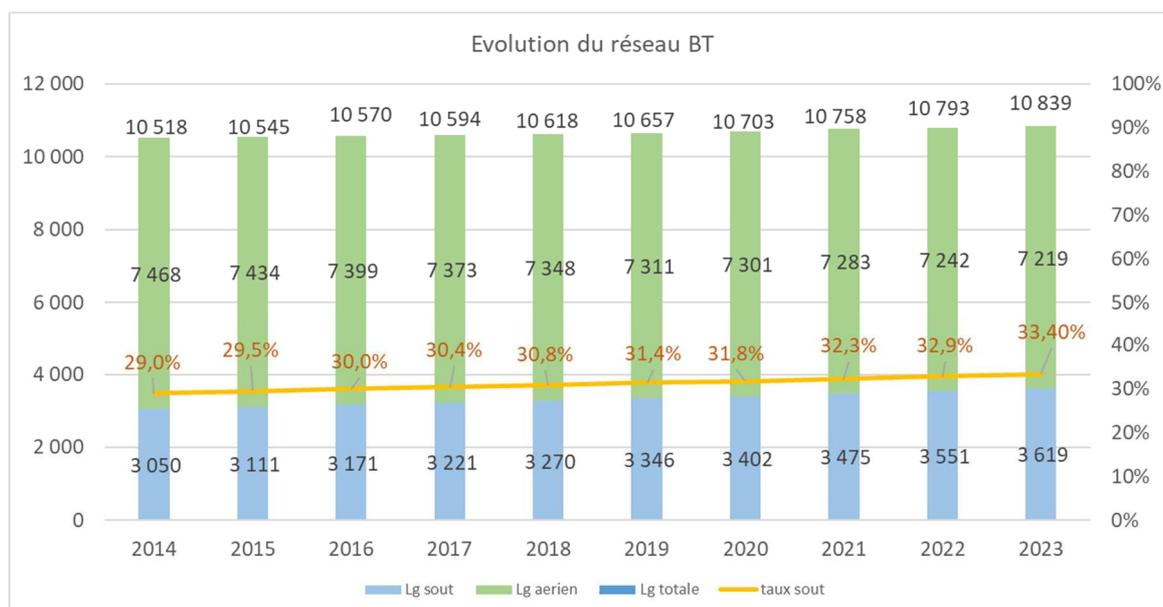
Il est nécessaire que la collectivité obtienne annuellement un bilan précis des diagnostics terrains et des travaux réalisés dans le cadre de la PDV afin de pouvoir garantir un suivi des départs traités et des dépenses engagées, et d'obtenir les 1ers retours d'expérience.

Le suivi précis de la politique PDV du concessionnaire est d'autant plus important que le nouveau contrat de concession intègre la disparition de la constitution de provisions par Enedis.

Depuis 2018, le concessionnaire présente un complément d'information concernant les chantiers de PDV, en précisant la longueur traitée par commune et par départ HTA.

Le bilan VRG devra également présenter clairement les impacts patrimoniaux comme les reprises des provisions pour renouvellement les cas échéants.

B – Le réseau BT



Le réseau est constitué de **24 281 départs dont 14 596 en rural** (d'après le fichier Enedis « OHTABT-001éléments du réseau »).

Constitution du réseau BT en 2023 :

Souterrain	Aérien torsadé	Aérien nu	dont faible section	TOTAL
3 619 km	6 875 km	344 km	77 km	10 839 km
33,4%	63,4%	3,2%		

Longueurs en km	Torsadé	Nu	Souterrain	Total
Rural*	5 556	115	2 050	7 741
Urbain*	1 319	229	1 501	3 051

*au sens de l'électrification

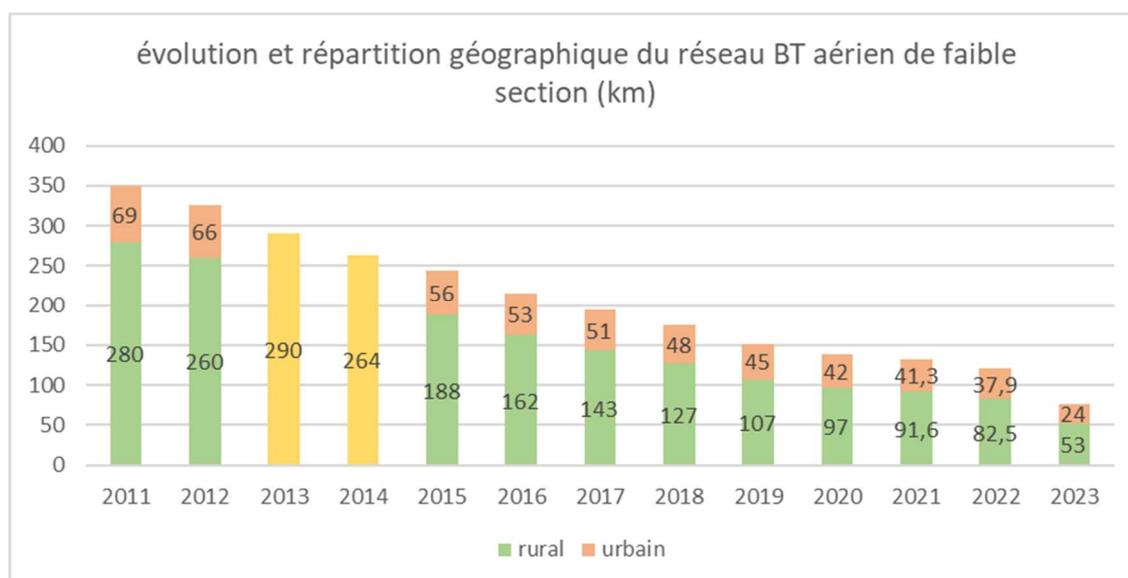
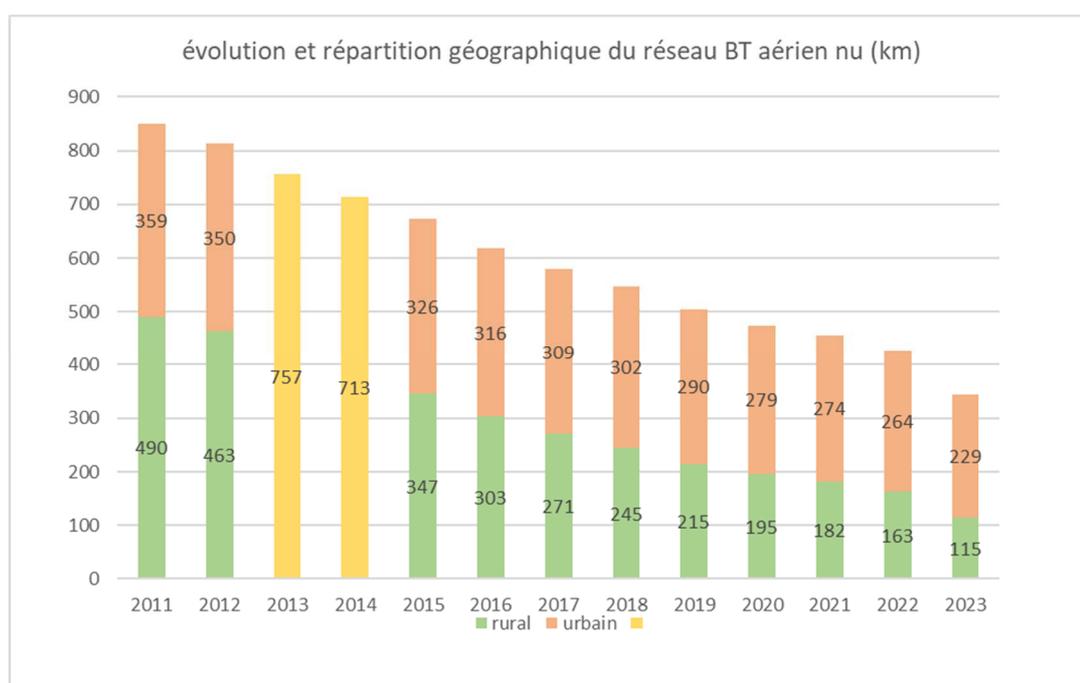
Le réseau aérien

En 2023, il reste encore près de 344 km de câbles BT nus, soit environ 3% des linéaires.

83 km ont été supprimés en 2023. A ce rythme, la totalité du fil nu sera enfoui au bout de 4 ans.

Précisons toutefois, qu'Enedis a mené un correctif d'inventaire qui a conduit à réduire sensiblement la longueur de fil nu. Cette correction « sur papier » correspond à environ 20% des 83 km supprimés en 2023.

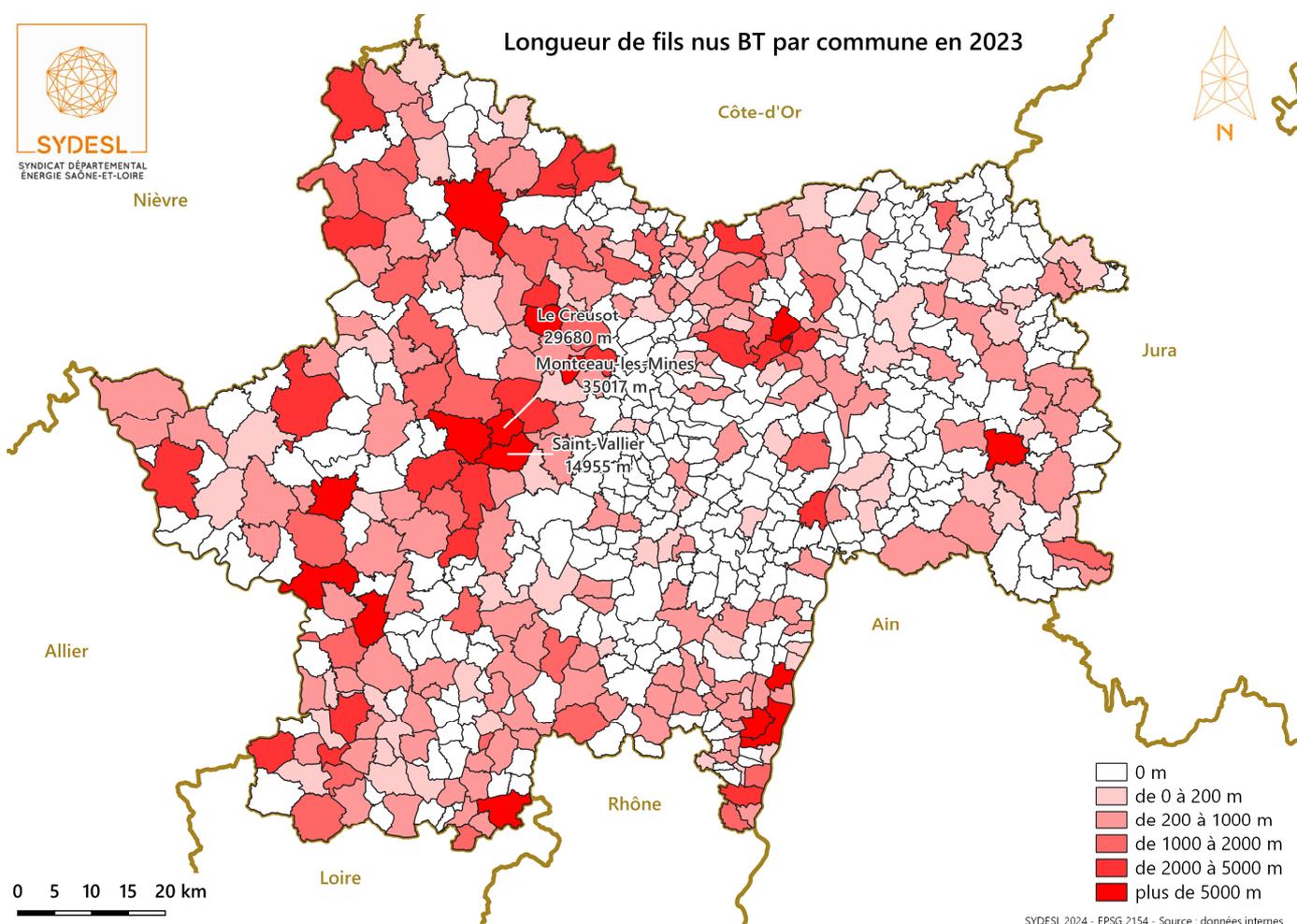
Les lignes aériennes nues constituent un enjeu fort, puisque le taux d'incidents est près de 10 fois supérieur aux autres technologies sur la concession (torsadé et souterrain). Leur présence sur le territoire de la concession est néanmoins assez faible, eu égard à leur proportion qui se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées pour d'autres concessions (de l'ordre de 10%).



Entre 2011 et 2023, le rythme de résorption moyen des **fil nus s'établit à 29 km/an** en zone rurale, contre 12 km/an en zone urbaine. Depuis 2011, 60% du réseau aérien fil nu a été résorbé et 78% du réseau de faible section.

Notons une nette différence de rythme entre les deux maîtrises d'ouvrage. A ce rythme maintenu constant, **ces linéaires sensibles seraient résorbés d'ici 4 ans en zone rurale par le SYDESL, contre environ 19 ans pour les communes urbaines sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire.**

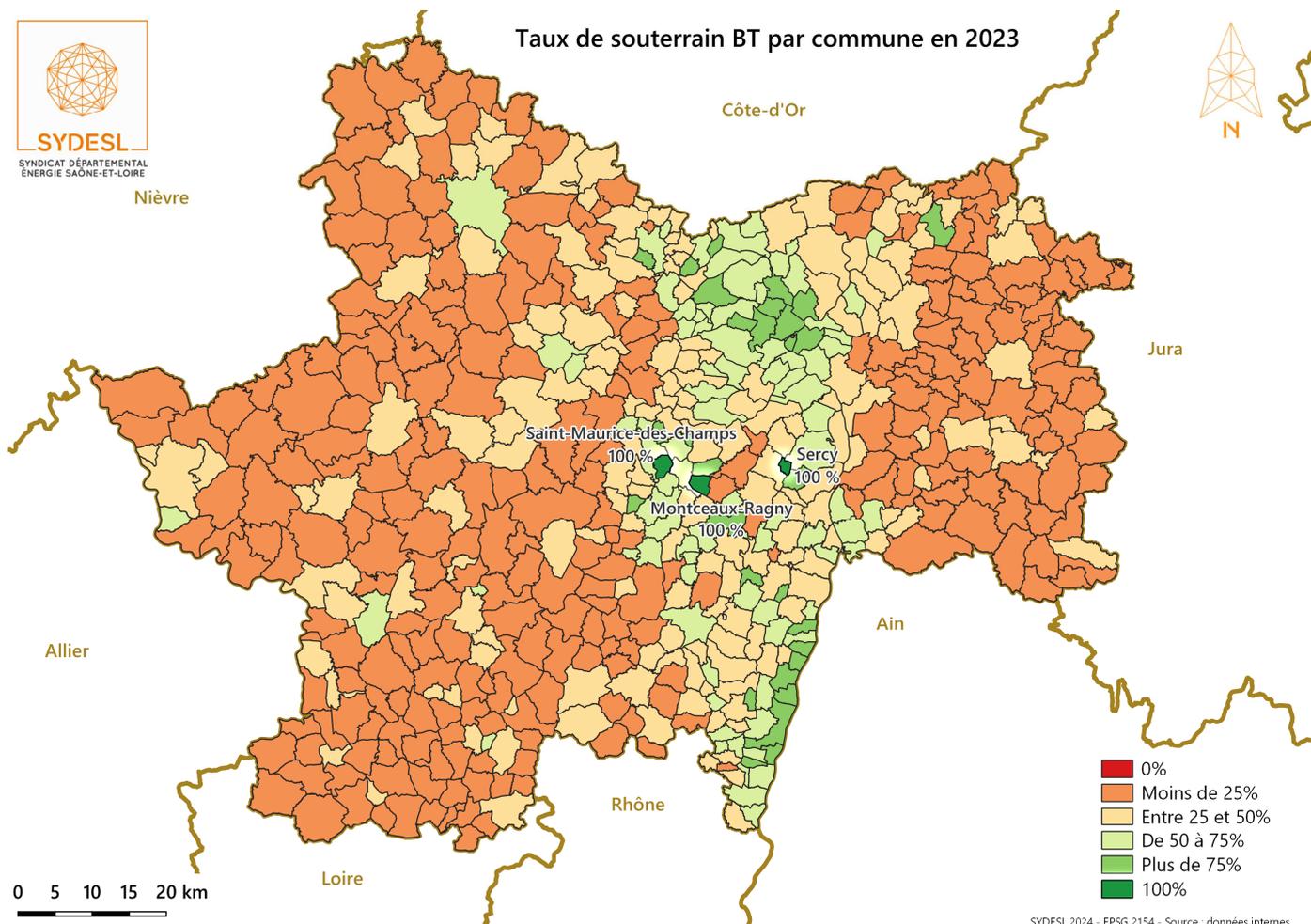
Parmi ces lignes, le **réseau BT de faible section** (section < 19mm²) présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le SYDESL dans le cadre de ses opérations de sécurisation (**-20 km/an depuis 2011 en moyenne en zone rurale, contre -4 km/an en zone urbaine pour Enedis**). La proportion de ces linéaires de 0,7% - 77 km - se situe néanmoins dans la fourchette basse des valeurs constatées nationalement sur des concessions équivalentes à la Saône et Loire.



Source : ENEDIS – inventaire physique 2023

Le réseau souterrain

L'enfouissement progresse timidement avec 33,4% de lignes souterraines (32,9% en 2022), et reste largement inférieur à la moyenne des valeurs observées (50%) sur les autres concessions de profil équivalent à la Saône et Loire. De plus, en considérant la densité d'usagers, le taux d'enfouissement BT se situe en dessous de la tendance observée.



Source : ENEDIS - inventaire physique 2023

L'âge moyen des réseaux BT de la concession est de 28 ans en 2023 selon l'inventaire comptable.

	Age moyen (ans)	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain
2023 – Inventaire physique	41	75	48	26
2023 – Inventaire comptable	30	56	32	22

	Inventaire comptable	Inventaire physique
Part des réseaux de plus de 40 ans	21%	35%
Longueur de plus de 40 ans	2 249 km	3 788 km
Longueur de plus de 60 ans	104 km	3 765 km

La part des réseaux BT âgés de plus de 40 ans est de 21 % des linéaires (2 249 km), selon l'inventaire comptable. Cette part atteint près de 35% pour l'inventaire physique.

D'après l'inventaire comptable, la concession compte 100 km de tronçons de plus de 60 ans ; mais près de 3 765 km selon l'inventaire physique.

L'ancienneté des réseaux aériens nus est toutefois discutable, dans la mesure où les données issues des CRAC se basent sur un inventaire technique erroné (année 1946 indiquée à défaut de connaître l'année réelle pour les réseaux les plus anciens).

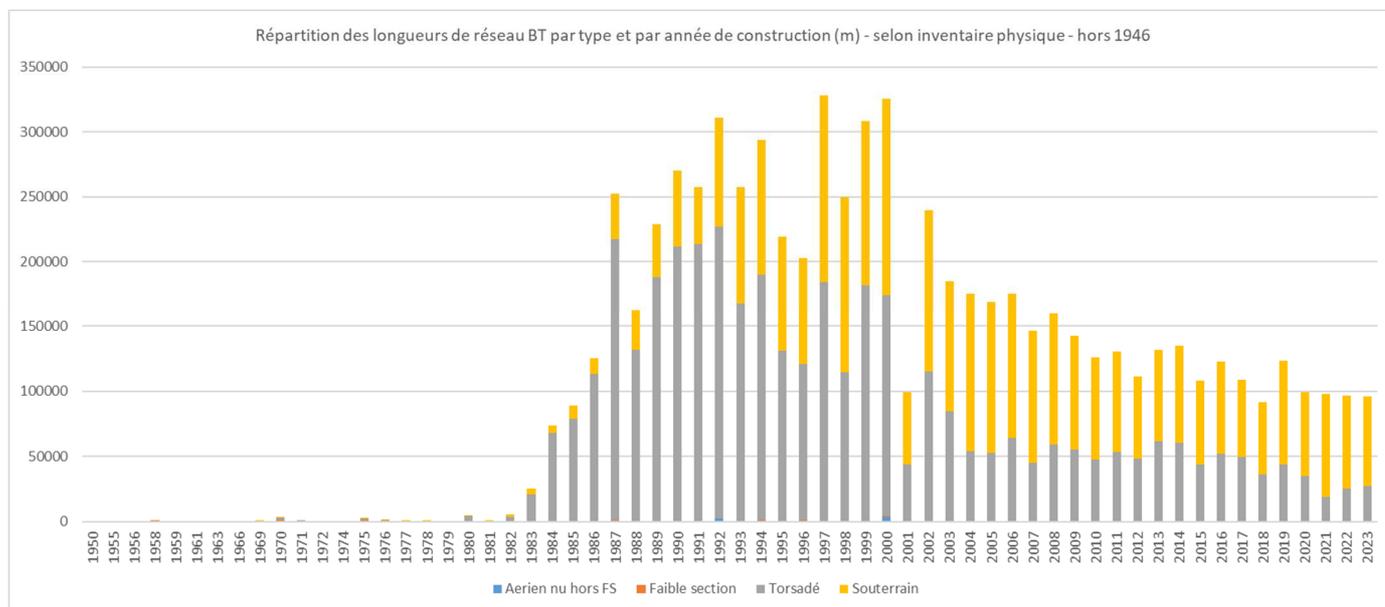
Comparaison de la datation des lignes BT entre les inventaires physique et comptable

Période	Inventaire physique ENEDIS (km)	Inventaire comptable ENEDIS (km)
En 1946	3 763	0,22 (depuis 1920)
Entre 1947 et 1982	25	2 249
Entre 1983 et 1992	1 795	3 437
Entre 1993 et 2002	2 524	2 455
Entre 2003 et 2012	1 522	1 405
Depuis 2013	1 209	1 077
TOTAL	10 839	10 867

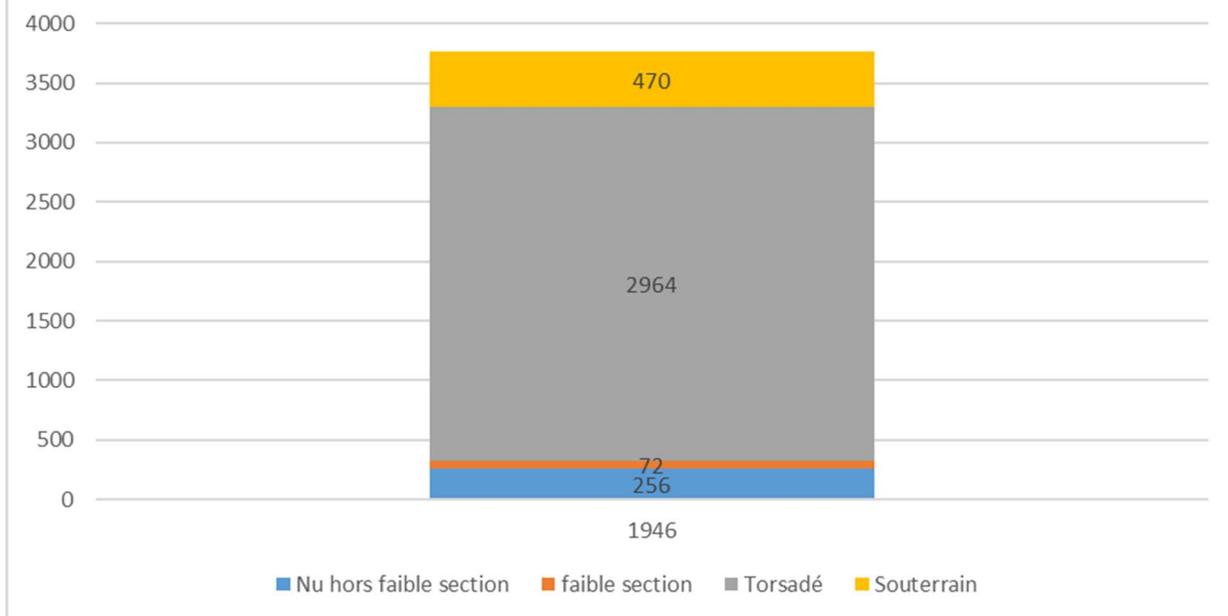
Dans l'inventaire physique, l'année de mise en service du réseau BT est arbitrairement datée par le concessionnaire à 1946, année de la création d'EDF par loi de nationalisation. Cette date « plancher » concerne environ 35% de l'ensemble du réseau BT (3 763 km sur 10 839) et 96% du réseau aérien nu (328 km sur 344)

La comparaison de la datation des ouvrages – regroupés par périodes choisies – entre les inventaires physique et comptable donne des résultats assez incohérents. D'après l'inventaire physique, moins de 26 km de réseau BT auraient été mis en service entre 1947 et 1982 par exemple, ce qui ne semble pas réaliste.

La datation des ouvrages par le concessionnaire semble d'autant plus aléatoire qu'ils sont anciens.



Répartition des longueurs de réseau BT par type de construction en 1946 (km)



Les points positifs du réseau BT :

- une présence très faible des lignes aériennes nues (344 km – 3% du réseau BT),
- une part importante de câble aérien torsadé (63%), cette technologie étant la moins accidentogène de toutes.
- une réduction de 83 km du réseau en fil aérien nu, pour la conjugaison des actions du SYDESL et d'Enedis

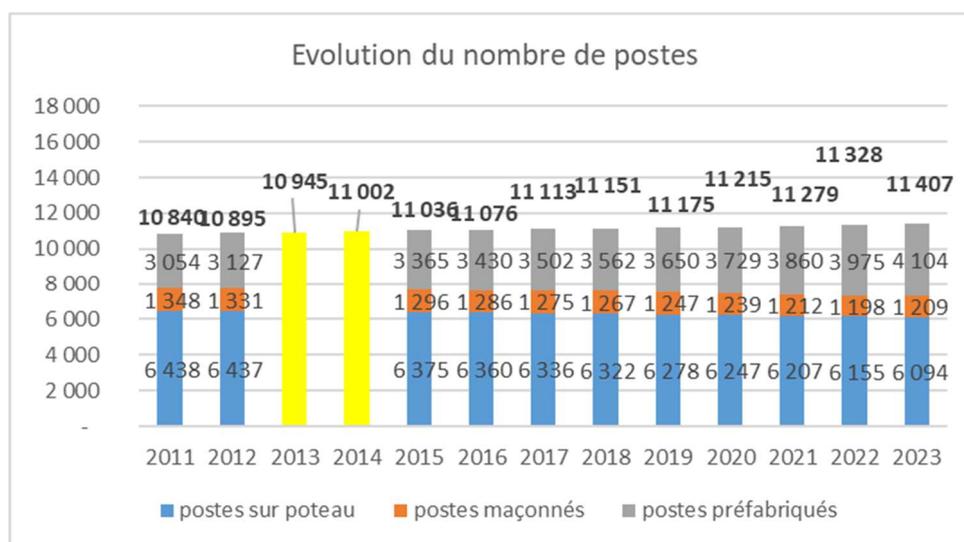
Les points de vigilance du réseau BT sont les suivants :

- Un **taux d'enfouissement faible (33,4%), inférieur aux territoires de densité similaire (42%),**
- Un reliquat de **77 km de réseau aérien nu de faible section** (inventaire physique) qui fragilisent et diminuent la qualité de distribution,
- Des câbles souterrains CPI encore mal identifiés par le concessionnaire, bien qu'étant réputés fragiles et incidentogènes,
- sur 24 281 départs BT, **1 205 départs de longueur supérieure à 1 500 m**. Longueur moyenne de 428 m. La réduction des longueurs participe à la réduction des chutes de tension,
- une difficulté à suivre l'âge des lignes basse tension dans l'inventaire technique du fait d'une datation arbitraire et fictive à 1946 d'environ 35% des réseaux. Cela est pénalisant pour identifier les besoins en renouvellement et programmer correctement les investissements.

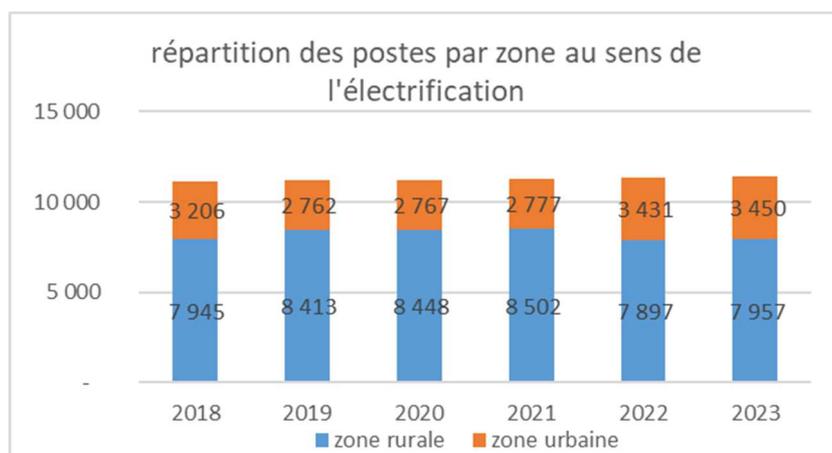
C - Les postes de transformation HTA/BT

Les postes

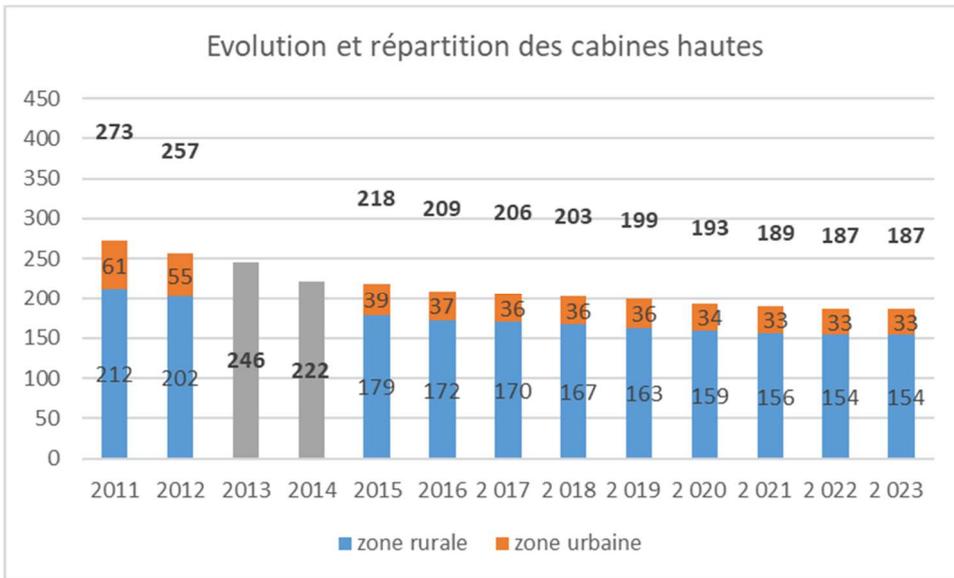
Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de postes HTA/BT installés fin 2023 à **croître de 79 unités par rapport à 2022**. Les **technologies préfabriquées sont privilégiées** dans les mises en service constatées depuis au moins 6 ans et le nombre de postes maçonnés continue de décroître. En outre, plus de **59% des transformateurs sont de la génération 410 V** selon l'inventaire technique transmis.



Source : ENEDIS, inventaire physique



Les postes maçonnés comprennent encore **187 postes cabines hautes** (autant qu'en 2022), également appelés « postes tours », qui sont des ouvrages de grande hauteur, souvent vétustes et contraignants à exploiter.



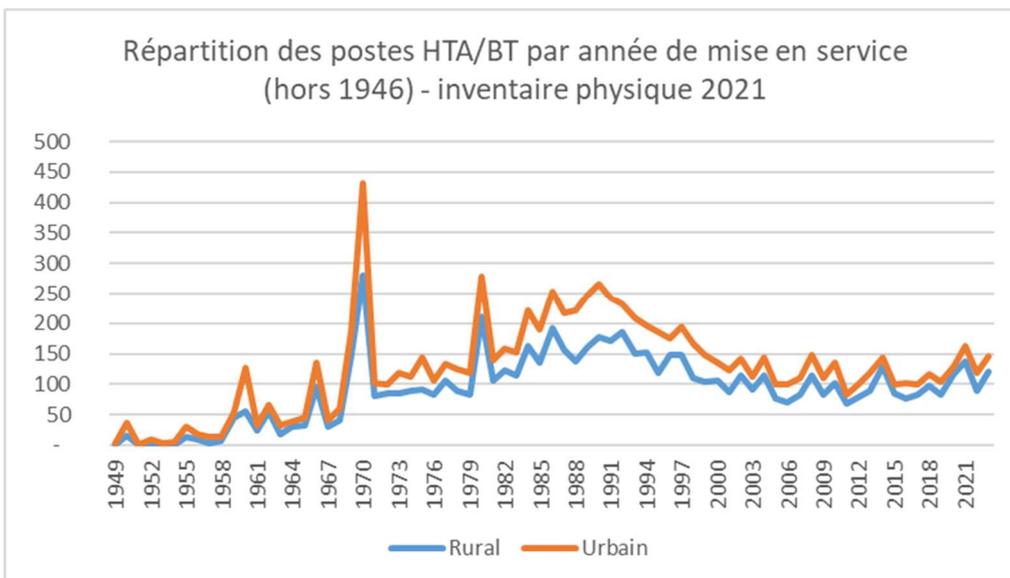
Âge des postes

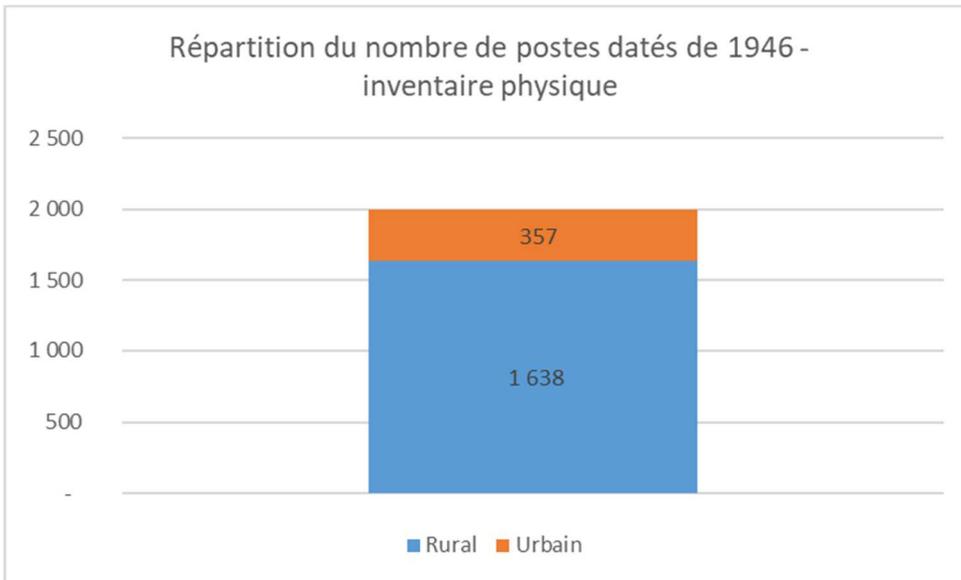
L'âge moyen des postes de transformation est de **40 ans** selon l'inventaire technique. Précisons que 1 995 postes (17%) ne sont pas précisément datés (arbitrairement datés à 1946) ce qui empêche l'autorité concédante d'avoir une vision précise sur cet aspect. En effet, à l'image des réseaux HTA et BT, l'inventaire technique des postes se caractérise par une datation « plancher » fixée arbitrairement par ENEDIS à 1946.

Cette vision est d'autant réduite que l'inventaire comptable présente une moyenne d'âge de 32 ans pour les postes.

Sur 11 407 postes, la concession compte 5 009 postes (44 %) de plus de 40 ans selon l'inventaire physique.

Cette proportion étant pratiquement identique à celle calculée séparément en zone rurale et en zone urbaine.





Source : ENEDIS – mission de contrôle ex 2023 – inventaire physique

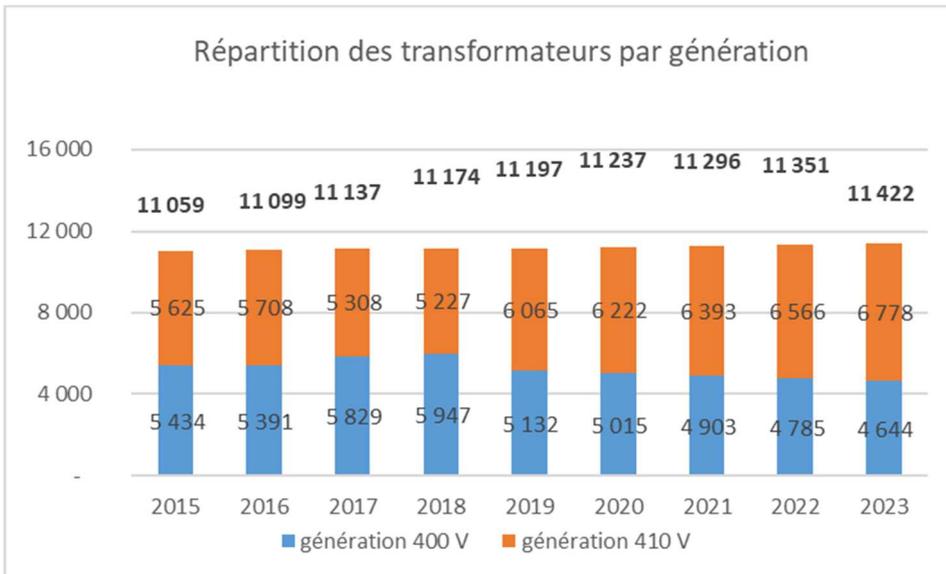
<u>Age moyen des postes</u>	Inventaire technique 2023	Inventaire comptable 2023
	40 ans	32 ans

Les transformateurs

Depuis 2015, ENEDIS gère les transformateurs de façon localisée. Ces ouvrages peuvent être temporairement localisés en magasin géré par ENEDIS. Les valeurs en magasin associées à ces ouvrages sont réparties dans chaque concession concernée par le magasin au prorata des valeurs des ouvrages localisés de ladite concession, elles sont présentées de façon agrégée par nature d’ouvrage. Pour le SYDESL, cette valeur est d’environ 1 548 k€ sur une valeur comptable de 33 148 k€ pour l’ensemble des transformateurs. Cette valeur est obtenue en isolant les transformateurs ne disposant pas de localisation communale dans la base de données comptable fournie par le concessionnaire.

Répartition des transformateurs par génération

Les transformateurs de type « 400V » ont été fabriqués jusqu’en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type « 410V » qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre 2,5% pour la génération précédente.



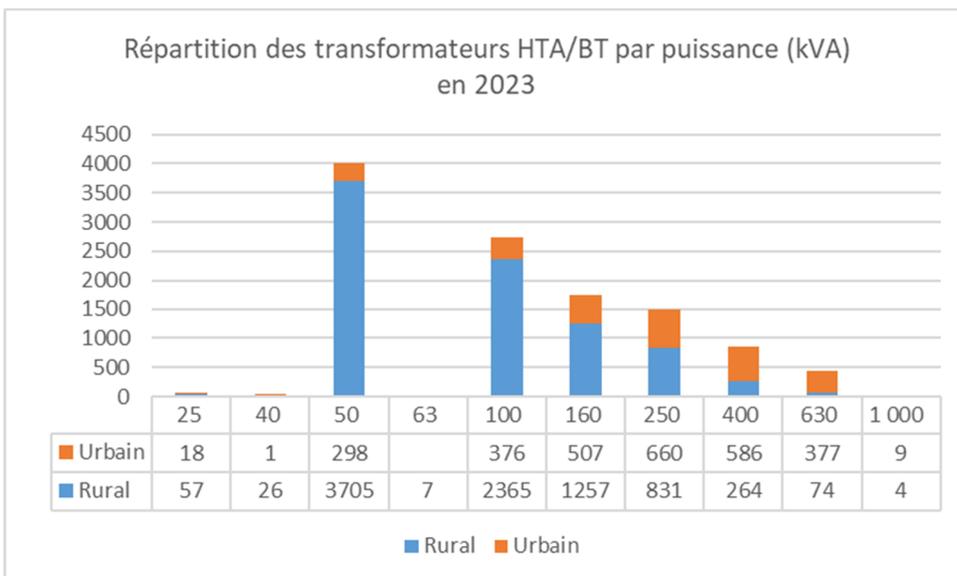
Source : Enedis – inventaire physique

Typologie par puissance

Le graphique suivant illustre la répartition du parc de transformateurs en service en fonction de la puissance. Les transformateurs de puissance 40 ou 63 kVA sont en voie d’extinction car ces puissances ne sont plus standardisées.

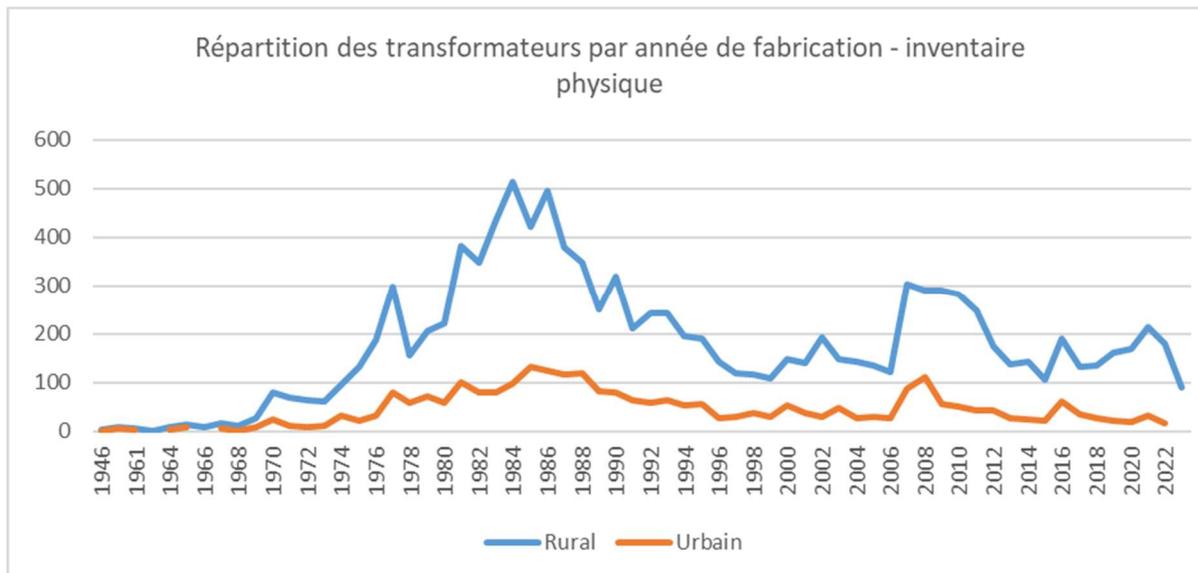
90% des postes dont la puissance n’excède pas 160 kVA sont localisés en zone rurale. A contrario, 61% des postes dont la puissance atteint au moins 250 kVA sont localisés en zone urbaine.

En effet, près de 90% des postes localisés en zone rurale ont une puissance inférieure ou égale à 160 kVA alors que plus de 55% des postes localisés en zone urbaine ont une puissance supérieure ou égale à 250 kVA.



Âge des transformateurs

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître **des transformateurs âgés en moyenne de 28 ans**, soit 12 ans plus jeunes que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique notamment par les mutations et la dépose des transformateurs pollués au PCB.



Source Enedis : inventaire physique transformateurs 2023

Certains transformateurs anciens contiennent du PCB (polychlorobiphényle). Les PCB sont des polluants organiques persistant, c'est-à-dire des substances qui se désagrègent très peu dans l'environnement et s'accumulent dans différents milieux, et en particulier dans le sol.

La concession possède encore des transformateurs contenant de l'huile avec du PCB. A noter que les transformateurs posés depuis 1987 n'en contiennent plus.

Compte tenu de la réglementation, Enedis en qualité de concessionnaire du réseau de distribution, a déposé et retraité tous les transformateurs de plus de 500 ppm de PCB avant 2010.

Enedis est désormais tenu de supprimer avant le 31 décembre 2025 tous les transformateurs dont la teneur en PCB est comprise entre 50 et 500 ppm.

Enedis précise que 66 transformateurs avec PCB ont été traités en 2022, et qu'il en reste un stock de 109 avant l'échéance de 2025.

D - Les appareils de comptage et autres ouvrages

Pour les compteurs de puissance supérieure à 36 kVA, un programme de remplacement a été acté fin 2014 avec un horizon 2018. La fin des tarifs réglementés de vente à compter du 1^{er} janvier 2016 s'est traduit pour ENEDIS par une obligation de mise à disposition des clients, dont la puissance de raccordement est supérieure à 36 kVA, d'un matériel de comptage adapté et par le remplacement du parc de compteurs actuel devenu majoritairement inadapté au changement de grilles tarifaires induit.

Le déploiement en masse des **compteurs Linky** a été initié en 2017 et s'est déroulé jusqu'en 2021 sur l'ensemble du département.

Fin décembre 2023, ce sont plus de 336 000 compteurs qui ont été installés sur les 358 000 prévus (soit 93,8%).

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Taux de points de livraison équipés d'un compteur Linky (cumulé)	9,20%	30,3%	54%	72,9%	91,5%	91,9%	93,8%
Nombre de points de livraison équipés d'un compteur Linky (cumulé)	30 872	101 524	178 303	246 737	311 827	326 266	336 029
Nombre de communes concernées par le déploiement de masse (cumulé)	28	130	285	489	570	570	570
Nombres de PDL ouverts à tous les services Linky (cumulé)	20 245	84 762	163 340	239 177	310 611	324 659	329 407
Echec à la pose (tout motif cumulé)	nc	nc	11 185	12 622	11 815	4 883	1 589

Source : ENEDIS - CRAC et données contrôle – fichier « Linky » ex 2023

Le déploiement dit « en masse » étant terminé par les équipes d'Enedis, les actions en cours portent sur du complément de pose.

Les échecs à la pose comptabilisent le nombre de compteurs qui n'ont pas pu être déployés quel que soit le motif : refus de pose, modification RDV, client absent, compteur inaccessible, matériel manquant)

Les points positifs :

- diminution des postes poteau et des cabines hautes (uniquement en zone rurale)
- des transformateurs en moyenne 12 ans plus jeunes que les postes de transformation, et sont ainsi âgés de 28 ans.

Les points de vigilance :

- **le concessionnaire n'a pas répondu sur l'inventaire des équipements de postes (tableaux) malgré les demandes de données effectuées par le SYDESL**
- Le concessionnaire informe (p90 du CRAC 2023) de lancement **d'expérimentation d'écèlement de puissance** via le compteur Linky. Le SYDESL doit rester vigilant à cette démarche qui ne doit pas pénaliser l'utilisateur.

4- LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE

La qualité de l'électricité recouvre principalement les notions de continuité d'alimentation (coupures d'électricité) et de qualité de l'onde de tension délivrée (susceptible d'altérer ou d'endommager le fonctionnement des appareils électriques raccordés au réseau).

La qualité de l'électricité des réseaux publics de distribution se mesure en fonction de 2 critères :

- **La continuité de l'alimentation électrique**, qui prend en compte le nombre de coupures longues et brèves, et la durée cumulée des coupures longues subies dans l'année. Le nombre et la durée maximum des coupures de l'alimentation électrique admissibles dans l'année pour un usager sont fixées par l'arrêté du 24 décembre 2007 à : 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures longues par an ;
- **La tenue de la tension**, c'est-à-dire le maintien de la tension délivrée par le créneau aux utilisateurs à l'intérieur d'une plage de variation fixée par l'arrêté du 24 décembre 2007 précité à +10% ou – 10% par rapport aux valeurs efficaces de tensions nominales s'agissant du réseau BT.

Ces critères constituent le niveau minimal de qualité d'électricité devant être distribué.

Ces critères permettent de déterminer le nombre de départs mal alimentés (DMA), soit les départs dont, au moins une fois dans l'année, **un client est alimenté sous une tension qui sort de la plage de valeurs admissibles pendant 10 minutes** – hors circonstances exceptionnelles.

Sont également considérés comme des DMA les départs qui sont en contrainte d'intensité, c'est-à-dire lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons est supérieure à la puissance admissible.

Sont considérés comme des clients mal alimentés (CMA) les utilisateurs dont les points de connexion connaissent une valeur de tension qui s'écarte de la plage de variation ou qui subissent dans l'année un nombre de coupures de l'alimentation électrique longues ou brèves ou une durée de coupures longues supérieure aux valeurs limites admissibles – hors circonstances exceptionnelles.

L'orage « Mathis » du 31 mars 2023 qui a occasionné la coupure de près de 44 000 usagers en Saône et Loire **est l'évènement qui a influencé le plus négativement la continuité de fourniture en 2023 en Saône et Loire.**

Il a causé à lui seul près de 23 mn de durée moyenne annuelle de coupures.

L'incendie qui a touché le poste source GUEUGNON le 07 décembre 2023 est un des évènements majeurs qui a perturbé la continuité de fourniture en 2023. Il a coupé près de 60 000 usagers durant quelques heures.

A- La continuité de fourniture

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 représente le temps moyen de coupure hors évènements exceptionnels.

Enedis précise la définition de l'évènement exceptionnel dans le CRAC 2020 p38 : « Conformément à la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013, sont notamment considérés comme des évènements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact

sur les réseaux caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux alimentés sont privés d'électricité ».

En 2023, le critère B HIX (hors évènement exceptionnel) de la concession est de 114,8 minutes. Il est en forte hausse de 24 minutes par rapport à l'exercice précédent, soit 26% de hausse, alors que les niveaux atteints en 2021 et 2022 était déjà jugés préoccupants.

Cette situation devient particulièrement critique alors que la moyenne nationale s'établit à 73 mn (hors incident RTE) et que les standards attendus dans le cadre du contrat de concessions s'établissent à 51 mn.

Précisons toutefois que le réseau RTE est responsable de 8minutes du critère B (contre 1 mn des années précédentes) mais son seul impact ne peut expliquer la situation.

Cette forte détérioration est expliquée par 4 évènements climatiques majeurs :

- L'orage « Mathis » du 31 mars 2023 qui a occasionné la coupure de près de 44 000 usagers en Saône et Loire et causé à elle seule près de 23 mn de durée moyenne annuelle de coupures ;
- La tempête « Federico », le 16 novembre 2023, qui a touché notamment le charollais et l'autunois
- Un épisode venteux à la suite de la dépression « Elin » a coupé 4 000 usagers en Saône et Loire principalement sur les communes de Marmagne, Broye, Issy-l'Evêque, Champlecy, Hautfond, Saint-Emiland. La totalité a été réalimenté en 20h.
- Un incendie sur le poste source GUEUGNON le 07 décembre suite à une explosion d'origine inconnue qui a impacté 60 000 usagers sur l'ouest du département sur environ 4h.

Pour la 5^{ème} fois en 7 ans, un évènement exceptionnel a frappé le réseau du département, avec un impact de 0,9 minutes sur le critère B.

Le critère B de la Saône et Loire reste donc très largement au-dessus de la valeur moyenne nationale (72,9 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE).

Enedis doit justifier ce résultat au vu des choix d'investissement réalisés et des moyens consacrés à la résilience des réseaux.

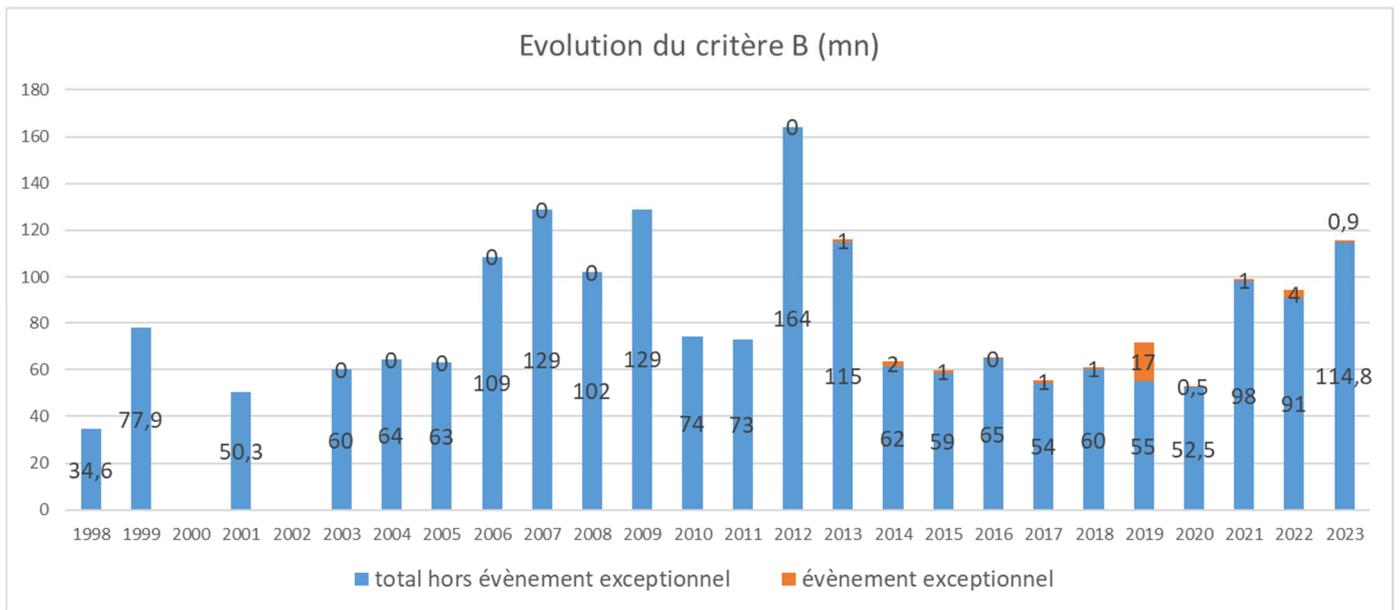
Les 10 journées les plus marquantes pour le critère B en 2023 (impact > 1 mn) :

DATE	Impact sur critère B	Cause	Localisation défaillance
31 mars	+ 22 mn	Tempête / vent et chute d'arbre	HTA
7 décembre	+ 8 mn	Autres causes (incendie PS)	Amont HTA
15 juillet	+ 6,7 mn	Tempête / vent et chute d'arbre	HTA et BT
24 août	+ 4,7 mn	Tempête / vent et chute d'arbre	HTA et BT
26 février	+ 2,4 mn	Tempête / vent et chute d'arbre	HTA et BT
16 novembre	+ 1,6 mn	Tempête / vent et chute d'arbre	HTA et BT
11 juillet	+ 1,6 mn	Conducteur rompu	HTA
23 août	+1,4 mn	Coup de foudre	HTA
21 juin	+1,4 mn	Tempête / vent et chute d'arbre	HTA
09 décembre	+ 1,4 mn	Tempête / vent et chute d'arbre	HTA

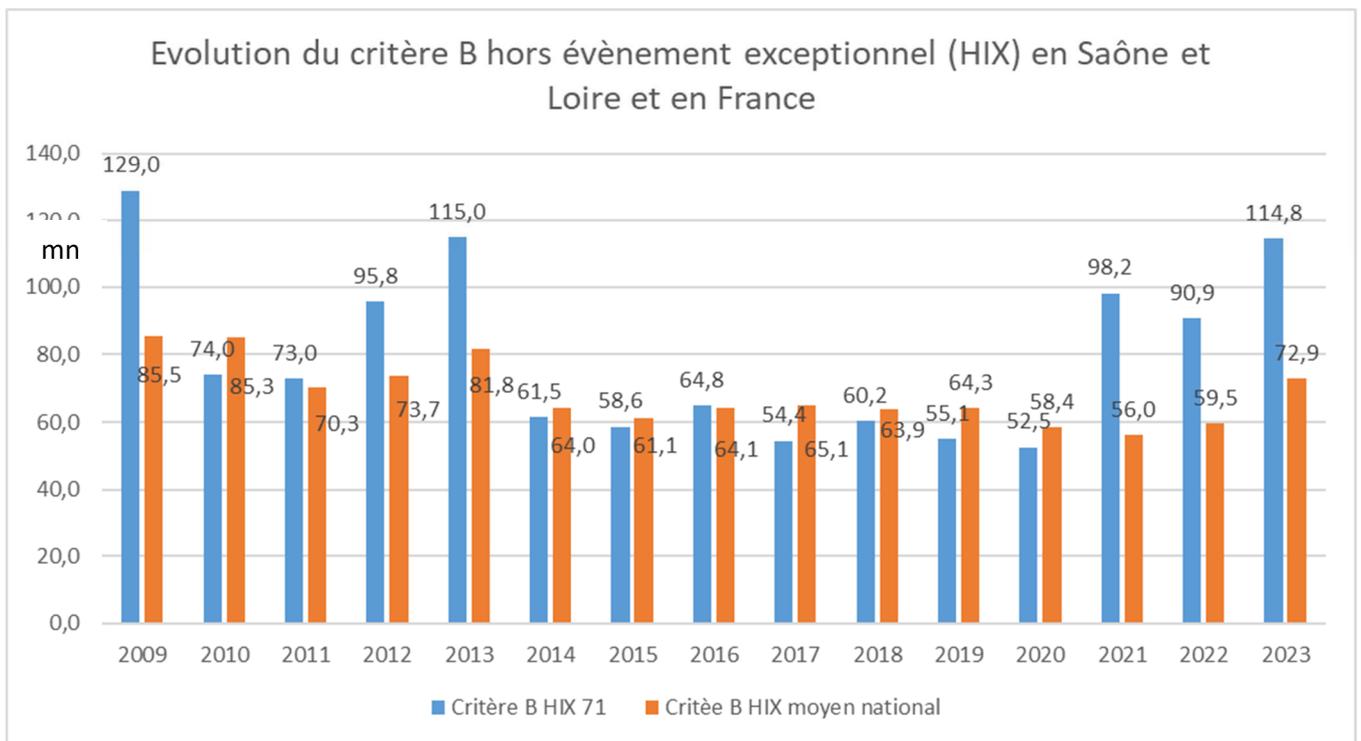
Source : Enedis : fichier interruptions longues HTA et BT

A la lecture de ce tableau, nous constatons que les phénomènes climatiques exceptionnels avancés par le concessionnaire expliquent en grande partie la part incidents du critère B pour 2023.

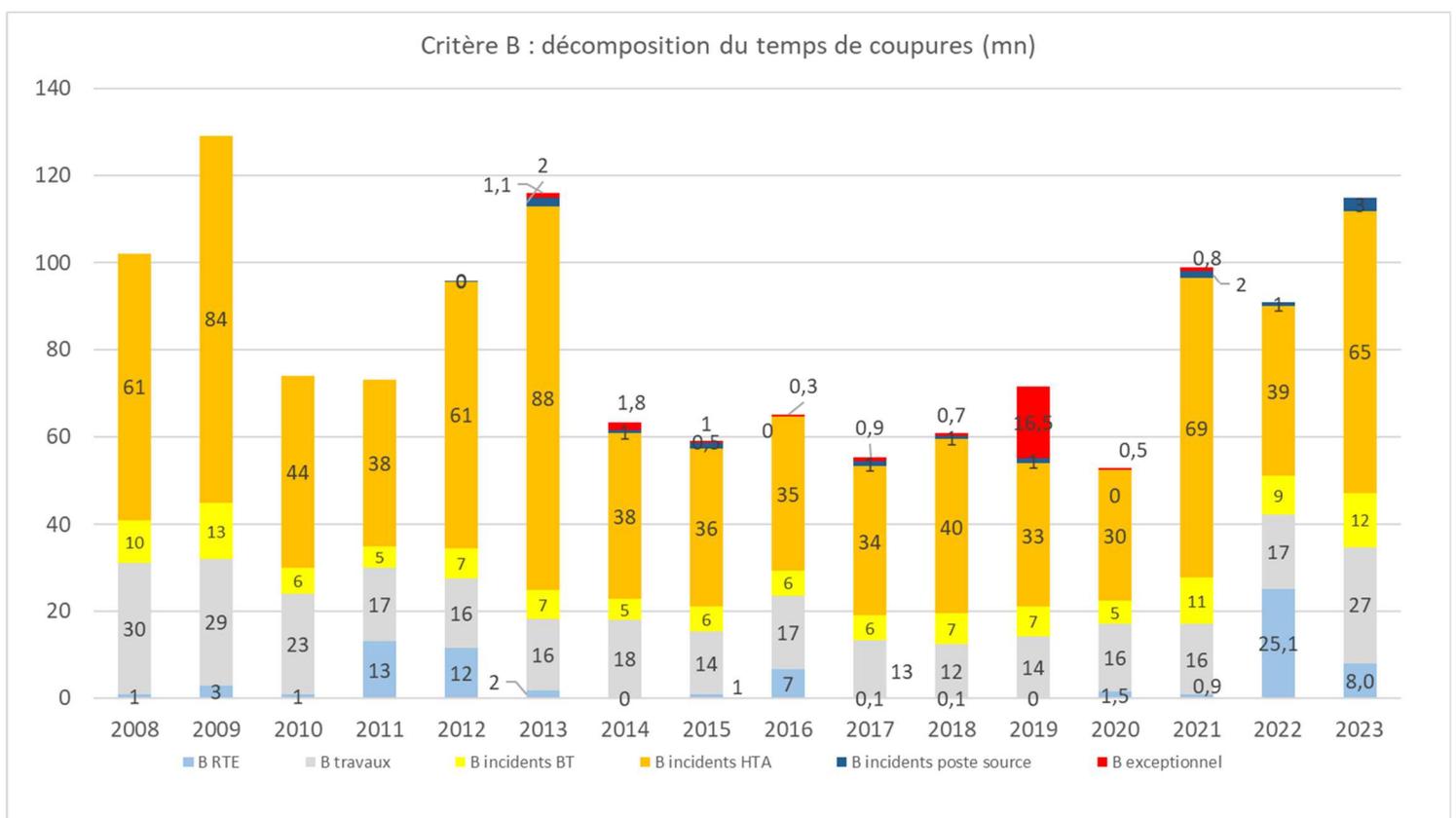
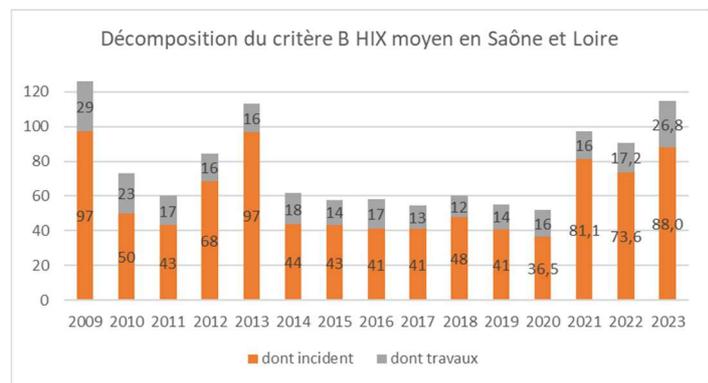
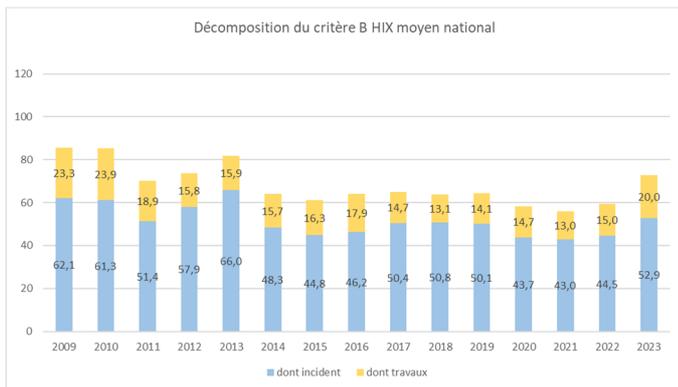
En 2023, sur ces seules journées, ce sont ainsi plus de 34 mn de critère B qui sont causées par les effets du vent, de la pluie ou de la neige. L'épisode du 31 mars, ayant eu un impact sur plusieurs journées, a entraîné à lui seul une hausse du critère B de 22 mn.



Source : ENEDIS –CRAC 1998 à 2023



Source : CRAC Enedis ex 2023 et open data site Enedis.fr



Source : Enedis – CRAC ex2009 à 2023

Les incidents sur réseau HTA constituent la principale cause des temps de coupure hors évènements exceptionnels avec 56%, soit 64,5 minutes de coupure moyenne. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B pour incidents HTA a nettement augmenté (+26 minutes) et atteint un niveau inquiétant.

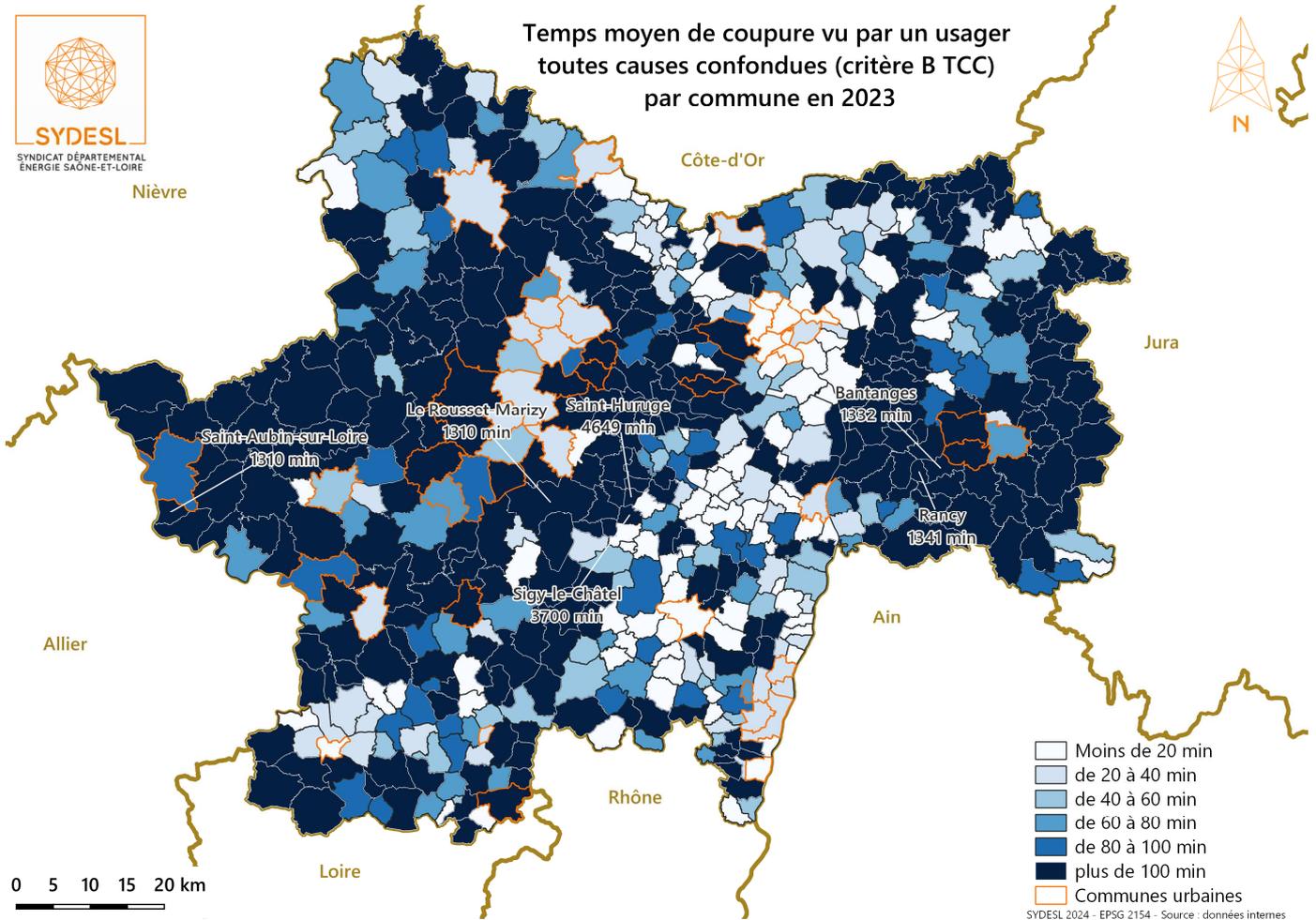
Notons qu'en 2023, le réseau RTE explique 8 mn du critère B, situation quasi inédite (sauf en 2022), le réseau RTE générant en moyenne 4 mn du critère B les autres années.

Dans le cadre du nouveau contrat de concession, et la rédaction d'un diagnostic technique de la concession, Enedis a accepté de transmettre les données de spatialisation du critère B par commune.

Remises pour la première fois pour l'exercice 2020, ces informations permettent de constituer la carte suivante dont l'interprétation pourra notamment être menée au regard des évolutions dans les prochaines années pour vérifier la prise en compte des zones les plus sensibles.



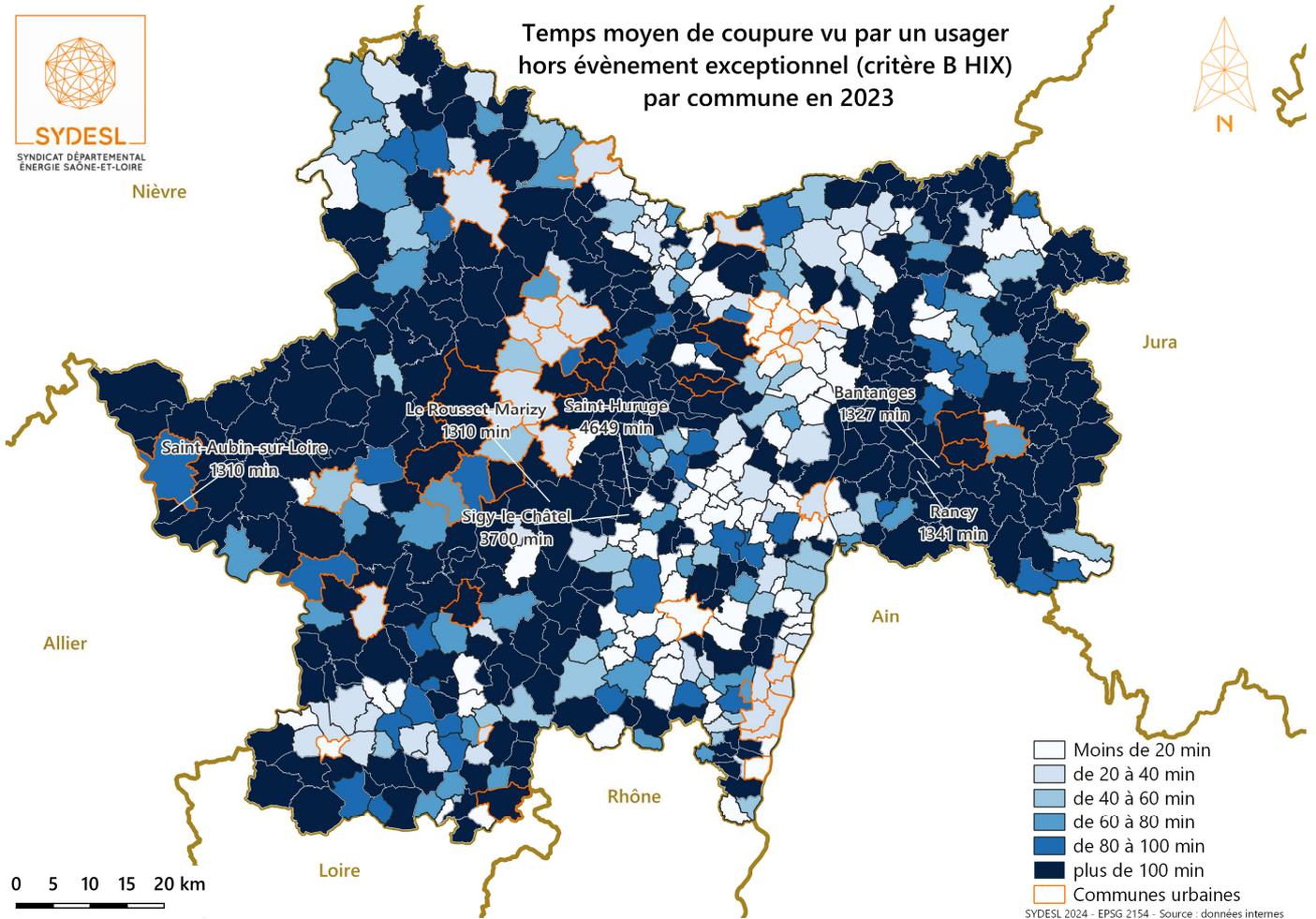
Temps moyen de coupure vu par un usager toutes causes confondues (critère B TCC) par commune en 2023

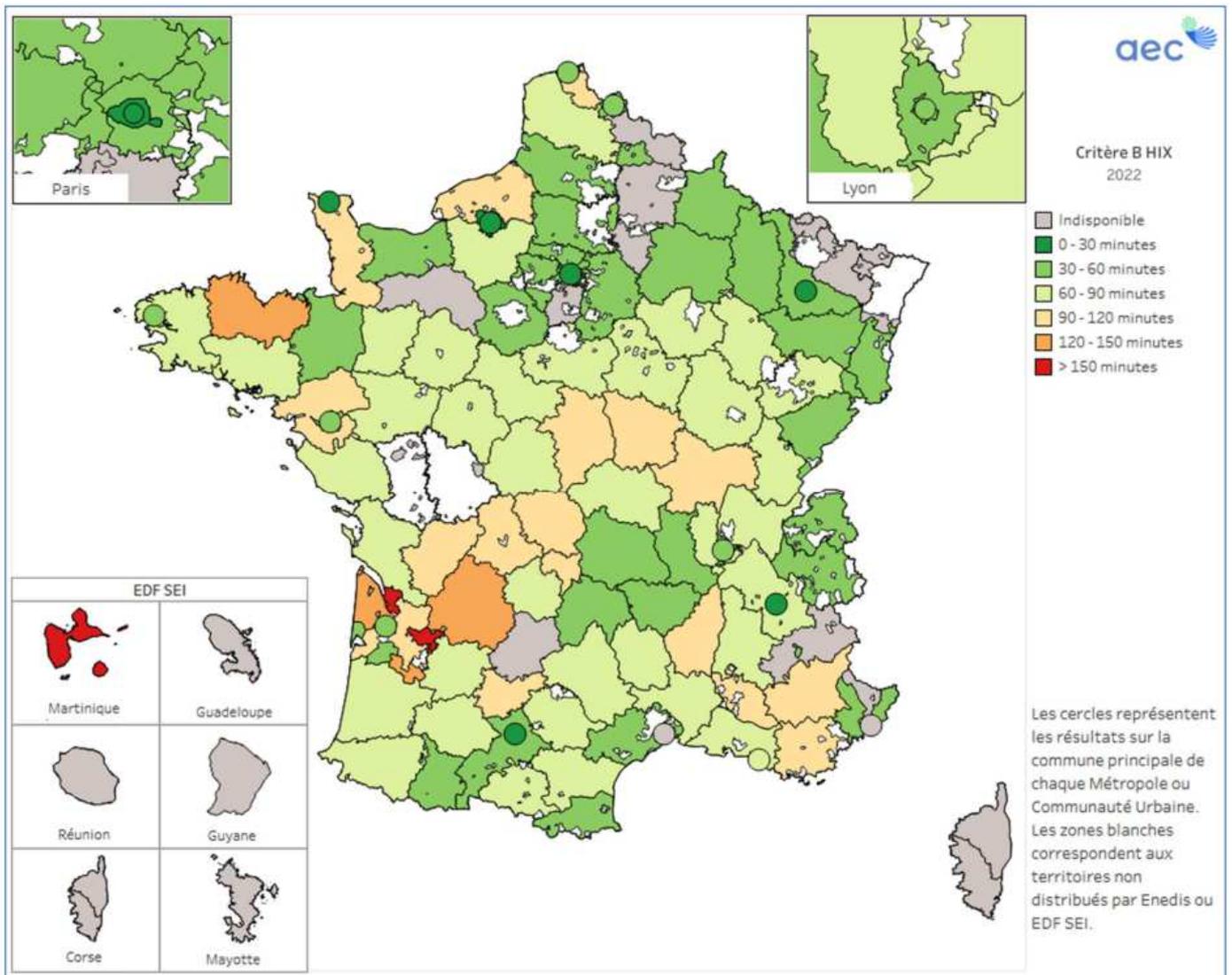




SYDESL
SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

Temps moyen de coupure vu par un usager hors événement exceptionnel (critère B HIX) par commune en 2023





Source AEC : critère B 2022 (hors événement exceptionnel) par département en France

D'après la carte précédente constituée à la suite d'un recensement mené par le Cabinet AEC, nous constatons que les résultats du critère B en Saône et Loire se trouvent dans la moyenne haute des concessions ayant des densités de réseau comparables. Ce qui confirme bien l'inquiétude portant sur les résultats constatés. Nous attendons la mise à jour pour l'exercice 2023 qui confirmera cette tendance.

Les durées d'incidents ont des causes différentes selon les réseaux :

○ **Une hausse du taux d'incidents HTA pour 100 km de réseaux**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre incidents HTA / 100 km de réseaux	3,4	2,7	2,9	3	3	3,5	2,6	2,7	2,5	3,3
Dont aérien	1,6	1,3	1,4	1,6	1,8	2,1	1,6	1,7	1,3	2,2
Dont souterrain	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,6	0,4
Nombre incidents HTA	317	254	282	289	287	335	256	262	242	322

Nombre d'incidents HTA CPI	Nc	Nc	Nc	15	25	18	23	NC	30	19
Nombre d'incidents HTA CPI / 100 km de réseaux CPI	Nc	Nc	Nc	8,5	14	11	15	NC	21	13

○ **Une hausse importante du nombre d'incidents BT pour 100 km de réseaux**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre incidents BT / 100 km de réseaux	3,8	4	4,3	5,4	6,5	6,3	5,6	7,5	5,4	7
Dont aérien	1,9	2	2	2,1	2,3	2,6	2,4	3,1	2	2,8
Dont souterrain	0,4	0,6	0,5	0,6	0,7	0,9	0,7	0,8	0,5	0,8
Nombre incidents BT	405	442	476	576	694	671	605	807	717	759

○ **Le nombre d'utilisateurs coupés pendant plus de 3 heures cumulées est en hausse pour la 3^e année consécutive**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Utilisateurs coupés plus de 3 heures cumulées	35 725	32 221	35 757	28 751	33 732	36 694	30 361	42 550	44 666	59 611

○ **Le nombre d'utilisateurs coupés pendant plus de 6* heures consécutives est également en hausse de 55%**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Utilisateurs coupés plus de 6* heures consécutives	6 958	8 141	9 005	13 019	16 055*	10 153	25 543	16 357	25 289

Source : Enedis – CRAC 2023 – fichier Etinc 05A-incidents clients TCC

*Depuis 2018, Enedis prend en compte l'indicateur fixé par le TURPE 5, soit le nombre de clients coupés pendant plus de 5 heures consécutives toutes causes confondues

○ **Le nombre d'interruptions longues et brèves**

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Tendance
Pour incident	1 391	1 370	1 870	1 877	1 963	1 462	1 624	1 201	1 969	↗
Dont coupures longues	694	748	857	981	1 006	868	1 065	819	1 081	↗
Dont coupures brèves	697	622	946	896	957	594	559	382	888	↗
Pour travaux (coupures longues)	758	983	799	857	965	982	1 085	1 079	1 428	↗
Dont réseau BT	321	447	367	384	421	363	439	358	480	↗
Dont réseau HTA	437	536	432	473	544	619	646	721	948	↗
Nombre de coupures très brèves		1 260	2 103	1 839	2 280	1 720	1 815	1 256	2 400	↗

Source : ENEDIS – CRAC 2023 et fichiers des interruptions

--> **Détérioration globale de l'ensemble des indicateurs de continuité de fourniture en 2023. Globalement, plus d'incidents, et qui durent plus longtemps.**

➔ **Hausse du nombre d'interruptions pour incidents en 2023 (1 969 en 2023 ; 1 201 en 2022).**

➔ **Maintien du nombre de coupures longues sur incident BT réseau aérien en fils nus (68 en 2019 ; 48 en 2020 ; 58 en 2021 ; 48 en 2022 ; 44 en 2023)**

➔ **Hausse du nombre de coupures longues sur incident réseau HTA souterrain (câbles papier + câbles aéro souterrain) (11 en 2019 ; 12 en 2020 ; 24 en 2021 ; 31 en 2022 ; 35 en 2023)**

La continuité générale d'alimentation

Le gestionnaire de réseau s'est engagé depuis plusieurs années sur des objectifs précis et quantifiés en matière de continuité du produit électricité. Aucun usager sur l'ensemble du territoire national ne devra subir sur une année, du fait d'incidents sur le réseau moyenne tension (HTA), plus de coupures que les valeurs de référence suivantes :

Valeur plafond de référence	Nombre d'usagers ayant atteint ou dépassé le plafond en 2022 en Saône et Loire	Nombre de départs HTA ayant atteint ou dépassé le plafond en 2022 en Saône et Loire
6 coupures longues (CL)	2 812 (+ 407% / 2022)	74 (50 en 2022)
30 coupures brèves (CB)	3 158 (0 en 2022)	0 (0 en 2022)
70 coupures très brèves (CTB)	1 498 (0 en 2022)	0 (0 en 2022)
3 heures de coupures cumulées	59 611 (+33% / 2022)	NC

Source : CRAC ex 2023 + fichier Nb coupure par départ – synthèse éléments de continuité

Aucun départ HTA n'a dépassé le seuil pour les 3 critères simultanés.

La Fréquence des coupures toutes causes confondues

Les informations communiquées dans le tableau suivant portent sur le nombre de clients BT affectés par une ou plusieurs interruptions de fourniture quelle que soit la nature de la coupure (incident / travaux) et son origine (amont, HTA, BT)

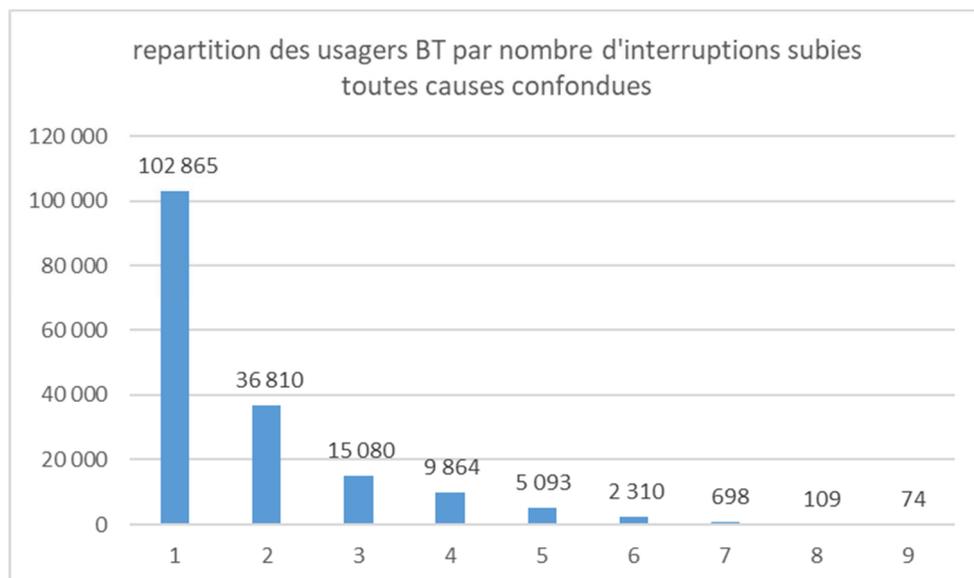
Fréquence des coupures par usager	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Coupures longues (>3 mn / us)	1,3	1,3	0,8	0,8	0,8	0,7	0,76	0,83	0,55	0,8	0,9	1,1
Coupures brèves (1s<durée<3 mn / us)	2,5	4,8	3,3	2,2	1,7	2,7	2,56	2,7	1,53	1,4	1	2,5
Coupures très brèves (<1s / us)	6,3	nc	nc	nc	3,9	6,63	5,58	6,83	5,06	5,2	3,94	7,53

Source : CRAC ENEDIS ex 2023 – et synthèse ENEDIS Continuité de fourniture

L'analyse de la liste détaillée des **2 167 coupures longues** montre que ces interruptions ont globalement impacté 457 974 usagers BT en 2023, ce qui représente près de 130 % des usagers BT de la concession. Formulé autrement cela signifie que chaque usager de la concession a connu en moyenne 1,3 coupures longue en 2023.

La figure suivante montre qu'en réalité, de nombreux usagers BT ont été affectés à plusieurs reprises.

Ainsi, près de 30% des usagers BT (soit 102 865 usagers) ont réellement subi au moins une interruption et près de 10% en ont subi au moins 2.

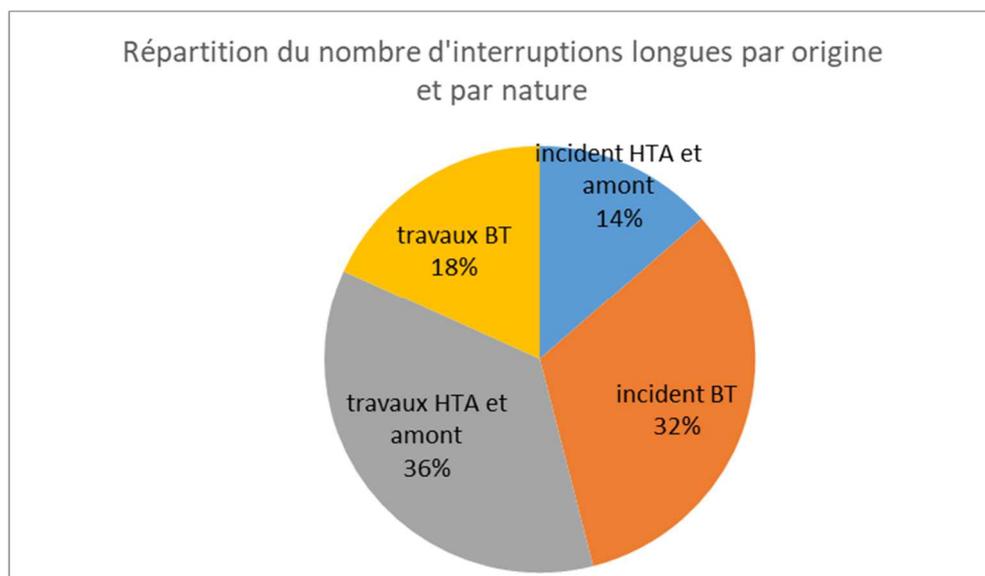


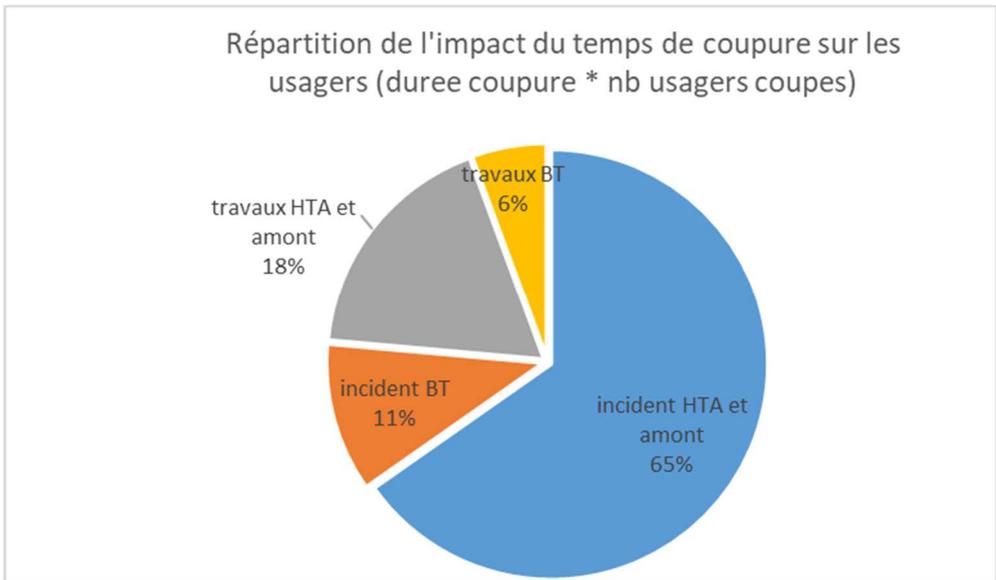
Source : Enedis – Histogramme durée et causes interruptions

Les coupures longues

L'analyse de la liste détaillée des interruptions longues communiquée par Enedis dans le cadre de la mission de contrôle montre que :

- la moitié (50%) du nombre d'interruptions longues sont dues aux travaux (alors que les années précédentes, la part des travaux est dominante) ;
- **le réseau HTA et amont regroupe près de la moitié des interruptions longues (44%) mais celles-ci représentent plus de 50% de l'impact sur temps de coupure et le nombre d'usagers coupés.**





Source : ENEDIS – fichiers coupures longues

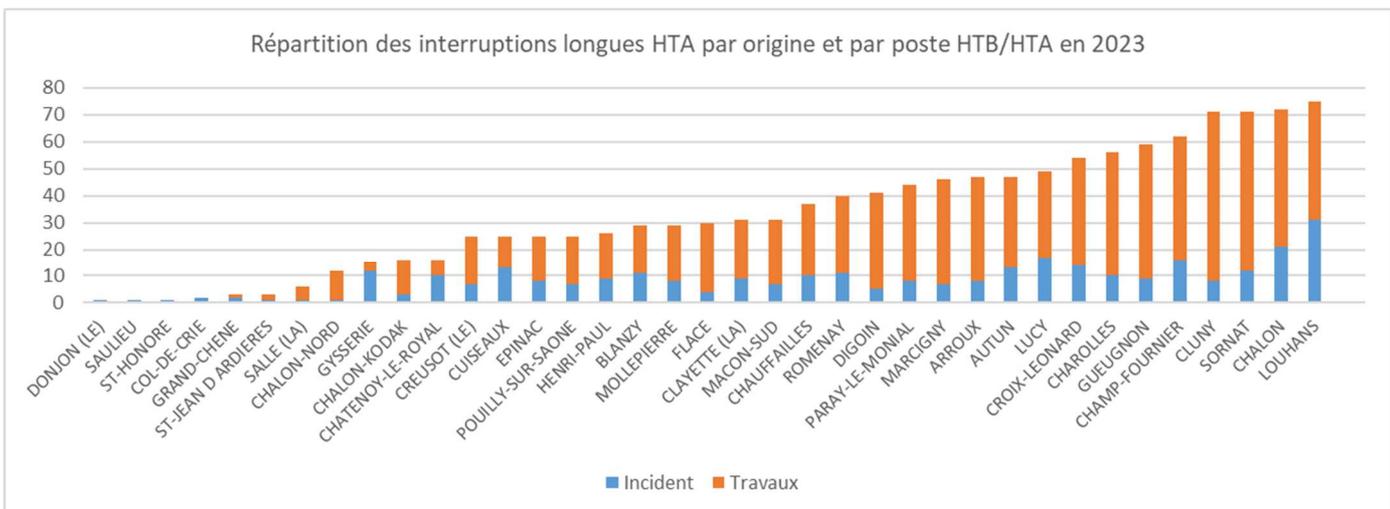
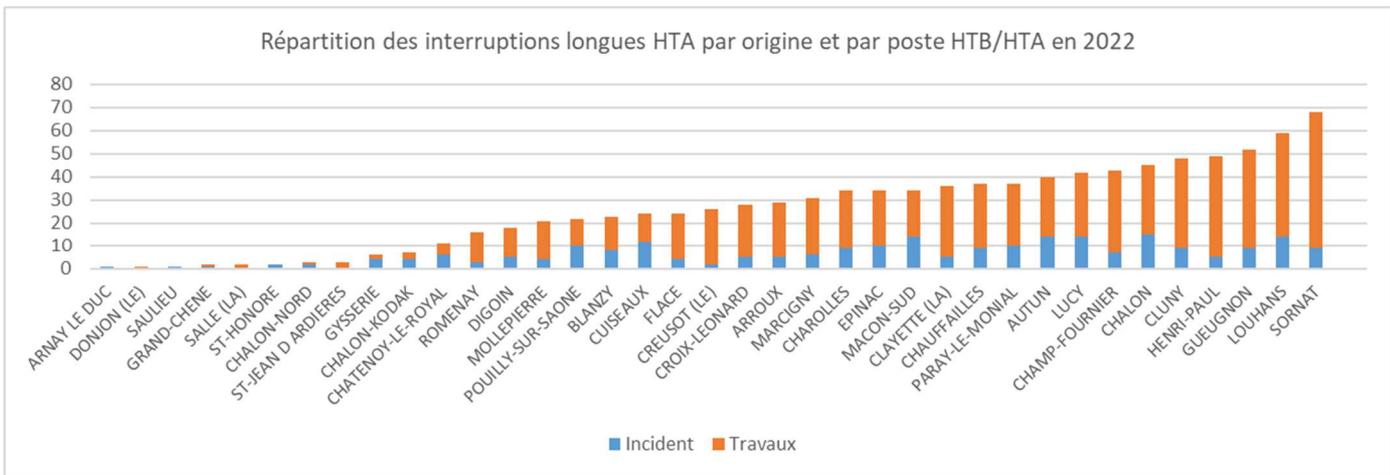
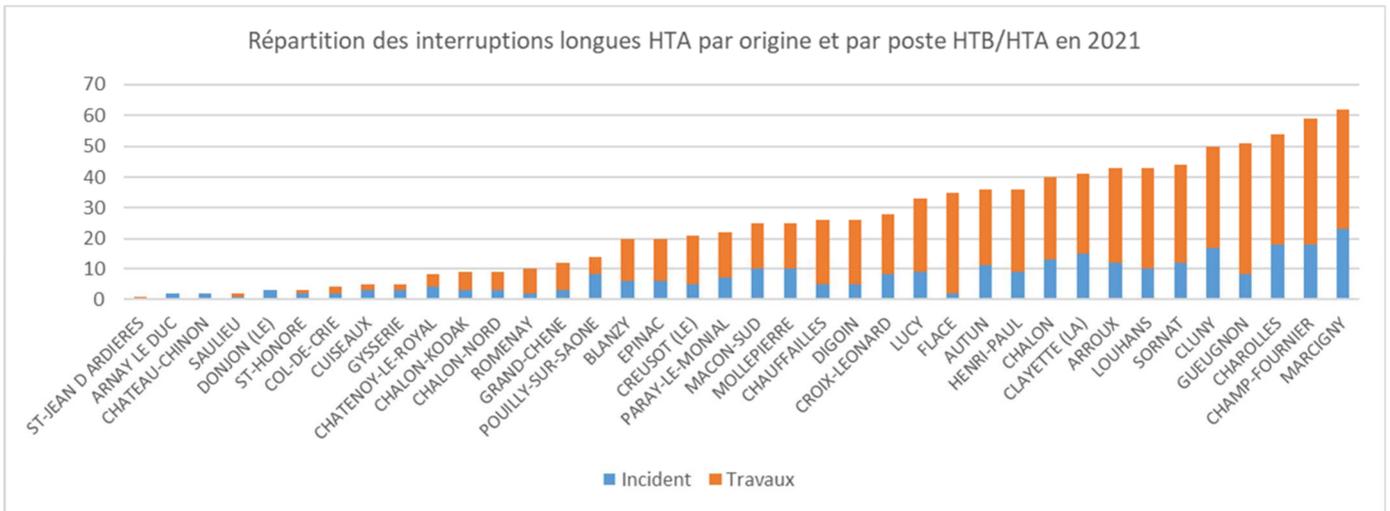
Répartition du nombre d'interruptions longues par origine et par nature en 2023

	HTA et Amont	BT	Total	Part
Incidents	358	860	1 218	46%
Travaux	947	482	1 429	54%
Total	980	1 080	2 060	100%
Part	50%	50%	100%	

Parmi les causes d'interruption sur le réseau HTA définies par le concessionnaire, **les plus fréquentes sont les travaux urgents (mise en sécurité délibérée par ENEDIS) (14%), les travaux d'élagage (12%) et la séparation de réseau suite à la demande d'un client HTA (8%).**

Concernant les interruptions longues sur le réseau BT, **les causes les plus fréquentes sont l'usure naturelle (24%) et la défaillance des protections ainsi que la chute d'arbre par vent (7%) . Ces causes sont déjà identifiées depuis 2017, 2019 et 2020 comme causes principales du nombre d'interruptions et soulignent bien l'impact de l'usure du réseau sur les interruptions subies.**

Répartition du nombre d'interruptions longues par origine et par poste HTB/HTA depuis 2020



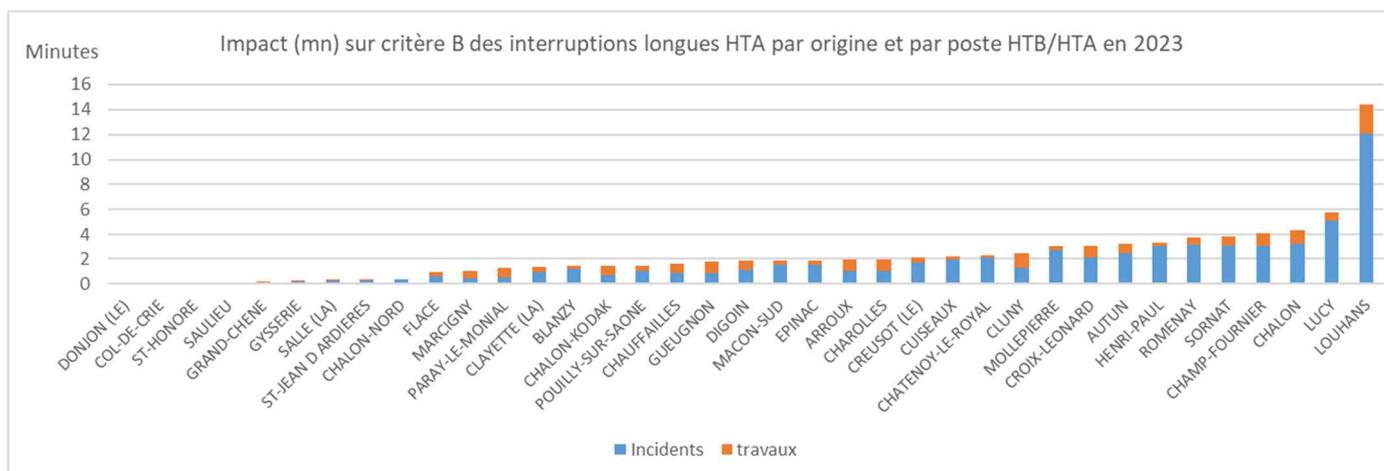
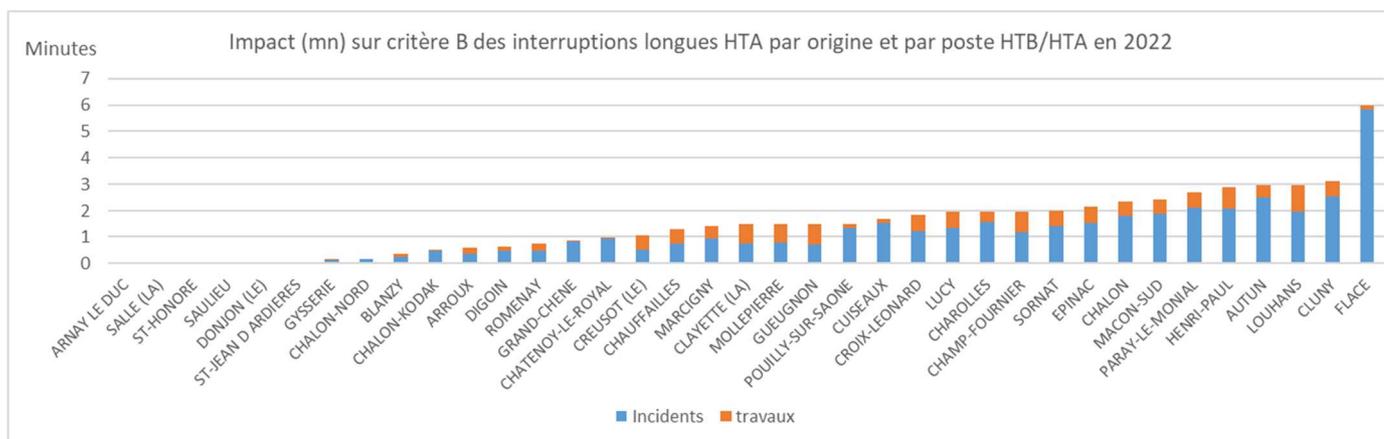
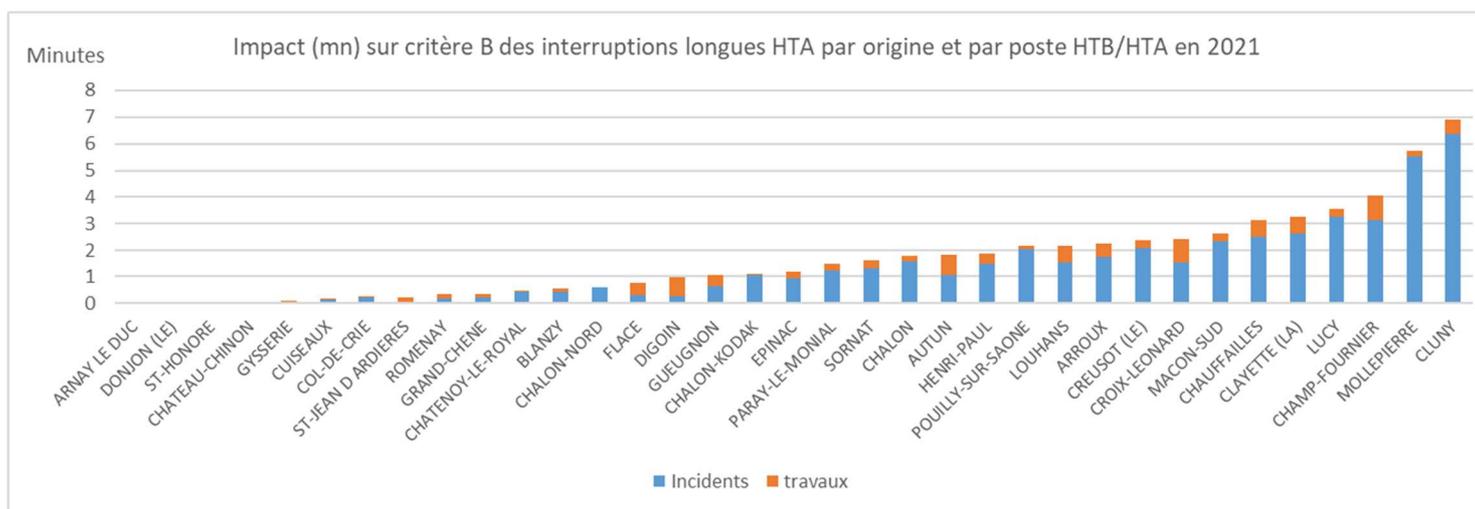
Source : ENEDIS, fichier interruptions longues HTA 2020-2021-2022

La comparaison des 3 années de 2021 à 2023 permet de souligner que certains postes sources enregistrent un nombre répété de coupures parmi les plus importants de la concession : LOUHANS, CLUNY, CHALON, CHAMP, AUTUN, SORNAT.

L'origine principale de ces coupures reste les travaux.

Le concessionnaire doit s'expliquer sur ces interruptions répétées pour des zones et des causes identiques depuis le début de notre suivi sur ce sujet il y a 6 ans.

Nous constatons également que les postes les plus concernés par le nombre de coupures, sont également ceux pour lesquels l'impact sur le critère B est le plus important (Postes LOUHANS, CHAMP-FOURNIER, CLUNY, AUTUN) principalement en raison d'incidents.



Source : Enedis, fichier interruptions longues HTA 2020-2021-2022-2023

En 2023, le Poste LOUHANS s'est distingué par un fort impact sur le critère B en raison d'incidents survenus aux cours des épisodes de vent violent des 31 mars et 15 juillet.

Répartition des départs comptant le plus d'incidents HTA HIX (période 2013 à 2019)

Le tableau ci-dessous présente le top 10 des départs HTA classés selon leur critère B moyen en 2023.

La forte proportion des incidents aériens dans ce top 10 illustre de fait la **vulnérabilité des linéaires aériens**.

A titre de comparaison, la valeur moyenne des critères B de tous les départs de la concession est de 120 minutes pour les incidents HTA.

L'analyse complémentaire à ce top 10 des temps de coupures par tronçon n'a pas pu être réalisée en l'absence de transmission par Enedis de localisation et de descriptif des interruptions de fourniture HTA (incidents et travaux) avec temps de coupure décomposé par poste HTA/BT.

A noter que ce critère B intègre les incidents causés par des tiers extérieurs (véhicules, incivilités...) mais que cette cause ne reflète que 6 à 7% du critère B incident HTA (soit environ 2 minutes du critère B).

« TOP 10 » des départs HTA ayant le critère B le plus élevé en 2023

Départ HTA	POSTE SOURCE	Contribution au Critère B incident HTA HIX 2023 (mn)	Nb usagers desservis
ST CRO	LOUHANS	3,9	1 346
POUILL	LUCY	2,7	998
LE FAY	LOUHANS	2,2	1 891
BANTAN	LOUHANS	2,1	1 483
SAGY	SAGY	1,9	1 065
TARAN	HENRI PAUL	1,8	1 557
JOUVEN	ROMENAY	1,8	1 362
SANVIG	LUCY	1,7	2 520
CHRIST	CHALON	1,6	1 708
CHAMILL	MOLEPIERRE	1,5	2 541

Source : Enedis - fichier ETINC_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

Aucun de ces départs n'était déjà présent dans le « top 10 » en 2022

Le seuil du Décret qualité

Le Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, fixe un niveau de qualité attendu du réseau HTA et BT, du point de vue de la continuité d'alimentation. Il est évalué selon 3 critères : le nombre de Coupures Longues (Nb CL), la durée cumulée de Coupures Longues (durée CL) et le nombre de Coupure Brèves (Nb CB).

Les coupures longues sont les interruptions de plus de 3 minutes, fortuites ou programmées, vues d'un client au cours d'une année.

Les coupures brèves sont les interruptions de 1 seconde à 3 minutes qu'il subit au cours d'une année.

Ces coupures sont comptabilisées « hors circonstances exceptionnelles ». Enedis ne décompte, pour les indicateurs du décret, que les coupures sur réseau HTA.

Un client est alors considéré comme mal alimenté en termes de continuité, s'il dépasse la valeur de référence pour l'un au moins des 3 critères suivants.

Les critères

→ le niveau de tension HTA et BT doit être compris dans un intervalle de [-10% ; +10%] par rapport à la tension nominale

→ la continuité d'alimentation pour un usager est caractérisée par :

- Un nombre de coupures longues (cl) qui ne doit pas être supérieur à 6 sur une année
- Un nombre de coupures brèves (cb) qui ne doit pas être supérieur à 35 sur une année,
- Une durée cumulée de coupures qui ne doit pas excéder 13 heures sur une année

→ L'évaluation

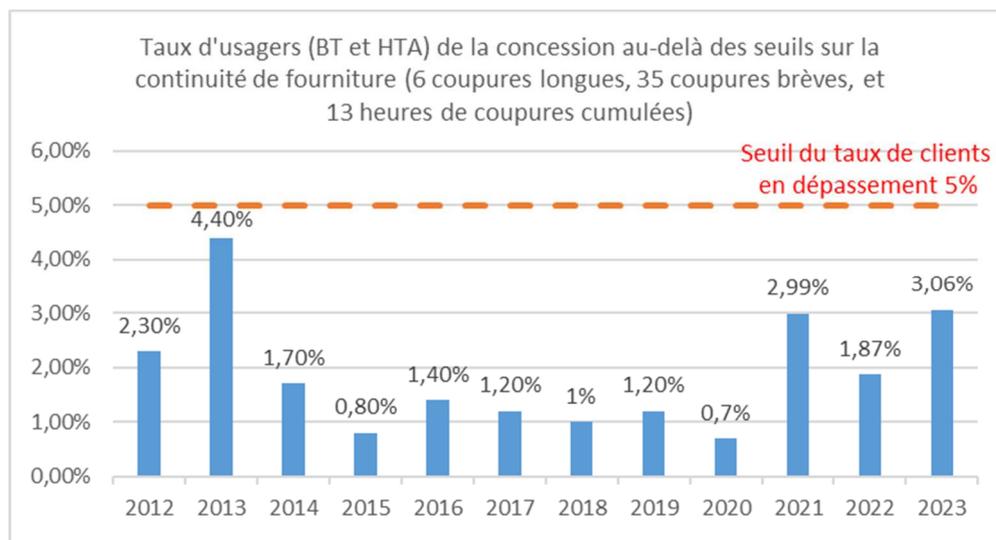
Le niveau global de **continuité d'alimentation** sur la concession est non respecté si le pourcentage d'usagers au-delà des seuils dépasse **5%**.

Valeurs de référence	Nb de Coupures Longues	Durée Cumulée CL	Nb de Coupures Brèves	Part d'usagers (HTA et BT) au-delà du seuil
	6 / an	13h / an	35 /an	5%
Nombre d'usagers concernés en 2020	104	2 885	0	0,7% (2 523)
Nombre d'usagers concernés en 2021	353	10 150	0	2,99% (10 250 usagers)
Nombre d'usagers concernés en 2022	554	8 306	0	1,87% (6 428 usagers)
Nombre d'usagers concernés en 2023	2 812	NC	3 158	3,06% (10 619 usagers)

Source : Enedis – synthèse des éléments de continuité de fourniture – courrier Décret Qualité – Loi Nome

Lorsque le taux global d'usagers touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE.

Le seuil de 5% du taux de clients en dépassement n’a pas été franchi en 2023 ni sur la période 2012 – 2023. Néanmoins il s’en rapproche de manière tendancielle pour atteindre 3,06% en 2023 et s’établit à 1,9% en moyenne sur ces 10 derniers exercices.



Abattement tarifaire sur facture : rappel du Médiateur de l’énergie dans son rapport d’activité 2020 (p 48) :

« Lorsqu’un consommateur subit une interruption de fourniture d’électricité supérieure à cinq heures consécutives qui est imputable à une défaillance du réseau public de transport ou de distribution, il doit bénéficier automatiquement d’un abattement tarifaire sur sa facture, sans qu’il ait besoin d’en faire la demande. C’est ce que prévoit la délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 14 juin 2018. Cet abattement forfaitaire sur le tarif d’utilisation des réseaux publics d’électricité est calculé sur la base de 2 euros HT par kVA de puissance souscrite et par tranche de cinq heures de coupure, pour les consommateurs raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

ENEDIS invoque trop souvent la responsabilité des consommateurs ou des cas de force majeure pour écarter toute indemnisation lors de litiges portant sur des coupures de plus de cinq heures. Compte tenu des faibles montants de l’abattement du TURPE qui sont engagés – la plupart du temps moins de 50 euros – ENEDIS ne devrait pas chercher à éviter de s’acquitter de son obligation. En appliquant systématiquement la règle, il éviterait au médiateur national de l’énergie d’avoir à intervenir dans ces litiges et à signaler à la CRE les manquements d’ENEDIS en ce qui concerne le versement de l’abattement forfaitaire »,

Les points positifs pour la qualité de fourniture :

- respect du Décret Qualité ;
- aucun départ n'est concerné par le dépassement d'un des 3 seuils de continuité d'alimentation (6 CL, 30 CB, 70 CTB pour incident). Contre 44 en 2021 et aucun en 2022.

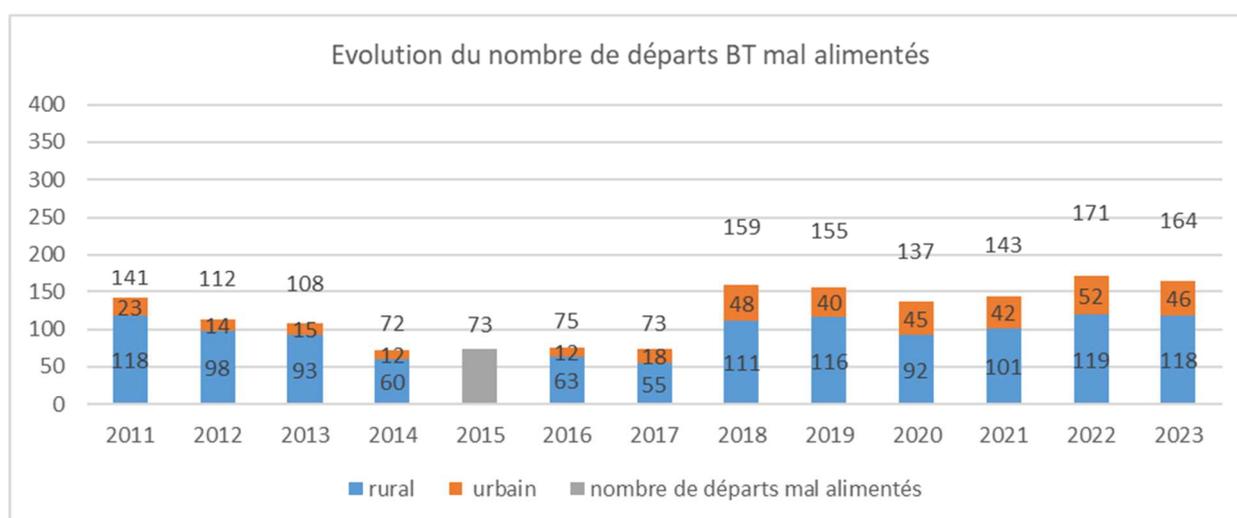
Les points de vigilance pour la qualité de fourniture :

- dégradation générale des indicateurs de qualité de fourniture ;
- dégradation du critère B global qui atteint un niveau inquiétant, son niveau le plus élevé depuis 10 ans, lié à des incidents climatiques d'intensité diverses face auxquels le réseau HTA ne résiste pas et fait preuve de fragilité ;
- une part importante, du critère B est liée à **des incidents sur le réseau HTA par usure et défaillance de matériel** ;
- une part importante du nombre d'incidents **pour usure ou défaillance du matériel concerne également le réseau BT** ;
- 74 départs HTA sont concernés par le dépassement du seuil de continuité d'alimentation de 6 CL.
- **le concessionnaire ne fournit les données de coupures que par départ HTA, empêchant une localisation précise. La maille du poste HTA/BT est attendue par le SYDESL ;**
- le SYDESL reste vigilant devant un réseau vieillissant et **particulièrement sensible aux aléas climatiques et autres incidents.**

B - La qualité de tension

Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension.

Un départ BT est en contrainte de tension, et donc considéré comme mal alimenté, lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V. Sont également considérés comme mal alimentés les départs qui sont en contrainte d'intensité, c'est-à-dire lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons est supérieure à la puissance admissible.



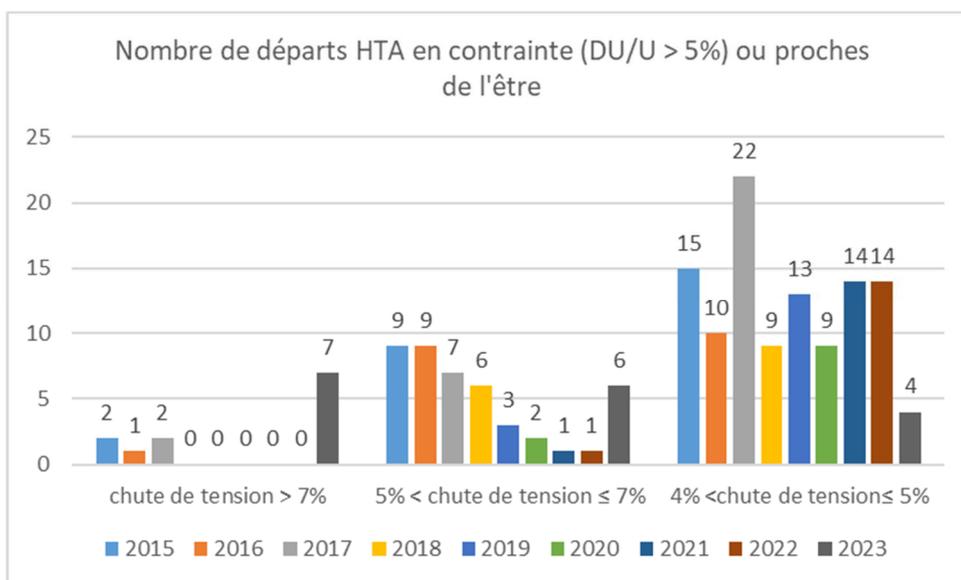
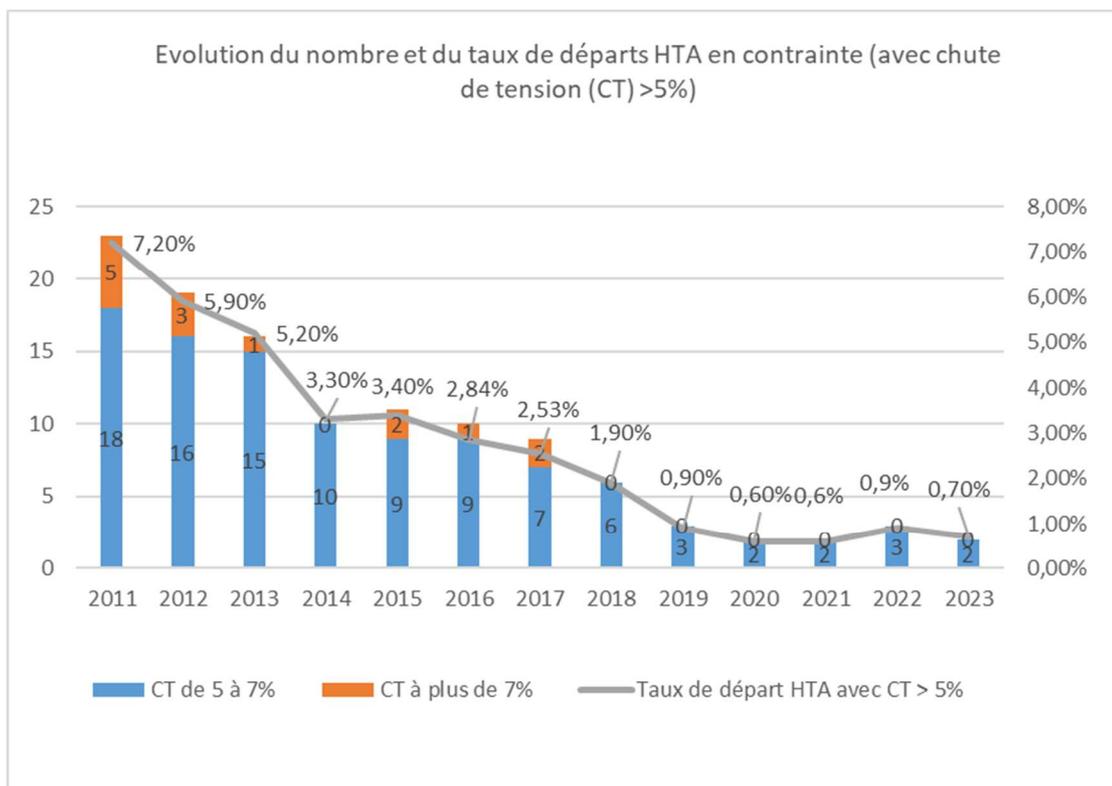
Source : ENEDIS – fichier chutes de tension BT

Nous notons une légère baisse en 2023 (-4%) du nombre de départs BT mal alimentés qui reste à un niveau élevé depuis 2018.

A partir de 2018, cette hausse est liée à la modification des modalités de calcul appliquées aux clients mal alimentés.

Enedis ne communique pas précisément les critères et formules de ce calcul alors que l'impact est conséquent sur les recettes financières du SYDESL. **Nous pouvons également regretter que le concessionnaire ne fournisse pas les noms des départs BT concernés, mais seulement les codes GDO.**

Départs HTA en contrainte d'intensité :



Source ENEDIS – fichier chutes de tension HTA

- 4% des départs HTA sont en contrainte de tension sur la concession à fin 2023 (chutes de tension supérieures à 5%) soit un niveau bien supérieur par rapport à 2022
- Nette augmentation du nombre de départs HTA en contrainte de tension de plus de 5% avec 13 départs en 2023
- En 2023, un nombre important de départs affiche des chutes de tension supérieures à 5%.

Les usagers mal alimentés

Le niveau global de **la tenue de tension** est non respecté si le pourcentage d'usagers mal alimentés sur la concession dépasse **3%**. Par suite d'un arrêté du 16 septembre 2014, cette évaluation se concrétise désormais par la détermination d'un indice local pour chaque département. La valeur calculée de cet indice doit être inférieure à 8.

En 2023, il est de 3,09 pour la Saône-et-Loire (1,72 en 2022).

En basse tension, un usager est dit « client mal alimenté » (CMA) lorsque la tension à son point de livraison sort, au moins une fois par an, de la plage de variation admise.

La plage de variation admise est de +10% ou -10% par rapport à la tension nominale (décret du 24 décembre 2007), soit une tension admissible comprise entre 207 V et 253 V en basse tension pour les branchements monophasés.

En l'absence de moyens permanents de surveillance de la tension chez les clients, ENEDIS utilise un modèle statistique qui, compte tenu de la structure du réseau, de la répartition des consommations et des courbes de charges types, donne une évaluation dans des situations défavorables (forte charge en hiver), du nombre de clients susceptibles de connaître des tensions en dehors des plages prévues.

A la suite de réflexions menées au niveau national dans le cadre d'un groupe de travail associant des représentants de la FNCCR et des autorités concédantes, Enedis a fait **évoluer sa méthode statistique** en 2018 de façon à prendre en compte dans la modélisation, d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau BT, et d'autre part, **les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation** et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique.

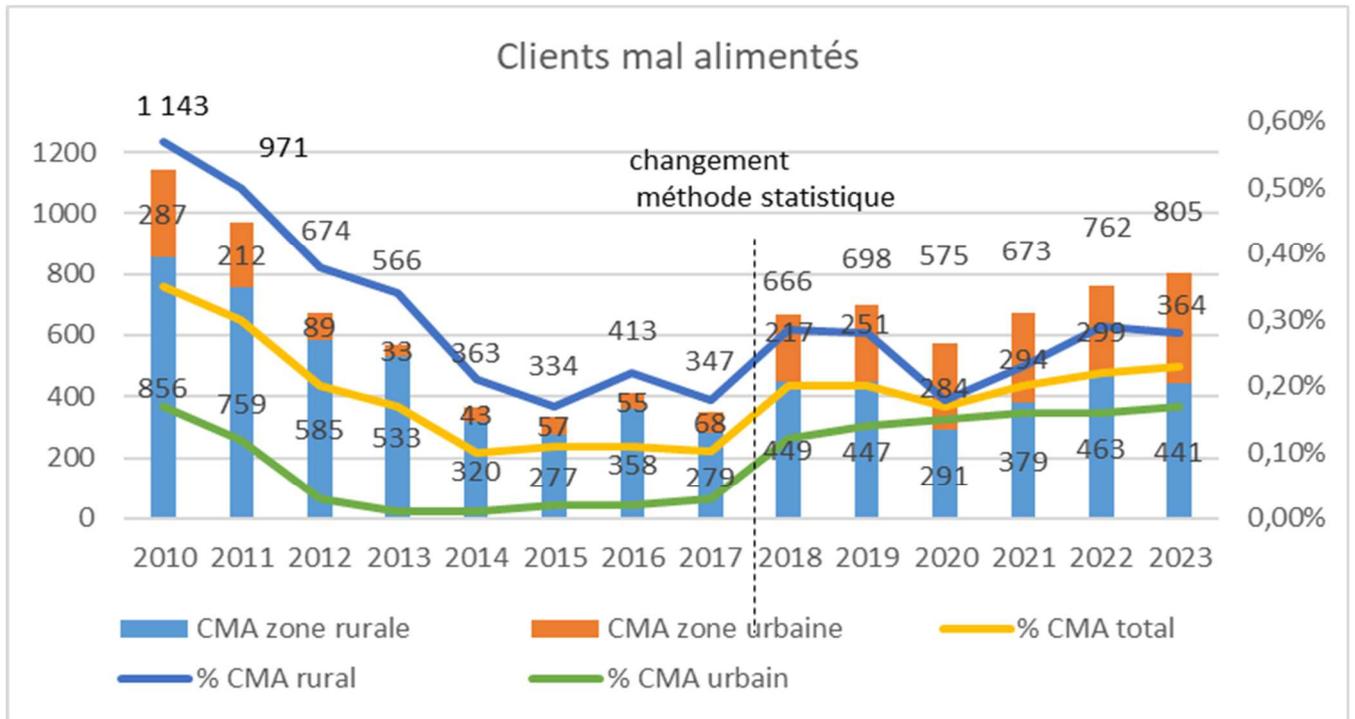
La hausse du nombre de clients mal alimentés entre 2017 et 2018 s'explique essentiellement par le changement de méthode statistique. En 2021, les ajustements liés à la généralisation du compteur Linky, permettent d'identifier de nouveaux CMA et d'expliquer leur augmentation selon les explications d'Enedis.

En 2023, au-delà de la hausse du nombre de CMA, on constate une hausse importante du nombre en zone urbaine (+ 65), et une baisse en zone urbaine (-22).

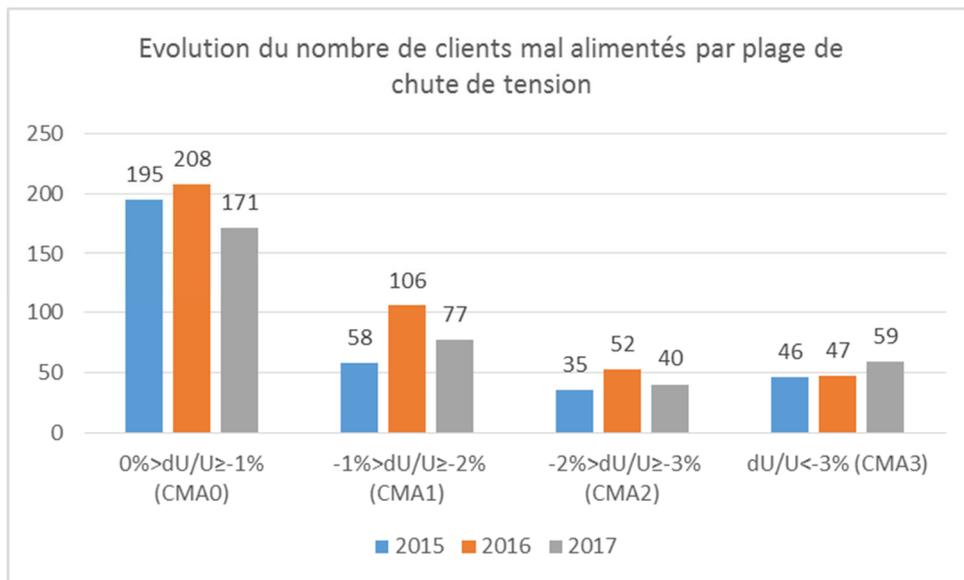
Nous avons interrogé Enedis pour comprendre cette évolution.

Enedis apporte plusieurs facteurs d'explication à ces résultats qui sont théoriques :

- Modification des hypothèses de températures dans les calculs de modélisation qui prennent en compte le climat par décades glissantes. En 2023, changement de décade avec sortie d'années défavorables, très froides.
- Impact des consommations HTA et BT qui ont baissé en 2022 et 2023
- Impact structurel lié à l'évolution des réseaux

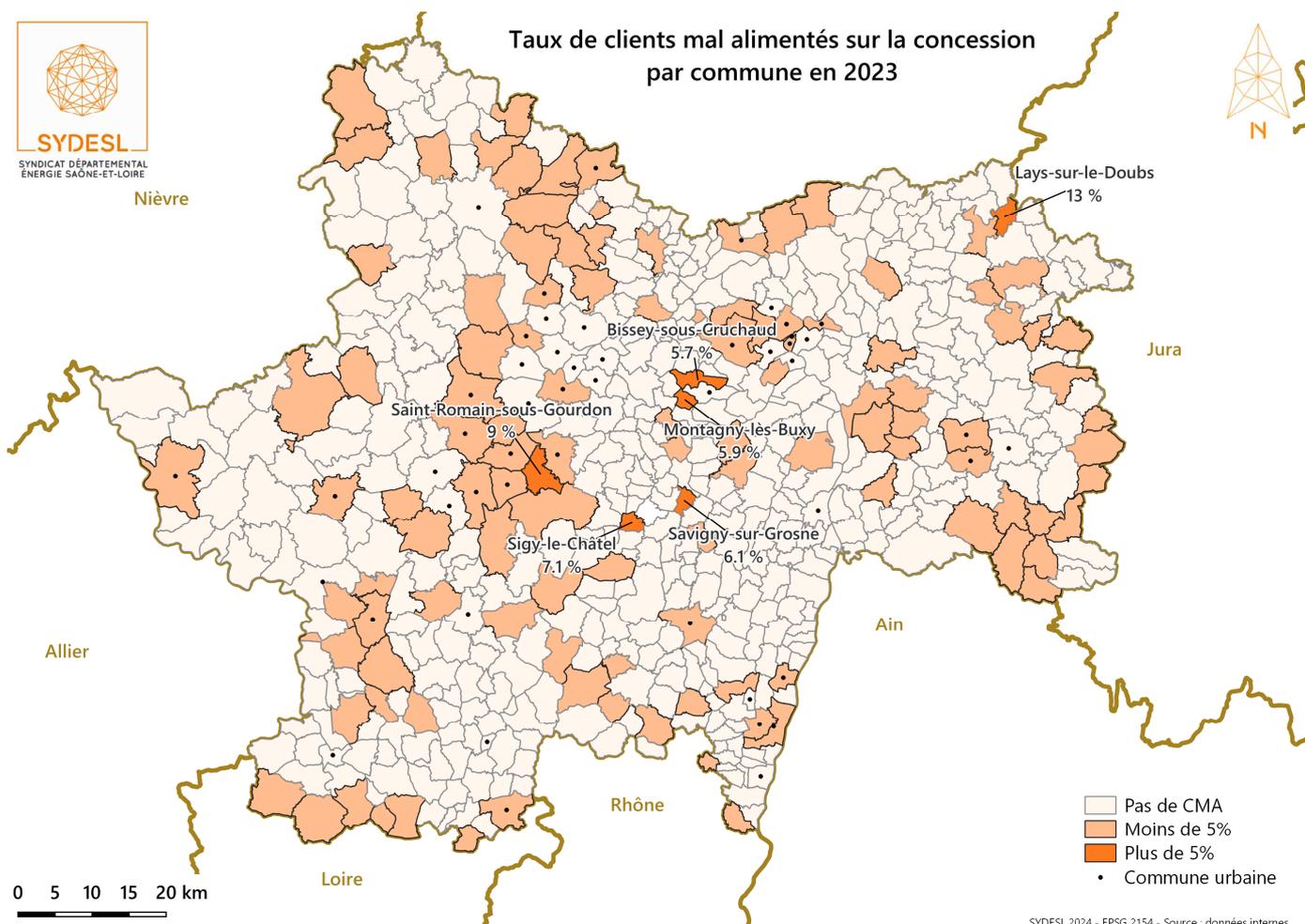


Source : Enedis – CRAC – fichier chutes tension BT



Depuis 2018, Enedis refuse de remettre ces données, pourtant remises par le passé.

Taux de clients mal alimentés sur la concession par commune en 2023



SYDESL 2024 - EPSG 2154 - Source : données internes

Liste des départs HTA présentant le plus de CMA en 2023 :

Poste source	Départ HTA	Communes concernées par les CMA pour ce départ	Nombre CMA
LUCY	Car.Lu	Montceau les Mines	65
LUCY	Pouill	La Guiche, Marizy, Pouilloux, Saint-Romain sous Gourdon	44
CHALON	Ouroux	Baudrieres, Epervans, Ouroux, St Etienne en Bresse, St Germain du Plain	38
CHALON	G.Fore	Chalon sur Saône, St Marcel	35
SORNAT	ST Den	Bourbon-Lancy	27
EPINAC	Emilan	Antully, Epinac, Morlet, St Emilan, St Firmin	26
GUEUGNON	Curdin	Curdin, Gueugnon, Neuvy Grand Champ, Rigny sur Arroux	24
PARAY LE MONIAL	Romay	Hautefond, Paray le Monial, Volesvres	23

Nous pouvons noter que le poste source LUCY est le plus concerné par les départs HTA présentant des CMA.

Nous relevons également que les communes de Montceau-les Mines et de Paray le Monial regroupent le plus de CMA.

Le nombre d'usagers mal alimentés doit toujours être considéré avec précaution.

Les CMA dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par GDO-SIG. Le nombre de CMA communiqué est donc sous-estimé même si le modèle a bien évolué ces dernières années notamment grâce au compteur Linky.

Une partie des chutes de tension sont calculées par ENEDIS à l'aide d'un outil de simulation qui exploite d'une part, l'inventaire technique, et d'autre part, le rattachement des usagers au réseau ainsi que leur profil de consommation.

Dans ces conditions, il convient d'être attentif aux chutes de tension qui, bien que conformes, sont proches des seuils de conformité puisqu'il peut suffire de modifier l'une des données exploitées par le calcul pour que la nouvelle tension calculée soit en dehors de la plage de conformité.

Les points positifs pour la qualité de tension :

- Le taux de client mal alimenté reste correct à 0,23% (limite légale 3%) même s'il a tendance à suivre une tendance à la hausse depuis plusieurs années.

Les points de vigilance pour la qualité de tension :

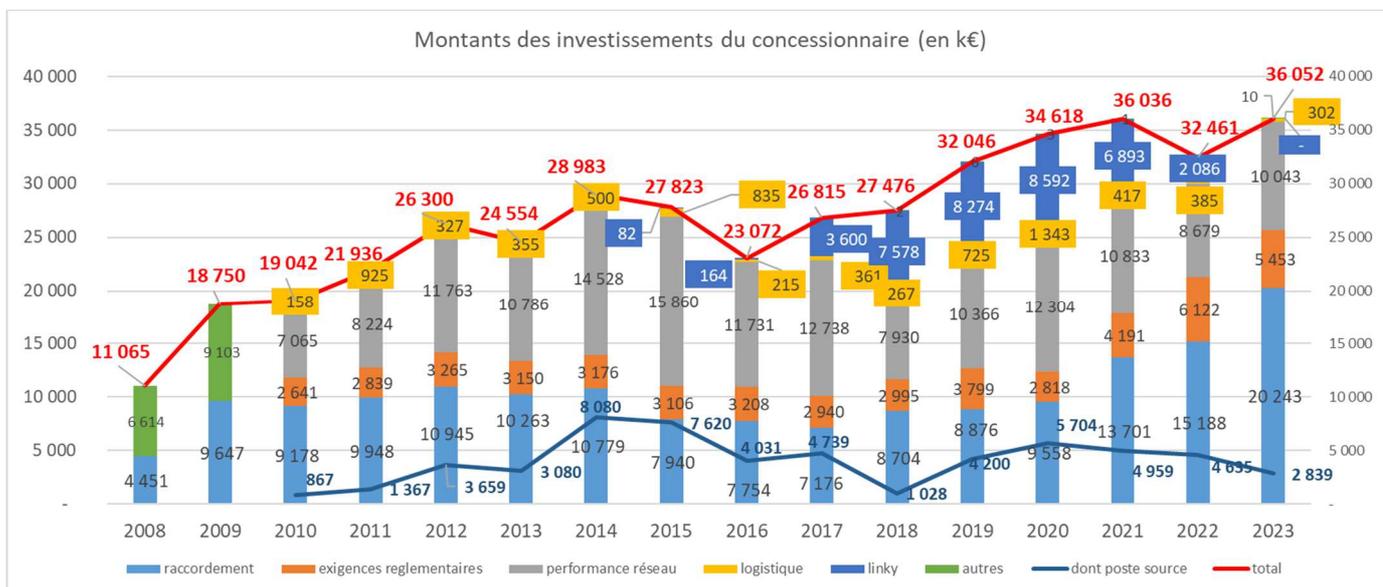
- **Une hausse du nombre de clients mal alimentés ;**
- Un taux de départs HTA (4%) dont la chute de tension excède 5% est en forte augmentation
- Des départs HTA qui, depuis au moins 2 ans, présentent des quantités élevées de CMA (Chaint, Car.Lu, Curdin). Des actions ciblées doivent être engagées. Le départ **CAR.LU concerne la zone de Montceau-les-Mines et celui de POUILL concerne le secteur de Ciry le Noble. Le Poste source LUCY est particulièrement impacté par les CMA.**
- **La méthodologie de calcul de ces indicateurs ne tient pas compte des limitations de réglage de tension induite par la présence de producteur. La prise en compte de ces limitations permettrait une évaluation plus juste des chutes de tension que le SYDESL considère comme sous-évaluée. L'absence de localisation des producteurs par ENEDIS limite l'analyse du SYDESL.**

→ Le concessionnaire doit rétablir rapidement la qualité de tension des réseaux HTA sur certaines zones en informant le Syndicat des actions curatives entreprises.

→ Nécessité de poursuivre la coordination **des actions d'ENEDIS avec le SYDESL** pour l'amélioration des réseaux BT desservant des usagers mal alimentés.

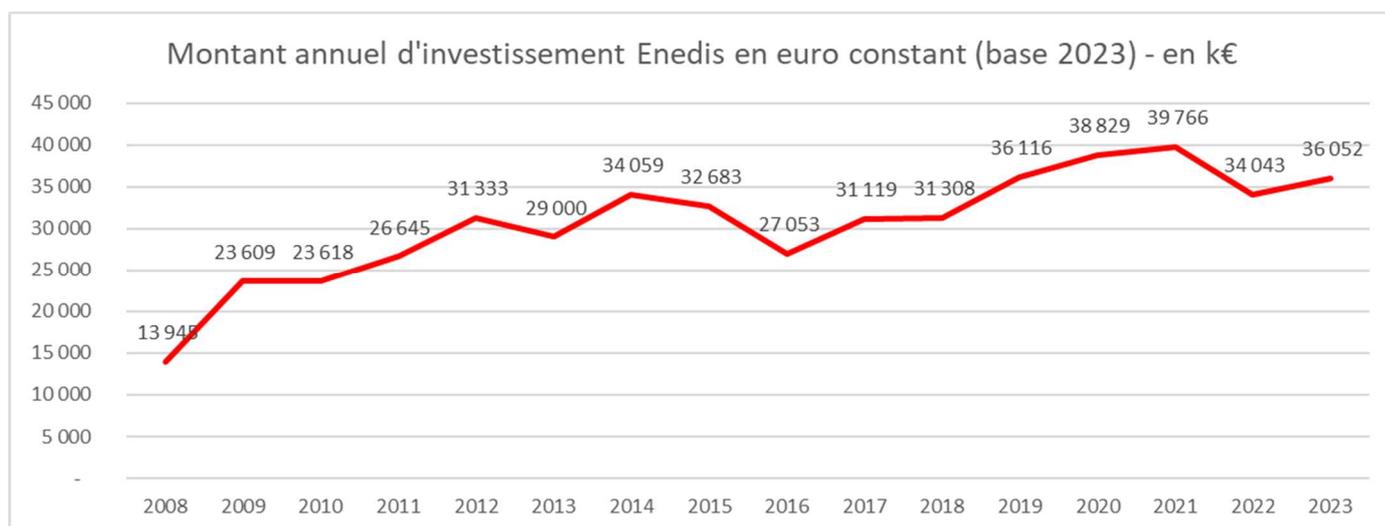
5- LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE

A- Le contenu des investissements



Source : ENEDIS – CRAC ex 2023

D'après les informations communiquées par ENEDIS, le montant des investissements consentis a augmenté de 11% en 2023 après la baisse enregistrée en 2022. En 2023, nous constatons le niveau d'investissement le plus élevé des 10 dernières années. Toutefois, il convient de ramener cette analyse en euro constant, notamment pour tenir compte de l'inflation.

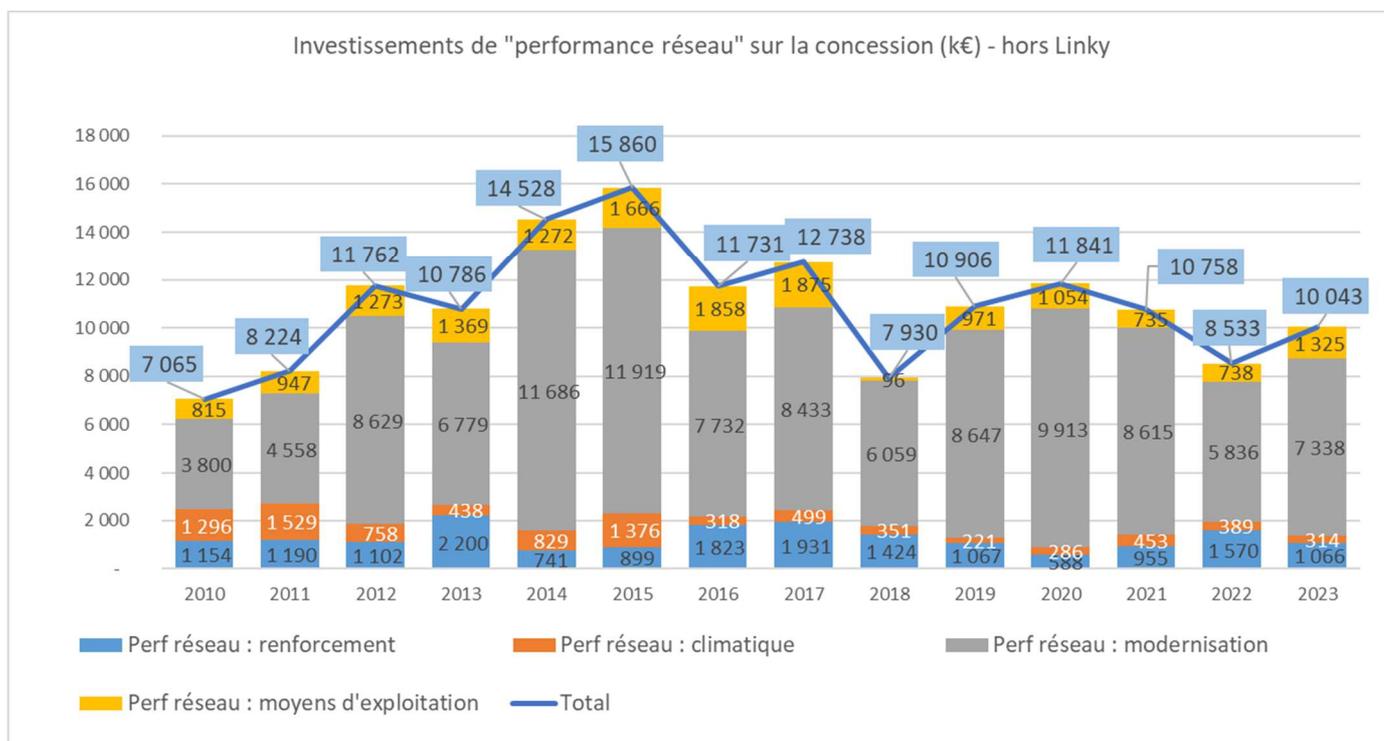
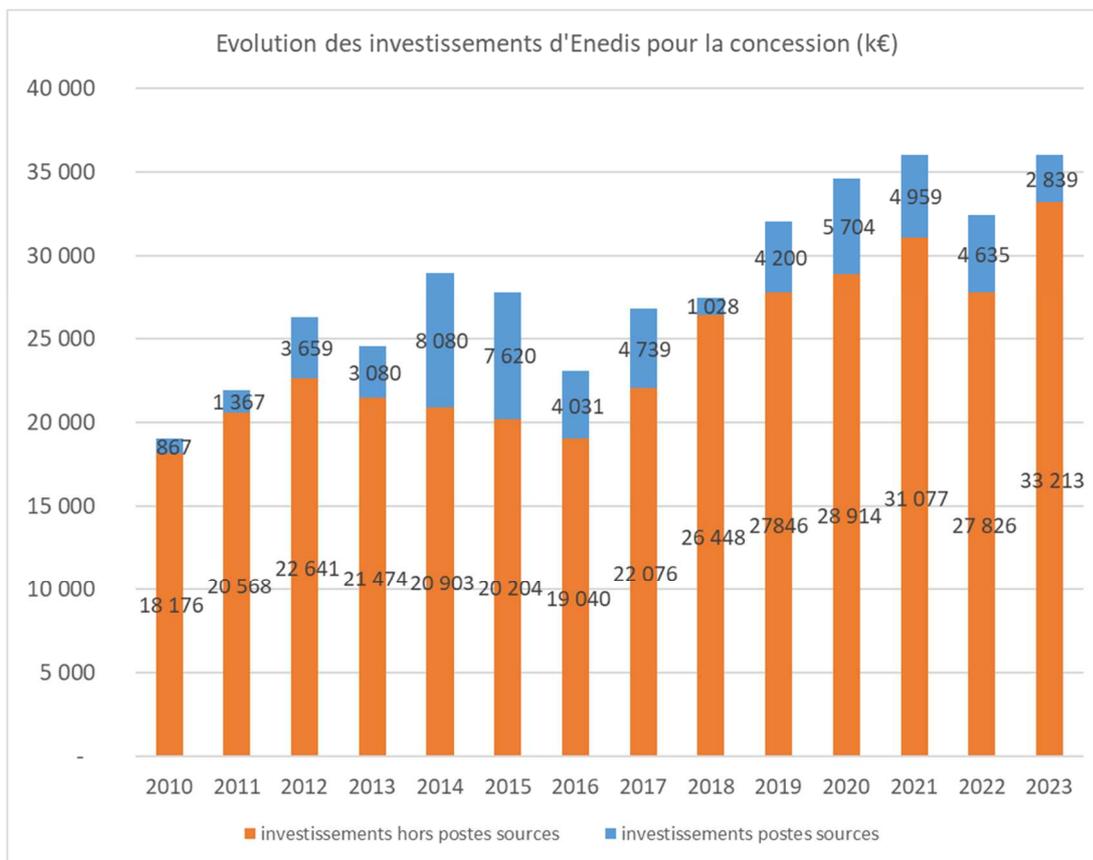


Sur ce graphique, nous constatons que les investissements, corrigés de l'inflation, ont surtout porté sur les années 2019 à 2021 qui intégraient des montants consacrés aux postes source importants.

Au vu de la dégradation des indicateurs de qualité de fourniture, nous pouvons en déduire que ces montants n'ont pas été suffisamment consacrés à l'amélioration et à la résilience du réseau.

En 2023, L'investissement pour la performance réseau (10 043 k€), connaît également une hausse par rapport à 2022 (+ 15%), mais reste en deçà des niveaux de 2021 et 2020.

Elle intègre par ailleurs des investissements postes sources (2 839 k€), mais aucun détail n'a été fourni par Enedis sur la part des investissements poste source dans la modernisation du réseau.



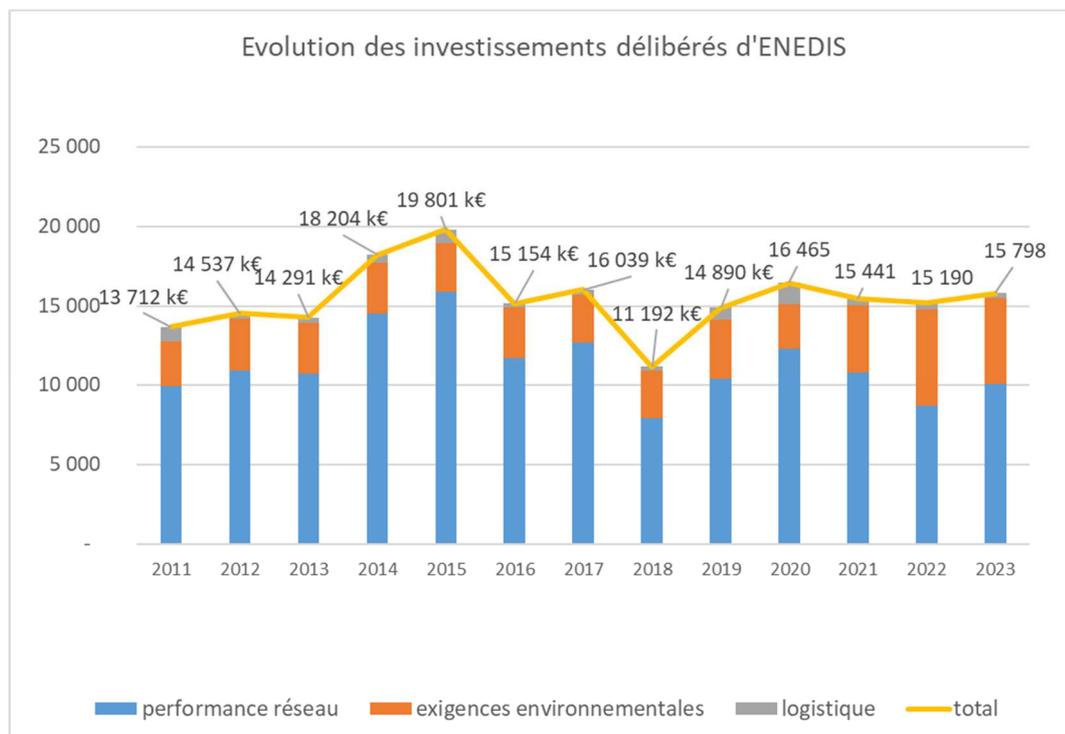
Parmi les investissements de « performance réseau », les investissements de modernisation sont prépondérants, et en globale progression sur la période 2010-2017, nous constatons une baisse brutale en 2018 (-2,4 M€ ; - 28%) et la remontée enregistrée en 2019 et 2020 est à nouveau suivie d'une forte baisse en 2022.

Les investissements augmentent en 2023, mais ne retrouvent pas le niveau des années les mieux dotées (2014 à 2017 puis 2019 à 2020).

Notons qu'en 2023, la part consacrée à la modernisation du réseau augmente.

Ces montants sont toutefois à relativiser car ils intègrent une part d'investissement dans les postes source, dont le montant n'est pas précisé par Enedis.

Les investissements délibérés (cumul des investissements pour l'amélioration du patrimoine et ceux de la logistique) :

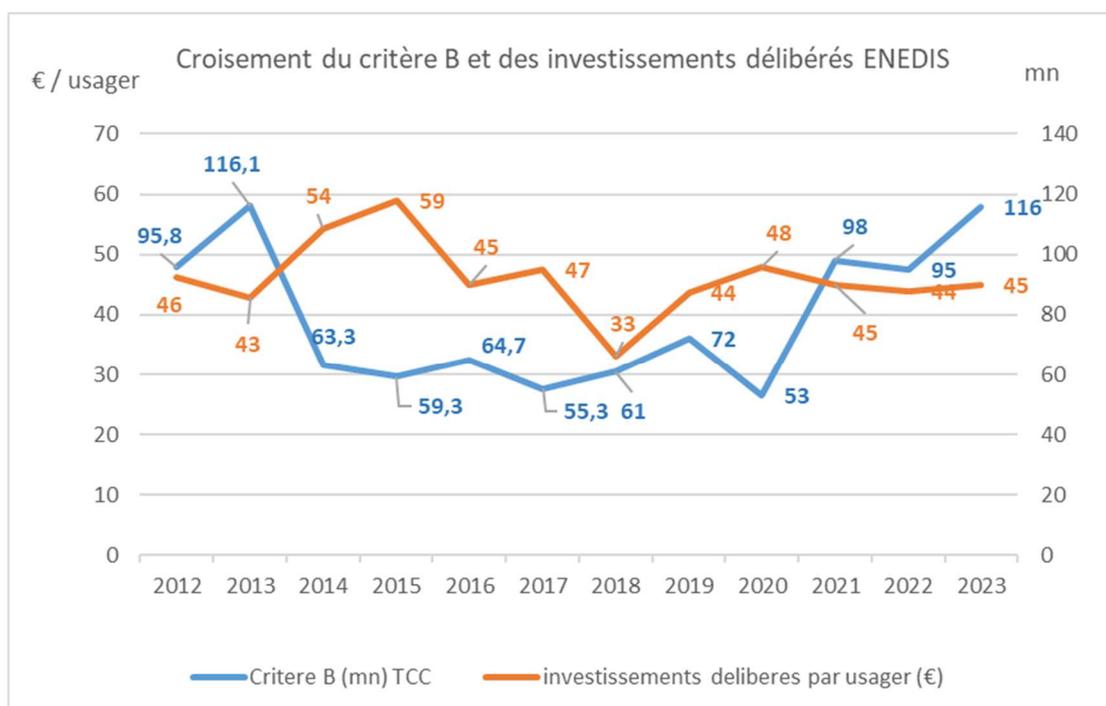


Les investissements délibérés sont les investissements du concessionnaire hors raccordements et hors Linky.

Depuis 2019, les investissements délibérés remontent et **retrouvent, en 2020, le niveau atteint en 2017**. En 2023, le montant consacré augmente légèrement par rapport à 2022, mais reste sur la tendance constatée depuis 2020.

Le montant des investissements délibérés du délégataire sur la concession est de 45,2 € / usager, **en hausse de 1€/usager par rapport à 2022**.

Il est intéressant de comparer l'évolution des investissements « délibérés » et les résultats du critère B ; même s'il existe forcément un délai entre une période d'investissement et ses impacts sur la qualité du service rendu, nous pouvons constater une corrélation entre les deux.



Le niveau moyen d'investissement en « performance réseau » par usager sur la concession (45€/usager) retrouve la tendance observée nationalement (de l'ordre de 40€/usager) pour un critère B largement dégradé en Saône et Loire (voir la rubrique « qualité de distribution » de ce rapport). Après la baisse enregistrée en 2018, il retrouve à peine, en 2023, le niveau moyen enregistrés depuis 2012.

Les investissements délibérés par usager suivaient une tendance à la hausse sur la période 2008-2015. Ils dépassaient la valeur nationale en 2014 et en 2015. Cependant, et au vu de l'évolution sur les derniers exercices, il semble impératif que l'AODE poursuive son contrôle des investissements du délégataire, d'une part, et que le concessionnaire continue à faire des efforts à la fois sur le montant mais également sur le ciblage des investissements pour éradiquer l'envolée du critère B constatée depuis 2021.

Comme précisé précédemment, ces montants intègrent en partie les montants consacrés aux postes source qui viennent réduire d'autant les montants consacrés aux réseaux.

→ **Nécessité a minima d'augmenter et de mieux cibler le niveau des investissements délibérés, en priorisant les travaux de renouvellement des lignes HTA et BT.**

Travaux d'élagage

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	évolution
Longueur de réseau traité (km)	149	210	281	241	477	351	186,5	213	253	214	-15%
Montants consacrés (k€)	938	1 898	1 565	1 220	2 030	1 410	1 190	1 339	1 440	1 650	+14,5 %
€/km traité	6 295	9 038	5 569	5 062	4 256	4 017	6 380	6 286	5 692	7 710	+35%

Source : ENEDIS – CRAC ex 2023

Le concessionnaire a présenté pour la première fois en 2017 la distinction entre le réseau HTA et le réseau BT

	HTA			BT		
	Longueur (km)	Montant (k€)	€/km traité	Longueur (km)	Montant (k€)	€/km traité
2017	200	1 050	5 250	41	170	4 140
2018	435	1 860	4 275	42	170	4 047
2019	332	1 240	3 735	19	170	8 947
2020	149	930	6 241	37,5	260	6 933
2021	197	1 162	5 898	16	177	11 062
2022	223	1 210	5 426	30	230	7 666
2023	155	1 150	7 419	59	500	8 474

Source : ENEDIS – CRAC ex 2023

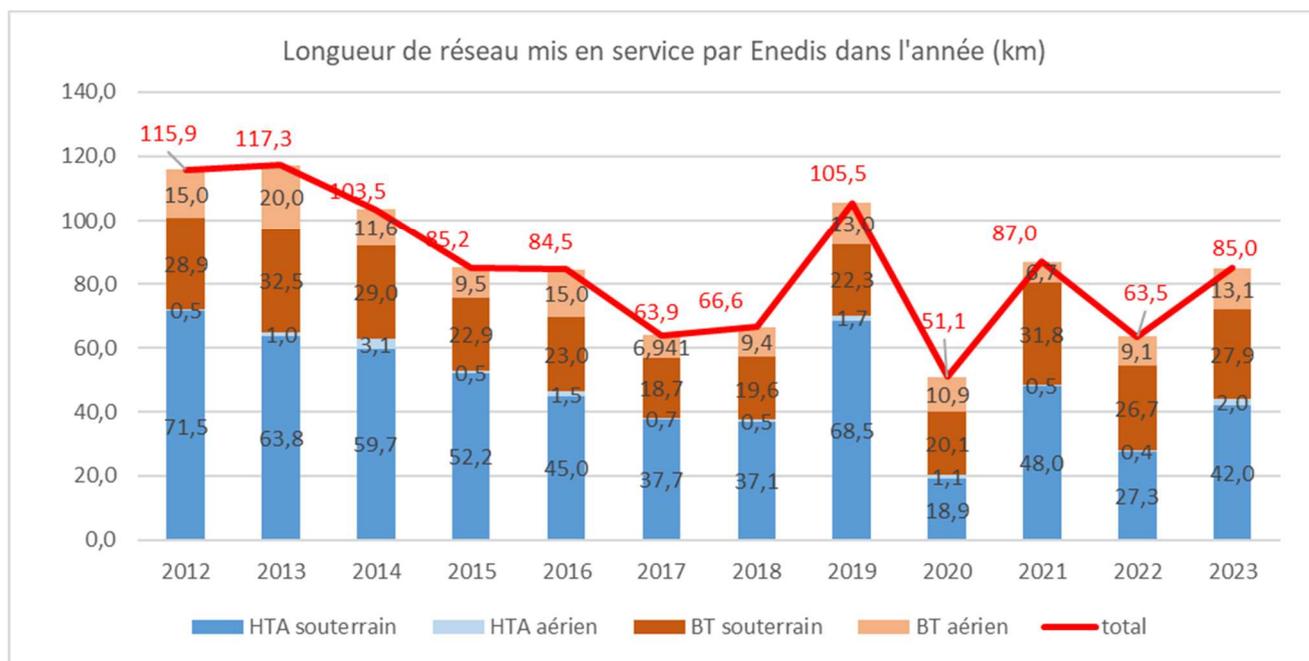
Le concessionnaire mène des opérations d’entretien et de maintenance. En particulier, les montants dépensés sur les opérations d’élargage ont nettement diminué entre 2015 et 2019. Depuis 2020, ils ont légèrement augmenté pour revenir au niveau moyen constaté des 8 dernières années.

En termes de linéaire de réseaux traités (HTA et BT confondus), le volume de 2023 (214 km) présente une légère baisse par rapport à 2022, mais reste à un niveau moyen par rapport aux 5 dernières années.

Le compte d’exploitation ne permet pas d’identifier les dépenses de maintenance curative de façon claire. Il serait essentiel que le SYDESL puisse établir que le vieillissement de son patrimoine n’amène pas à une hausse trop importante de ces dépenses.

B- Les mises en service en 2023

Ces longueurs concernent principalement du renouvellement pour obsolescence ou du déplacement d'ouvrage. La longueur totale de réseau construit par le concessionnaire et mis en service en 2019 est en nette hausse par rapport à 2017 et 2018. Elle retrouve les niveaux affichés entre 2012 et 2016. En 2022, nous constatons une nette baisse, pour atteindre un des niveaux le plus bas enregistré depuis 2012.



Source : ENEDIS, CRAC 2012 à 2023

Répartition par type de câble

	2016		2017		2018		2019		2020		2021		2022		2023	
souterrain	68,3	80%	56,3	88%	56,7	85,2%	91	86,1%	39	76%	80	92%	54	85%	70	82%
aérien isolé	15,1	18%	6,8	10,7%	9,4	14,1%	13	12,4%	10,8	21%	6,7	7,7%	9,1	14,4%	13	15%
aérien nu	1,5	2%	0,81	1,3%	0,48	0,7%	1,6	1,5%	1,24	3%	0,5	0,3%	0,3	0,6%	2	3%
Total (km)	84,9		63,9		66,6		105,5		51,1		87,2		63,5		85	

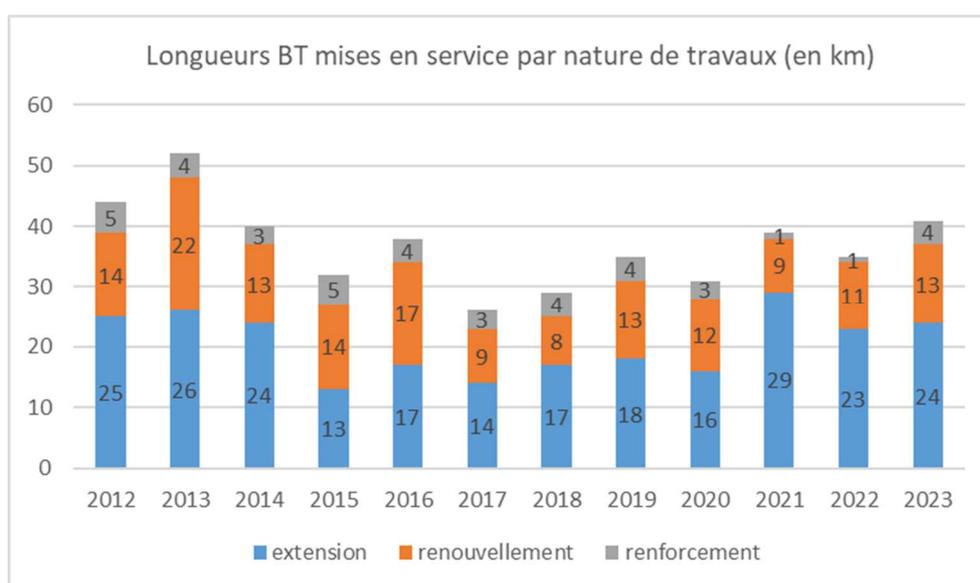
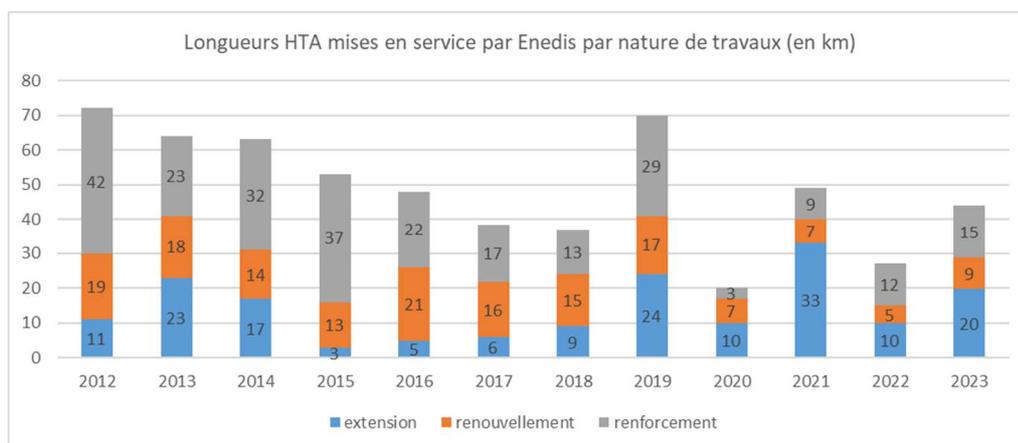
Entre 2015 et 2020, la part de réseau posé en souterrain ne dépasse pas 88%. En 2023, cette part ne dépasse pas 82%.

Près d'1,8 kilomètre sur 10 est donc posé en aérien. Notons également que 3% des réseaux mis en services le sont en aérien nu, réseau réputé fragile et sensibles aux aléas climatiques.

Longueurs de réseau mis en service par tension

km	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	part
Réseau HTA	52,7	46,6	38,3	37,6	70,3	20,1	48,5	27,7	44	52%
Réseau BT	32,4	38,3	25,6	29	35,3	31	38,5	35,8	41	48%
Total	85,2	84,9	63,9	66,6	105,6	51,1	87	63,5	85	

Répartition par motif de travaux



Source : ENEDIS, CRAC 2012 à 2023

La hausse constatée en 2021 s'est confirmée en 2023 qui retrouve un des meilleurs niveaux de ces dernières années sur le renouvellement.

La concession compte environ 20 000 km de réseau HTA ou BT et 11 000 postes HTA/BT **dont les durées d'amortissement sont de 40 ans** (à l'exception du réseau BT torsadé dont la durée d'amortissement a été allongée par le concessionnaire en 2011 à 50 ans).

Pour renouveler le patrimoine concédé sur cette durée, il serait théoriquement nécessaire de renouveler près de 500 km de réseau et 275 postes chaque année.

En 2023, le concessionnaire a renouvelé 85 km de réseau, ce qui ne représente que 17% de l'objectif théorique. Le nombre de postes HTA/BT renouvelés en 2022 n'est quant à lui pas connu.

La conséquence de l'insuffisance du renouvellement des ouvrages concédés à ENEDIS est le vieillissement du patrimoine de la concession. La crainte étant qu'un manque de renouvellement régulier conduise à une situation critique où l'investissement devenu nécessaire soit insoutenable.

C. LE SUIVI DU PROGRAMME PLURIANNUEL DES INVESTISSEMENTS (PPI)

Dans le cadre du contrat de concession signé en 2021, Enedis et le SYDESL ont établi, pour la période 2021-2024, un Schéma Directeur des Investissements (SDI) qui correspond à une vision de long terme de l'évolution des réseaux.

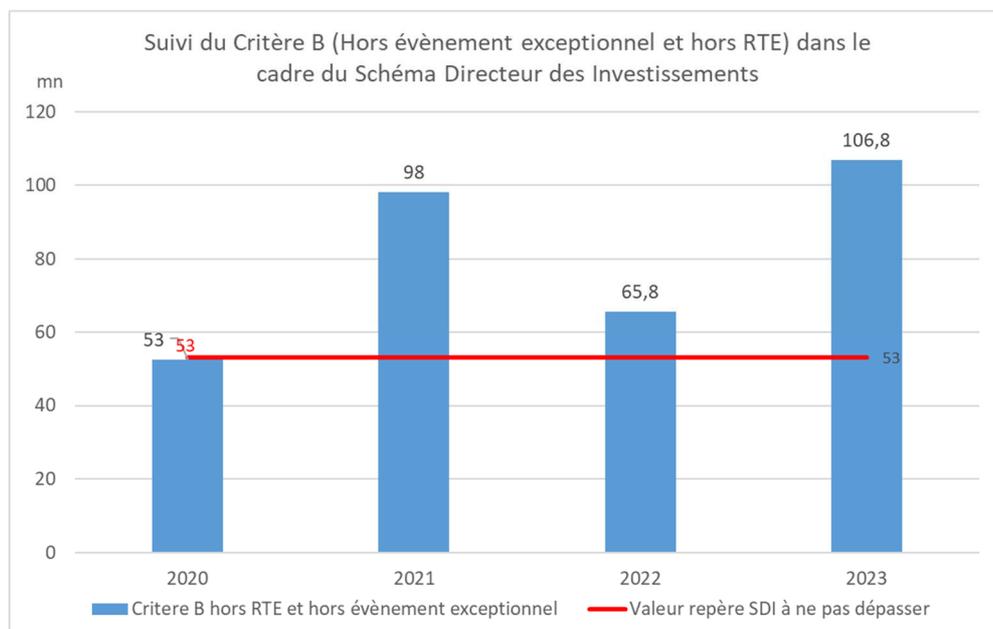
Il permet d'orienter les investissements sur le réseau. Il porte sur 2 orientations majeures, déclinées en ambitions pour chaque programme pluri-annuel d'investissement.

LE SCHEMA DIRECTEUR D'INVESTISSEMENT

Les 2 ambitions partagées entre le SYDESL (autorité concédante) et Enedis (Concessionnaire) sont :

- Maintenir la qualité de l'électricité distribuée à celle de 2020 (critère B HIX hors RTE -60 mn en 2020- et % de CMA), sur le département de la Saône et Loire tout en traitant les territoires les plus en écart.
- Développer les réseaux électriques de demain, pour accueillir les nouveaux usages, accompagner le développement du territoire et la transition énergétique.

Concernant le maintien du critère B, hors événement exceptionnel et hors incident RTE, la situation s'est largement détériorée en 2023 et s'éloigne de l'ambition d'un maintien à 53 mn.



Comme expliquée à la rubrique « Qualité de distribution » de ce rapport, cette évolution est liée à des événements climatiques. Toutefois, ces épisodes appelés à se répéter dans les années futures doivent être intégrés dans les perspectives de consolidation et renouvellement des réseaux par Enedis.

Par ailleurs, pour 2023, Enedis ne semble pas au rendez-vous pour le traitement des zones les plus en écart, dans la mesure où **les zones disant des critères B les plus élevés, restent très marquées pour cette année.**

LE PROGRAMME PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT

Le suivi de ce programme porte à la fois sur des indicateurs techniques et des indicateurs financiers.

Indicateurs techniques

	Leviers à mettre en œuvre	Ambitions PPI 2021-2024	Indicateur de suivi	2021	2022	2023	Taux de réalisation
Ambition 1	1- Résilience du réseau aérien HTA face aux aléas climatiques	16 km	Nb km fiabilisés/an	2	2,9	0,5	34%
	2- Fiabilisation des réseaux HTA aériens	240 km		57,3	60,3	88,8	86%
	3- Résorption de câbles HTA souterrains incidentogènes	8 km	Nb km fiabilisés/an	1,4	1,5	2,6	68,4%
	4- Résorption de câbles BT souterrain incidentogènes	6 km	Nb km sécurisés/an	2	0,3	2	71,7%
	5- Résorption de fils nus BT incidentogènes en zone urbaine	24 km	Nb km sécurisés/an	3,8	5,5	10,9	84,2%
Ambition 2	1- Développer la technologie Smart Grids au service de la modernisation de l'exploitation des réseaux	30 poches traitées par l'installation d'OMT	Nb OMT posés/an sur la zone	3	14	12	96,7%
		90% de postes HTA/BT identifiés comme point de première intervention prioritaire équipés de DD-K	Nb détecteurs de défaut sur concentrateur (DD-K) posés	92	3	53	96,1%
	2- Renforcement pour accompagner le développement du territoire et l'insertion des EnR	Respecter le seuil de tenue de tension du décret qualité	Nb clients mal alimentés traités	36	116	87	50%
		Création du Poste Source « LA SALLE » (hors engagement financier du PPI)	Poste source mis en service	En cours	En service	En service	100%

Source : Enedis – Crac 2023

Légende : En retard ■

; Léger retard ■

; En avance ■

Indicateurs financiers

Dépenses d'investissement	Objectif PPI (k€) 2021-2024	2021	2022	2023	Taux de réalisation
Total investissements pour l'amélioration du patrimoine	16 300	5 061	5 293	5 836	99%
Renforcement / renouvellement des réseaux HTA	1 300	415	854	250	117%
Renforcement / renouvellement des réseaux BT	600	124	320	456	150%
Climatique - sécurisation	1 100	453	388	313	105%
Modernisation des réseaux HTA dont poste HTA/BT et smart grids	9 500	3 037	2 824	3 337	97%
Modernisation des réseaux BT dont poste HTA/BT	3 800	1 032	907	1 480	90%

Source : Enedis – Crac 2023

Légende : En retard ■

; Léger retard ■

; En avance ■

Les points positifs pour les investissements :

- Une augmentation globale des investissements, et notamment des investissements pour la performance du réseau ;
- Une hausse des investissements consacrés à l'élagage (+15%) mais une baisse des longueurs traitées (-15%) ;
- Une hausse des longueurs mises en service.

Les points de vigilance pour les investissements :

- La hausse des investissements constatée, correspond à une baisse par rapport à 2021 et 2020 si on ramène les montants en euros constant. L'inflation subie en 2022 et 2023 doit être prise en compte pour analyser les investissements ; la remontée des investissements de performance, après la chute enregistrée en 2018, **ne permet pas de retrouver le niveau d'investissement constaté entre 2019 et 2021 ;**
- Une baisse des travaux consacrés à l'élagage, alors que les végétaux en contact avec les réseaux constituent une des principales sources de microcoupures ;
- Un manque de détail sur les dépenses de maintenance curatives ;
- **Globalement, un rythme insuffisant dans le renouvellement des réseaux, ou un ciblage inefficace compte tenu des résultats qualité de fourniture.**

6- L'ÉVALUATION FINANCIÈRE DU PATRIMOINE

Le concessionnaire inscrit à l'actif de son bilan les ouvrages mis en concession sur le poste « immobilisations du domaine concédé ».

Ensuite, il doit anticiper leur renouvellement en reconstituant une capacité d'investissement à hauteur de leur valeur de remplacement par le jeu des amortissements et des provisions adéquats. Certains biens sont toutefois réputés non renouvelables, tels que les biens non amortissables comme les terrains, ou les biens dont la durée de vie dépasse l'échéance de la concession.

Le nouveau contrat de concession, basé sur le modèle national, est en application depuis le 21 juin 2021. Celui-ci contient les clauses relatives à la gestion comptable et financière de la concession et l'organisation du contrôle de leur application. Le contrat précise notamment le détail des données de l'inventaire à transmettre annuellement avec le compte-rendu d'activité. Ce contrat a également modifié le régime de gestion des provisions pour renouvellement.

L'arrêté du 10 février 2020, fixant 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.224-31 du code général des collectivités territoriales, a complété la liste des données à transmettre par Enedis intégrant notamment les origines de financements des ouvrages. Ces nouveaux éléments dont nombreux et doivent nous permettre de mieux appréhender la gestion comptable du service concédé et notamment les créances réciproques en cas de fin normale ou anticipée du contrat.

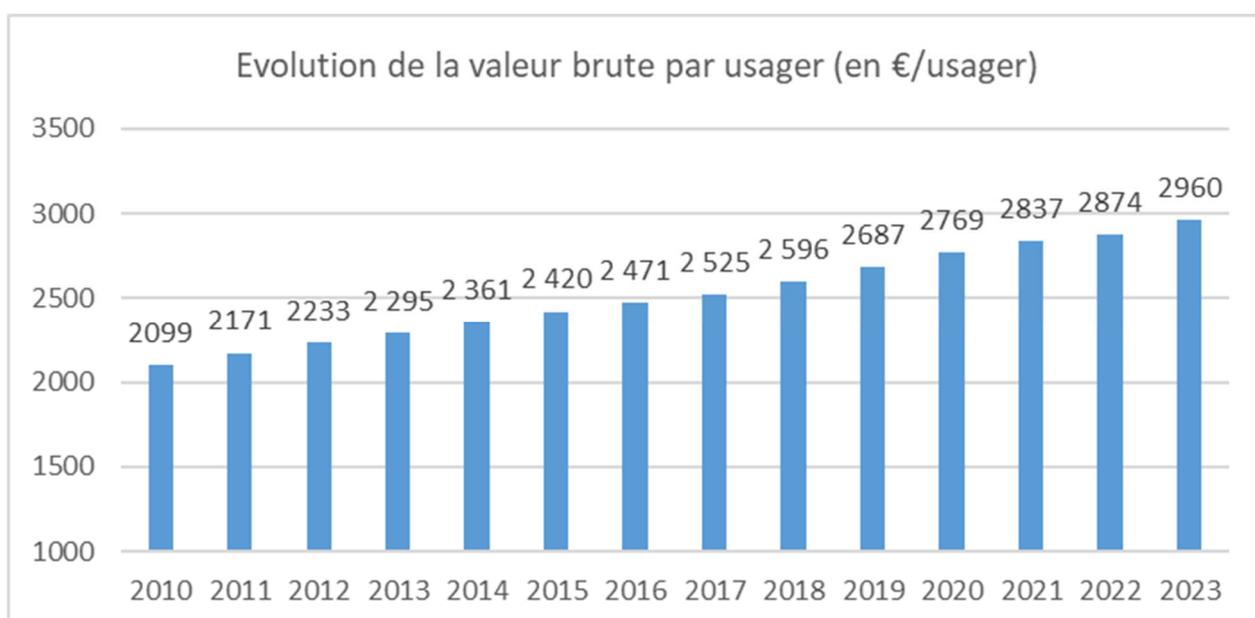
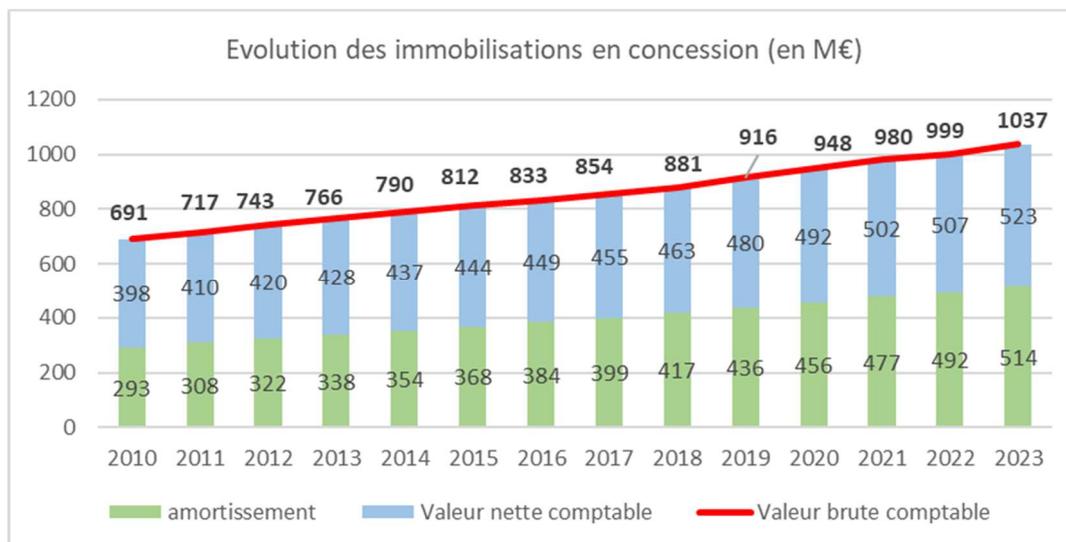
A- La valeur d'origine

Le tableau suivant montre que la valeur brute du patrimoine concédé a augmenté de 4 % entre 2022 et 2023 pour atteindre 1 037 M€ fin 2023.

La valeur du patrimoine concédé représente 2 837 € par usager de la concession en 2021, contre 2 769 en 2020.

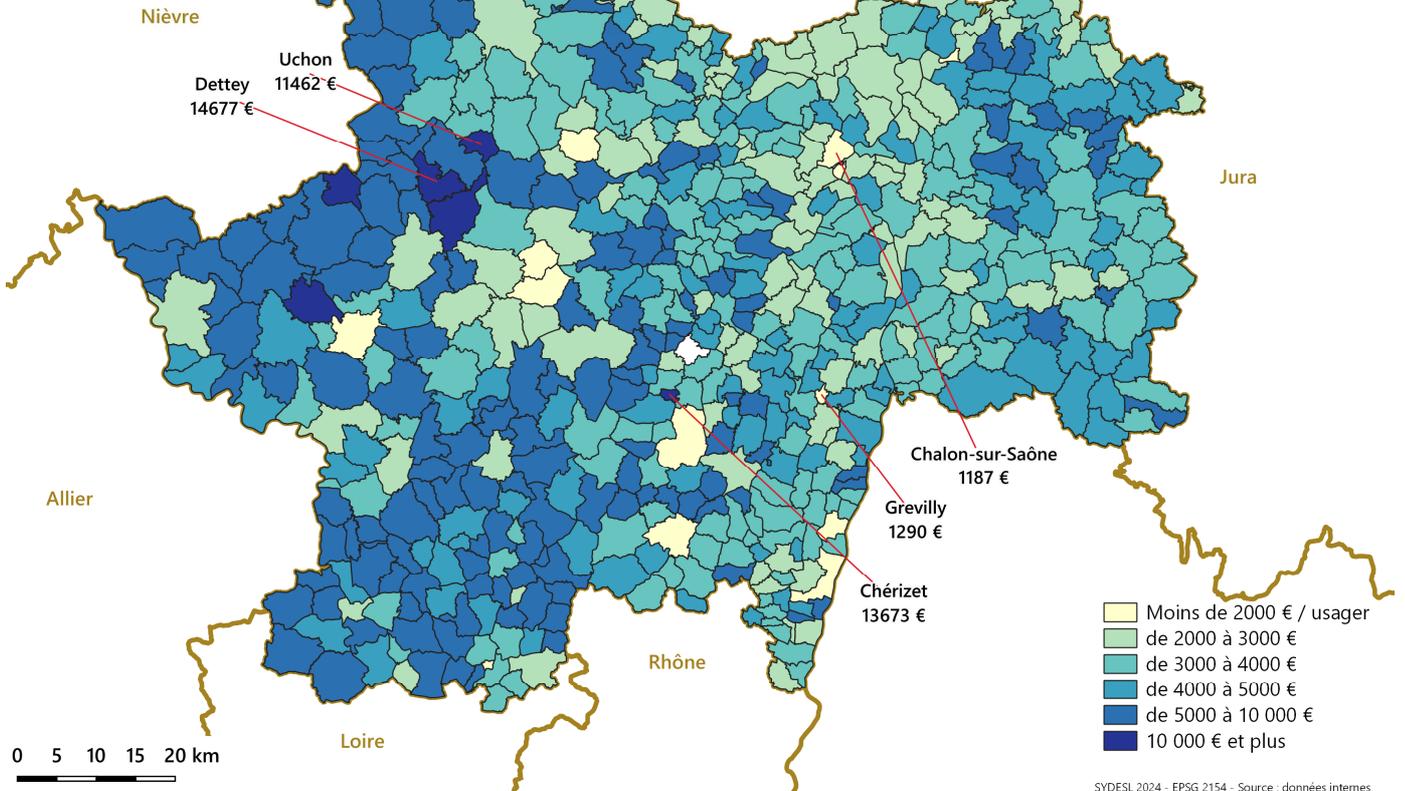
M€	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2022/2023
Valeur brute comptable	790,4	812,2	832,7	853,9	880,7	915,6	947,9	979,7	998,7	1 036,8	+ 4%
Amortissement	353,57	368,45	383,89	399,26	417,4	435,6	455,8	477,3	491,8	514,2	+ 5%
Valeur nette comptable	436,78	443,72	448,79	454,66	463,3	479,9	492	502,4	506,9	522,9	+ 3%
VB par usager	2 361	2 420	2 471	2 525	2 596	2 687	2 769	2 837	2 874	2960	+ 3%
VNC par usager	1 305	1 322	1 331	1 345	1 366	1 408	1 436	1 455	1 459	1494	+2%
Part amortie	44,7%	45,4%	46,1%	46,7%	47,3%	47,5%	48,1%	48,7%	49,2%	49,6%	

Source : ENEDIS, CRAC 2012 à 2023 + fichier Enedis inventaire comptable

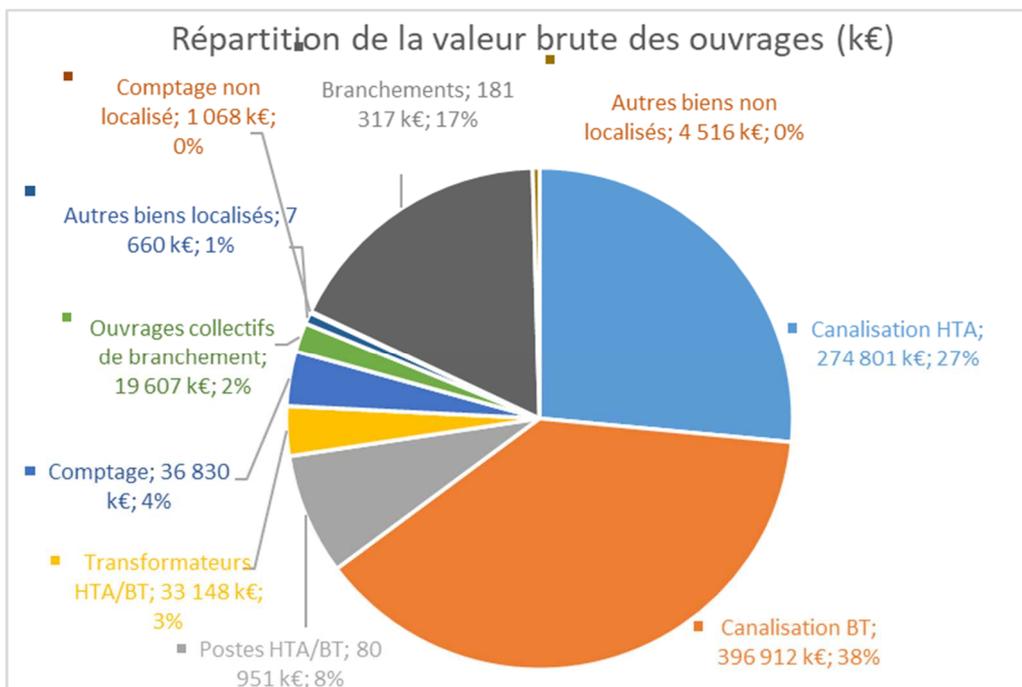




Valeur brute des biens localisés par usager et par commune en 2023



Source : Enedis ; données contrôle - fichier inventaire comptable ex 2023



Les ouvrages localisés (réseaux HTA et BT, postes de transformation HTA BT, transformateurs et autres biens), d'une valeur de 822 M€ sont amortis à hauteur de 51% fin 2023.

Les ouvrages non localisés (branchements, colonnes montantes, matériel de comptage) ont une valeur brute de 206 M€ et sont amortis à 42% fin 2023.

Le patrimoine concédé était valorisé à 1 036 M€ à fin 2023, **en augmentation de 37 M€ sur un an**. Cette augmentation est supérieure à celle constatée annuellement en moyenne sur les 7 derniers exercices (+25 M€/an en moyenne). La valeur brute par usager (2 960€) se situe au-dessus de la moyenne des ratios constatés nationalement par l'AEC (2 750€) lors de l'exercice précédent.

Les transformateurs sont des ouvrages localisés depuis l'exercice 2015. Ils représentent 3% de la valeur brute totale à fin 2023.

Les ouvrages non localisés (branchements et compteurs) représentent plus de 20% du patrimoine, soulignant l'enjeu d'une plus juste localisation comptable de ces ouvrages, notamment en ce qui concerne les branchements. La localisation de ce type d'ouvrage est envisagée via le projet ADELE.

Le concessionnaire a engagé des travaux d'amélioration de la localisation des ouvrages. Ces travaux ont notamment permis la mise en place d'un suivi individualisé et localisé des compteurs Linky. Ils ont également conduit à une gestion individualisée des transformateurs HTA-BT qui sont ainsi gérés de façon localisée.

Ces travaux d'inventaire se poursuivent sur les colonnes électriques et sur les autres ouvrages de branchements non localisés.

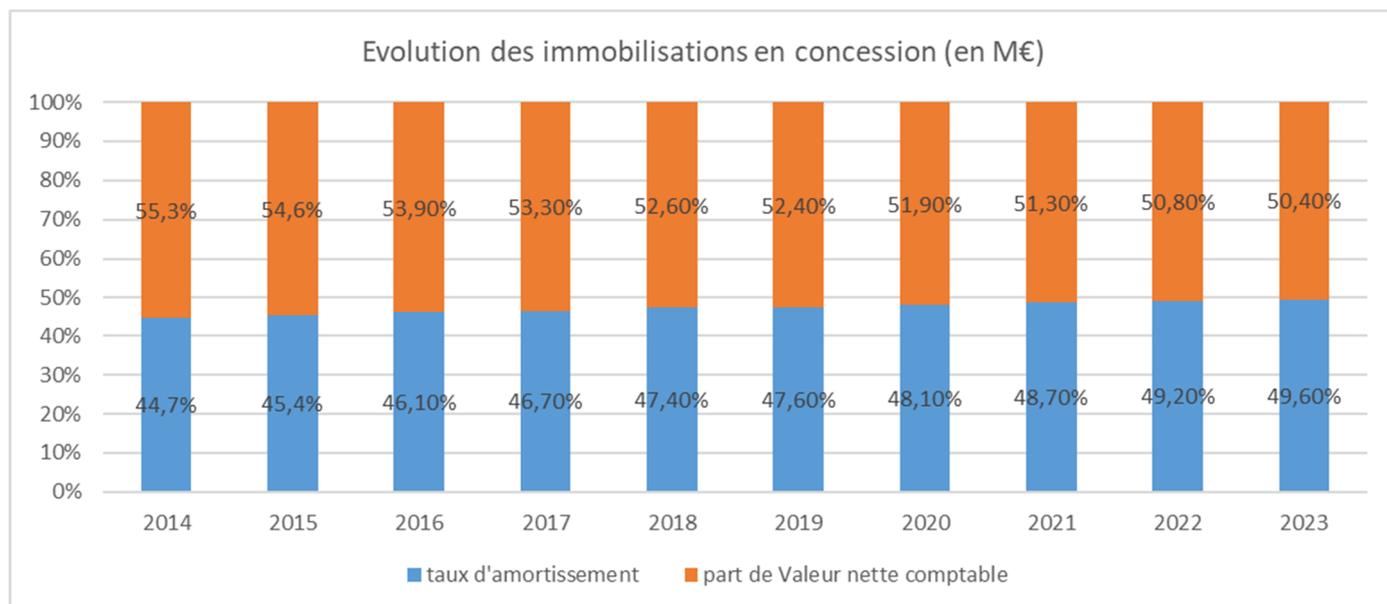
La loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite « loi ELAN ») acte la reprise en concession des colonnes montantes antérieures à 1992. Elle vient clarifier (art 176) le régime juridique de ces ouvrages électriques.

Les colonnes montantes électriques mises en service avant la publication de la loi appartiennent au Réseau Public de Distribution (RPD) à l'issue d'un délai de deux ans, pendant lequel les propriétaires et copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages peuvent :

- *notifier à Enedis l'acceptation du transfert définitif au RPD desdits ouvrages, qui prend alors effet à compter de la notification. Le transfert est effectué à titre gratuit, sans contrepartie pour le gestionnaire de réseau ;*
- *revendiquer la propriété des ouvrages, sauf si Enedis ou l'autorité concédante apportent la preuve que lesdits ouvrages appartiennent déjà au RPD.*

B- La valeur nette comptable et l'amortissement des ouvrages

La valeur nette comptable des ouvrages concédés matérialise l'obligation de retour des ouvrages au concédant. Le rythme d'amortissement est plus élevé que celui de l'augmentation du patrimoine, ce qui traduit un manque de renouvellement des ouvrages concédés.

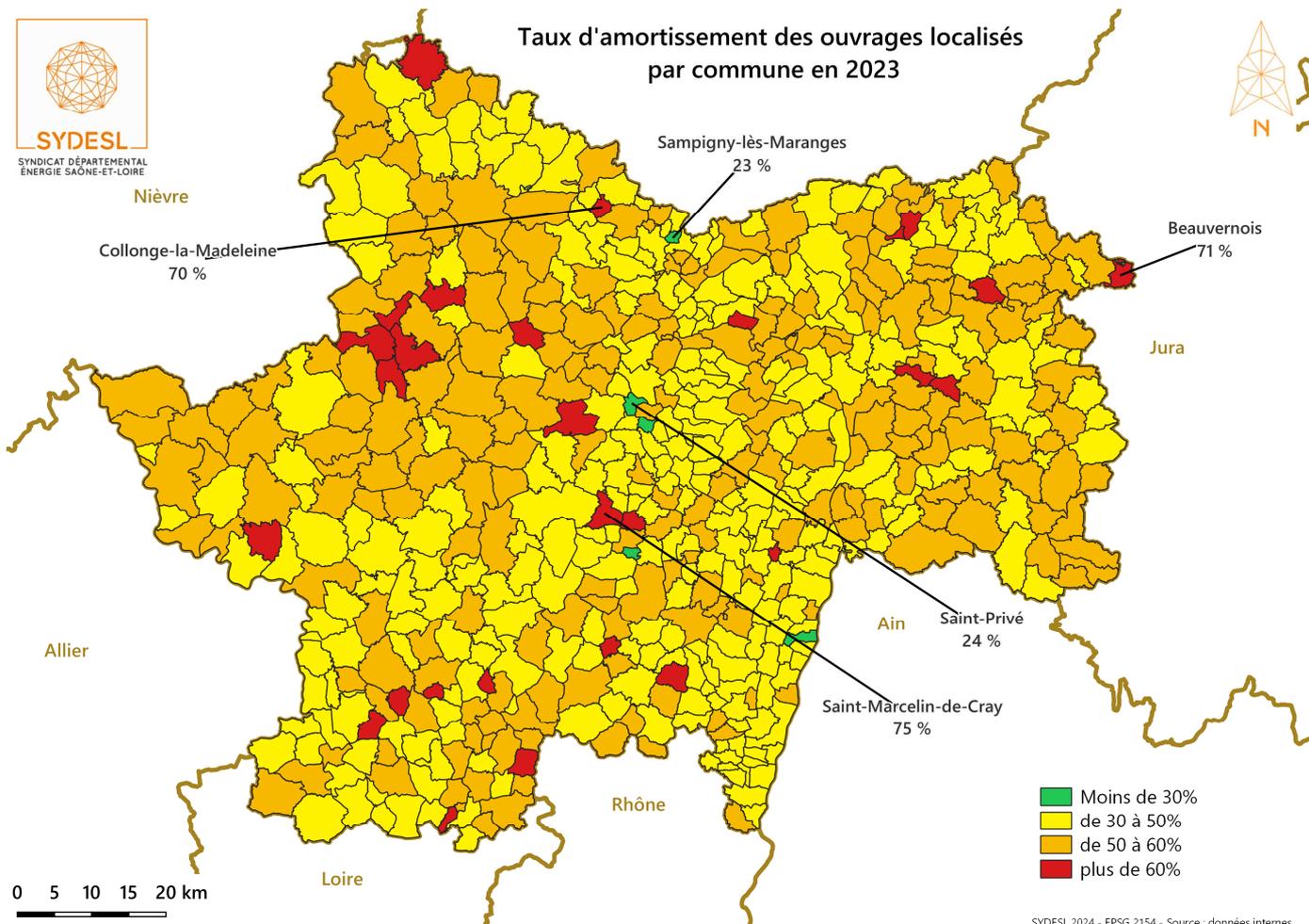


Source : ENEDIS – Crac 2012 à 2023

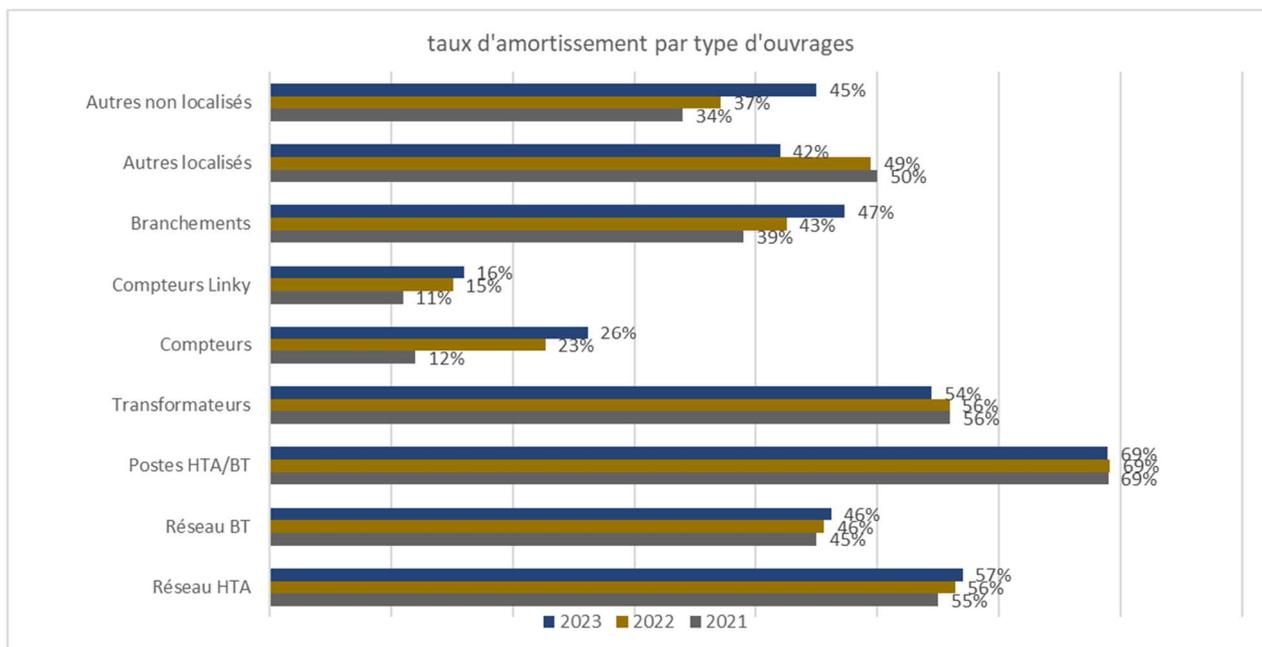
Le taux d'amortissement par commune permet d'identifier les zones où le patrimoine est le plus ancien. Plus le taux d'amortissement est élevé, plus les ouvrages sont âgés et donc potentiellement vétustes.

3 zones se démarquent sur le département, pour un patrimoine vieillissant : l'ouest, l'est et le sud-ouest.

Taux d'amortissement des ouvrages localisés par commune en 2023



Source : ENEDIS – CRAC 2021-2023 – données fichiers immobilisations comptables



Les transformateurs sont considérés comme des biens localisés à partir de 2015.

Jusqu'en 2014, les valeurs des transformateurs HTA/BT étaient issues des informations collectées à une maille ex-centre, puis affectées dans le patrimoine des concessions au moyen d'une clé basée sur le nombre de clients. Ce mécanisme de répartition pouvait conduire à affecter aux villes des valeurs patrimoniales qui concernaient en fait d'autres territoires plus ruraux.

L'impact des mises en service

Le montant des mises en service (MES) effectuées sur 2023 s'est monté à 42,5 M€ dont 11,4 M€ pour les branchements qui ont été intégrés en 2022 en raison de leur individualisation et de leur localisation. Cette nouvelle rubrique est la suite logique du projet ADELE qui consiste en l'individualisation et localisation des branchements. Le reflet comptable de cette démarche nécessite donc leur intégration, pour cette année, au sein des éléments mis en service.

Valorisation des mises en concession (k€) – inventaire comptable	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ouvrages localisés	19 533	18 369	23 781	28 918	22 760	28 592	195 803	41 633
Dont financement concessionnaire	11 473	8 953	16 986	18 351	14 070	21 564	104 287	29 498
Dont financement concédant	8 060	9 415	6 795	10 567	8 690	7 028	91 516	12 135
Ouvrages non localisés	7 108	7 020	6 198	7 822	7 662	7 039	7 633	897
Dont financement concessionnaire	5 224	5 274	4 730	5 410	5 615	5 403	5 810	851
Dont financement concédant	1 884	1 746	1 467	2 412	2 046	1 636	1 823	46
Total	26 641	25 389	29 979	36 740	30 422	35 631	203 436	42 530

Source : CRAC

Les retraits ont représenté 4 M€ en 2023, soit 0,4% de la valeur brute 2023.

Valorisation des retraits (k€) – inventaire comptable	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ouvrages localisés	- 2 648	- 2 158	- 1 173	- 6 195	- 2 304	- 2 589	- 3106	- 3 636
Ouvrages non localisés hors Linky	- 3 446	- 4 393	- 4 799	- 2 550	-1 284	- 1 050	-181 144	- 303
Linky	o	- 1,9	- 29	- 60	- 99	- 195	- 209	- 268
Total	- 6 094	- 6 552,9	- 6 001	- 8 744	- 3 680	- 3 834	- 184 459	- 4 245

Source : CRAC

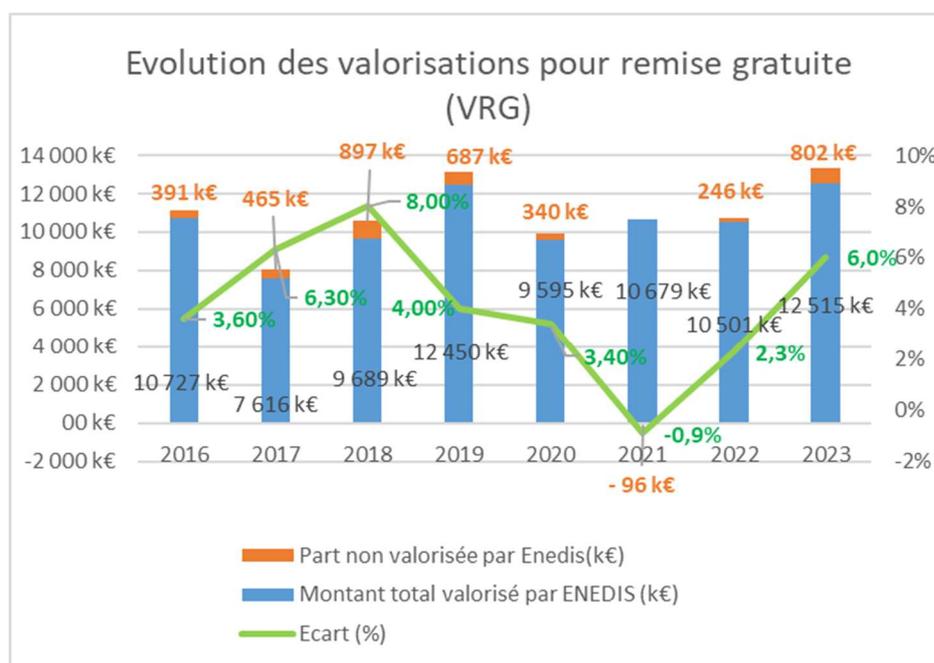
La comptabilisation des branchements dans les mises en service d'ouvrages localisés, se traduit par leur comptabilisation en retrait des ouvrages non localisés.

C- La valorisation des ouvrages mis en concession par le SYDESL (VRG)

La valorisation des ouvrages mis en concession par le SYDESL s’effectue selon les coûts qu’ENEDIS aurait subis en tant que maître d’ouvrage. Un outil de valorisation dénommé VRG (Valorisation des Remises Gratuites) a été conçu pour améliorer la qualité de la valorisation des travaux réalisés par l’autorité concédante.

Un protocole définit des seuils « d’alerte » entre le coût exposé des travaux et la valorisation résultant de l’outil de valorisation (plus ou moins 5 à 10% selon la nature des travaux).

Un suivi régulier de l’activité du concessionnaire sur ce sujet apparaît nécessaire et doit être poursuivi afin d’envisager de limiter les écarts et corriger les incohérences.



	Nb d'affaires traitées	Nb d'affaires hors seuil	Montant total payé par le SYDESL (k€)	Montant total valorisé par ENEDIS (k€)	Part non valorisée (k€)	Ecart (%)	Nb d'affaires restantes à valoriser*
2016	337	128 (38%)	11 118 k€	10 727 k€	391 k€	3,60%	NC
2017	318	150 (47%)	8 081 k€	7 616 k€	465 k€	6,30%	NC
2018	288	136 (47%)	10 586 k€	9 689 k€	897 k€	8%	48
2019	335	170 (50%)	13 137 k€	12 450 k€	687 k€	4%	34
2020	237	122 (51%)	9 935 k€	9 595 k€	340 k€	3,4%	2
2021	226	80 (35%)	10 583 k€	10 679 k€	-96 k€	-0,9%	9
2022	270	95 (35%)	10 748 k€	10 501 k€	246 k€	2,3%	0
2023	262	122 (46%)	13 317 k€	12 515 k€	802 k€	6%	0

Source ENEDIS : ex 2023 – données VRG

*Nombre d’opérations pour lesquelles le Sydesl n’a pas transmis les fiches VRG. Pour chacune de ces opérations, Enedis émet une valorisation non intégrée à ce tableau car nous ne connaissons pas le montant payé par le SYDESL au moment de la rédaction du rapport. Une mise à jour sera nécessaire lorsque les données seront complétées.

Pour l’exercice 2023, la valorisation par ENEDIS est inférieure de 802 k€ au montant de travaux réellement consacré par l’autorité concédante (soit environ 6% de ce montant).

Le SYDESL constate également que, pour 2023, le cumul des écarts en valeur absolue atteint près de 1,366 M€ dont 1 084 k€ pour les sous-valorisations et 282 k€ pour les survalorisations par ENEDIS.

Le constat dressé par le SYDESL au fil des années :

- Une hausse des taux d'écart, pour revenir à un des taux d'écart les plus élevés de ces dernières années
- La survalorisation constatée en 2021 ne s'est pas confirmée
- Une hausse du taux de fiches hors seuil et avec des écarts par fiche plus importants
- Des écarts plus importants en renforcement et en aménagement esthétique
- Les affaires comportant un changement de transformateur impliquent systématiquement une sous valorisation importante de la part d'Enedis

Le concessionnaire ne remet au SYDESL que les fiches chantiers pour lesquels le seuil d'alerte est dépassé. **Le SYDESL demande à Enedis que l'ensemble des fiches de valorisation lui soit remis pour avoir une vue globale des montants valorisés et ainsi de connaître l'écart financier entre l'investissement réalisé par le SYDESL et ce qui est inscrit par Enedis dans la concession.**

Un travail collaboratif a été mené depuis 2020 sur le sujet entre le Sydesl et Enedis qui semble devoir être affiné après avoir porté ses fruits en 2021.

Point de réussite pour les VRG :

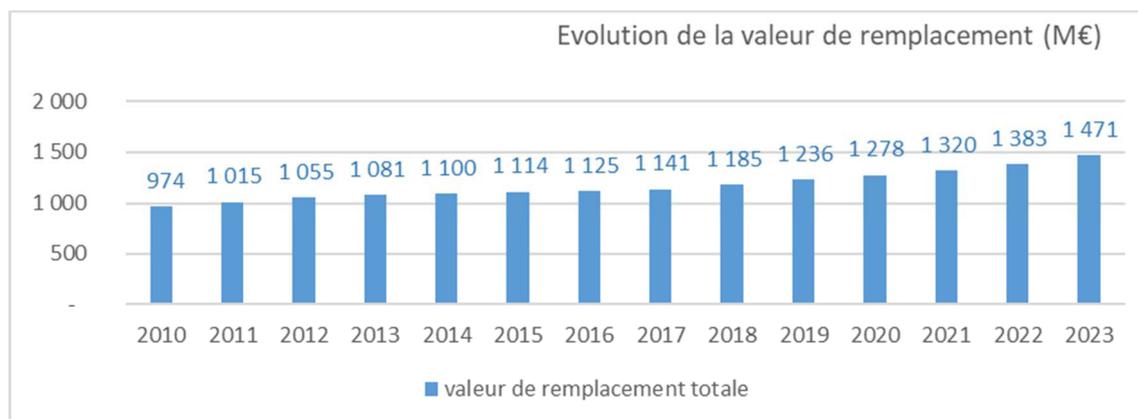
- la mise en place d'échanges constructifs et de méthode de travail entre Enedis et le Sydesl pour réduire l'écart des VRG ; en 2022, ce travail a été renforcé par un échange régulier entre les équipes d'Enedis et du Sydesl ;
- une automatisation de l'envoi des fiches, au fil de l'eau, par le SYDESL sur une adresse dédiée chez Enedis ;
- une amélioration de la grille de valorisation d'Enedis permettant de mieux prendre en compte certaines dépenses du Sydesl.

Point de vigilance pour les VRG :

- Sous valorisation conséquente après l'amélioration constatée en 2021. Soit un cumul de 3,3 M€ de sous valorisation au cours des 7 dernières années ;
- une accélération des sous-valorisation en 2023 avec un taux d'écart élevé (6%)

D- La valeur de remplacement et les provisions pour renouvellement

La valeur de remplacement représente la valeur théorique de renouvellement. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et elle est réévaluée annuellement pour refléter l'évolution des coûts à partir d'indices (coûts travaux public, main d'œuvre et ingénierie). A partir de la valeur de remplacement, le concessionnaire calcule annuellement la dotation aux provisions pour renouvellement.



Source : ENEDIS – CRAC

La valeur de remplacement du patrimoine concédé atteint 1 471 M€ fin 2023, dont 30 M€ pour Linky. Elle a augmenté de 6% entre 2022 et 2023, soit quasiment au même rythme que la valeur brute d'origine.

La provision pour renouvellement (PR) est un « préfinancement » du renouvellement des ouvrages.

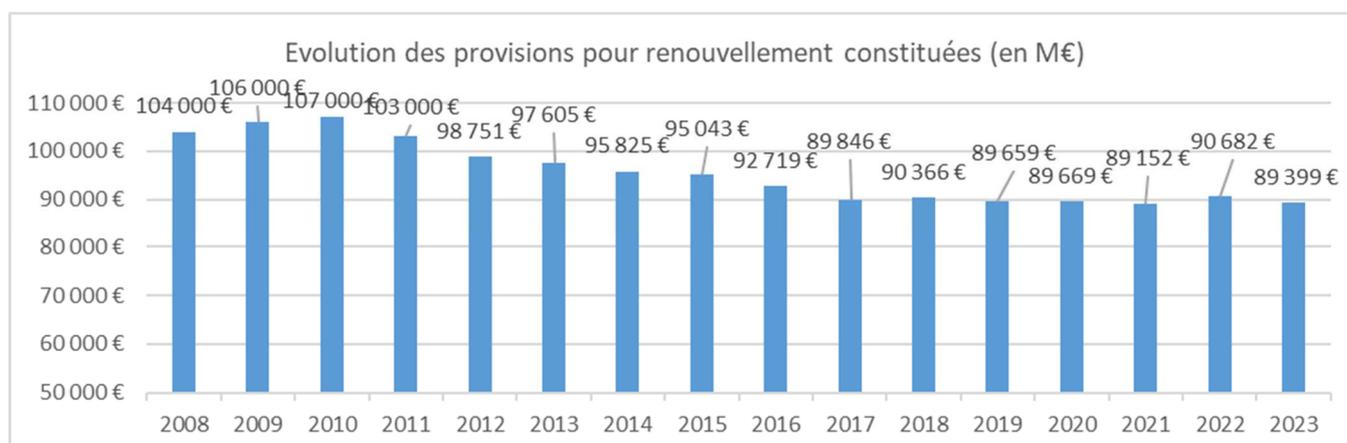
La provision pour renouvellement constitue comptablement un passif de concession dans les comptes d'Enedis et représente donc une dette potentielle du concessionnaire envers le concédant.

Les PR étaient jusqu'en 2021 constituées par le concessionnaire pour les ouvrages renouvelables avant la fin de la concession.

Elles visaient à couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique. Elles ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées.

Depuis 2021, suite à l'entrée du nouveau contrat de concession, les PR ne sont plus constituées sur les ouvrages nouvellement construits. Le stock existant ne pourra que décroître au gré du renouvellement des ouvrages existants.

Le montant des provisions pour renouvellement atteint 89 399 k€ fin 2023.

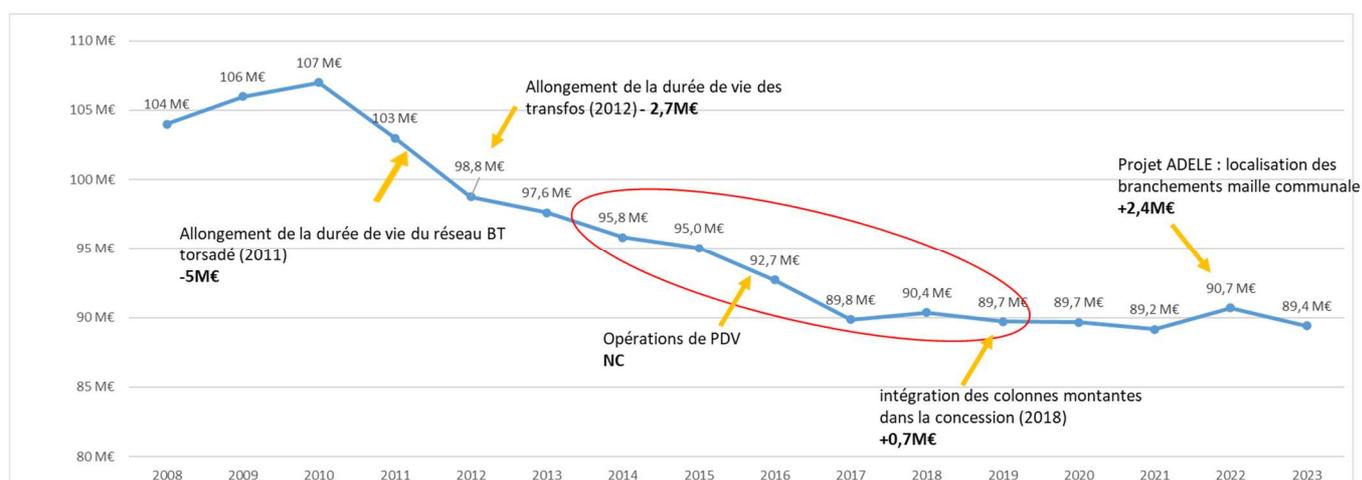


Source : ENEDIS - Montants arrondis de 2008 à 2011 – CRAC – fichier inventaire comptable

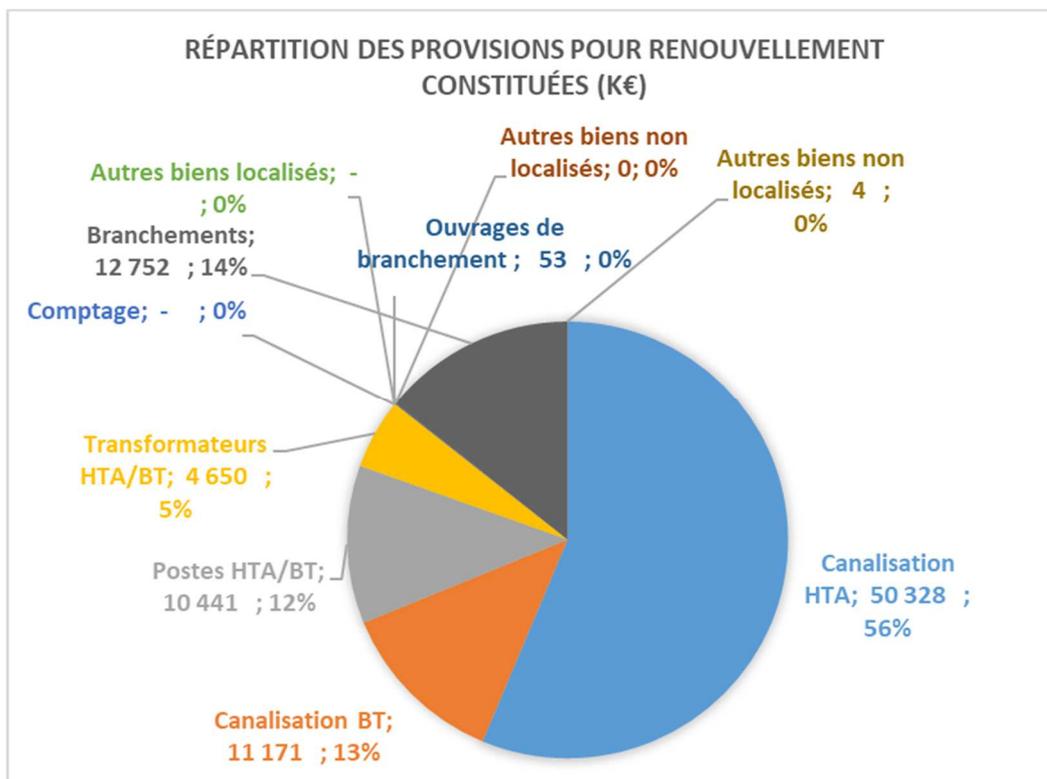
Les provisions pour renouvellement étaient imposées au contrat précédent, elles complètent l'amortissement industriel : provisions et amortissement financent le remplacement des ouvrages concédés.

Il convient de noter que depuis juin 2021, date de la signature du nouveau contrat de concession, le concessionnaire n'est plus tenu de constituer des provisions sur les nouveaux ouvrages installés.

- Une baisse du stock de PR est observée depuis 2011 et résulte :
 - Des mouvements comptables « classiques »
 - Du mécanisme de sortie des inventaires des biens non localisés totalement amortis dont la réaffectation des provisions constituées n'est pas transparente
 - De différentes pratiques comptables du concessionnaire : allongement de la durée de vie du réseau BT (2011), allongement de la durée de vie des transformateurs (2012), mise en place des opérations de PDV en 2012
- Une hausse constatée en 2022 qui traduit les calculs comptables pour la localisation des branchements et leur valorisation comptable à une maille communale et non plus multi-départementale.



On constate une certaine érosion du stock de provisions pour renouvellement sur les derniers exercices. La légère hausse constatée en 2018 s'explique très certainement par l'intégration de colonnes montantes dans la concession.



La sortie d'inventaire des branchements dès leur fin de vie comptable impacte le stock des provisions pour renouvellement. Ces diminutions sont également dues aux reprises consécutives à l'allongement des durées de vie des réseaux BT torsadés en 2011 et des transformateurs HTA/BT en 2012 qui réduisent le flux annuel des dotations.

C'est ainsi qu'**ENEDIS a décidé unilatéralement et à plusieurs reprises ces dernières années de modifier la durée de vie des biens propriété des collectivités locales qu'il a la charge d'amortir et de renouveler** ; notamment :

- Passage de 30 à 45 ans pour les bâtiments des postes de transformation en 2007,
- Passage de 40 à 50 ans pour les réseaux BT torsadés en 2011,
- Passage de 30 à 40 ans pour les transformateurs HTA / BT en 2012.

Ces modifications impactent à la baisse le stock de provisions pour renouvellement et diminuent mécaniquement les droits du concédants.

La politique d'amortissement et de constitution des provisions pour renouvellement du concessionnaire **n'est pas exactement conforme à l'article 10 du cahier des charges** selon le modèle 1992 FNCCR / EDF qui prévoit :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique "immobilisation du domaine concédé" et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le cout de remplacement des immobilisations concernées. »

Or, ENEDIS pratique l'amortissement et la constitution de provisions comme suit :

Type de bien	Amortissement part concessionnaire	Amortissement part concédant	Provision pour renouvellement
Bien non renouvelable par nature (Immeubles, Véhicules, Ordinateurs et logiciels...)	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	NON	NON
Bien DP renouvelables avant le terme de la concession en cours			
Biens en régime urbain	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	OUI
Biens ER	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	NON	OUI <i>à hauteur de 20% de l'écart VR - VO</i>
Biens DP renouvelables après le terme de la concession en cours			
Biens en régime urbain	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	NON
Biens ER	OUI <i>sur durée de vie ouvrage</i>	NON	NON

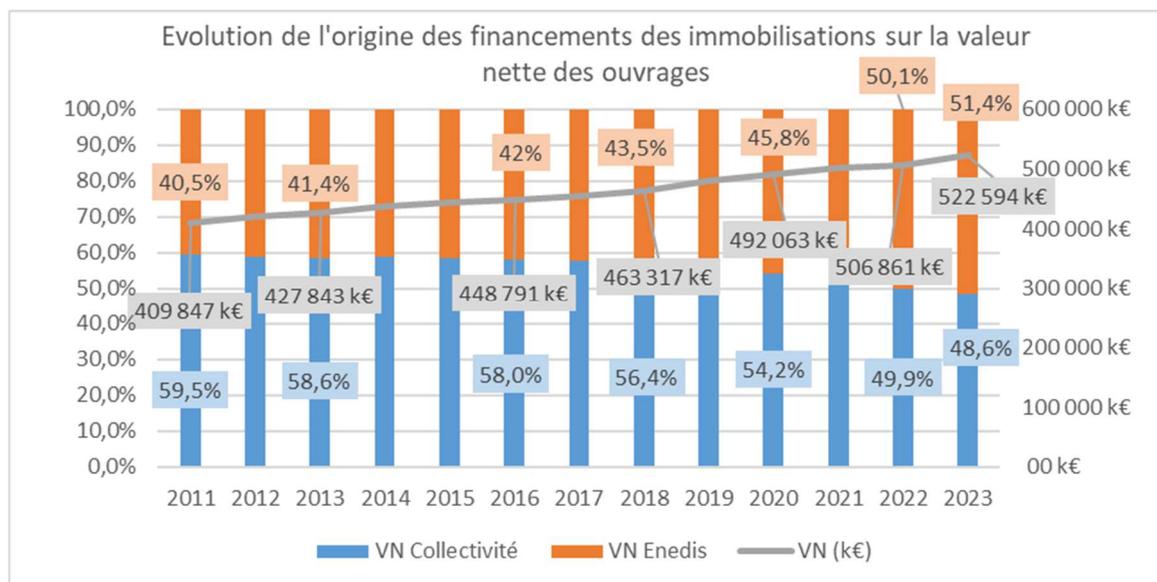
Dans le cadre de l'ancien contrat (avant juin 2021), la provision pour renouvellement est enregistrée sur les seuls ouvrages renouvelables avant la fin du contrat de concession et pour lesquels Enedis assure la maîtrise d'ouvrage du renouvellement.

Dans le nouveau contrat exécutoire au 1^{er} juillet 2021, le concessionnaire n'est plus tenu de constituer des provisions pour le renouvellement des ouvrages.

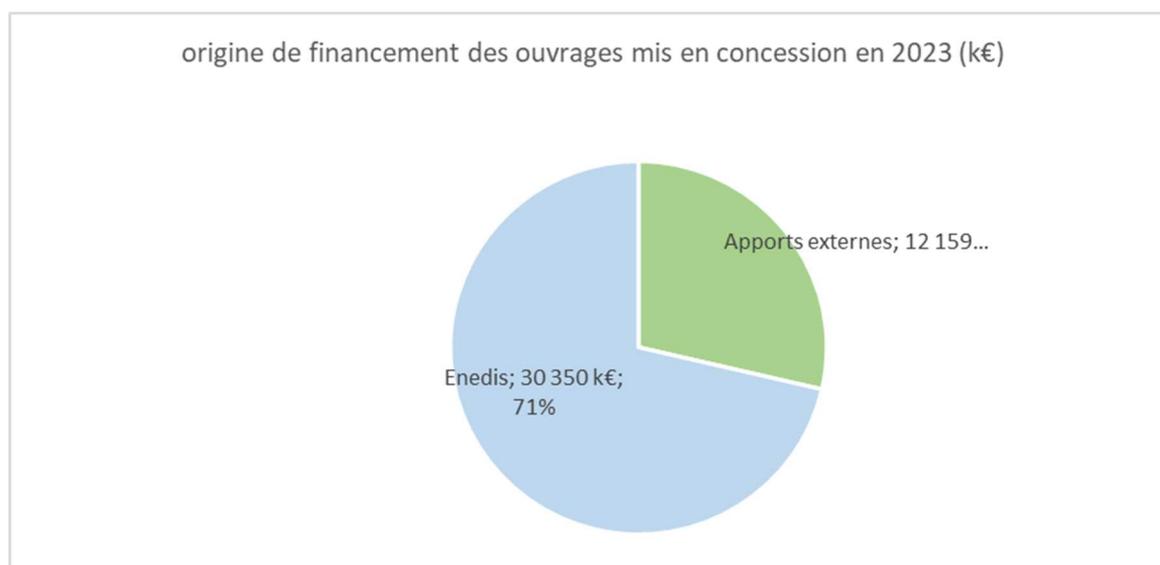
Le concessionnaire définit 3 catégories de biens :

- **Les biens non renouvelables par nature**, dont l'amortissement industriel est effectué sur la durée de vie de l'ouvrage par le financement du concessionnaire sans que soit constituées de provisions de renouvellement,
- **Les biens en régime urbain** dont l'amortissement industriel est effectué sur la durée de vie de l'ouvrage par le financement du concessionnaire et du concédant,
- **Les biens en « ER »** sont des biens situés dans les communes relevant du régime d'électrification rurale.

E – La répartition de l'origine de financement des immobilisations



Il est important de noter qu'en 2022, la part du financement du concessionnaire Enedis devient majoritaire dans la valeur nette des ouvrages ce qui aura un impact sur les droits du concédant.



Source : ENEDIS – données contrôle ex 2023 –CRAC

Depuis 2018, Enedis ne donne plus le détail des données pour la participation des collectivités et des Tiers. Il a tout intégré sous le vocable « apports externes ».

Depuis 2018, les financements apportés par Enedis tiennent compte du passage en concession des concentrateurs des compteurs Linky.

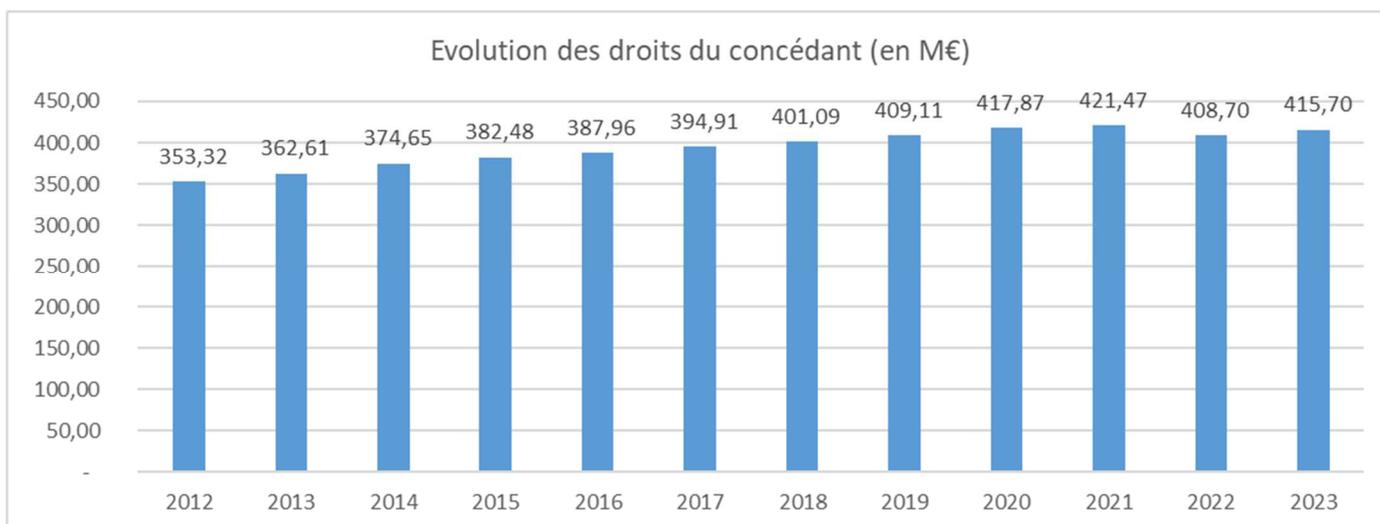
Parmi les 30 350 k€ d'apport Enedis au financement, 9 230 k€, soit 30%, sont liés à la requalification des branchements.

F - Les droits du concédant

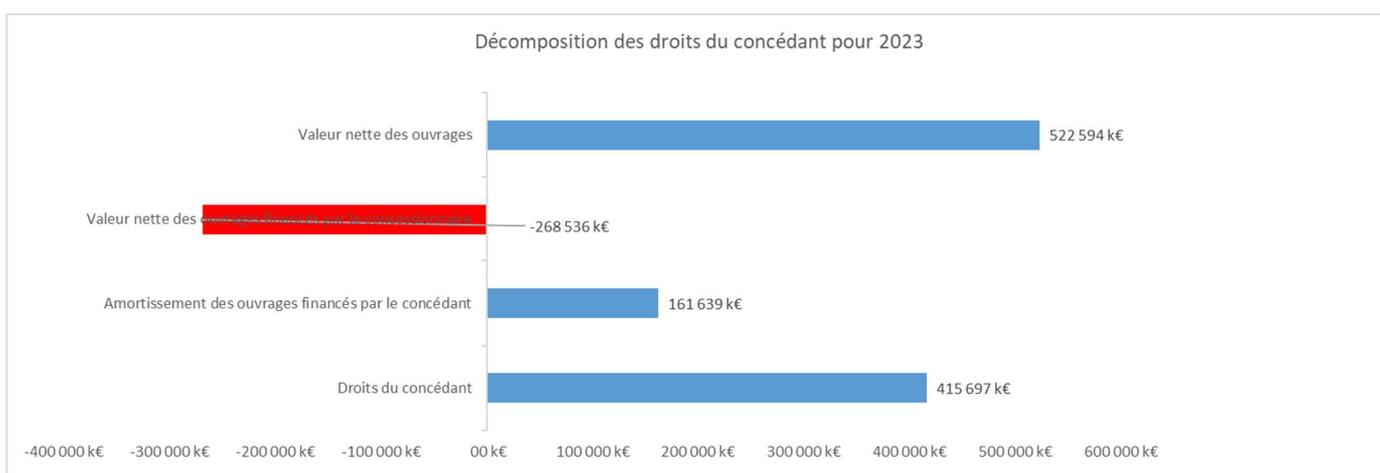
Les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant.

Ils ont augmenté de 7 M€ en un an pour s'établir à 416 M€ fin 2023.

Depuis 2012, le rythme d'évolution est en moyenne de + 8 M€ par an. On constate que leur évolution positive est de plus en plus lente.



La baisse des droits du concédant doit être expliquée par le concessionnaire. En particulier, il est nécessaire de savoir si cette baisse est liée à l'intégration comptable des branchements localisés. Sur ce point, le SYDESL attend des éléments de détail.



Source : ENEDIS – CRAC – ex 2023

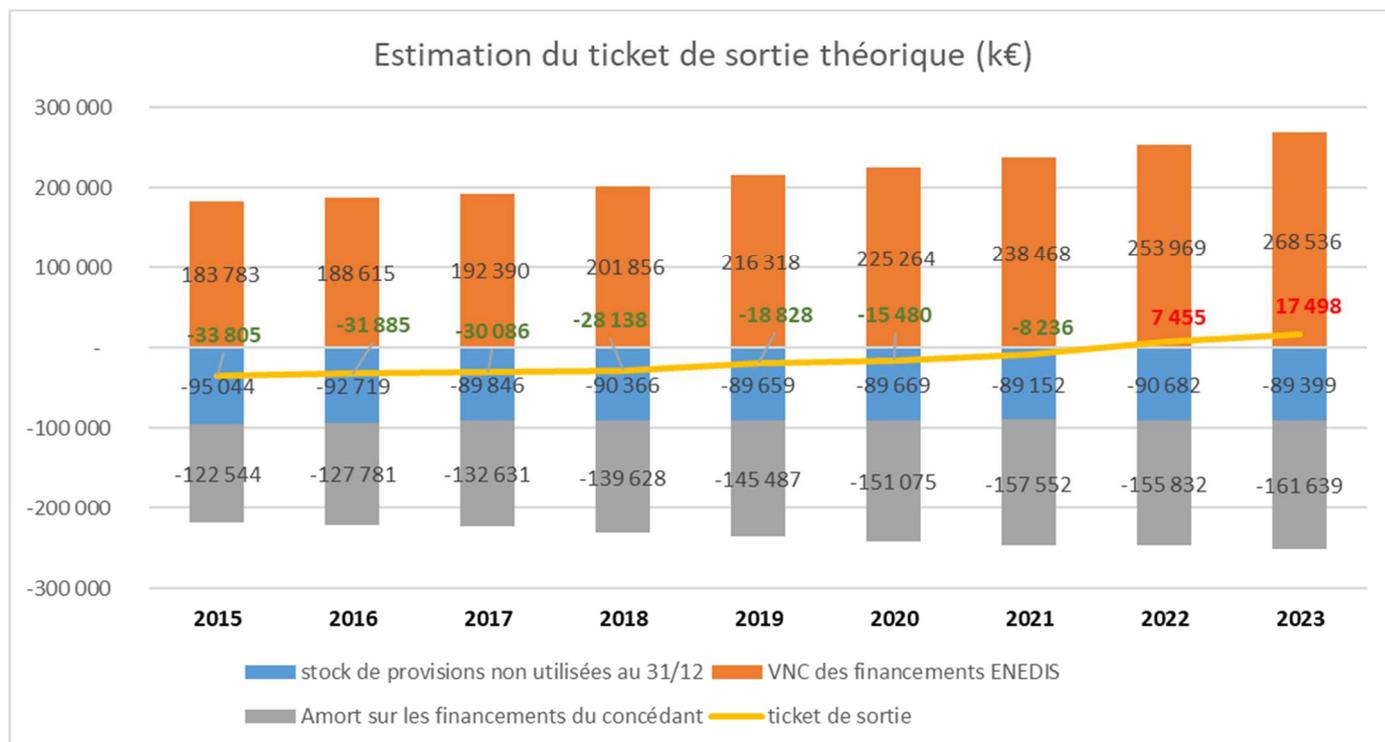
Le financement du concédant est défini comme les apports externes nets des concédants et des tiers. Autrement dit, les droits du concédant représentent la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant.

Il convient toutefois de souligner que Enedis intègre en financement Enedis l'ensemble des opérations de raccordement dont une partie (environ 60%) est financée par le pétitionnaire et non par le concessionnaire. Ce mécanisme comptable vient gonfler artificiellement la contribution d'Enedis et donc la dette potentielle du SYDESL.

Il est important de signaler que l'inventaire comptable des ouvrages établi par le concessionnaire ne précise pas l'origine des financements par ouvrage (ENEDIS, collectivités, usagers, tiers). L'autorité concédante n'a donc pas la possibilité de contrôler la sincérité du bilan des actifs et passifs de la concession et notamment le calcul du compte droit du concédant.

G – Les dettes et créances réciproques

Le « ticket de sortie » théorique à la fin d'un contrat de concession est égal à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire, moins l'amortissement des biens financés par le concessionnaire, moins le stock de provision non utilisées.



Source : Enedis – CRAC de 2015 à 2022

La valeur du ticket de sortie étant positive (+ 17,5 M€ à fin 2023), cela signifie que le montant des dettes d'Enedis envers le concédant (=amortissement des financements du concédant + stock de provisions pour renouvellement, soit 246 M€ fin 2022) est inférieure de 17,5 M€ par rapport au montant des dettes du concédant envers Enedis (=valeur nette des financement du concessionnaire, soit = 268 M€ fin 2022). **Il s'agit donc d'une dette nette théorique du SYDESL envers Enedis de 17,5 M€ à fin 2023.**

Nous parlons ici de dette théorique dans la mesure où elle n'a de sens qu'en cas d'arrêt immédiat de la concession.

Le solde des dettes et créances réciproque était négatif **depuis au moins 2008 jusqu'en 2021 et traduisait ainsi une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité.** Depuis 2022, et la forte hausse de la valeur nette des ouvrages financés par Enedis comparée à celle de l'ensemble constitué par les amortissements sur les financements du concédant et des provisions pour renouvellement.

Ces résultats peuvent être critiqués du fait des points susmentionnés (contribution des raccordements non considérée comme des participations de tiers, opacité du calcul des provisions). Le concessionnaire n'a d'ailleurs pas trouvé bon de justifier ces pratiques désavantageuses pour la Collectivité.

H – Le résultat d'exploitation de la concession

À la suite de la restructuration du concessionnaire en direction régionale, le compte d'exploitation présente une rupture depuis 2015. En effet, près des trois quarts des charges d'exploitation sont calculées via une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supra concessif, soit dorénavant la direction régionale (DR Bourgogne), maille plus resserrée que la direction interrégionale (DIR Rhône-Alpes Bourgogne) antérieurement.

Il est donc important de noter que ces comptes d'exploitation ne reflètent pas la réalité économique de la concession.

Malgré les demandes formulées lors des différents exercices de contrôle, les assiettes sur lesquelles s'appliquent les clés de répartition n'ont pas été transmises par Enedis.

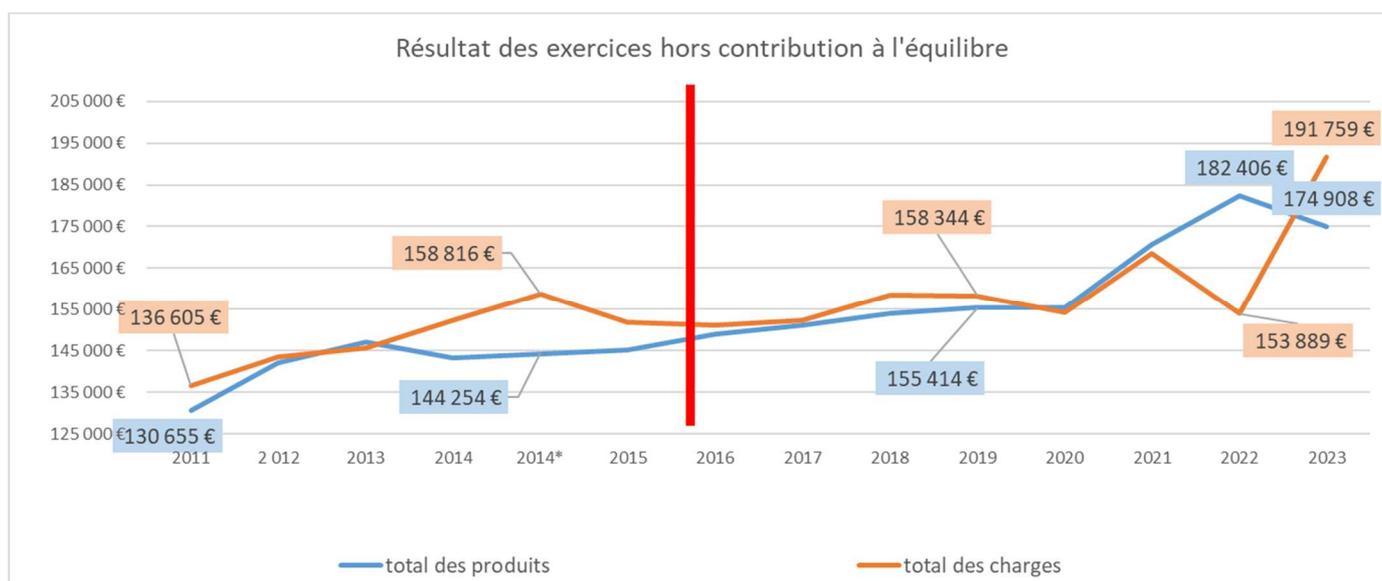
Ces modifications des modalités de calcul de certains postes de charges et de produits avaient amélioré le résultat d'exploitation constaté pour la concession.

Malgré deux exercices avec un résultat d'exploitation positif (2021 et 2022), le résultat d'exploitation de 2023 redevient négatif et s'établit à + 16,8 M€ (hors contribution à l'équilibre).

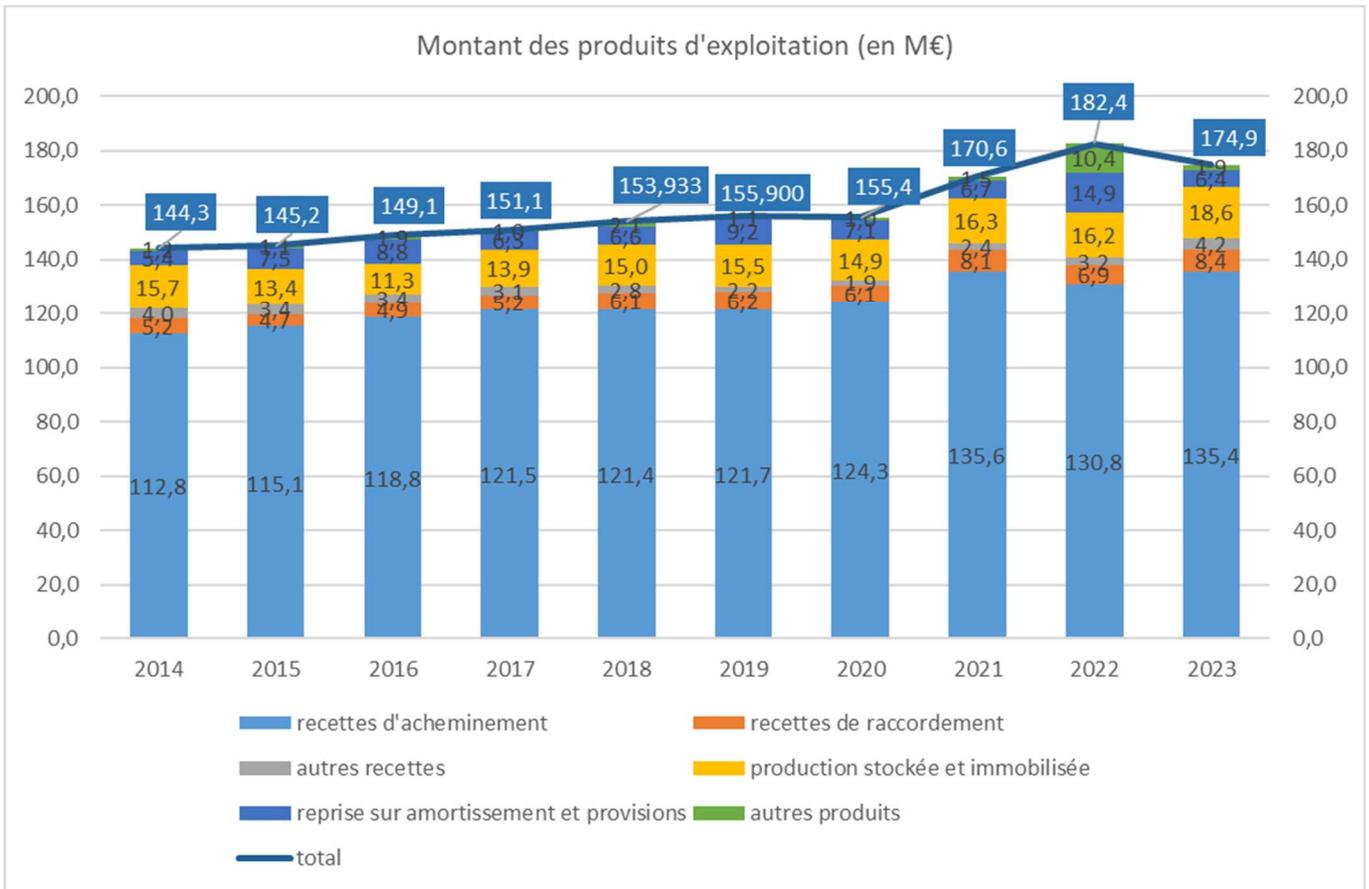
La baisse des reprises sur amortissements et des « autres produits divers » (remboursements divers effectués par des tiers ainsi que des correctifs éventuels d'inventaire patrimonial), confrontée à la hausse des coûts d'accès au réseau amont et d'achat d'énergie pour couvrir les pertes expliquent ce résultat.

Nous constatons également une forte hausse des « autres produits » qui correspondent aux.

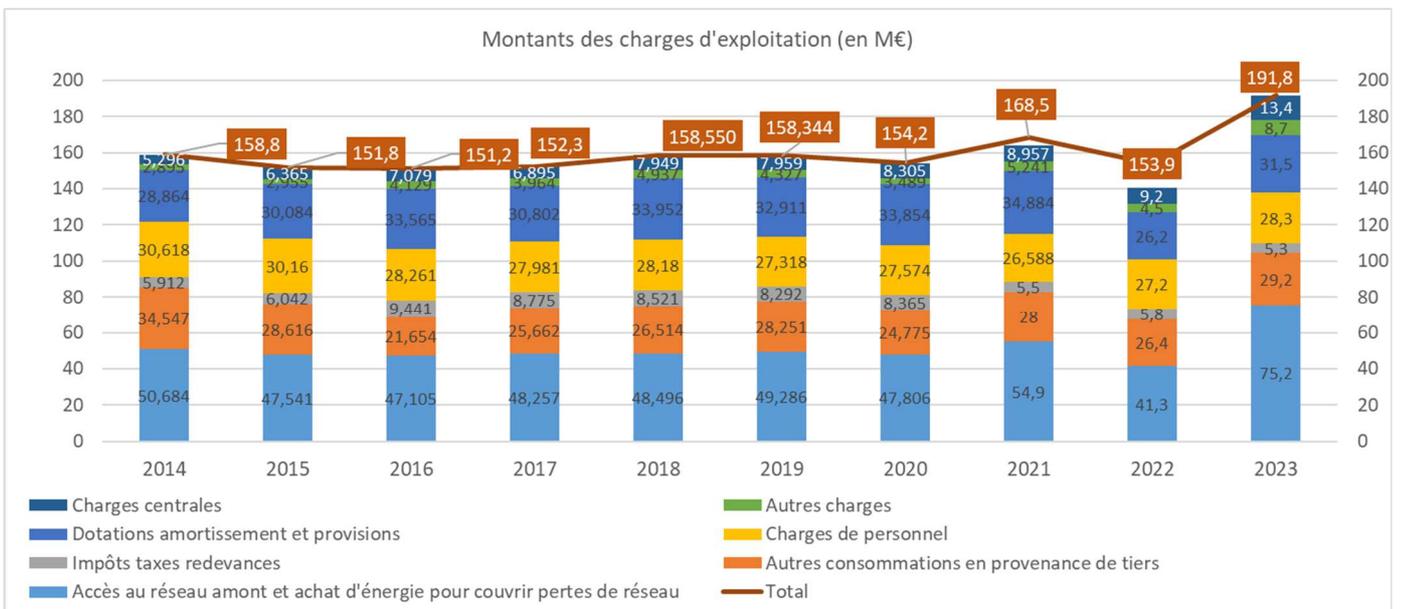
Le SYDESL a interrogé Enedis sur les causes exactes des augmentations de recette en 2021 : la démarche portée par Enedis dans le cadre du projet ADELE (localisation des branchements à la maille communale) explique ces mouvements comptables.



*Comptabilité proforma permettant de prendre en compte le changement de méthode comptable



Source : Enedis – CRAC ex 2023



Source : Enedis – CRAC ex 2023

Le chiffre d'affaires net (recettes d'acheminement + recette de raccordements + autres recettes = 148 M€) représente **85% des produits totaux** en 2023, ce qui correspond au niveau atteint ces dernières années (86% à l'exception de 2022 : 77%).

Les informations disponibles dans les systèmes d'information de facturation permettent désormais à Enedis de restituer, par concession, les recettes de raccordement.

Les produits financiers et exceptionnels ne sont pas intégrés dans les comptes rendus d'activité transmis. Ces produits sont calculés au niveau national. Il conviendrait de demander au concessionnaire de transmettre un état de ces produits en vue de la réalisation d'une analyse exhaustive de ce poste.

Concernant les charges, Enedis indique ne pas pouvoir fournir le nombre d'ETP affecté à la maille de la concession. Cela est préjudiciable pour l'autorité concédante. En effet, sans connaître l'assiette ni le nombre d'ETP, il n'est pas possible d'apprécier l'évolution de ce poste de charges.

A ce jour, seul le distributeur affiche un compte de résultat de son activité. Le fournisseur historique ne s'y contraint pas : aucun compte de résultat, avec descriptif détaillé des produits et des charges sur le périmètre concédé, n'est mentionné dans le CRAC. Le fournisseur précise son chiffre d'affaires et ses coûts commerciaux tels que spécifiés dans le CRAC.

Le SYDESL n'a actuellement pas la possibilité d'évaluer la rentabilité du service de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés. La séparation des activités de fournisseur historique et du distributeur a pourtant conduit à une comptabilité séparée des activités d'EDF et d'Enedis.

La Contribution d'équilibre

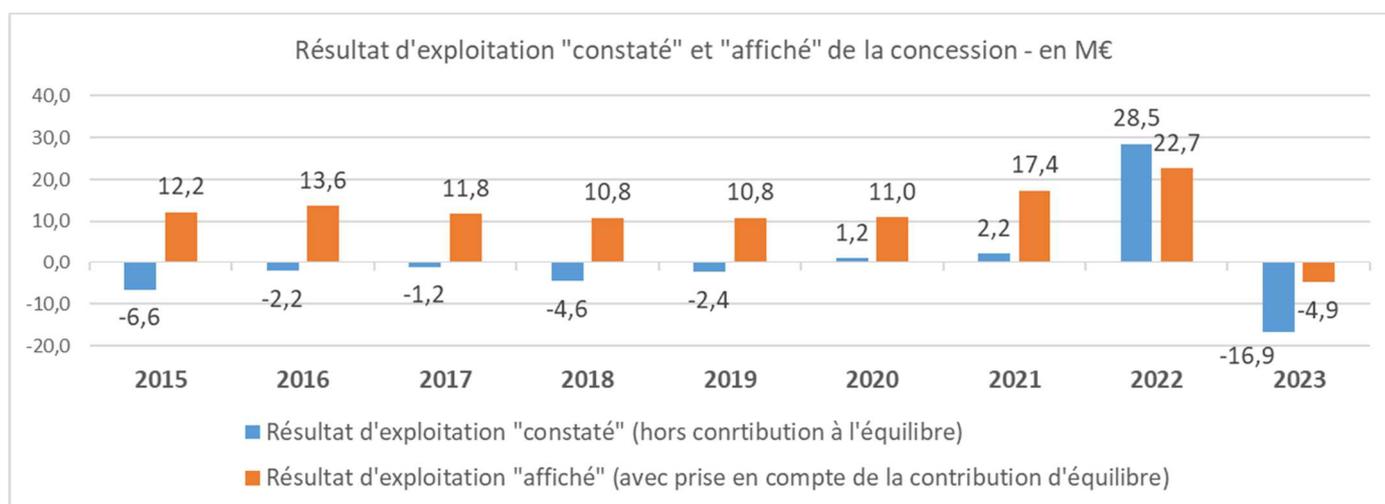
Le tarif d'acheminement, qui détermine l'essentiel des recettes de distribution d'électricité, est fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Identique sur l'ensemble du territoire français, il permet de couvrir les coûts engagés dans l'activité de distribution d'électricité et ainsi, d'assurer l'équilibre économique global d'ENEDIS.

Si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, au-delà de cet équilibre, on fait figurer le montant de la charge qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen. Inversement, si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, en-deçà de l'équilibre global, le montant du produit qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen, elle perçoit une contribution à l'équilibre.

En 2023, le SYDESL bénéficie d'un produit supplémentaire sous la forme d'une contribution à l'équilibre de 12 M€ (+15 M€ en 2021 et 6 M€ en 2022).

La contribution à l'équilibre ne dépend donc pas seulement du résultat d'une concession, elle est aussi le résultat des équilibres de la péréquation sur l'ensemble du territoire.

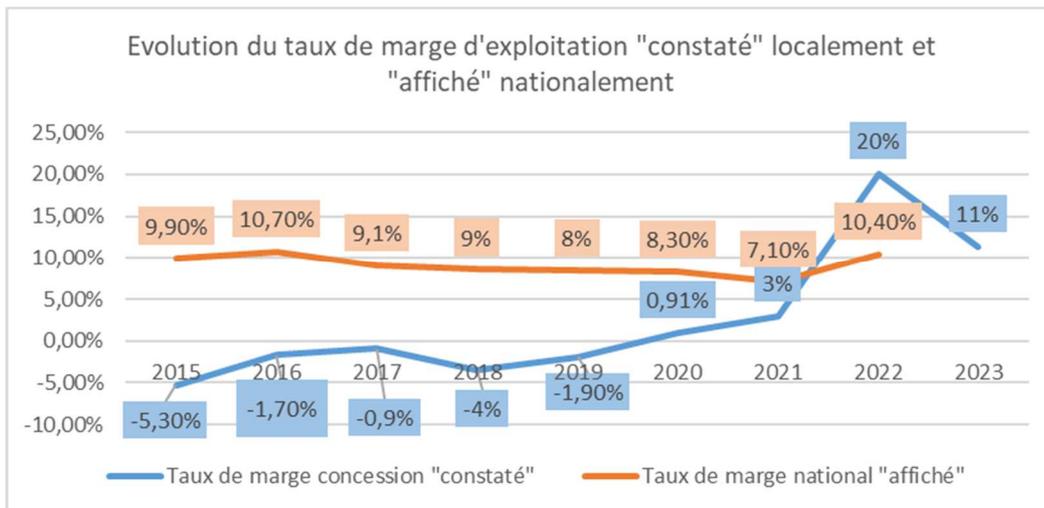
Résultat d'exploitation constaté et affiché



Source : Enedis – CRAC 2023

Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat ENEDIS, calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession.



Le taux de marge « affiché » est identique quelle que soit la concession considérée. Ce taux de marge est également identique à celui de la société Enedis. Au moment de l'impression de ce document, le taux affiché par Enedis au niveau national n'était pas encore connu pour 2023.

Le taux de marge « constaté » donne une indication sur la rentabilité de la concession (rapport entre le résultat « constaté » et le chiffre d'affaires de la concession).

Ces éléments financiers ne rendent pas compte d'un équilibre économique qui serait exclusivement local.

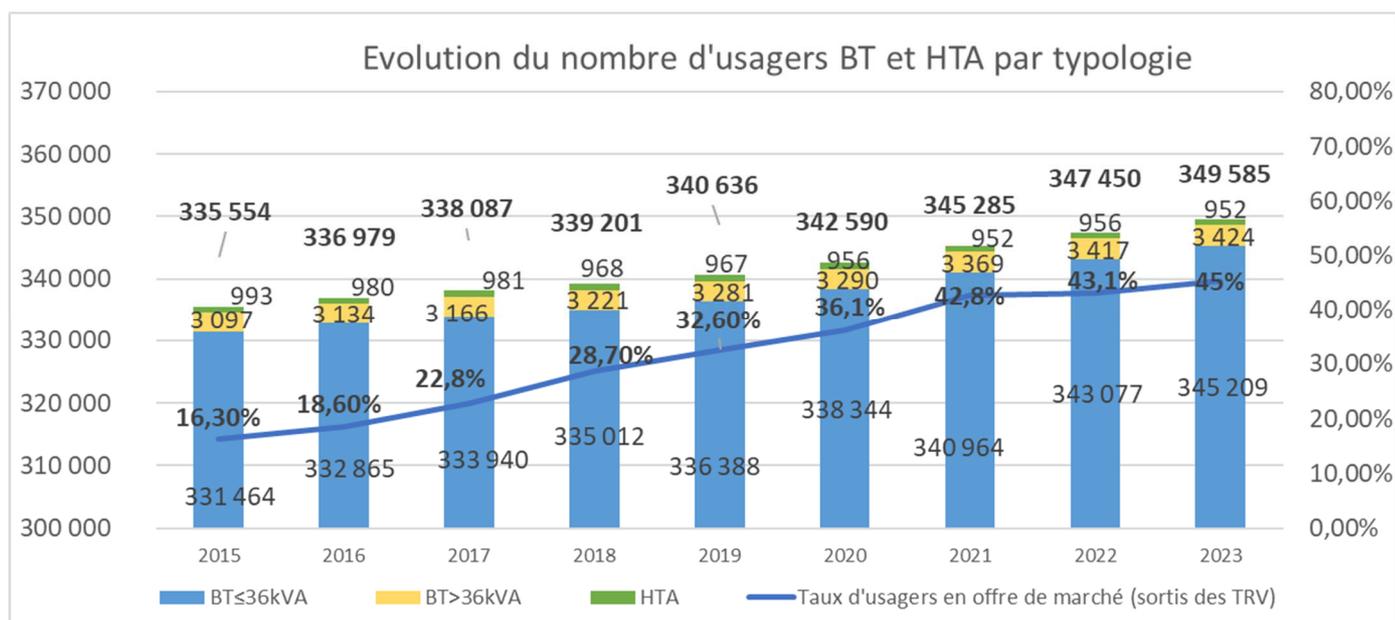
En effet, la différence entre le total des produits et le total des charges, que ceux-ci soient enregistrés nativement sur la concession ou qu'ils soient affectés, ne constitue pas en tant que tel le résultat d'exploitation d'ENEDIS au périmètre de la concession. En particulier, le tarif d'acheminement de l'électricité étant unique sur l'ensemble du territoire, les recettes d'Enedis sur la concession ne sont pas définies en fonction des coûts exposés localement, mais dépendent de l'application de la grille tarifaire nationale à une structure de consommation locale.

Les points de vigilance pour les données patrimoniales et comptables :

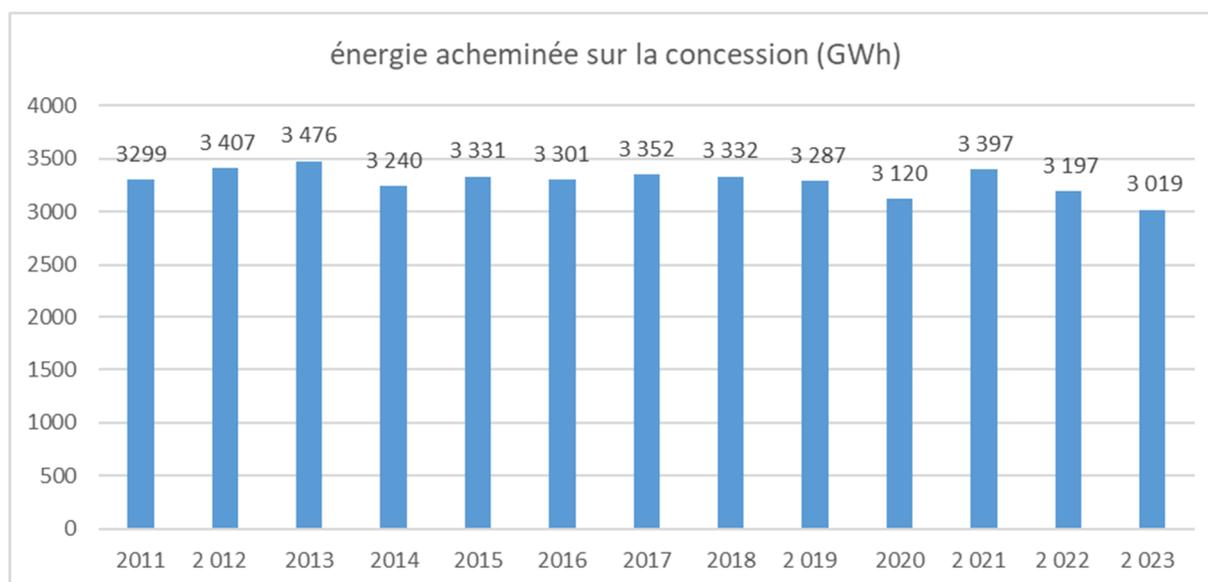
- **Impact comptable conséquent de la localisation des branchements** (baisse des droits du concédant, augmentation artificielle des produits d'exploitation et des provisions) ; avec une vision floue sur la répartition des financements (Concédants / concessionnaire)
- Le taux d'amortissement des ouvrages (49 %) se situe à un niveau proche du maximum observé dans d'autres concessions et traduit un vieillissement des ouvrages. Il reflète notamment le manque d'investissement pour le renouvellement des réseaux HTA. Ces taux sont encore plus élevés pour les postes HTA/BT et compteurs (70%).
- Survalorisation des financements ENEDIS dont la participation aux raccordements de 60% payée par des tiers aux raccordements qu'Enedis considère comme un financement propre.
- Le SYDESL ne constate aucune avancée dans sa **demande d'accès aux origines de financement des ouvrages** qui permettrait de vérifier ouvrage par ouvrage la décomposition des financements.
- Le compte d'exploitation présenté ne reflète pas la réalité et dépend de clés de répartition et assiettes issues du niveau national.

7- LES USAGERS DE L'ACHEMINEMENT

A – Les usagers



Source : Enedis – CRAC 2023



Acheminement vers l'ensemble des usagers

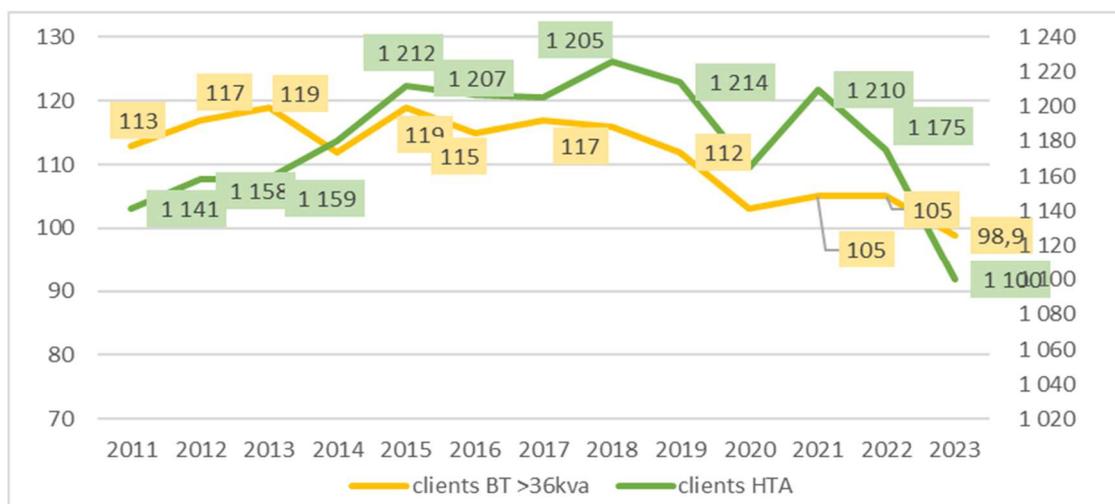
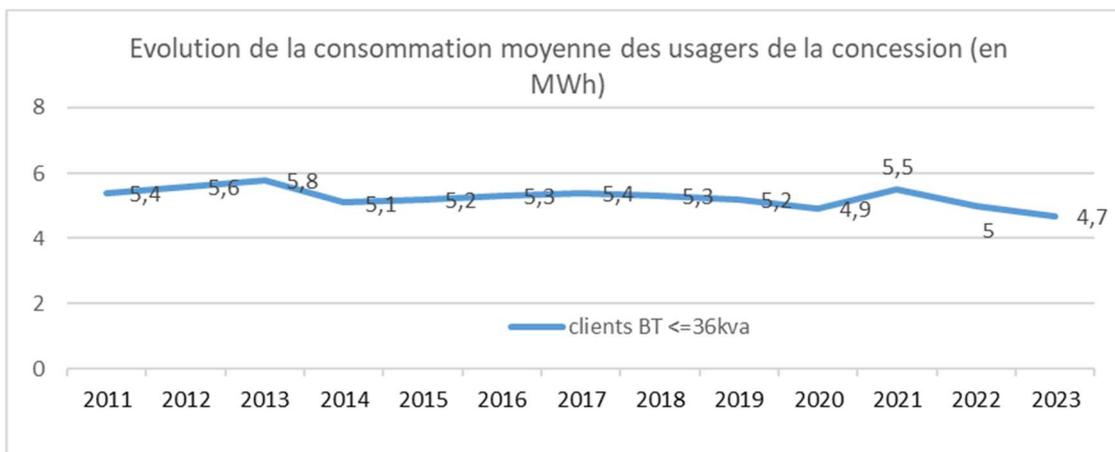
	Usagers HTA	Usagers BT	Total 2023	Total 2022	Variation 2022/2021
nombre d'usagers	952	348 633	349 585	347 450	0,61%
Part	0,27%	99,73%			
Energie acheminée (MWh)	1 047 672	1 971 263	3 018 934	3 196 744	-5,56%
Part	36%	64%			
Consommation moyenne par usager (kWh/usager)	1 100 496	5 654	8 636	9 201	-6,14%
recette acheminement (k€ HT)	22 718	113 058	135 776	137 400	-1,18%
Part	19%	81%			
Prix moyen (c€ HT/kwh)	2,2	5,7	4,5	4,1	9,69%
Recette moyenne (€ HT/usager)	23 863	324	388	395	-1,79%

Source : Enedis – CRAC ex 2023

Soulignons une hausse du nombre d'usagers de 0,6% pour **une baisse de près de 6% de l'énergie acheminée pour la 2^{ème} année consécutive.**

Globalement, le réseau concédé a acheminé 8 636 kWh par usager (en baisse de 6% par rapport à 2022) qui ont rapporté 388 euros hors taxes de recette d'acheminement (en baisse de près de 2%).

Ces moyennes masquent une disparité entre usagers HTA et usagers BT. En effet, **les usagers HTA qui représentent 0,3% des usagers de la concession consomment 36% de l'énergie acheminée mais n'apportent que 19% de la recette d'acheminement.**



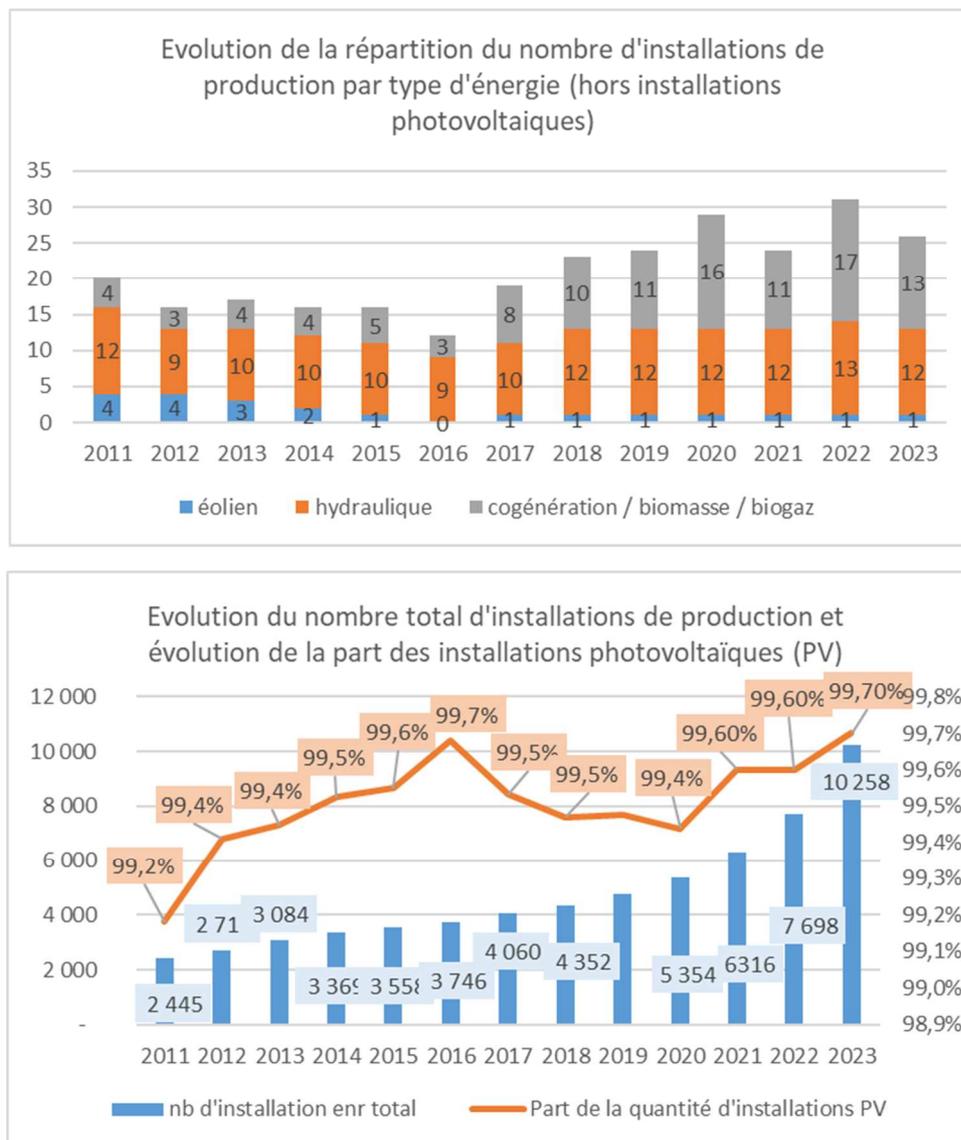
Activité d'acheminement vers les usagers ayant fait valoir leur droit à l'éligibilité

	Usagers C5 2023	Usagers C5 2022	Variation C5 2023/2022
Nombre d'usagers	169 308	162 364	+4,2%

Depuis 2016 Enedis ne peut plus rendre compte de tarifs réglementés de vente pour les sites supérieurs à 36kva (clients C1 à C4) : les tarifs réglementés pour ces sites ont été supprimés, en application de la loi NOME du 7 décembre 2010, au profit de contrats de fourniture au prix de marché avec le fournisseur de leur choix.

B- Les centrales de production d'électricité raccordées au réseau

Evolution du nombre de centrales d'énergie renouvelable électricité

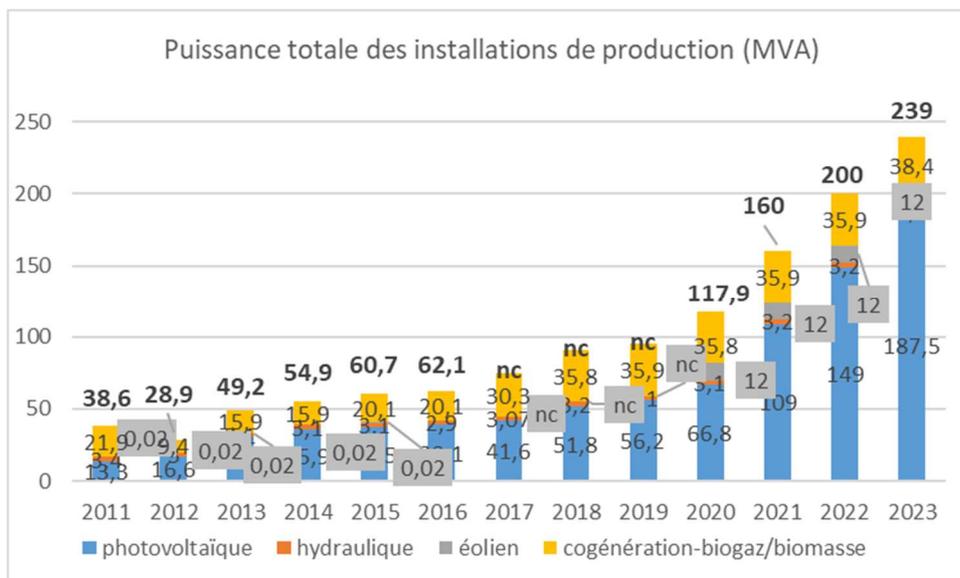


Source : ENEDIS

Le nombre de sites de production d'électricité poursuit sa progression avec 2 560 nouveaux sites raccordés au réseau de distribution pour un **nombre total de 10 258 sites à fin 2023**, contre 7 698 sites fin 2022 (+21%).

Les sites de production d'électricité se composent quasi exclusivement de centrales solaires photovoltaïques (10 231 sites), de 12 centrales hydrauliques (-1 par rapport à 2022), 1 site éolien et 13 centrales de production d'électricité par cogénération ou biogaz (-4 par rapport à 2022). A noter que le CRAC d'Enedis précise 2 sites éoliens alors qu'un seul est en activité en Saône et Loire.

L'ensemble de ces installations génèrent une puissance raccordée de plus de 239 000 Kva dont 105 000 en BT et 134 000 en HTA. 3 sites (hydraulique, éolien, autre) sont toutefois secrétisés car ils sont seuls dans leur catégorie de puissance.



Source : ENEDIS – CRAC

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance totale installée (MVA)	38,6	28,9	49,2	54,9	60,7	62,1	75 (hors éolien)	91 (hors éolien)	95,4 (hors éolien)	117,8	160	200	239

La puissance des installations de production d'électricité progresse en 2021 mais ne peut être comparée aux années précédentes en raison de secret statistique pour 3 sites.

Si l'on fait abstraction de la puissance éolienne sur le territoire de Saône et Loire, la puissance des autres Energies renouvelables est restée stable à 51 MVA, avec une baisse de 2 MVA pour l'hydraulique et une hausse équivalente pour la cogénération.

C- Les services aux usagers

Les réclamations auprès d'ENEDIS

L'année 2023 est marquée par une sensible baisse du nombre de réclamation (-5%) pour la 2^{ème} année consécutive. Le plus bas niveau des 10 dernières années.

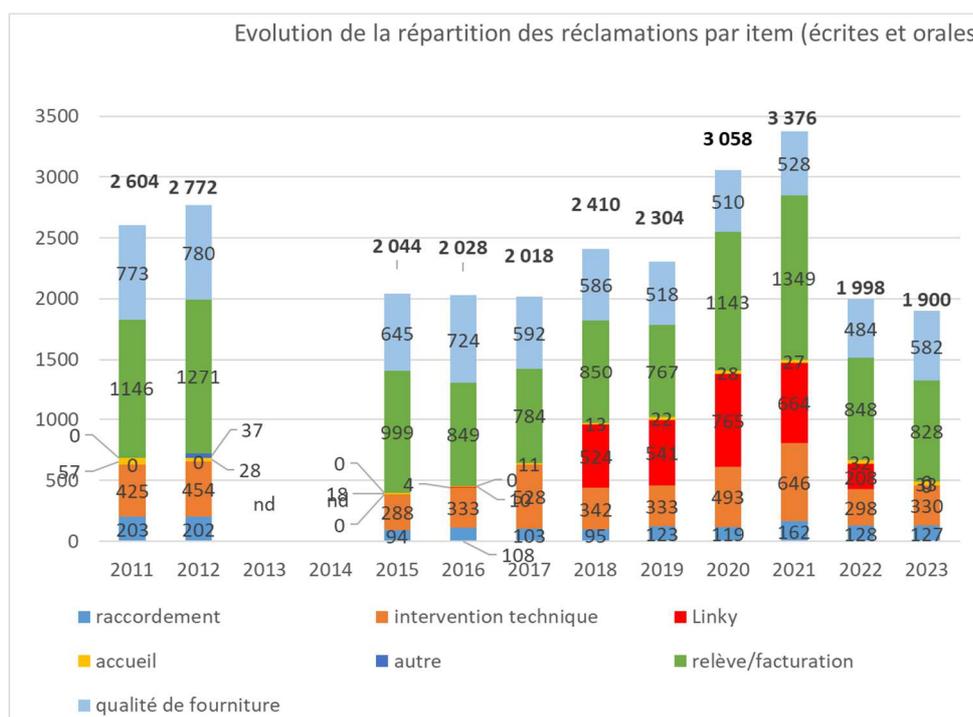
Le nombre de réclamations était stabilisé depuis 2015 autour de 2 020 réclamations en moyenne.

Les 3 376 réclamations comptabilisées en 2021 concernaient principalement la relève et la facturation (40%) ainsi que les interventions techniques (principalement Linky) (38%) qui explique en partie le nombre de réclamations.

La fin du déploiement du compteur Linky vient en grande partie expliquer cette baisse depuis 2022.

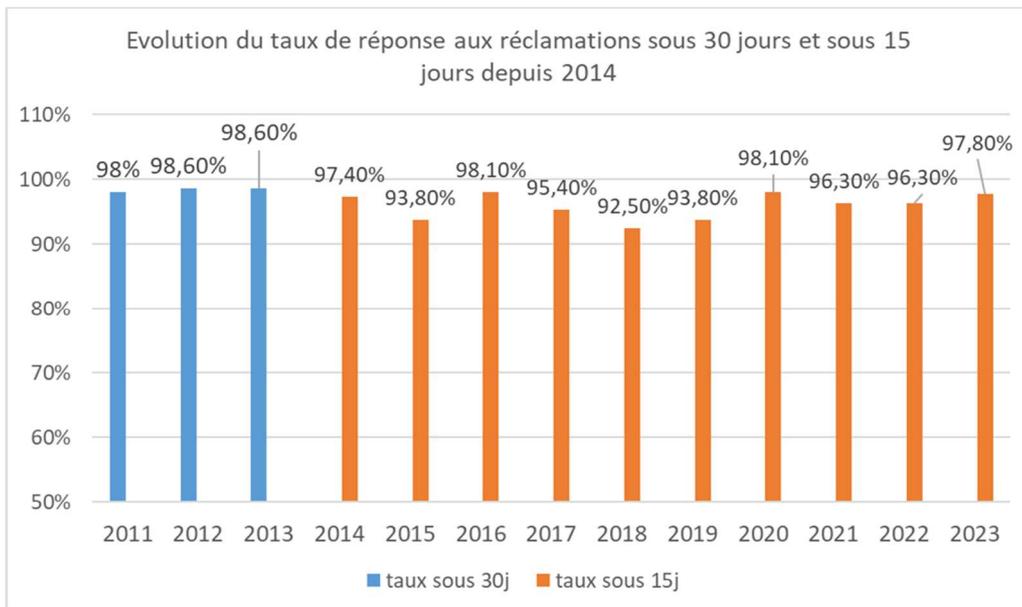
Selon Enedis, (p78 CRAC ex2023), les attentes des clients se portent principalement sur les délais de raccordement et la simplification du parcours client. La nouvelle politique de relève suscite également des interrogations et réclamations clients sur les index car elle se traduit par une proportion élevée et majoritaire des réclamations « relève facturation ».

Les exigences des clients C5 (forte puissance) portent sur le dépannage (accueil, délai qualité) et sur les indemnisations suite à l'interruption de fourniture pour des clients entreprise.



	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre de réclamations à ENEDIS	2044	2 028	2 018	2 410	2 304	3 058	3 376	1 998	1 900
Nombre de réclamations pour 10 000 usagers	nc	nc	nc	71	68	89	98	58	54

Source : Enedis – données clientèle + CRAC ex 2023



Source : Enedis – Données clientèle ex 2023

Le taux de réponse aux réclamations sous 15 jours s’est amélioré en 2023 sans toutefois retrouver le niveau de 2020. Ce niveau reste au-delà de l’objectif de référence fixé par la CRE à 95% dans le cadre du TURPE 6.

Il convient de noter qu’au niveau national, Enedis est au-delà de l’objectif avec un taux de réponse de 97%.

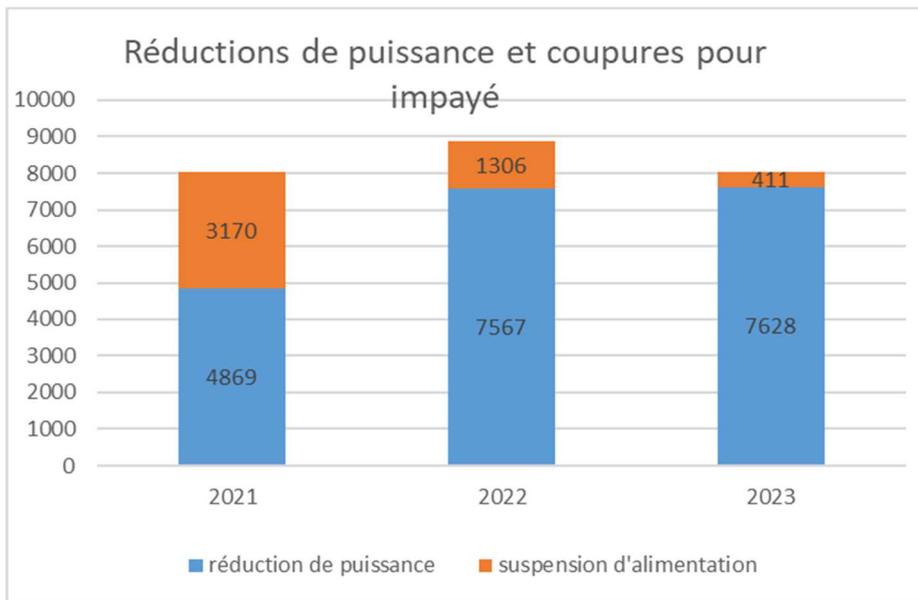
Les coupures pour impayé

En 2021, les usagers ont pu bénéficier de mesures exceptionnelles en raison de la pandémie du COVID, puisque l’application de la trêve hivernale réglementaire a été prolongée par les pouvoirs publics.

Il a par ailleurs été décidé d’assouplir les coupures pour impayé, et de privilégier l’application de réduction de puissance.

En 2023, est publié le Décret n°2023-133 du 24 février 2023 relatif à la période minimale d’alimentation en électricité et modifiant le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d’impayés des factures d’électricité, de gaz, de chaleur et d’eau.

Ce texte fixe une période minimale de 60 jours de réduction de puissance jusqu’à 1kVA, préalable à la coupure et à la résiliation, pour les ménages bénéficiaires du chèque énergie et du fonds de solidarité pour les logements équipés d’un compteur communicant, en cas d’impayé.



En 2019, le concessionnaire a présenté les éléments liés aux coupures et réductions de puissance sous une nouvelle forme, ne permettant pas de comparer pleinement avec les années antérieures. Depuis 2020, Enedis ne précise plus le nombre de coupures pour impayé demandées par les fournisseurs.

Le concessionnaire a expliqué en 2019 : « l'évolution des valeurs est due à un changement d'indicateur de suivi sur lequel est fondée la requête CLI007. Le nouvel indicateur a une assiette plus large de prestations, en effet il comptabilise dorénavant en plus les affaires closes avec le motif attestation présentée (demande FSL ou surendettement en cours). »

En 2022, le nombre de coupure d'alimentation a fortement diminué, compensé par une forte hausse du nombre de réduction de puissance. Ce constat s'explique par le contexte de forte hausse des prix de l'énergie qui ont conduit les opérateurs à limiter les interruptions d'alimentation au profit d'une seule réduction de puissance pour les situations les plus extrêmes.

Dans son rapport annuel pour l'exercice 2023, le Médiateur National de l'Énergie adresse un « carton rouge » au gestionnaire du réseau de distribution, Enedis, pénalisé pour le mauvais traitement des réclamations de ses clients. Selon Olivier Challan Belval, le médiateur national de l'énergie : « *Enedis est une grande entreprise de service public, techniquement performante et innovante. Elle n'est malheureusement pas encore parvenue à se transformer culturellement pour traiter ses usagers comme de véritables clients* », constate-t-il.

Il reproche aussi à Enedis des « *pratiques particulièrement critiquables* ». Cela concerne des redressements de consommation au-delà de 14 mois, en infraction au code de la consommation, des mises en service retardées en raison de l'absence de compteur Linky ou encore des refus de réalisation de travaux dont Enedis avait pourtant indiqué qu'ils étaient urgents pour des raisons de sécurité.

Les points positifs pour les usagers :

- Un nombre de réclamations en forte baisse
- Remise d'éléments détaillés pour les réclamations
- Une limitation du nombre de suspension d'alimentation

Les points de vigilance pour les usagers :

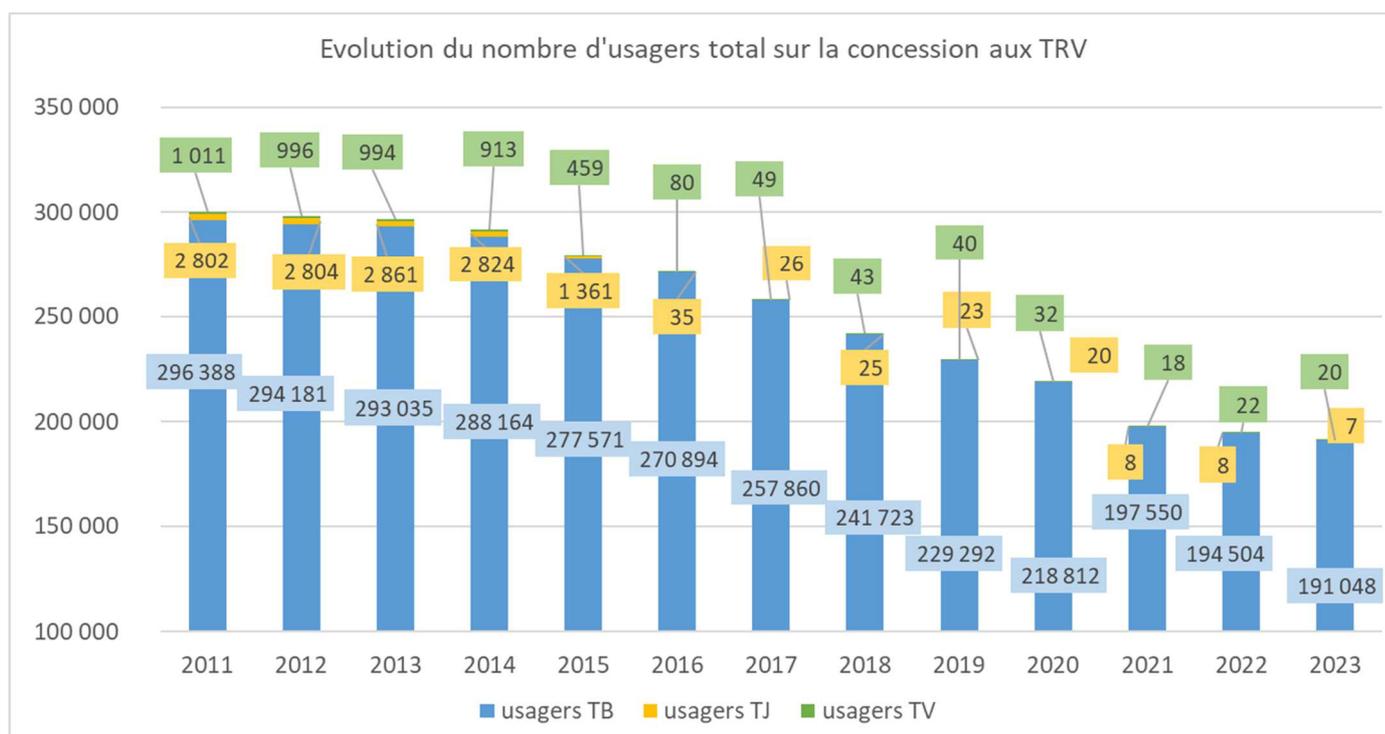
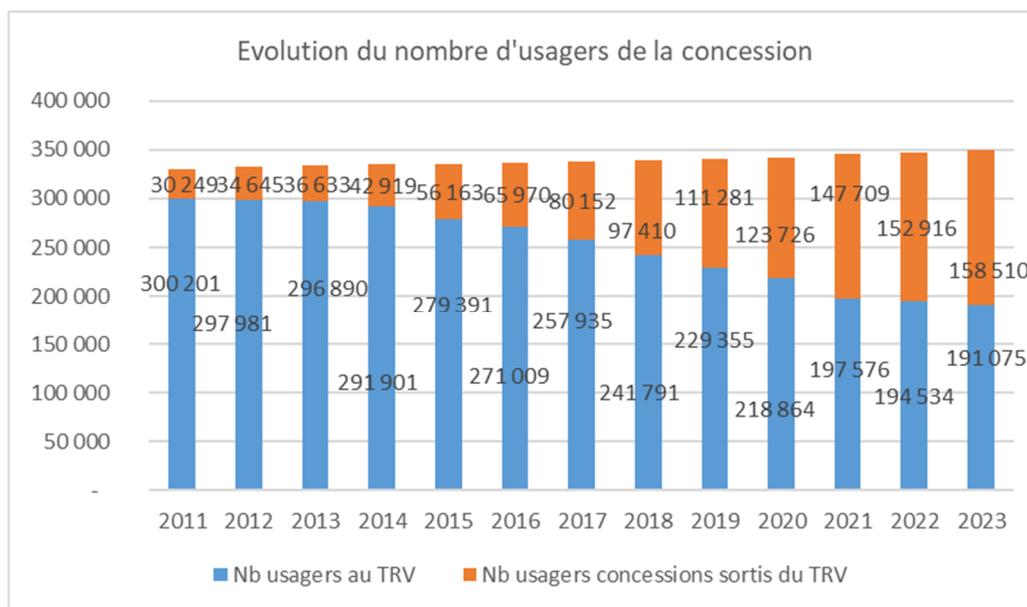
- Un taux de réponse sous 15 jours qui se stabilise à un niveau inférieur à la moyenne nationale
- Une augmentation des réductions de puissance

- Gestion des réclamations « particulièrement critiquables » selon le Médiateur National de l’Energie

8- CLIENTELE FOURNISSEUR AUX TARIFS REGLEMENTES

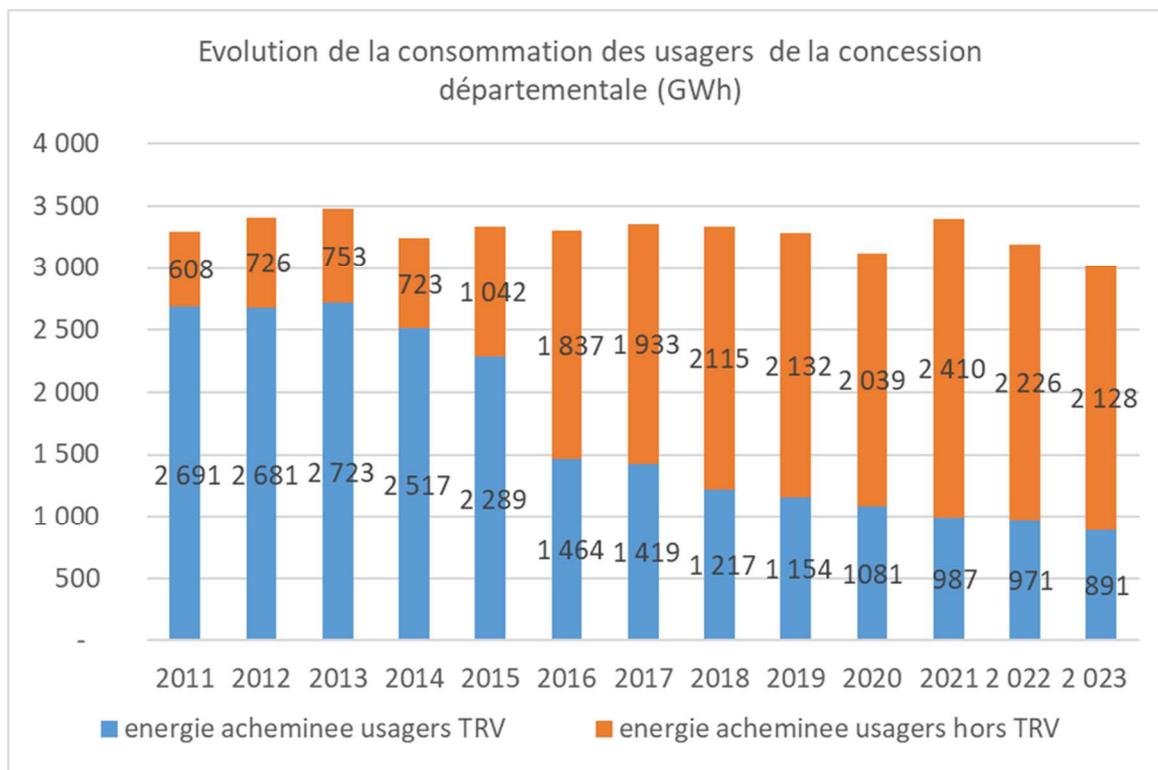
Dans le cadre du contrat de concession, c'est EDF qui est le concessionnaire pour traiter tous les aspects liés à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés.

A- Les usagers aux tarifs réglementés



Le nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Règlementés de Vente) présente une diminution en 2023 (-1,8 %).

Il est fort probable que cette quasi stabilisation soit liée à la crise énergétique et la possibilité, laissée à certaines familles d'usagers, de revenir aux TRV s'ils étaient au prix de marché.

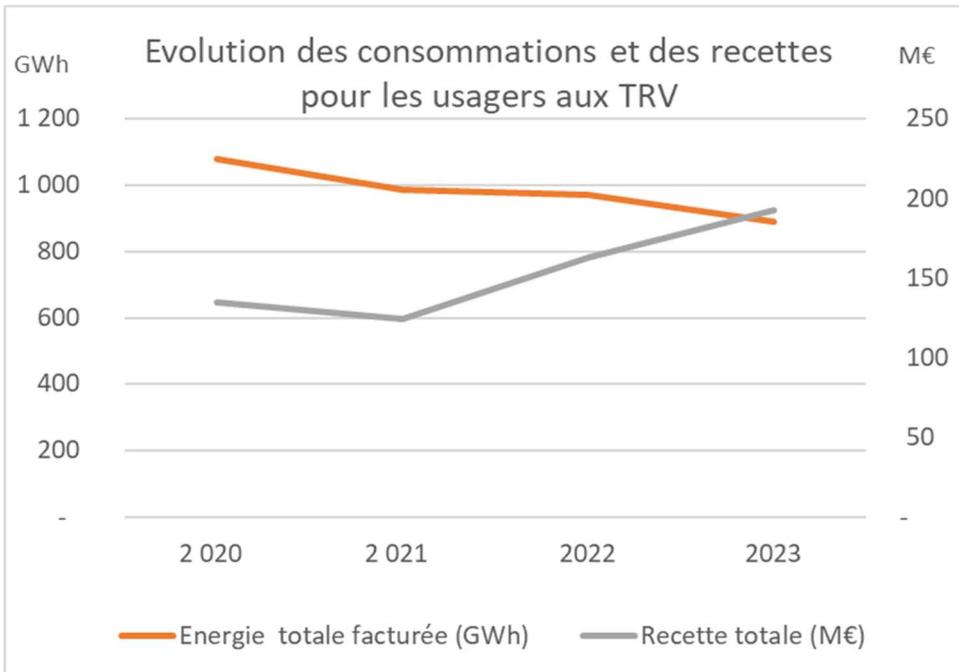


B- Eléments financiers de la concession de fourniture aux TRV

	2 020	2 021	2022	2023	
Nombre total de clients aux TRV	218 812	197 550	194 534	191 075	-1,8%
Energie totale facturée (GWh)	1 080	987	971	891	-8,2%
Recette totale (M€)	135	125	163	193	+ 18%

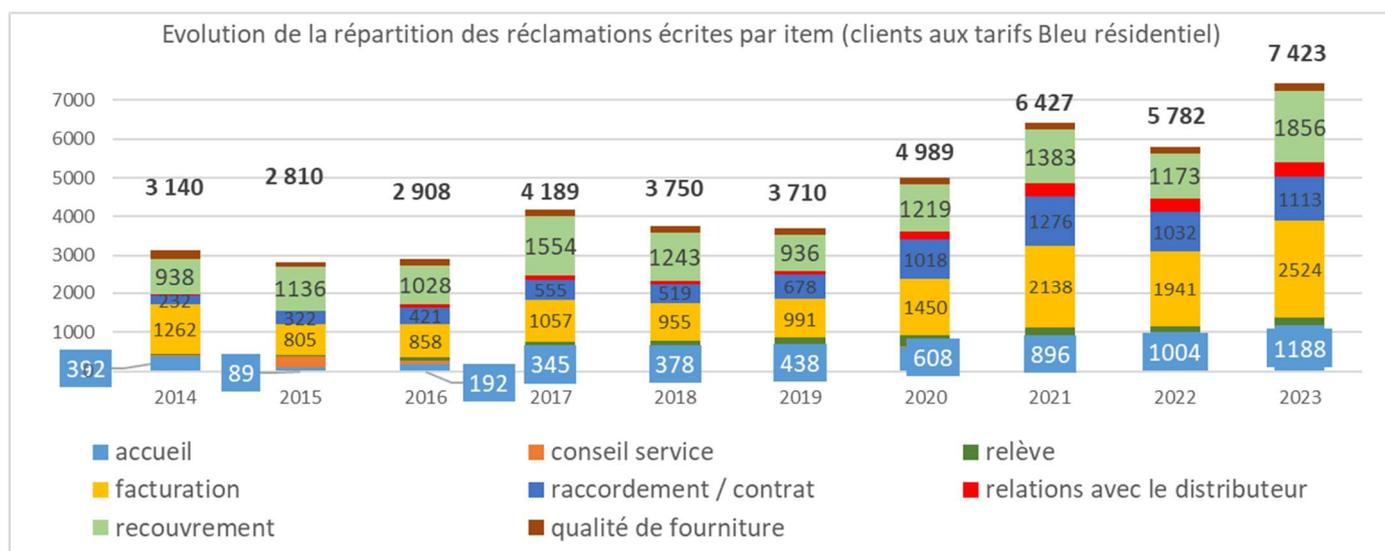
En 2023, la recette totale liées à la vente des tarifs réglementés en Saône et Loire a augmenté de 18% tandis que les quantités consommées et le nombre de clients ont diminué de 8%.

Cette évolution s'explique par la forte hausse des prix de l'électricité en 2023.



C- Les services aux usagers du TRV

L'accueil des usagers



Source EDF – données ex 2023- fichier réclamations

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre total de réclamations écrites	3 140	2 810	2 908	4 189	3 750	3 710	4 989	6 427	5 782	7 423

Source : EDF – fichier réclamations

Le volume de **réclamations écrites traitées par EDF** en 2023 est en hausse par rapport à 2022 de près de 30%

Il atteint de niveau élevé de 388 réclamations pour 10 000 usagers, contre 297 en 2022.

Il reste à un niveau élevé depuis 5 ans.

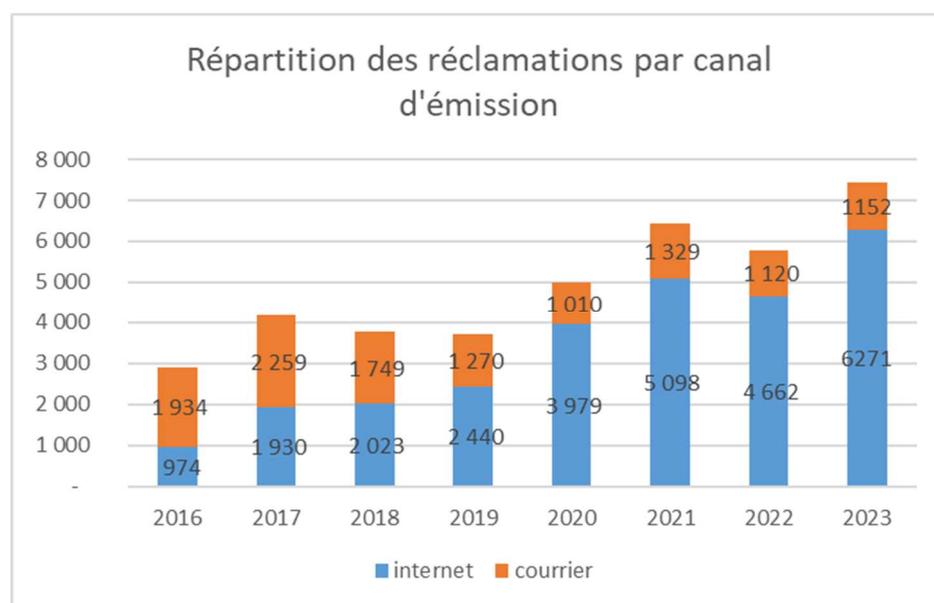
La hausse constatée des réclamations depuis 2017 est, selon EDF, **liée à la régularisation tarifaire intervenue en 2017** (qui a généré un fort nombre d'appels), et à **la digitalisation des réclamations** qui, depuis 2017, sont plus simples à mettre en place.

EDF complète également les raisons de cette hausse en 2022 par les éléments suivants :

- « La fin du déploiement de Linky : Linky a été déployé en indiquant aux clients qu'ils allaient pouvoir suivre facilement leurs consommations et mieux maîtriser leurs dépenses d'électricité notamment en utilisant l'outil Suivi Conso (nouvelle appellation de e.quilibre). Les clients deviennent plus attentifs (biais cognitif d'attention), se rendent compte qu'ils « consomment », ont le sentiment qu'ils consomment plus qu'avant, veulent comprendre et donc ... contestent. Nous constatons que les sous-motifs liés aux contestations de données et compréhension de la facture de la rubrique facturation ont augmenté de 57% entre 2020 et 2021. Beaucoup de clients demandent l'accès aux données de consommation à la 1/2h pour suivre plus finement et découvrent qu'ils consomment !
- Nous avons été également confrontés à des clients dont le précédent compteur avait un défaut et comptait « mal ». Dans ces cas, il faut faire preuve de beaucoup de pédagogie.

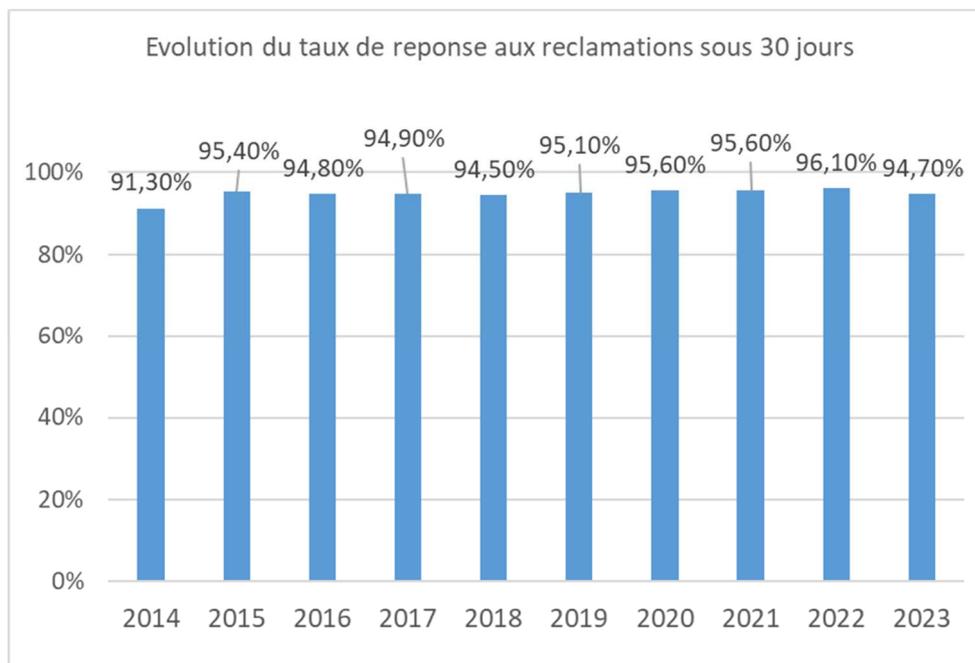
- La sensibilité croissante des clients au poids financier de la facture d'électricité, dans un contexte économique et social difficile et avec un discours médiatique à partir de septembre 2021 qui met l'accent sur les dépenses énergétiques, contribuent à renforcer les demandes des clients sur le sujet.
- Les réclamations croissantes du motif accueil (+50% entre 2020 et 2021) viennent des difficultés d'accessibilité sur les espaces digitaux, particulièrement pour la disponibilité des données de consommation des clients et l'accès aux factures sur l'espace Client, ainsi que des contraintes d'accessibilité téléphonique observées sur l'ensemble de l'année 2021. Sur ce dernier point, c'est-à-dire l'érosion de l'accessibilité téléphonique en 2021 (1 point en moins, 4 points en deux ans), même si l'accessibilité se maintient à un bon niveau (82%), son tassement n'est pas sans incidence sur le volume des réclamations écrites. La baisse de l'accessibilité s'explique par l'afflux de sollicitations clients fin 2021 à la suite de la hausse des prix.
- La hausse du motif contrat (sous-motif « non conforme/non adapté ») prend son origine dans la polémique fin 2020 et début 2021 sur l'intérêt du dispositif HC/HP. »

Les réclamations faites sur le **site web d'EDF** sont comptabilisées depuis 5 ans et présentées dans les chiffres du contrôle de concession. Elles représentent 84% de l'ensemble et leur part est croissante depuis 5 ans. Bien que n'ayant eu que peu d'impact en 2016, ce nouvel usage a contribué à la hausse des réclamations.



Les résultats relatifs aux réclamations d'EDF maintiennent d'autres points d'insatisfaction :

- Le fournisseur ne communique toujours pas les volumes de réclamations **orales**, mais uniquement les volumes de réclamations écrites,
- Plus précisément les réclamations orales **transmises et écrites par EDF dans SGE** à destination d'Enedis, ne sont pas comptées dans les totaux présentés, ce qui explique en partie des volumes très différents sur les thèmes de la relève et de la qualité,
- Seules les réclamations des clients **Bleu résidentiels** sont comptabilisées. Celles des bleus pros, jaunes et verts sont ignorées dans les résultats du CRAC et du contrôle,
- EDF n'a pas prévu de catégorie de réclamation liée à l'installation des compteurs Linky.



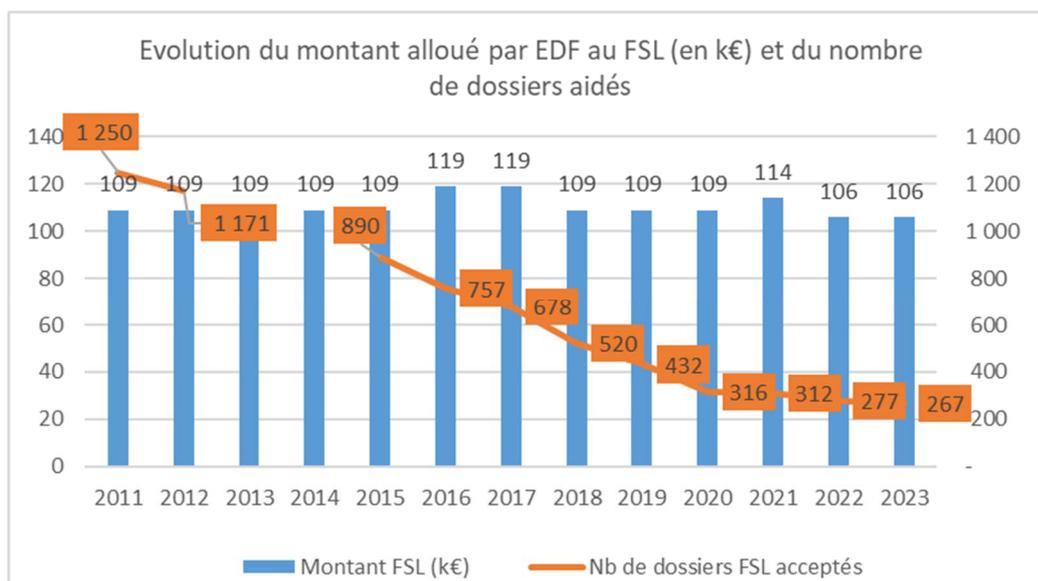
Le taux de réclamations traitées sous 30 jours présente un niveau de 94,7%. Il est en baisse par rapport à l'exercice précédent et atteint son plus faible niveau depuis 9 ans.

D- Les services aux usagers en difficulté

Le Tarif de Première Nécessité (TPN) a disparu fin 2017. En 2018, EDF a développé le dispositif d'aide au paiement qui intègre l'acceptation **du chèque énergie ainsi que le cofinancement avec les collectivités au travers des Fonds Solidarité pour le Logement (FSL)** pour le paiement des factures d'énergie, d'eau et de téléphone des ménages précaires.

Le Service Minimum de 1 000 watts (SMI) est installé pour les clients en situation d'impayés qui sont absents lors de l'intervention du distributeur.

Dans le processus de gestion des impayés, la réduction ou l'interruption d'alimentation n'intervient qu'à l'issue d'un processus d'information, de relance et d'accompagnement du client pour l'aider à trouver une solution à sa difficulté.

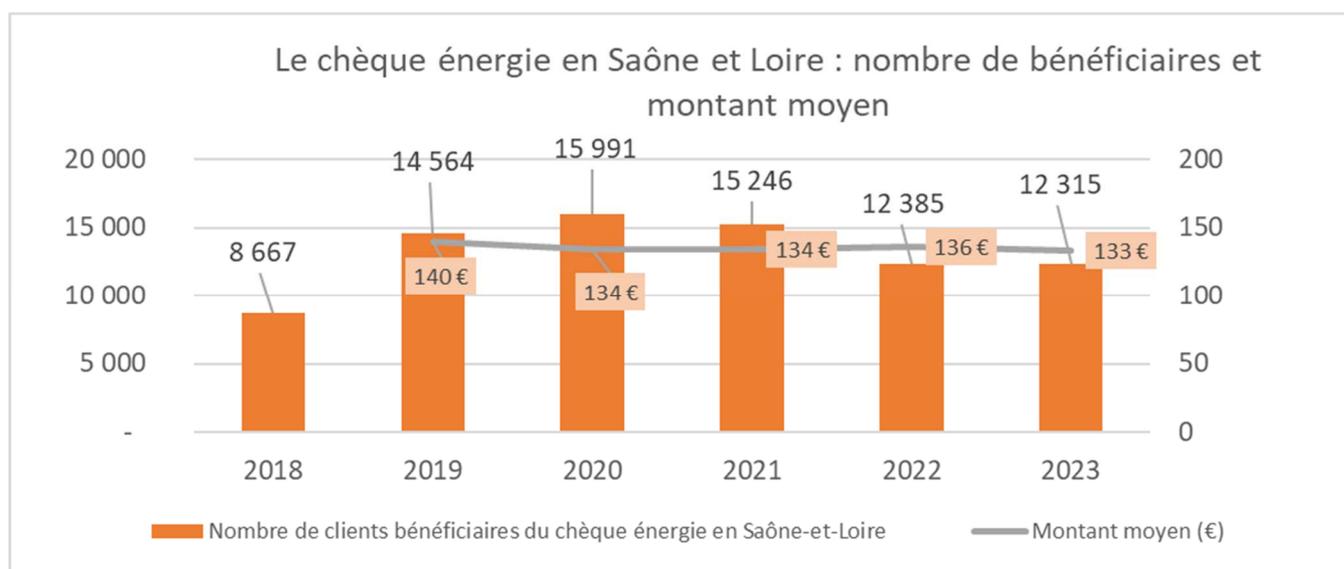


Source : EDF – CRAC ex 2023 et données contrôle ex 2023

La baisse du nombre de dossiers aidés est liée notamment à la baisse du nombre de clients au tarif réglementé.

Le **Chèque Énergie** a remplacé, fin 2017, les tarifs sociaux de l'énergie. Après une phase d'expérimentation dans quelques départements métropolitains, il a été généralisé sur le territoire français. **En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Énergie.**

En 2023, **12 315 clients ont bénéficié de ce dispositif** auprès d'EDF pour un montant moyen de 133 euros. Ce nombre de clients a presque doublé depuis 2018 (8 667). Ce chiffre ne représente pas la totalité puisqu'il n'intègre pas les chèques acceptés par les autres fournisseurs.



Le **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 106 k€ à fin 2023, et reste stable par rapport à 2022.

Pour rappel, ce montant avait augmenté de 10 k€ en 2016, à la suite d'une période stable de 5 ans (109 k€). Le nombre de dossiers aidés pour le règlement de factures d'électricité est compris entre 430 et 900 depuis 5 ans. Il présente cependant une tendance à la baisse sur la période analysée.

Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et des décisions d'attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de financer en partie ce fonds, de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux et d'intégrer à la facturation les aides validées.

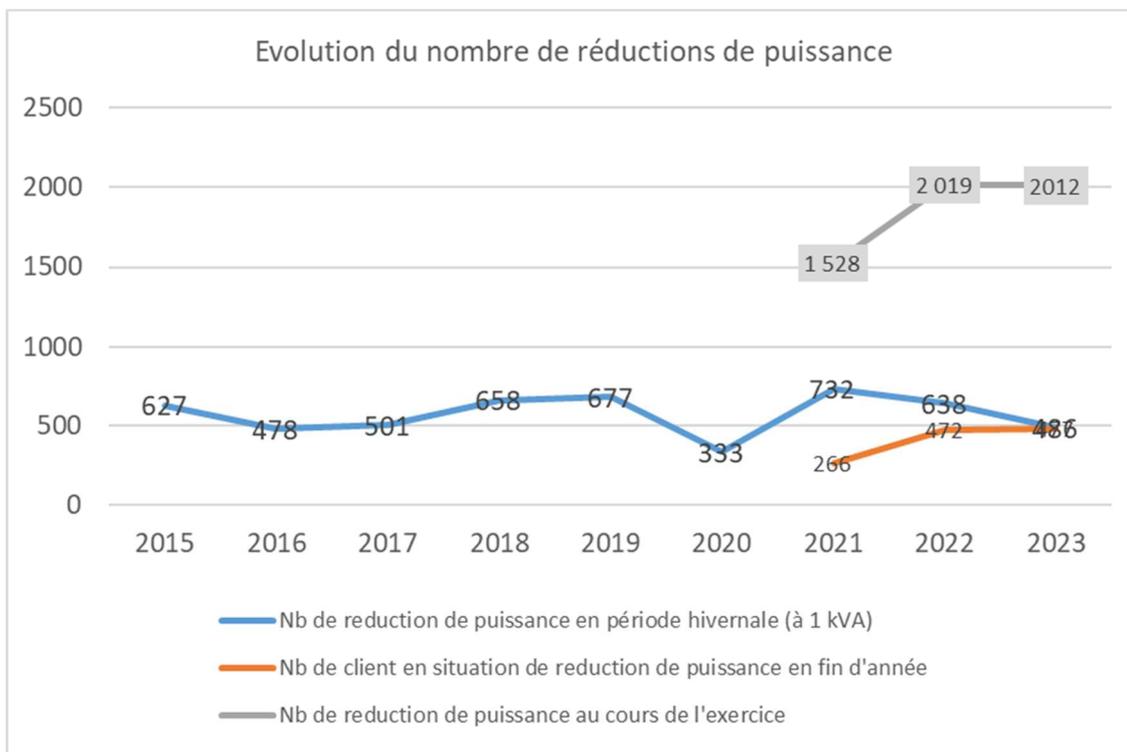
Ce fonds est également abondé par le Département de Saône-et-Loire ainsi que par le SYDESL.

Depuis 2018, les nouvelles règles de compensation fixées par les pouvoirs publics à la suite de la suppression des tarifs sociaux ne permettent plus aux fournisseurs d'énergie d'être compensés intégralement de leurs dotations.

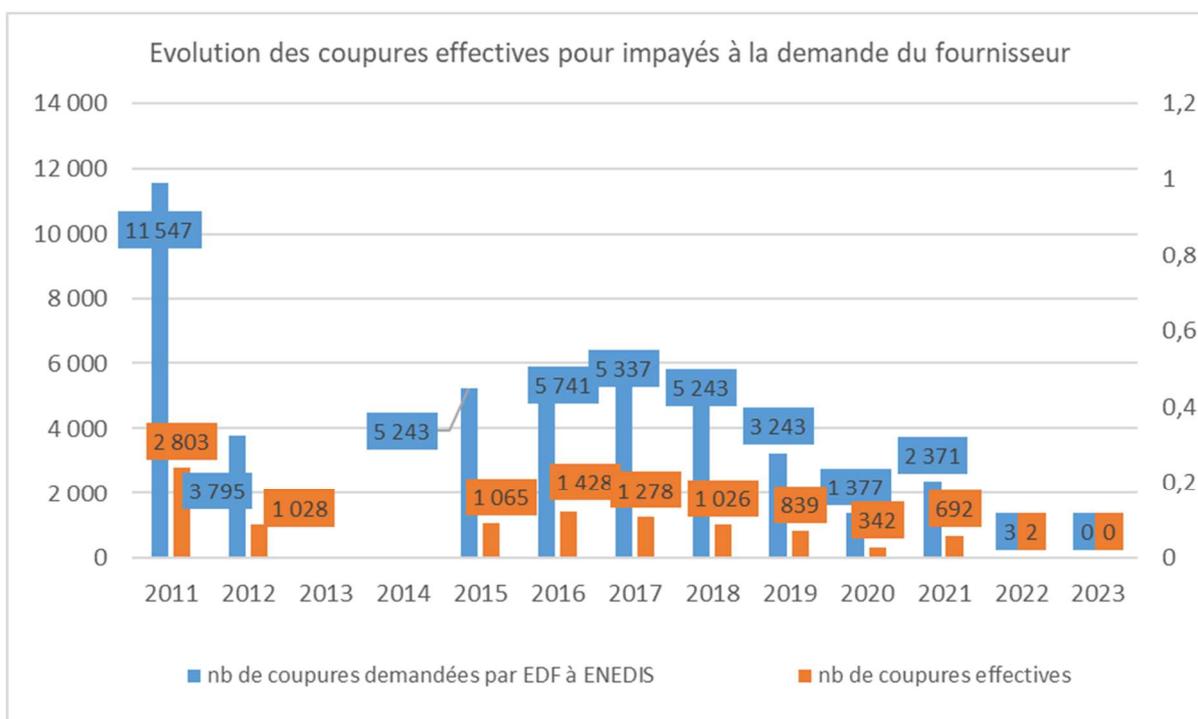
Enfin, notons que les **coupures effectives pour impayés enregistrées par EDF auprès des tarifs bleus** sont faibles en 2023 suite à la décision de l'opérateur de les remplacer par des limitations de puissance (au nombre de 2 012 en 2022)

Les données 2023 relatives aux impayés doivent être lues au regard de cette décision du fournisseur.

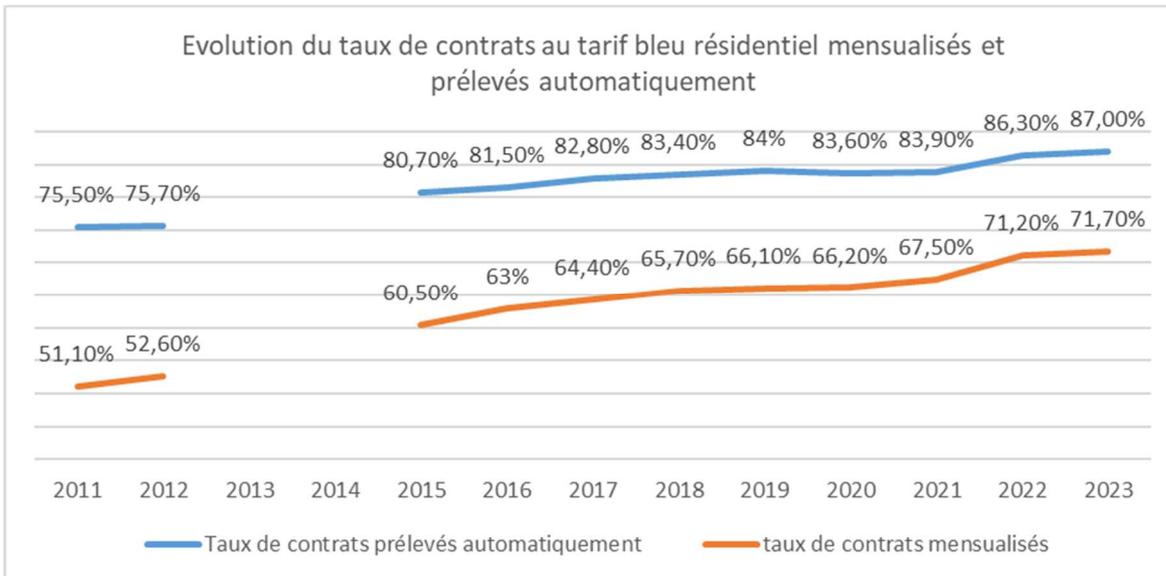
En 2023, EDF a envoyé 52 816 lettres uniques de relance sur le territoire de la concession à la suite de retard de paiement. Cet indicateur est en hausse par rapport à 2022 (49 388 lettres).



Source : EDF – CRAC ex 2023



Source : EDF – CRAC ex 2023



Source : EDF – fichier données « EXTERNES » 2023

Les points positifs pour les usagers :

Une baisse du nombre de réduction de puissance

Une décision d'EDF, depuis le 1^{er} avril 2022, de ne plus activer de coupures pour impayé quand la limitation de puissance à 1kva peut être mise en œuvre.

Les points de vigilance pour les usagers :

Les réclamations n'intègrent pas Linky et n'intègrent pas les usagers professionnels jaunes et vert.

Une forte hausse du nombre de réclamations qui présentait pourtant un niveau élevé en 2022

Une dégradation du taux de réponse sous 30 jours

9 – CONCLUSION – RESUME ET POINTS DE VIGILANCE

Le contrôle de l'exercice 2023 a permis de dresser un état des lieux de la concession, dans un contexte économique particulier (inflation généralisée et hausse des tarifs de l'énergie), et de faire ressortir les points positifs, les points à surveiller et les points d'insatisfaction.

Le SYDESL demande à ses concessionnaires la prise en compte de ces observations et attend des améliorations pour les prochains exercices.

Pour les points positifs, des évolutions notoires sont constatées depuis l'exercice 2015 dans la construction du Compte Rendu Annuel du Concessionnaire (CRAC) ou la remise de données :

- Augmentation de la masse financière des charges affectées à la maille de la concession,
- Suppression de la strate des Directions Inter Régionales au profit des Directions Régionales,
- Localisation des transformateurs HTA/BT conformément au protocole FNCCR-ERDF de 2013,
- Localisation progressive,
- Information sur les chantiers PDV et RP,
- Origines de financement des ouvrages dans l'inventaire comptable
- Localisation des branchements à la maille communale
- La baisse du nombre de réclamations à Enedis à un niveau des plus bas de ces dernières années

Dans le cadre de la mission de contrôle, le SYDESL apprécie les échanges constructifs entretenus avec le concessionnaire. L'année 2023 a notamment été marquée par des échanges approfondis sur le suivi du SDI-PPI permettant de suivre les indicateurs le concernant.

Au quotidien, **dans le cadre du contrôle continu**, le concessionnaire fait preuve de réactivité dans le traitement des réclamations relayées par le SYDESL. La solution apportée est généralement adaptée et convient au SYDESL comme aux usagers.

Concernant **les éléments de la concession**, nous constatons que le critère B hors événement exceptionnel et hors événement RTE enregistre une détérioration par rapport à 2022, avec la survenue d'événements climatiques. Force est de constater que d'importantes fragilités demeurent malgré des investissements et plans de renouvellement.

La continuité de fourniture se caractérise toutefois par le respect du Décret « qualité » malgré une détérioration globale des indicateurs.

Il en va de même pour la qualité de tension qui reste dans les normes réglementaires.

Concernant les axes d'amélioration, il convient de demander au concessionnaire des progrès sur les points suivants :

- **Renouvellement des ouvrages :**
 - Les investissements de performance réseau ne paraissent pas suffisamment adaptés (en montants et en localisation) aux vues des résultats de qualité de fourniture.
 - **Poursuite nécessaire de l'enfouissement HTA pour réduire la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques et améliorer la qualité de fourniture.**

Le SYDESL demande une remise à niveau suffisant de ces investissements sur le réseau (en excluant les nouvelles dépenses liées à Linky et aux postes source), en priorisant les travaux de renouvellement des lignes HTA et BT.

- Il convient de souligner une hausse globale apparente des investissements du concessionnaire qui sont passés de 32 M€ à 36 M€ (+4 M€) mais en grande partie expliqués par une hausse des raccordements (+5 M€). Par ailleurs, cette hausse ne se traduit pas par une amélioration de la qualité de fourniture.

Les valeurs cibles fixées au 1^{er} PPI concernant les quantités physiques d'ouvrage à renouveler sont loin de la trajectoire fixée pour le réseau HTA les plus sensibles. Cette tendance doit être inversée pour les prochains exercices.

- **Le patrimoine :**

- Accélérer impérativement le renouvellement, l'enfouissement HTA et la résorption des câbles aériens nus et « CPI » pour réduire la sensibilité des ouvrages aux aléas climatiques,
- Le fort impact comptable de la localisation des branchements mérite un détail de la part d'Enedis pour expliquer des mouvements comptables notamment du compte d'exploitation, des reprises de provisions et des droits du concédant.

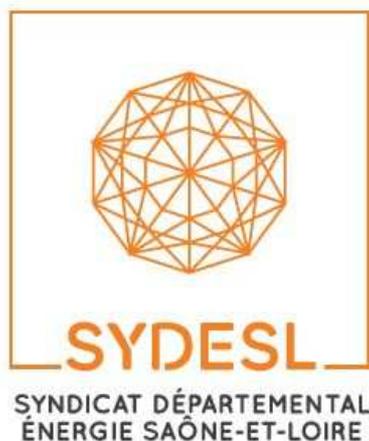
- **La qualité de fourniture :**

- Rétablir la qualité de tension de certains réseaux HTA qui sont identifiés comme fragiles depuis plusieurs années ; certains départs HTA sont désignés depuis plusieurs années par le SYDESL comme présentant des difficultés,
- Malgré les programmes de rénovation programmée le critère B est fortement dégradé depuis 3 ans au même titre que d'autres indicateurs liés aux incidents et interruptions.

- **La fourniture de données :**

En particulier, le SYDESL attend du concessionnaire Enedis l'accès à un certain nombre de données **qui lui ont été refusées** pour exercer sa mission de contrôle et plus précisément :

- Localisation des incidents HTA détaillés par poste HTA/BT,
- Les courbes de charges des postes sources et des postes HTA / BT,
- Localisation des producteurs,
- Fichier complet des réclamations écrites et orales EDF pour l'ensemble des tarifs réglementés,
- Détail des opérations OPEX à la maille de la concession,
- Exhaustivité des dépenses CAPEX, sous format numérique exploitable, précisant les quantités et les numéros d'affaires,
- Localisation des tronçons traités en PDV et rénovation programmée dans le SIG.



Retrouvez nous sur Internet



[sydesl](#)



[sydesl.fr](#)



[sydesl](#)

SYDESL

Cité de l'Entreprise
200, boulevard de la Résistance
71000 MÂCON
03 85 21 91 00
contact@sydesl.fr

L'énergie des territoires!