SYDESL

SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

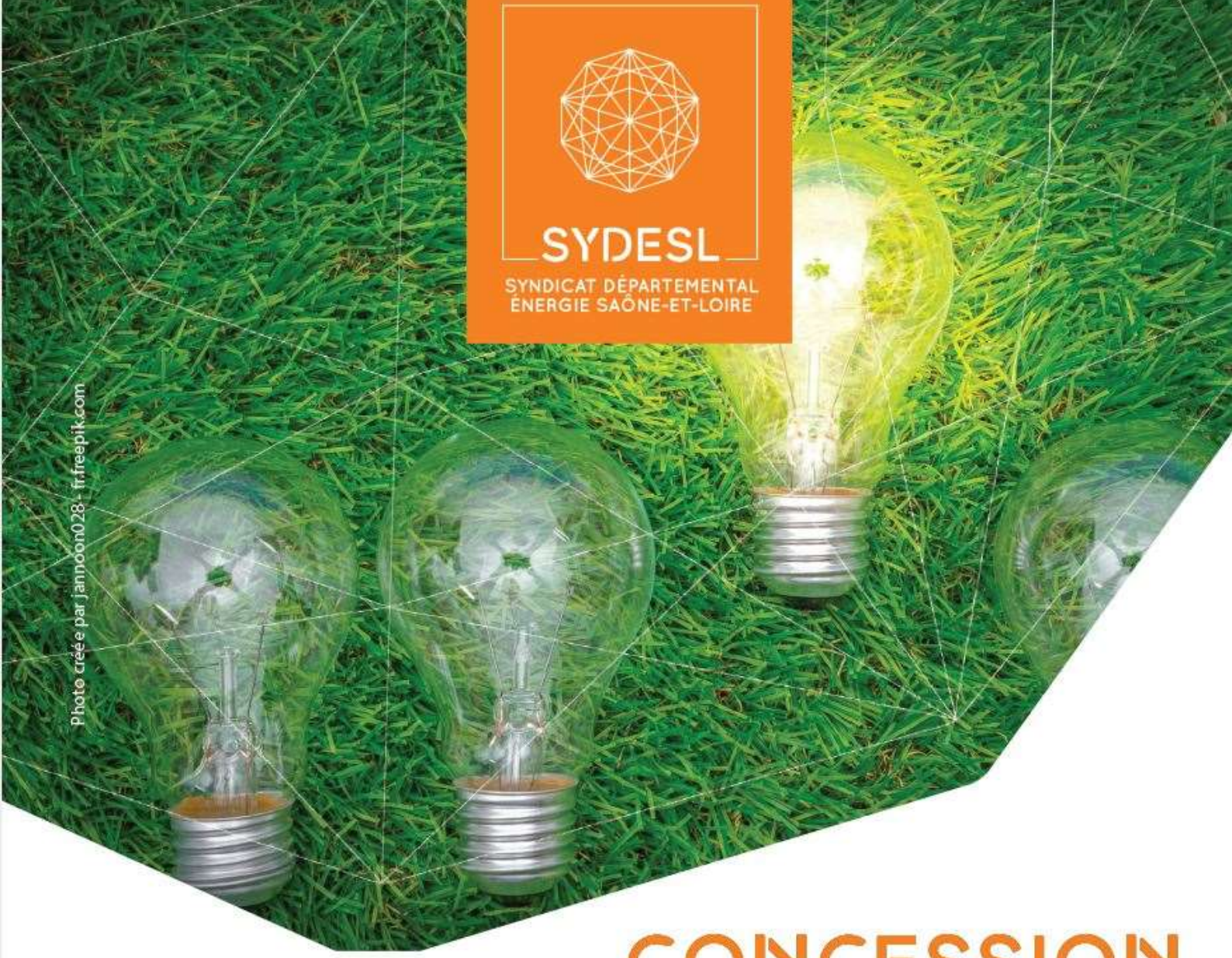


Photo créée par jannoon028 - fr.freepik.com

CONCESSION ELECTRICITE

Rapport de contrôle
Exercice 2019

SYDESL

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

contact@sydesl.fr - www.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.

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 contrat en 2022.

Le rapport de contrôle de l'exercice 2018 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.

SOMMAIRE

1- LA CONCESSION ELECTRIQUE 2019 EN CHIFFRES 4
2- LE CONTROLE DE LA CONCESSION SUR 2019 6
3- LE PATRIMOINE 6
A – Le réseau HTA 8
B – Le réseau BT 17
C - Les postes de transformation HTA/BT 24
D - Les appareils de comptage et autres ouvrages 28
4- LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE 30
A- La continuité de fourniture 30
B - La qualité de tension 45
5- LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE 51
A- Le contenu des investissements 51
B- Les mises en service en 2019 54
6- L'EVALUATION FINANCIERE DU PATRIMOINE 58
A- La valeur d'origine 58
B- La valeur nette comptable et l'amortissement des ouvrages 61
C- La valorisation des ouvrages mis en concession par le SYDESL (VRG) 64
D- La valeur de remplacement et les provisions pour renouvellement 65
E – La répartition de l'origine de financement des immobilisations 69
F - Les droits du concédant 70
G – Les dettes et créances réciproques 71
H – Le résultat d'exploitation de la concession 72
7- LES USAGERS DE L'ACHEMINEMENT 77
A – Les usagers 77
B- Les centrales de production d'électricité raccordées au réseau 80
C- Les services aux usagers 81
8- CLIENTELE FOURNISSEUR AUX TARIFS REGLEMENTES 84
A- Les usagers aux tarifs réglementés 84
B- Les services aux usagers du TRV 85
C- Les services aux usagers en difficulté 87
9 – CONCLUSION – RESUME ET POINTS DE VIGILANCE 91

1- LA CONCESSION ELECTRIQUE 2019 EN CHIFFRES

Le territoire

567 communes (totalité du territoire départemental) dont 518 en régime rural d'électrification

553 095 habitants (population municipale)

Les usagers

340 636 clients de la concession

107 096 tarifs bleus ayant fait valoir leur éligibilité (29% des clients <36kva)

3 287 183 639 kwh acheminés

4 777 installations de production représentant 105 144 kw

Le patrimoine concédé – inventaire physique

10 657km de réseau BT

9 575 km de réseau HTA

Taux enfouissement HTA : 32,4%

Taux enfouissement BT : 31,4%

11 175 postes de transformation HTA/BT

37 postes sources alimentant la concession

Dont **28** localisés sur le territoire départemental

337 départs HTA et **24 875** départs BT

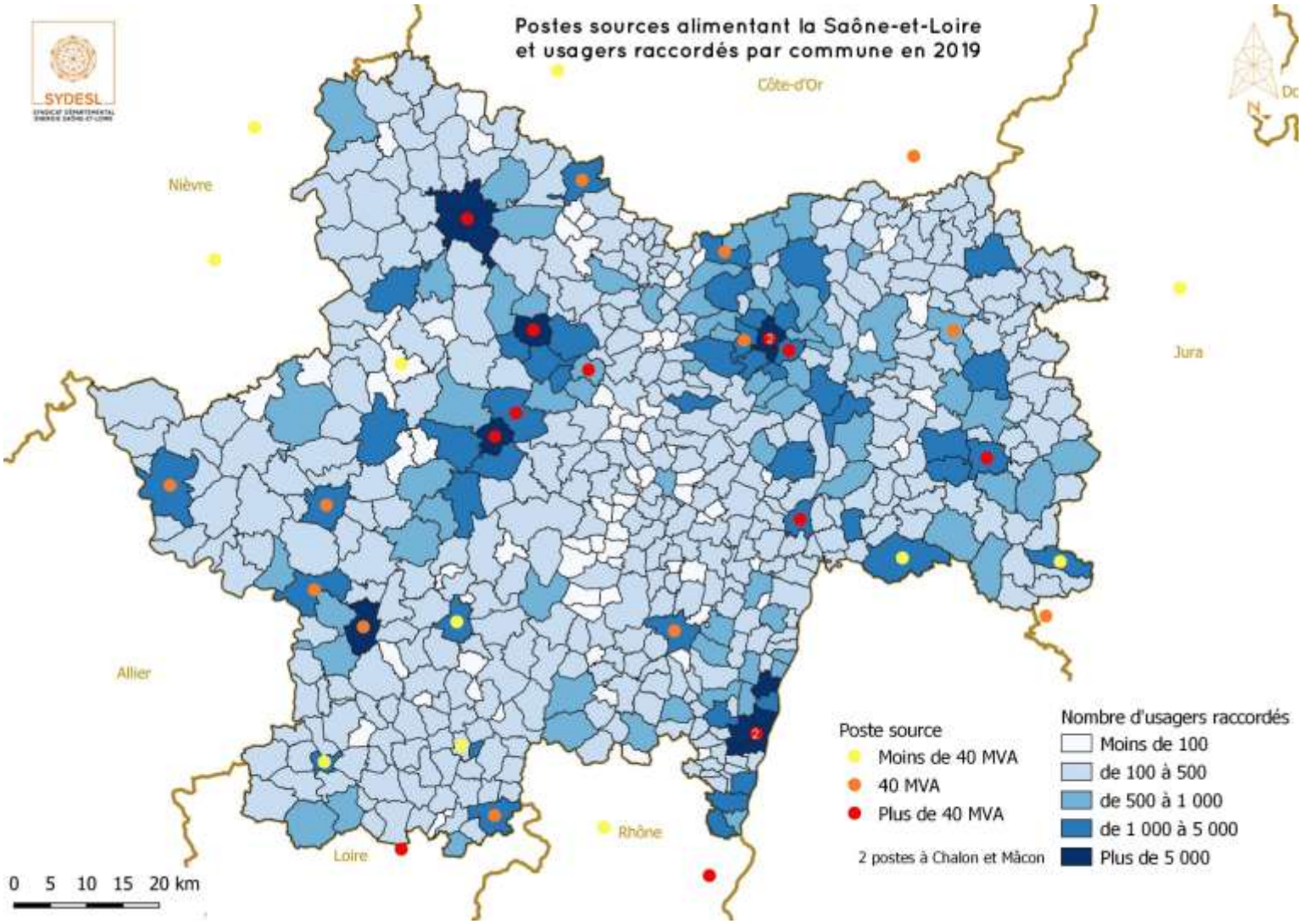
Le patrimoine concédé – inventaire comptable

Valeur brute : **915 561 k€**

Valeur nette : **479 942 k€**

Provisions pour renouvellement : **89 659 k€**

Droits du concédant : **409 111 k€**


Postes sources alimentant la Saône-et-Loire
et usagers raccordés par commune en 2019
SYDESL
Côte-d'Or
Nièvre
Jura
Allier
Loire
Rhône
0 5 10 15 20 km
Poste source
Moins de 40 MVA
40 MVA
Plus de 40 MVA
2 postes à Chalon et Mâcon
Nombre d'usagers raccordés
Moins de 100
de 100 à 500
de 500 à 1 000
de 1 000 à 5 000
Plus de 5 000

2- LE CONTROLE DE LA CONCESSION SUR 2019

Le contrôle permet de vérifier le respect des dispositions du cahier des charges de concession. Pour l'exercice 2019, 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.
  Sur 244 opérations menées en 2019 par le SYDESL, 123 ont été en dehors des seuils de tolérance de différence de valorisation. Au total ce sont 620 000 euros payés par le SYDESL et non valorisés par le concessionnaire (soit 7% du montant investit par le SYDESL).

- **Contrôle des éléments comptables et patrimoniaux** : pour l'exercice 2019, le SYDESL a mené les investigations et les analyses par lui-même, 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.
  Ces données vont également permettre d'établir un état des lieux de la concession et de préparer les négociations avec ENEDIS pour la signature du futur contrat de concession.

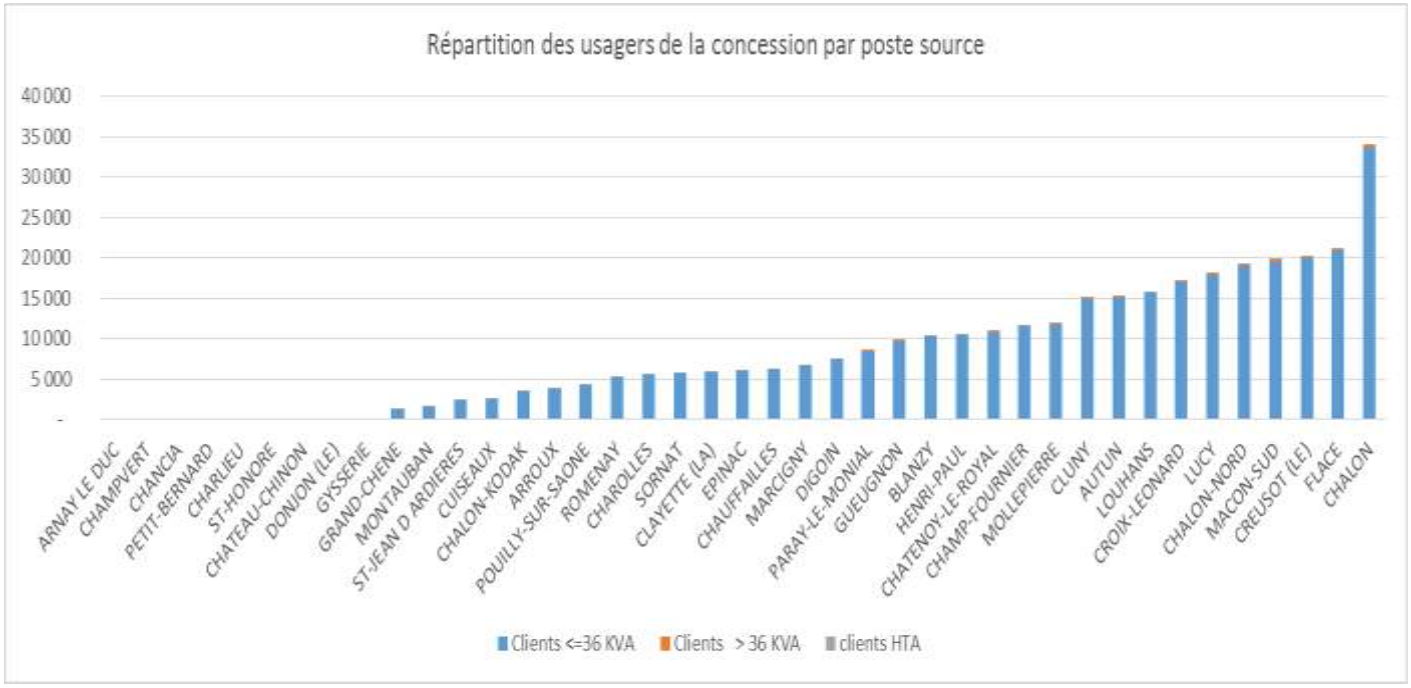
- **Contrôle du montant et du versement par ENEDIS de la redevance de concession** :
  Part R1 (fonctionnement) : 817 162 €
  Part R2 (investissement) : 1 919 933 €

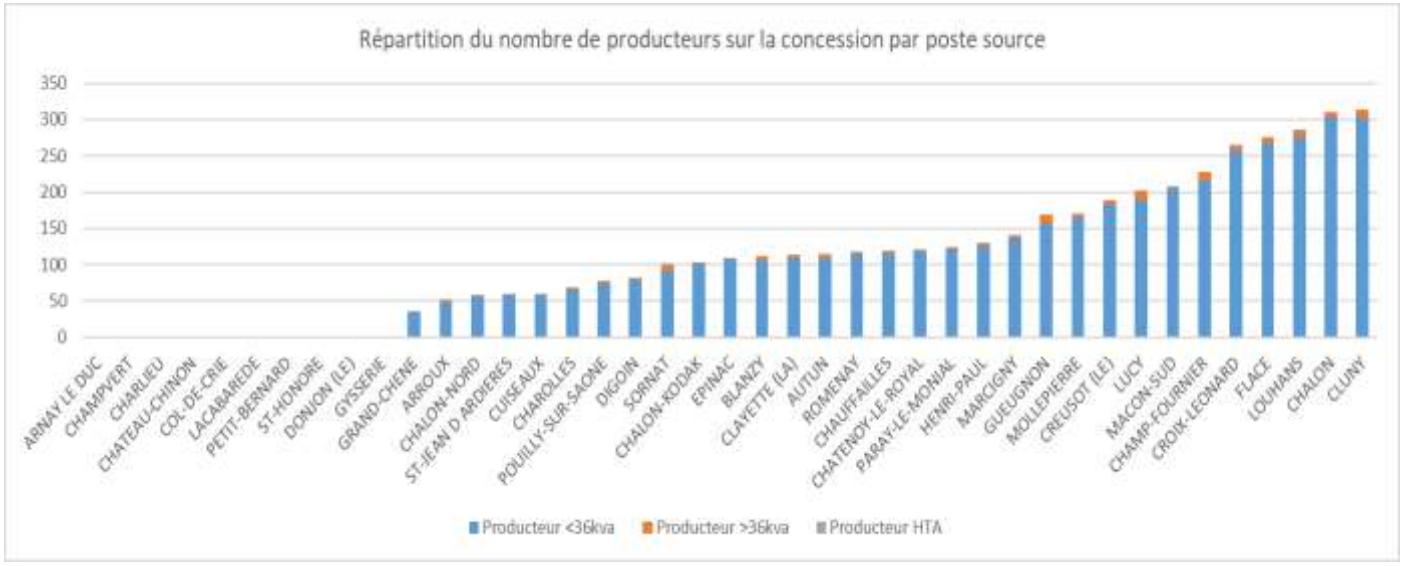
3- LE PATRIMOINE

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

	Zone rurale	Zone urbaine	Concession
Nombre de communes	518	49	567
%	91,4%	8,6%	
Superficie (km2)	7 564	1 033	8 597
%	88%	12%	
Population municipale	265 380	288 215	553 595
%	48%	57%	
Densité population	35 hab/km^2	279 hab/km^2	
Longueur HTA	7 351 km	2 224 km	9 575 km
%	77%	23%	
Longueur BT	7 641 km	3 016 km	10 657 km
%	72%	28%	
Nombre de postes	8 413	2 762	11 175
%	75%	25%	

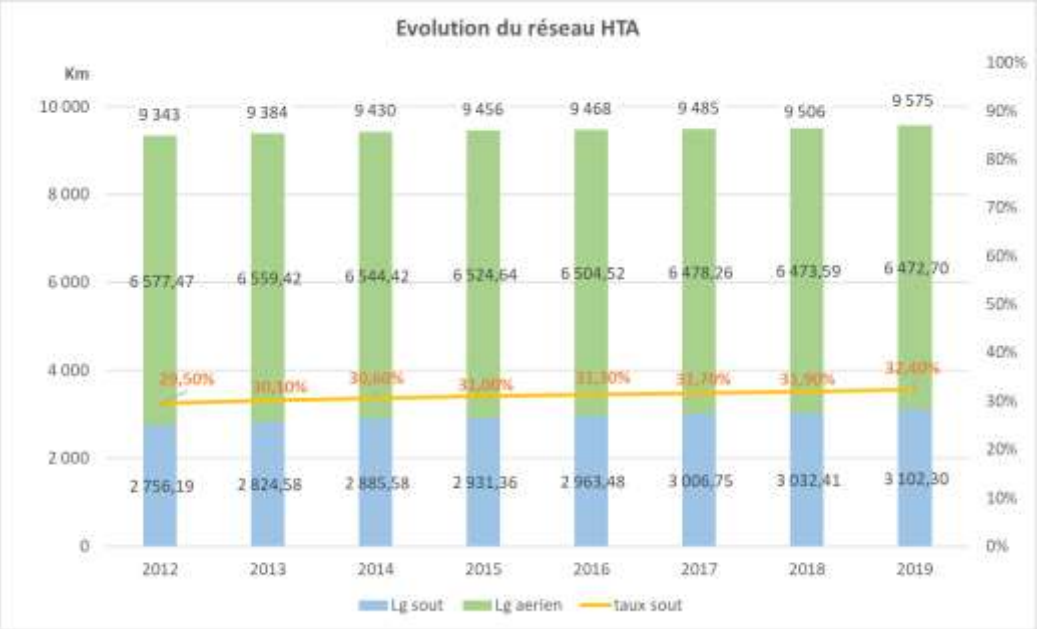
La concession est alimentée par 38 postes sources (d'une puissance totale de 1 952 MVA), dont 9 sont situés en dehors du territoire de la concession. Parmi ces 38 postes, le PS SAULIEU situé en dehors de la concession alimente 1 seul poste de la concession mais **de type REPARTITION et donc sans client raccordé**.



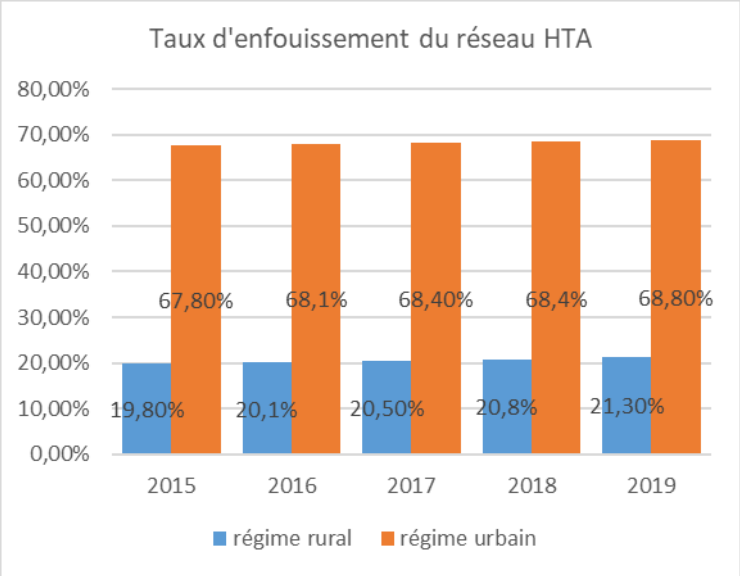


Source : Enedis – données fichier clients par départ HTA (CTL-OHTA-005)

A – Le réseau HTA



Source : ENEDIS, mission contrôle 2019, inventaire physique



Source : ENEDIS, mission contrôle 2019, inventaire physique

Km 2019	Rural	Urbain
souterrain	1 571	1 531

Constitution du réseau HTA en 2019

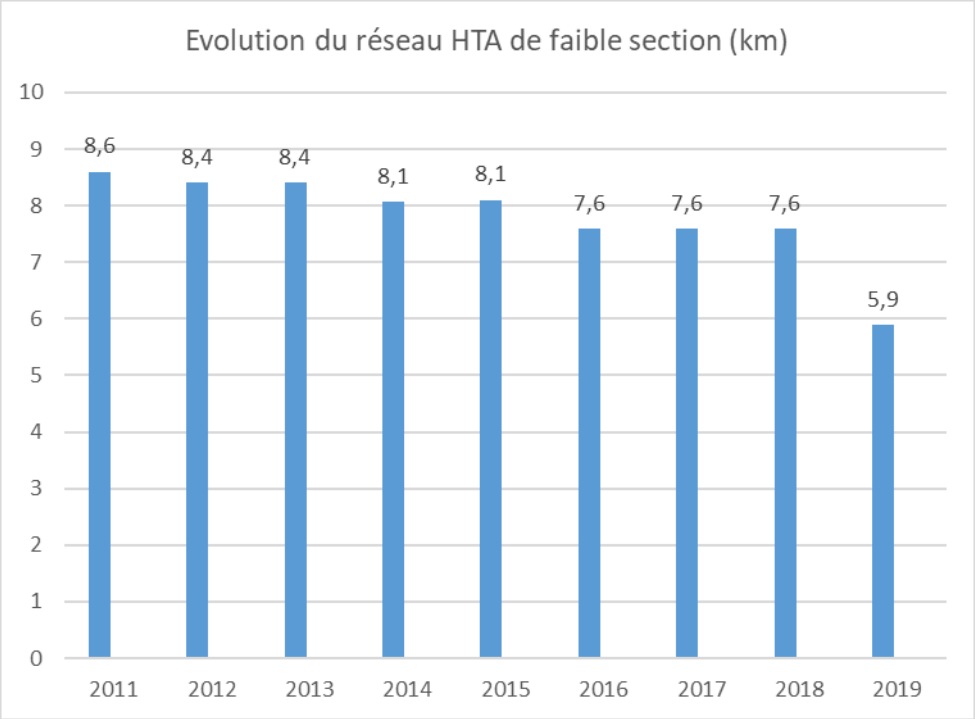
Souterrain	Aérien torsadé	Aérien nu	*…dont faible section*	TOTAL
3 102 km	21 km	6 450 km	*5,9 km*	9 575 km
32,4%	0,2%	67,3%	*0,1%*	

Le réseau est constitué de 337 départs HTA.

Le réseau aérien

Le réseau HTA de la concession est constitué à 67% de fil aérien nu, dont **5,9km (soit 0,1%) sont de faible section.**

Le réseau faible section est très sensible aux aléas climatiques. Peu d'évolution avait été constaté ces dernières années, mais l'année 2019 est marquée **une baisse de 1,7km** (soit 21% de la longueur de réseau HTA faible section)



Source : ENEDIS, mission contrôle 2019 – inventaire physique

Le réseau souterrain

32,4% du réseau HTA est en souterrain avec une légère progression depuis 2016 de 0,2 points. Toutefois il reste éloigné de la moyenne nationale qui s'élève à plus de 48%.

De plus, considérant la densité d'usagers 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 aux cours des 8 dernières années ont abouti à 12% de réseau aérien enfouis depuis 2012.

Ce taux d'enfouissement est nettement supérieur en zone urbaine (68,8%) par rapport à la zone rurale (21,3%).

Le câble papier (CPI)

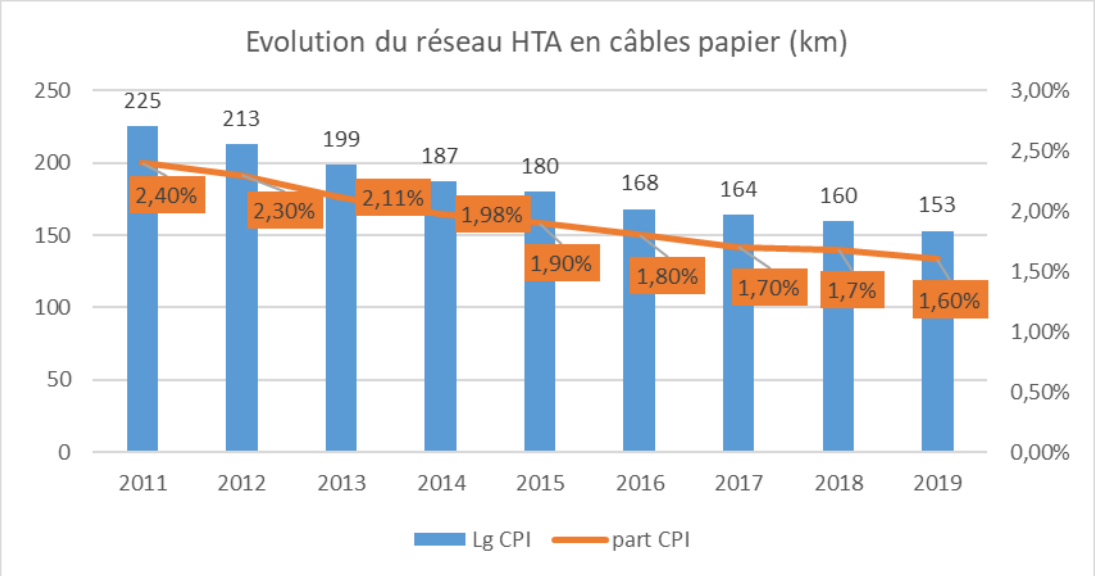
La concession compte près de **153km de réseau HTA souterrain à isolation papier (CPI), en baisse de 7 km** par rapport à 2018.

	URBAIN	RURAL
Longueur HTA CPI	140 km	13 km

Les communes ayant bénéficié des réductions les plus importantes sont :

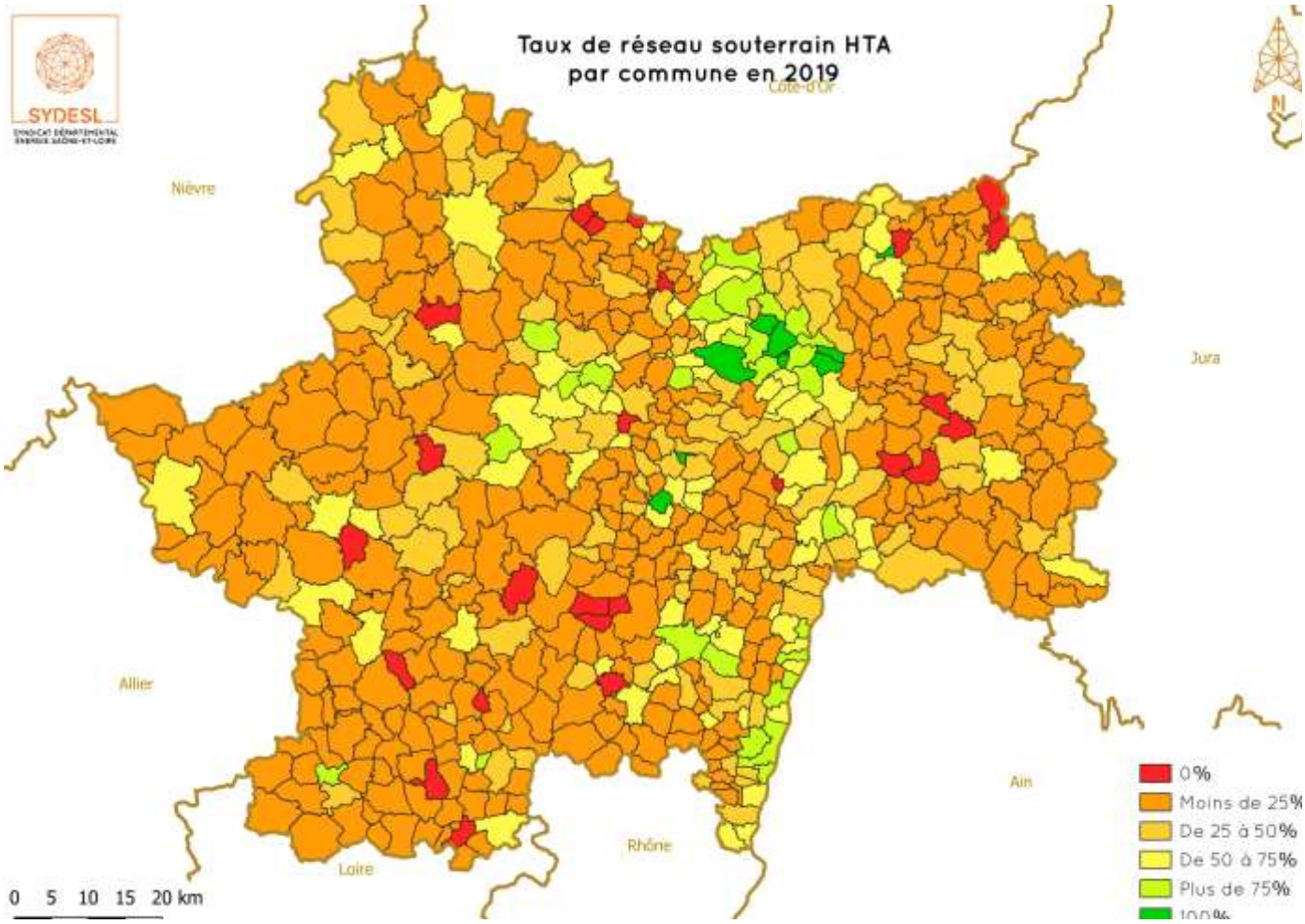
Mâcon	- 2 994 m
Chalon-sur-Saône	- 1 074 m
Autun	- 438 m
Chauffailles	- 323 m
Saint-Yan	- 180 m
Montceau les Mines	- 166 m
Tournus	- 162 m
Torcy	- 145 m
Ormes	- 131 m

L'enjeu de la résorption du CPI concerne principalement les communes de Mâcon, Chalon-sur-Saône et Montceau-les-Mines sur le territoire desquelles le stock s'établit respectivement à 21 km (14% des CPI), 13 km (9%) et à 14 km (9%), en 2019. Au vu du rythme moyen de résorption annuel constaté depuis 2011, ces câbles seront entièrement traités à l'horizon 2031. Il existe néanmoins une incertitude sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 (18 km).

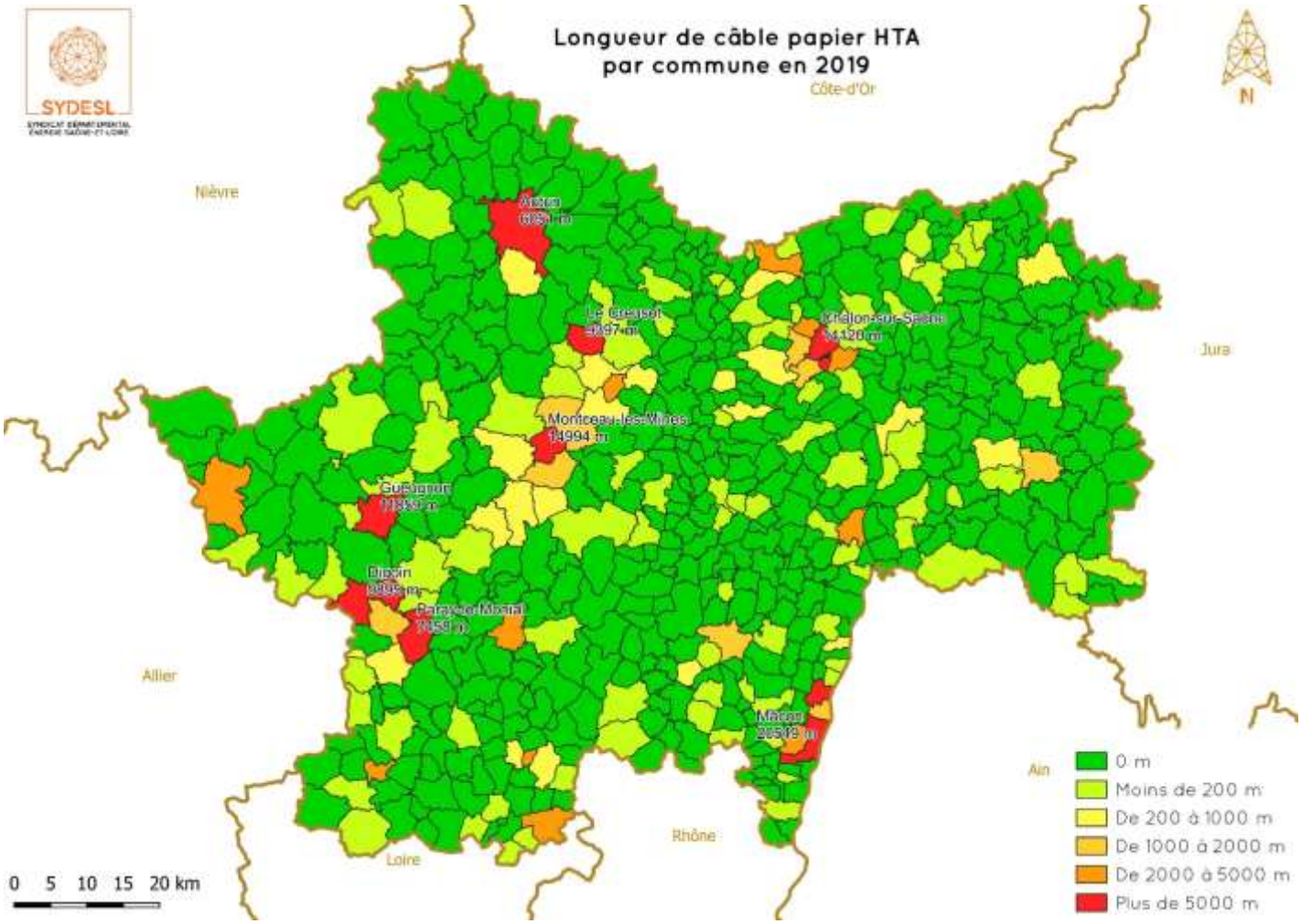


Source : ENEDIS, mission contrôle 2019 – inventaire physique

Taux d'enfouissement du réseau HTA (%)



Source des données : ENEDIS – inventaire physique 2019



Longueur HTA câbles à isolation papier imprégné

Age moyen du réseau HTA par typologie

Selon inventaire technique	Age moyen	Aérien nu	Faibles sections	Aérien torsadé	Souterrain	CPI
2019 – inventaire physique	34,3	41	*44,7*	30,3	20	*43,2*
2019 – inventaire comptable	34,2	41	nc	28,4	20	nc

Source : ENEDIS

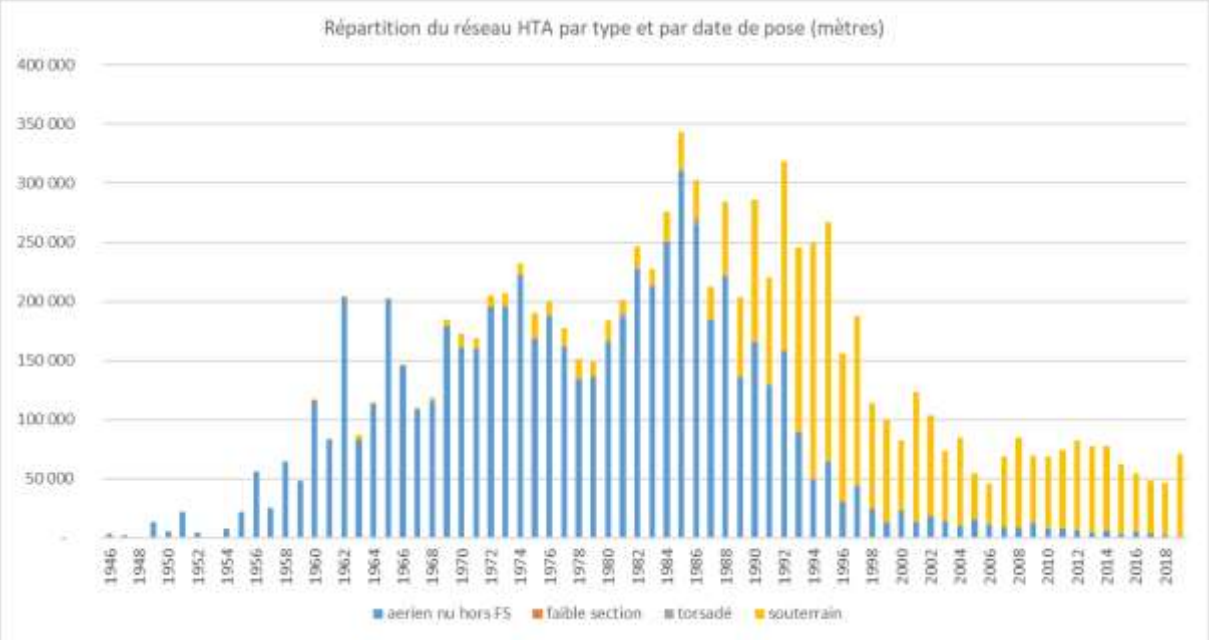
L'âge moyen des réseaux HTA du SYDESL est situé très au-dessus de la moyenne calculée nationalement parmi une vingtaine de concession similaires à la Saône et Loire (environ 28 ans d'âge moyen des réseaux HTA).

La part des réseaux HTA de plus de 40 ans (35%), 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 225 km de tronçon de plus de 60 ans d'après l'inventaire physique (contre 161 km en 2018).

Période	Inventaire physique ENEDIS (km)	Inventaire comptable ENEDIS (km)	Différence (km)
En 1946	3,2	6,3	-3,1
Entre 1947 et 1982	4 137	4 086	36
Entre 1983 et 1992	2 673	2 688	-13
Entre 1993 et 2002	1 629	1 656	-27
Entre 2003 et 2012	708	712	-5
Depuis 2013	356	444	-6
TOTAL	9 506	9 593	-18



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.

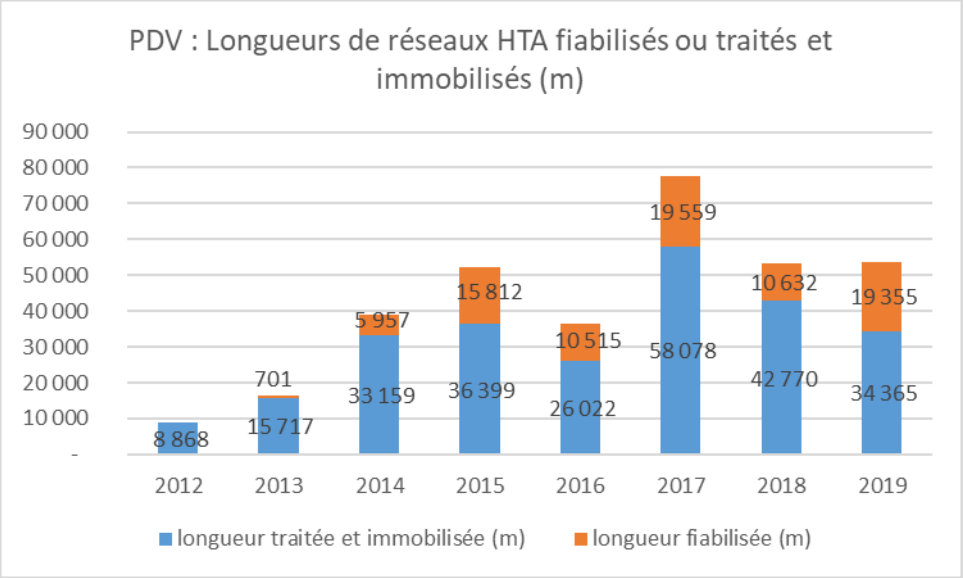
L'année de mise en service du réseau HTA est arbitrairement plafonnée par le concessionnaire à 1946, année de la création d'EDF par la loi de nationalisation. Ce plafonnement ne concernerait que 3,2 km sur 9 575 km de réseau HTA (d'après l'inventaire des dipôles HTA remis dans le cadre de la mission 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'apparait pas pertinente.

La Prolongation de durée de vie (PDV)

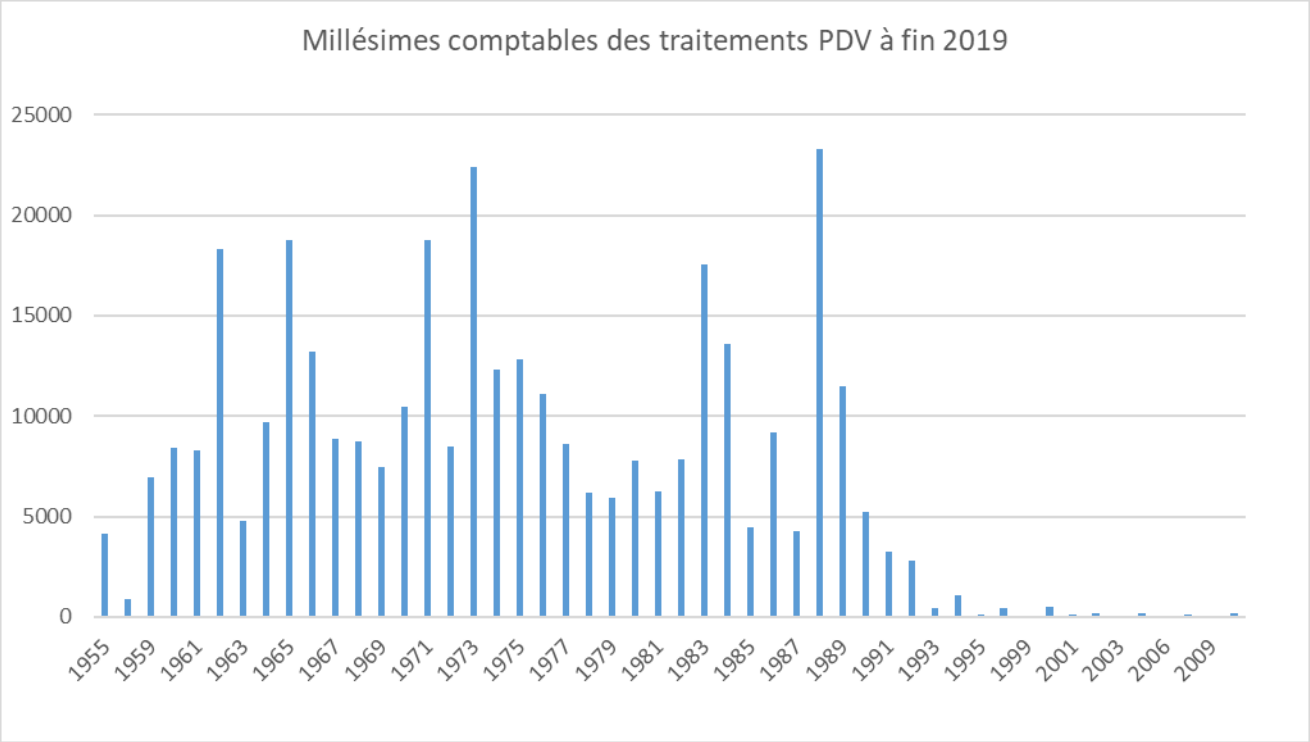
Face au vieillissement des réseaux, la politique industrielle du concessionnaire est d'opérer au renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie** (PDV). Ces opérations qui ont débuté nationalement en 2012 ont pour objet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

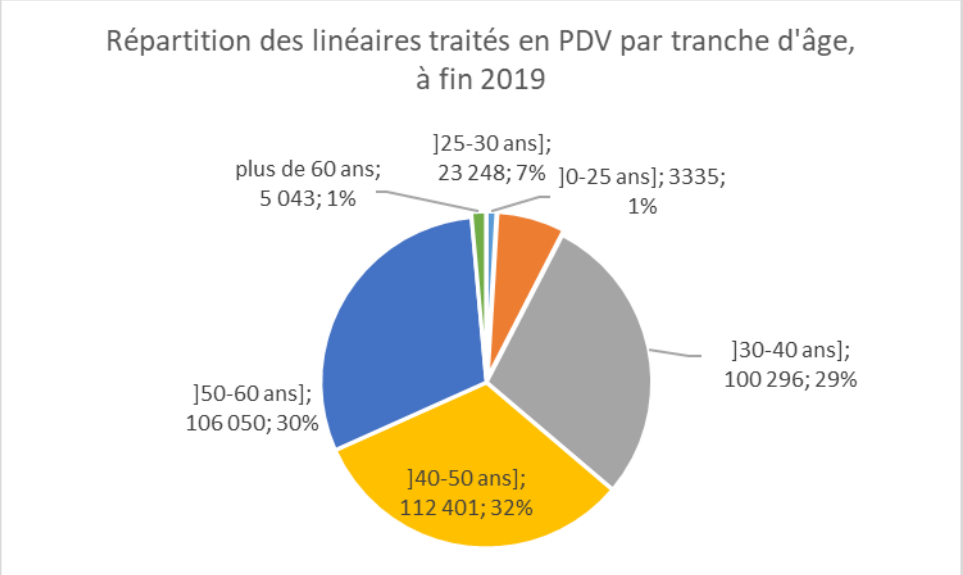
Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA aérien pour lequel il faudrait privilégier des interventions avec du renouvellement à proprement parler plutôt que de la PDV.



Sur la concession, à fin 2019, 255 km de travaux de PDV ont été réalisés et immobilisés (tronçons avec retrait d'ouvrage) dont plus de 34 km en 2019.

A noter également que depuis 2012, 83 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

29 % des réseaux traités ont entre 30 et 40 ans.

63% sont totalement amortis et ont plus de 40 ans.

Les réseaux traités ont une moyenne de 45 ans. Les plus anciens ont 64 ans.

En revanche il est étonnant de voir traité par la PDV des réseaux ayant entre 3 et 10 ans comme nous avons pu le constater en 2018. Près de 400 m de réseau datant de 2010 et 2016 ont ainsi été traités en PDV en 2018.

Le point positif du réseau HTA :

- un très faible taux de réseau aérien nu de faible section (0,1%)

- un effort du concessionnaire en 2019 pour l'éradication de 20% du réseau HTA faible section (- 1,7 km)

- un effort du concessionnaire en 2019 pour l'éradication de 7 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 : 153 km – dont 13 km en zone rurale

Sur 337 départs, 17 sont de grande longueur, de plus de 70km dont deux de plus de 80 km

Un réseau âgé, dont 35% a plus de 40 ans, et un vieillissement du réseau avec un âge moyen en hausse à 34,3 ans. (29 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.**

Accroitre 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.

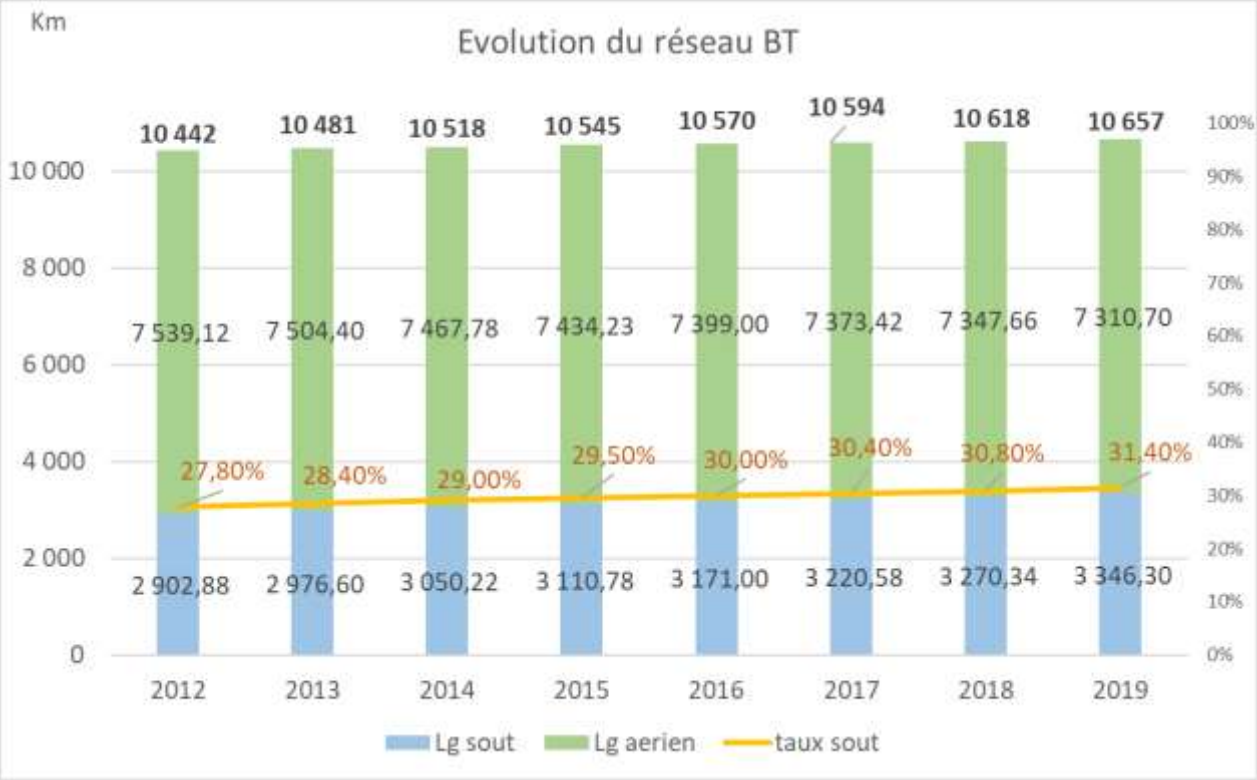
Il est nécessaire que la collectivité obtienne annuellement un bilan précis des diagnostics terrains et des travaux réalisés dans le cadre de la PDV afin de pouvoir garantir un suivi des départs traités et des dépenses engagées, en attendant les 1ers retours d'expérience à moyen terme. Ce bilan devra également présenter clairement les impacts patrimoniaux comme les reprises des provisions pour renouvellement les cas échéants.

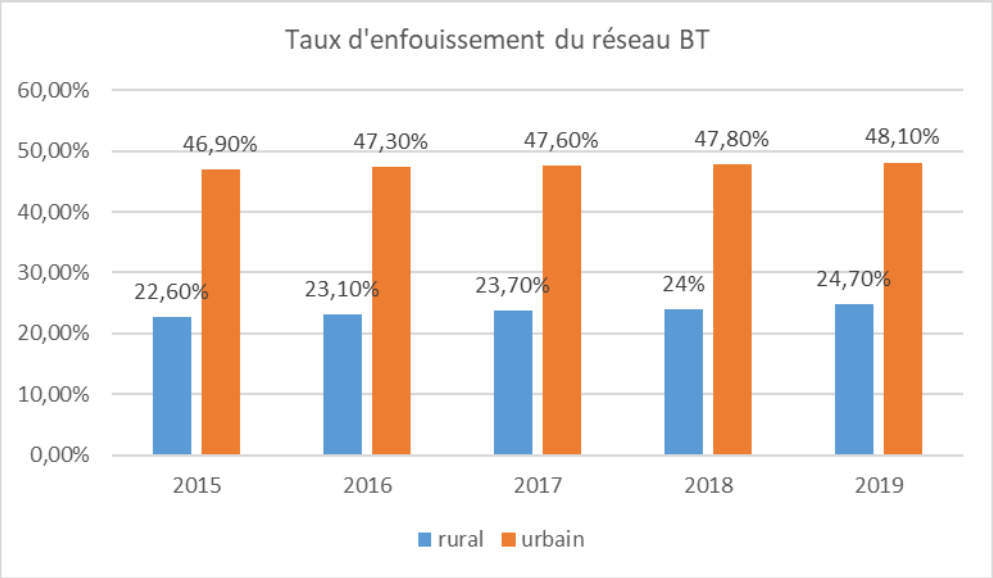
Le suivi précis de la politique PDV du concessionnaire est d'autant plus important que le futur contrat de concession en cours de négociation intégrera la disparition de la constitution de provisions par Enedis.

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.

Il ne mentionne toutefois pas le montant détaillé des opérations. Le concessionnaire précise toutefois dans le CRAC qu'il a consacré 1,45 M€ à la PDV du réseau HTA en 2019.

B – Le réseau BT





Le réseau est constitué de **24 875 départs**.

Constitution du réseau BT en 2018 :

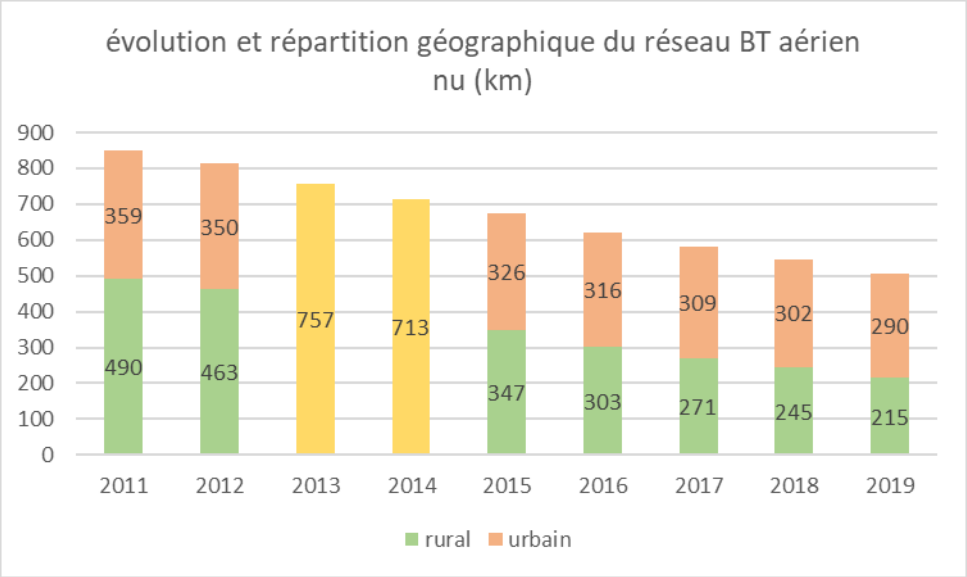
Souterrain	Aérien torsadé	Aérien nu	*dont faible section*	TOTAL
3 343 km	6 809 km	504 km	*153 km*	10 657 km
31,4%	63,9%	4,7%		

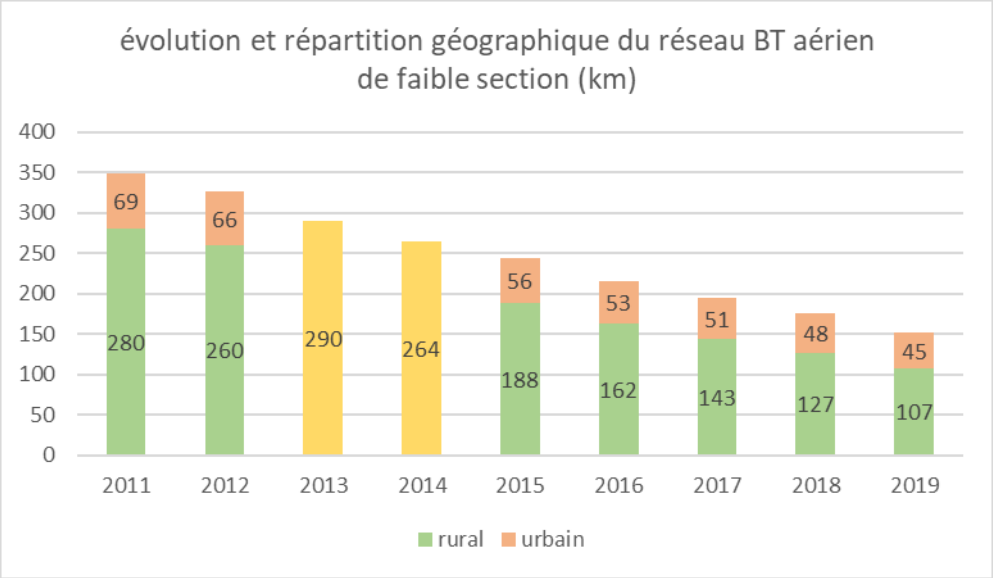
Le réseau aérien

Il reste encore près de 504 km de câbles BT nus, soit environ 4,7% des linéaires.

43 km ont été supprimés en 2019. A ce rythme, la totalité du fil nu sera enfoui au bout de 12 ans.

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%).

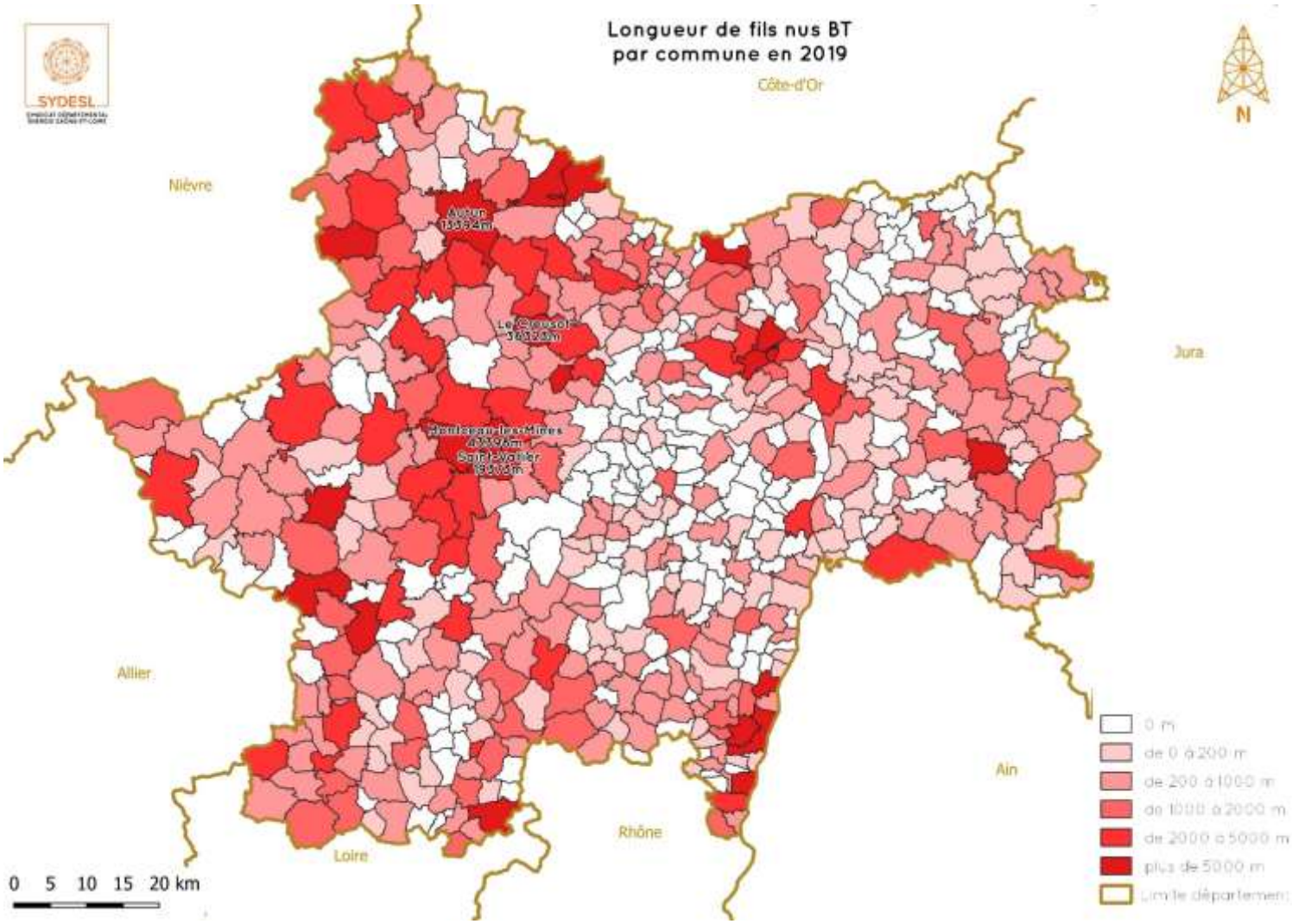


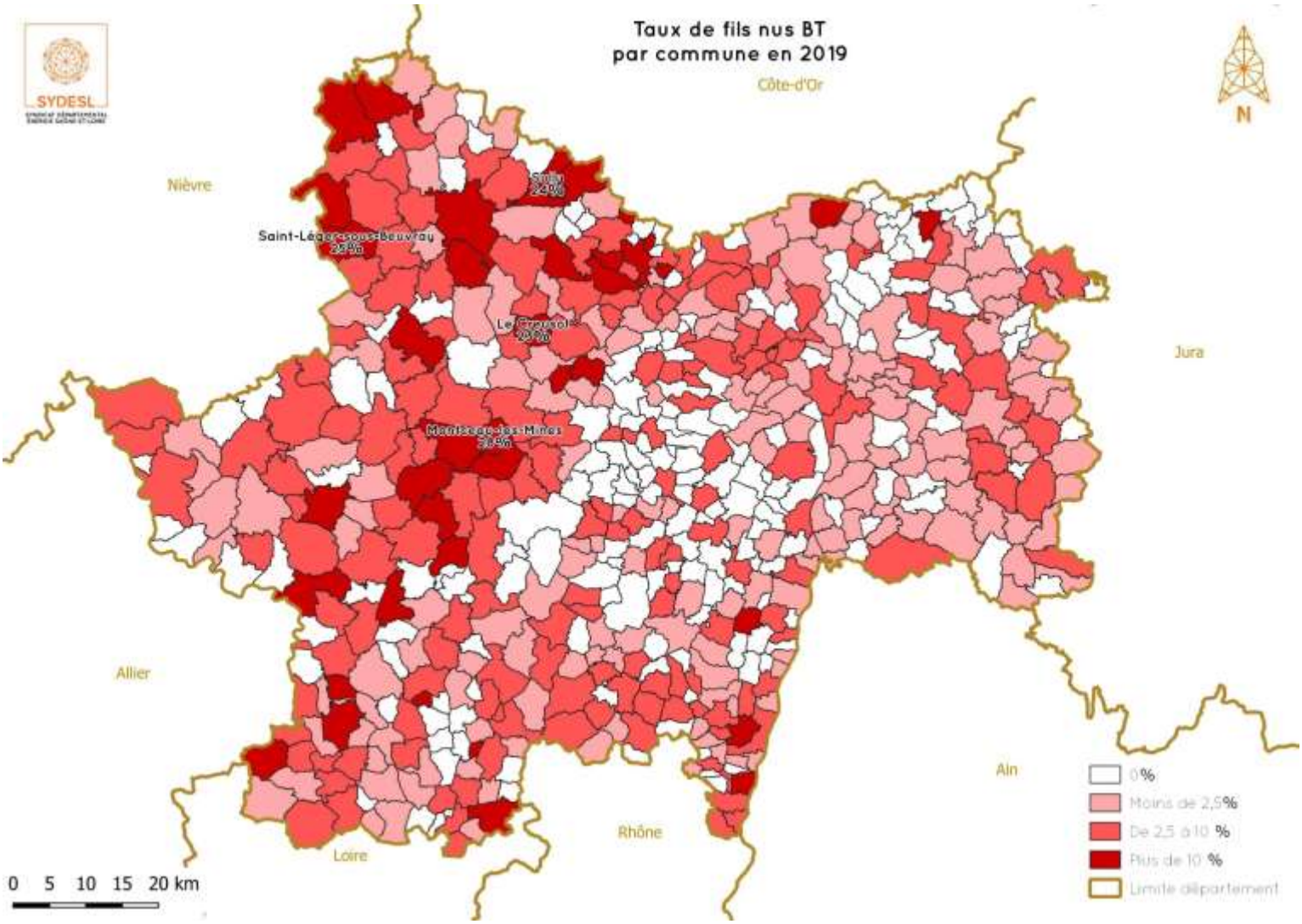


Entre 2011 et 2019, le rythme de résorption moyen des **fils nus s'établit à 35 km/an** en zone rurale, contre 9 km/an en zone urbaine. A fin 2019, cette disparité entre les deux maîtrises d'ouvrage amène à ce que **ces linéaires sensibles seraient résorbés d'ici 6 ans en zone rurale par le SYDESL, contre environ 32 ans pour les communes urbaines sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire**.

Parmi ces lignes, le **réseau BT de faible section** (section<19mm^2) présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le SYDESL dans le cadre de ses opérations de sécurisation **(-21 km/an depuis 2011 en moyenne en zone rurale, contre -3 km/an en zone urbaine pour Enedis**). La proportion de ces linéaires de 1,4% - 153 km - se situe néanmoins dans la fourchette basse des valeurs constatées nationalement sur des concessions équivalentes à la Saône et Loire.

Depuis 2011, 40% du réseau aérien fil nu a été résorbé et 56% du réseau de faible section.

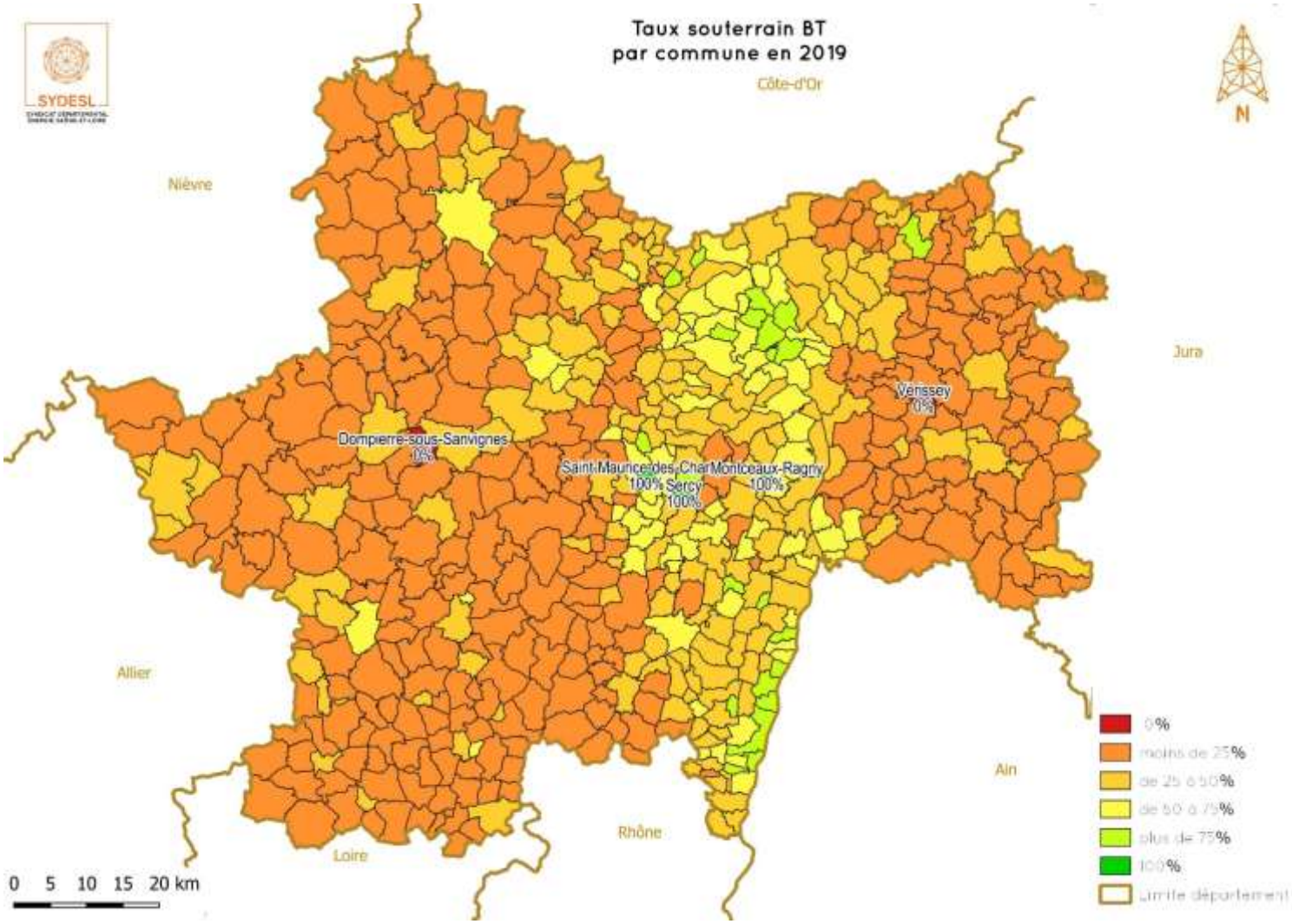

Longueur de fils nus BT
par commune en 2019
SYDESL
N
Côte-d'Or
Nièvre
Jura
Allier
Ain
Rhône
Loire
0 5 10 15 20 km
0 m
de 0 à 200 m
de 200 à 1000 m
de 1000 à 2000 m
de 2000 à 5000 m
plus de 5000 m
Limite départemen



Source : ENEDIS – inventaire physique 2019

Le réseau souterrain

L'enfouissement progresse timidement avec 31,4% de lignes souterraines (30,8% en 2018), et reste inférieur à la moyenne des valeurs observées nationalement (39%) sur les autres concessions de profil équivalent à la Saône et Loire. Et, en considérant la densité d'usagers, le taux d'enfouissement BT se situe en dessous de la tendance observée.



Source : ENEDIS - inventaire physique 2019

L'âge moyen des réseaux BT de la concession est de 25,5 ans en 2019 selon l'inventaire comptable.

	Age moyen (ans)	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain
2019 – Inventaire physique	39,2	71,2	44,7	24,4
2019 – Inventaire comptable	27,2	52,6	28,9	19,5

	Inventaire comptable	Inventaire physique
Part des réseaux de plus de 40 ans	15,5%	37,5%
Longueur de plus de 40 ans	1 659 km	4 001 km

Longueur de plus de 60 ans	73 km	3 990 km

La part des réseaux BT âgés de plus de 40 ans est de 15,5 % des linéaires (1 659 km), selon l'inventaire comptable. Cette part atteint près de 38% pour l'inventaire physique.

D'après l'inventaire comptable, la concession compte 73 km de tronçons de plus de 60 ans ; mais plus de 3 990 km selon l'inventaire physique.

Toutefois, l'ancienneté des réseaux aériens nus est 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).

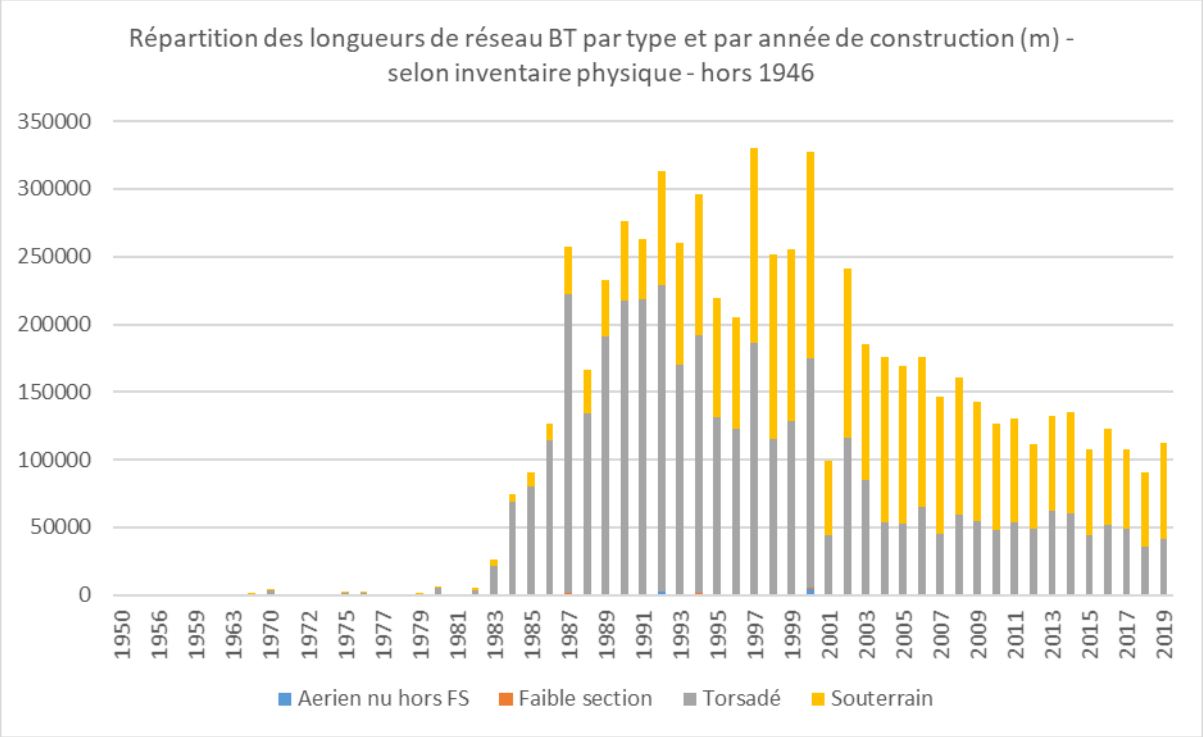
Comparaison de la datation des lignes BT entre les inventaires physique et comptable

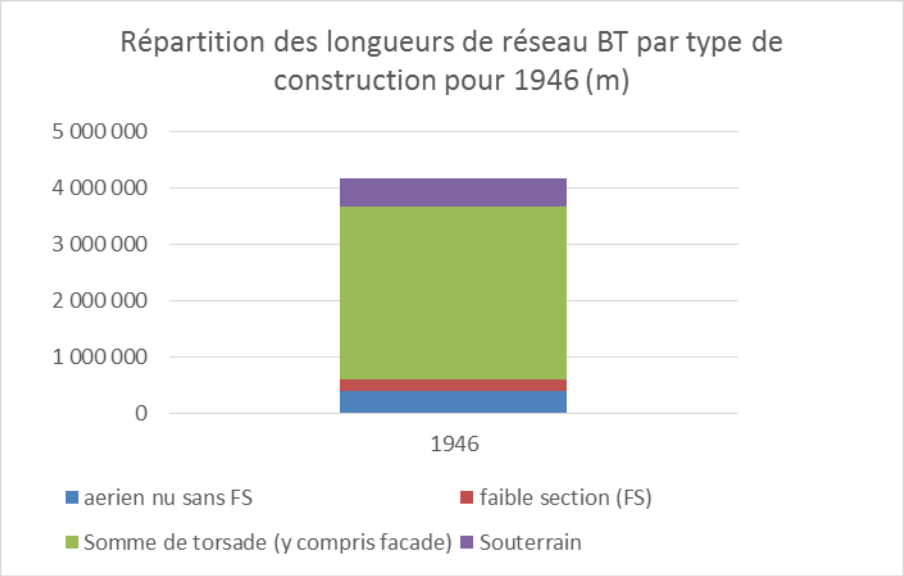
Période	Inventaire physique ENEDIS (km)	Inventaire comptable ENEDIS (km)
En 1946	3 989	0,22 (depuis 1920)
Entre 1947 et 1982	25,1	2 454
Entre 1983 et 1992	1 825	3 457
Entre 1993 et 2002	2 484	2 458
Entre 2003 et 2012	1 525	1 522
Depuis 2013	808	816
TOTAL	10 657	10 707

Dans l'inventaire physique, l'année de mise en service du réseau BT est arbitrairement débutée par le concessionnaire à 1946, année de la création d'EDF par loi de nationalisation. Cette date « plancher » concerne environ 37% de l'ensemble du réseau BT (3 989 km sur 10 657) et 96% du réseau aérien nu (484 km sur 504)

La comparaison de la datation des ouvrages – regroupés par périodes choisies – entre les inventaires physique et comptable donne des résultats assez insolites. 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.





Les points positifs du réseau BT :

- une présence très faible des lignes aériennes nues (504 km – 4,7% du réseau BT),

- une part importante de câble aérien torsadé (64%), cette technologie étant la moins accidentogène de toutes.

Les points de vigilance du réseau BT sont les suivants :

- Un **taux d'enfouissement faible (30%), inférieur aux territoires de densité similaire (38%),**

- Un reliquat de **153 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,

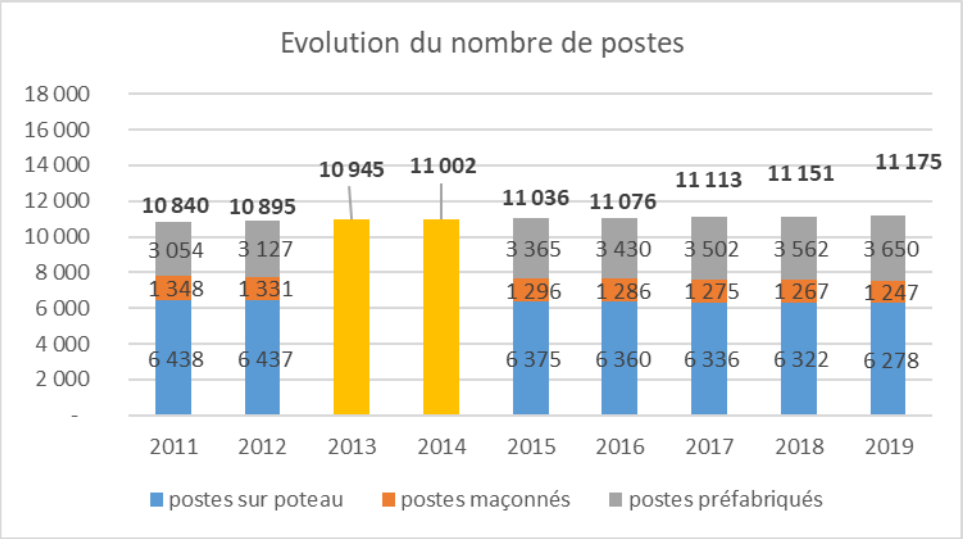
- sur 24 875 départs BT, **418 départs de longueur supérieure à 1 500 m**. Longueur moyenne de 428 m. La réduction des longueurs participe à la réduction des chutes de tension,

- 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 40% des réseaux. Cela est pénalisant pour identifier les besoins en renouvellement et programmer correctement les investissements.

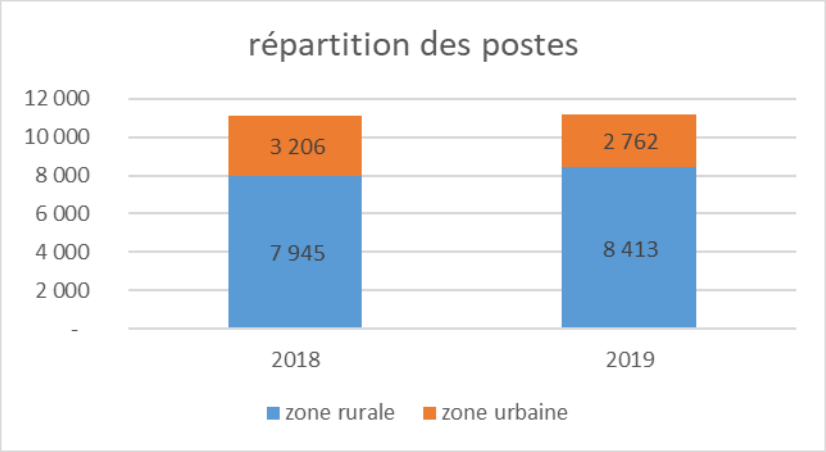
C - Les postes de transformation HTA/BT

Les postes

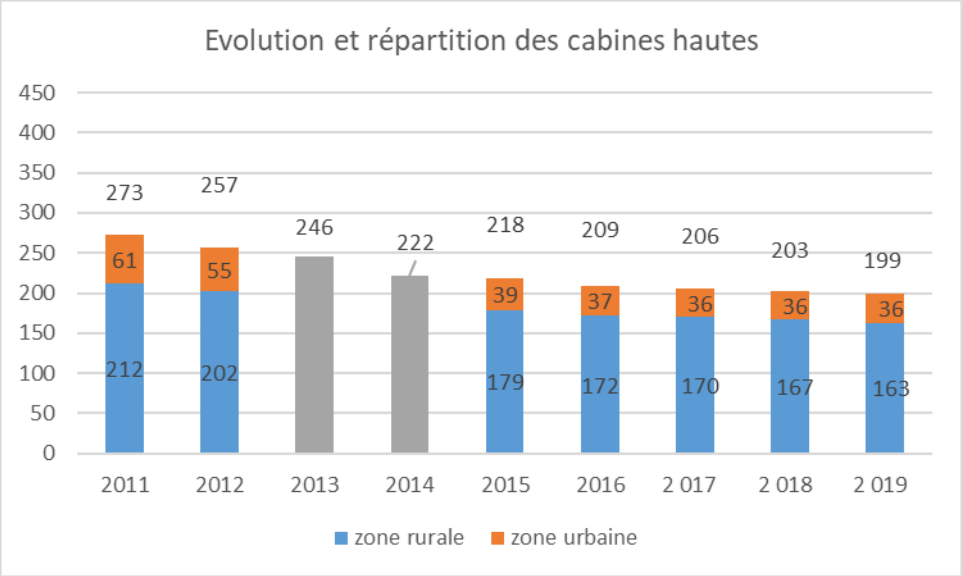
Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de postes HTA/BT **à croitre de 37 unités**. Les **technologies préfabriquées sont privilégiées** dans les mises en service constatées depuis au moins 6 ans et le nombre de postes maçonnés continue de décroitre. En outre, plus de **52% des transformateurs sont de la génération 410 V** selon l'inventaire technique transmis.



Source : ENEDIS, inventaire physique



Les postes maçonnés comprennent encore **199 postes cabines hautes** (4 de moins qu'en 2018), également appelés « postes tours », qui sont des ouvrages de grande hauteur, souvent vétustes et contraignants à exploiter.



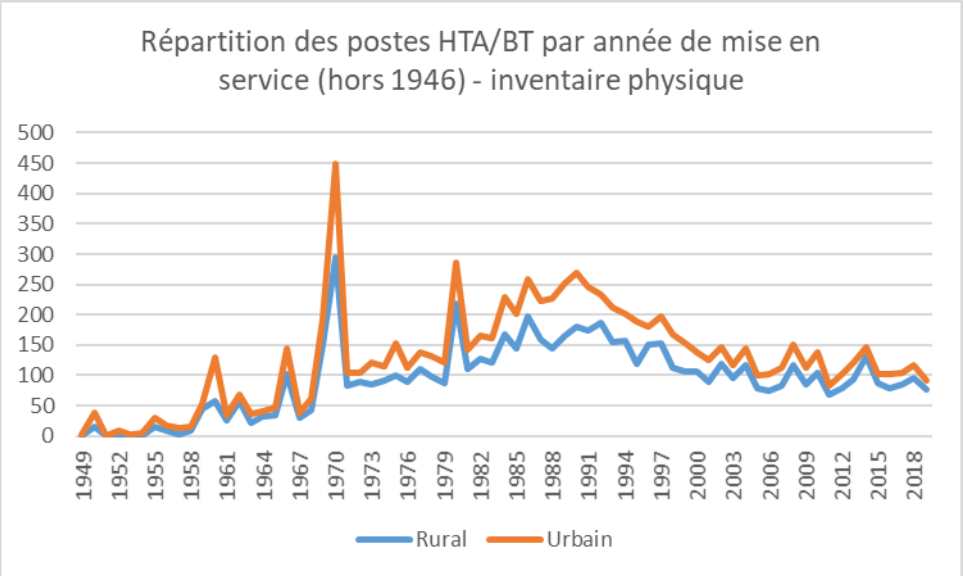
L'âge des postes

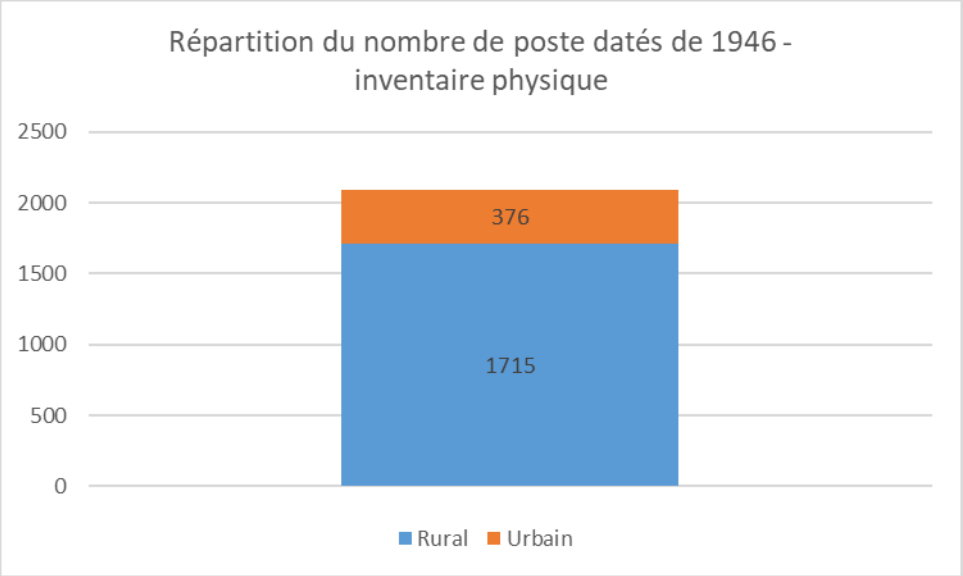
L'âge moyen des postes de transformation est de **38 ans** selon l'inventaire technique. Précisons que près de 2 091 postes (19%) ne sont pas précisément datés (arbitrairement datés à 1946) ce qui empêche l'autorité concédante d'avoir une vision précise sur cet aspect. A l'image des réseaux HTA et BT, 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 11 175 postes, la concession en compte 4 506 postes (39 %) 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 2019 – inventaire physique

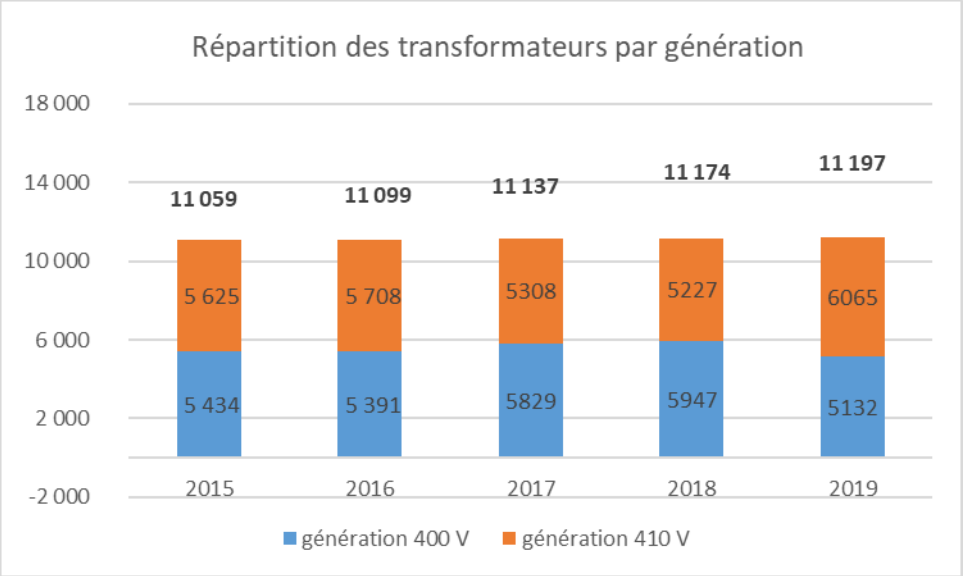
Age des postes	Inventaire technique 2019	Inventaire comptable 2019
	38	30

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.

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.



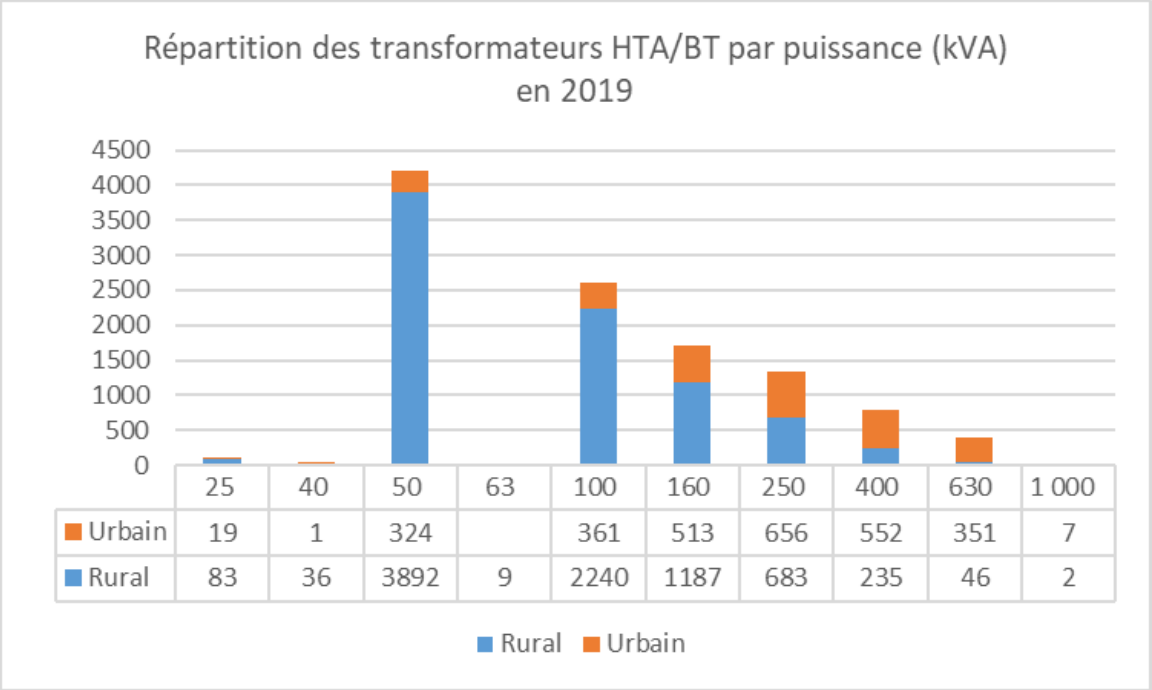
Source : Enedis – inventaire physique

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, 63 ou 315 kVA sont en voie d'extinction car ces puissances ne sont plus standardisées.

86% 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.

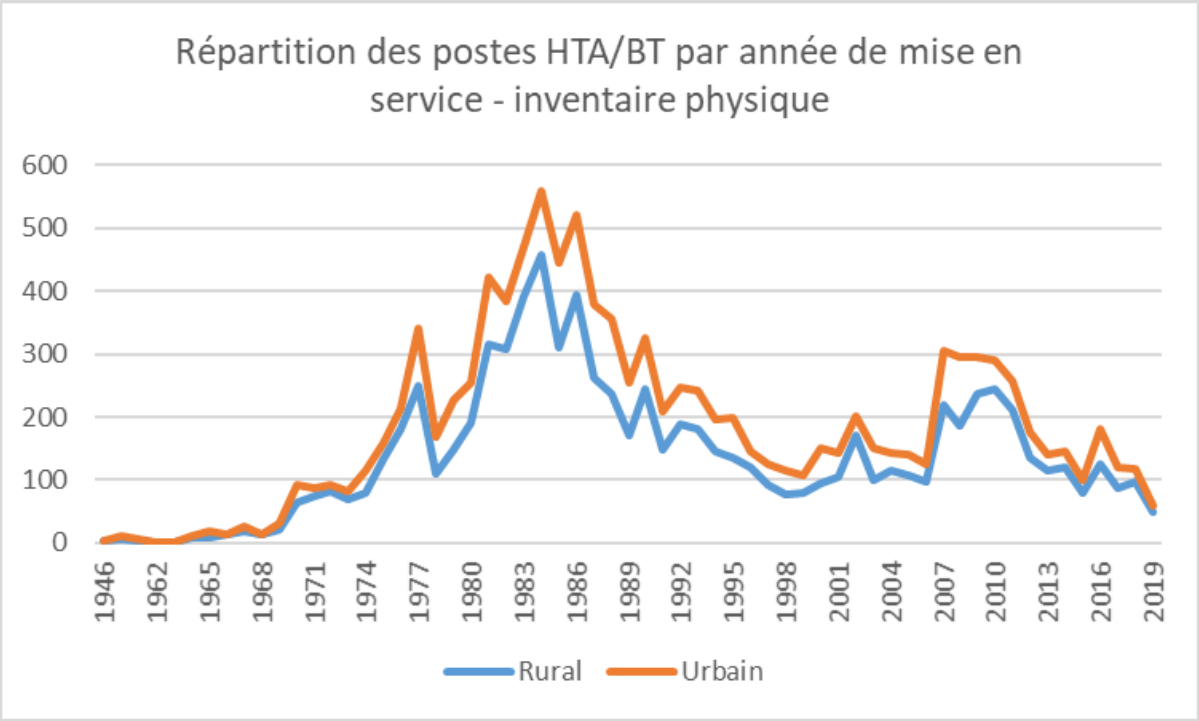
En effet, près de 90% des postes localisés en zone rurale ont une puissance inférieure ou égale à 160 kVA alors que plus de 55% des postes localisés en zone urbaine ont une puissance supérieure ou égale à 250 kVA.



	25	40	50	63	100	160	250	400	630	1 000
Urbain	19	1	324		361	513	656	552	351	7
Rural	83	36	3892	9	2240	1187	683	235	46	2

Age des transformateurs

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaitre **des transformateurs âgés en moyenne de 26,9 ans**, soit 11 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 2019

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 et un plan de déploiement accéléré est en cours avec un horizon 2018. En effet, la fin des tarifs réglementés de vente à compter du 1er 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.

Pour les compteurs de puissance inférieure à 36 kVA : un amortissement accéléré est calculé au titre de leur remplacement par un compteur Linky.

Le déploiement des **compteurs Linky** est initié à partir de 2017 sur la concession avec la Commune de Chalon-sur-Saône pour les clients ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA, et se déroulera jusqu'en 2021.

Fin décembre 2019, ce sont plus de 178 000 compteurs qui ont été installés sur les 328 000 prévus (soit 54%).

	2017	2018	2019
Taux de points de livraison équipés d'un compteur Linky (cumulé)	9,20%	30,3%	54%
Nombre de points de livraison équipés d'un compteur Linky (cumulé)	30 872	101 524	178 303
Nombre de communes concernées par le déploiement de masse (cumulé)	28	130	285
Nombres de PDL ouverts à tous les services Linky (cumulé)	20 245	84 762	163 340
Echec à la pose (cumulé)	nc	nc	11 185

Source : ENEDIS - CRAC et données contrôle – fichier « Linky » ex 2019

Les échecs à la pose comptabilisent le nombre de compteurs qui n'ont pas pu être déployés.

Parmi les différents motifs invoqués par le concessionnaire, on retient :

- Client absent : 5 176 (46%)
- Imprévu technique : 1 944 (17%)
- Refus client : 1 586 (14%)
- Compteur inaccessible momentanément : 899 (8%)

Parmi les autres motifs, on retrouve : pas d'accès au disjoncteur, imprévu réglementaire, incohérence, rdv non tenu par le technicien.

➔ Le SYDESL souligne qu'il existe une différence entre le nombre de compteurs déclaré dans le Crac (178 303) et le nombre enregistré dans la base comptable (177 314) soit un écart de près de 1 000 compteurs.

Dans le fichier des immobilisations comptables, Enedis affiche 929 compteurs Linky retirés depuis 2017. Le motif n'a pas été précisé.

Les points positifs :

- diminution des postes poteau et des cabines hautes (uniquement en zone rurale)

- des transformateurs en moyenne 11 ans plus jeunes que les postes de transformation

Les points de vigilance :

- le **concessionnaire n'a pas répondu sur l'inventaire des équipements de postes (tableaux) malgré les demandes de données**

- incohérence des indicateurs de déploiement du compteur Linky selon les sources de données fournies par Enedis.

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 maximaux des coupures de l'alimentation électrique admissibles dans l'année 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 un client est alimenté sous une tension qui sort de la plage de valeurs admissibles pendant 10 minutes au moins une fois dans l'année – 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 supérieur 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 supérieurs aux valeurs limites admissibles – hors circonstances exceptionnelles.

3 principaux événements ont influencé négativement la continuité de fourniture en 2019 :

- Les tempêtes Elsa et Fabien ont balayé une grande moitié de la France et ont touché la Saône-et-Loire (principalement le sud-ouest du département) les 19 et 20 décembre 2019 par de fortes rafales de vent provocant de nombreuses coupures ; Cet épisode tempétueux a été **classé en évènement exceptionnel** et a entrainé de nombreux dégâts sur le réseau HTA ;
- De violentes rafales de vent et de grêle ont balayé l'ouest du département les 6 et 7 juillet 2019 provoquant de nombreuses chutes d'arbre et des incidents sur le réseau dans plusieurs communes du secteur Loire Arroux, de Marly sous Issy à Gueugnon ;
- Chute de neige dans l'autunois, le clunisois et le charolais le 15 novembre 2019.

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 2019 p32 :« *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 2019, le **critère B HIX (hors évènement exceptionnel) de la concession est de 55,10 minutes.** Il est en baisse de 5 minutes par rapport à l'exercice précédent, soit 11% de réduction, et retrouve son niveau de 2017.

Pour la 1ère fois depuis plus de 5 ans, un évènement exceptionnel a frappé le réseau du département, avec un impact de plus de 16 minutes sur le critère B.

Les évènements météo cités précédemment ne suffisent pas à expliquer cette augmentation. **Notamment l'épisode de neige fin novembre ne doit pas apparaitre comme exceptionnel, et son impact révèle avant tout la fragilité et la vétusté des réseaux.**

Le critère B reste en dessous de la valeur nationale (64 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE). Il convient de noter que le critère B HIX de la concession est assez stable sur les 4 derniers exercices et très proche de la valeur nationale.

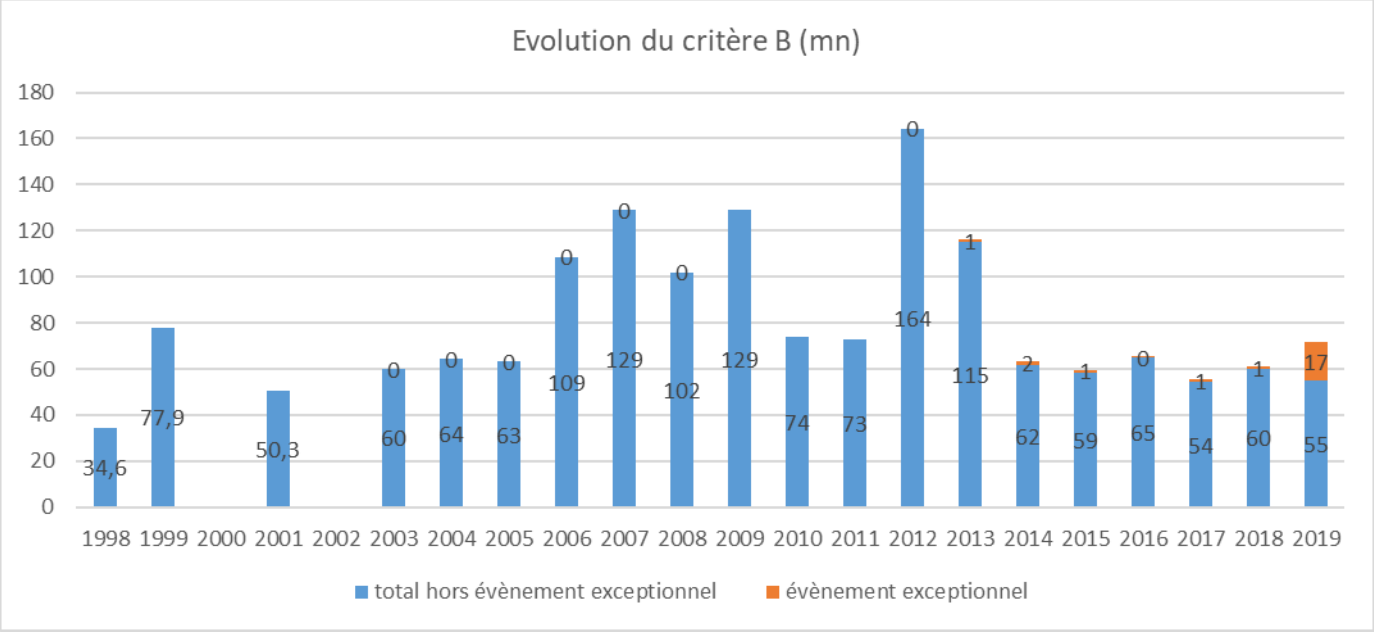
Les 8 journées les plus marquantes pour le critère B (impact > 1 mn) :

DATE	Impact sur critère B	Cause	Localisation défaillance
20 décembre	+ 15 mn	Tempête / vent	HTA
14 décembre	+ 2 mn	Neige / vent	HTA
15 novembre	+ 1 mn 45sc	Neige / givre	HTA
6 juillet	+ 1 mn 40 sc	Vent/pluie	HTA
13 décembre	+ 1 mn 14sc	Tempête / vent / pluie	HTA
25 avril	+ 1 mn 13 sc	Tempête / vent / pluie	HTA
30 juin	+ 1 mn 11 sc	Tempête / vent / pluie	HTA/BT
22 décembre	+ 1 mn	Tempête / vent / pluie	HTA

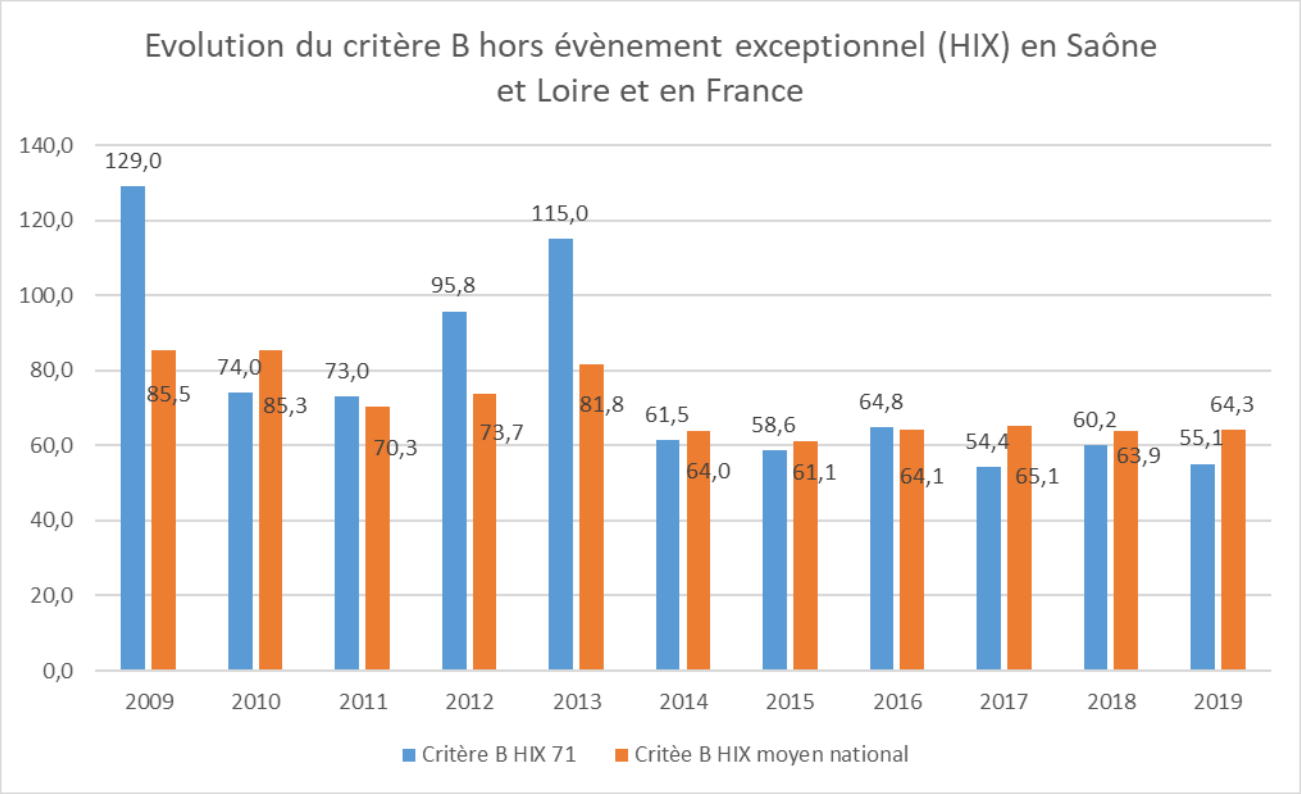
Source : Enedis : fichier interruptions longues HTA et BT

A la lecture de ce tableau, nous constatons que les phénomènes climatiques exceptionnels avancés par le concessionnaire expliquent en grande partie la part incident du critère B pour 2019.

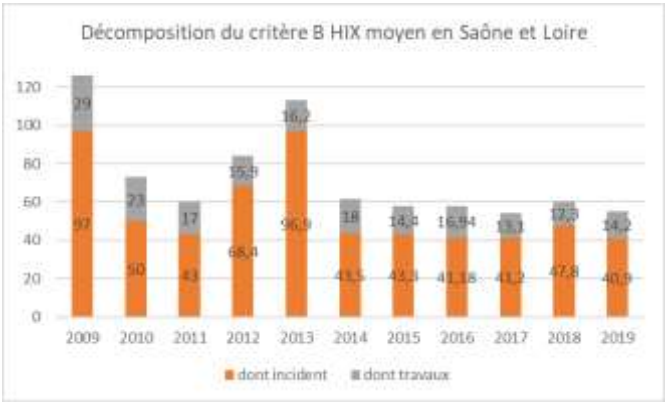
Au-delà des 15 mn provoquées par l'évènement exceptionnel des 19-20 décembre, ce sont ainsi plus de 10 mn de critère B qui sont causées par les effets du vent, de la pluie ou de la neige.

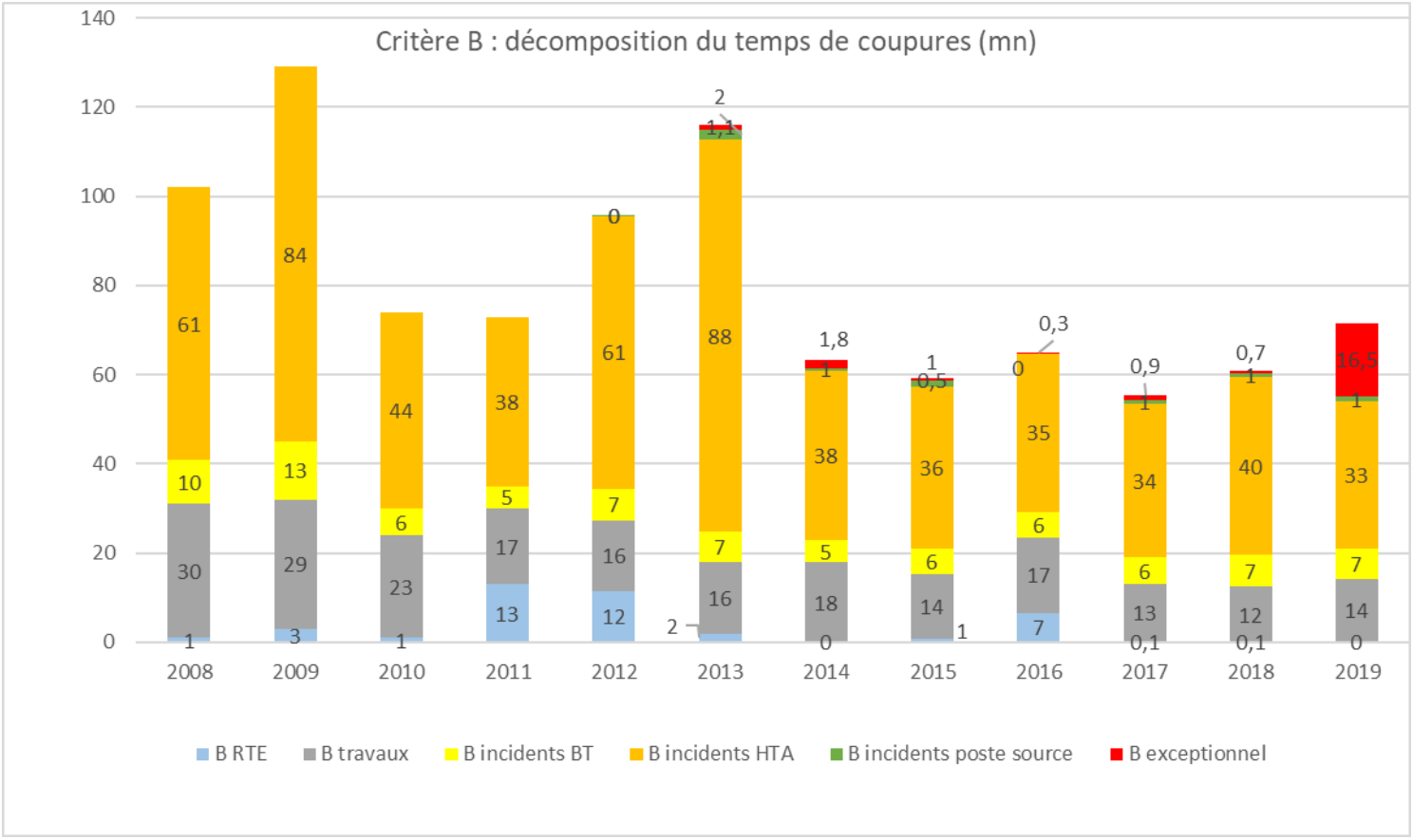


Source : ENEDIS –CRAC 2008 à 2019



Source : CRAC Enedis ex 2019 et open data site Enedis.fr





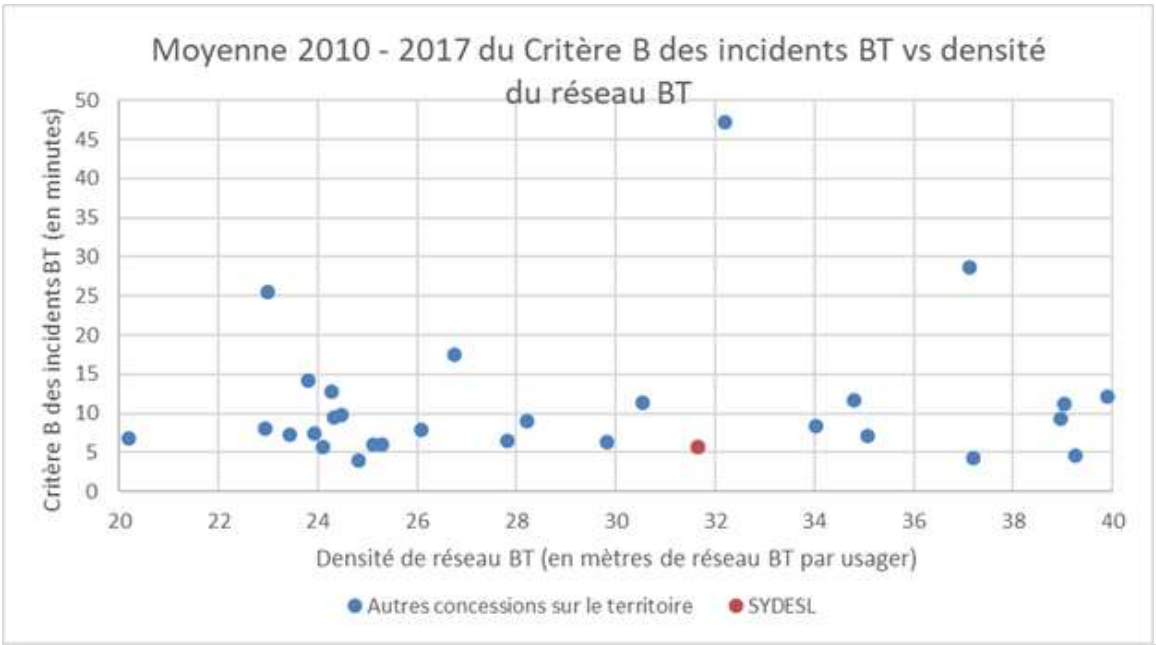
Source : ENEDIS – CRAC ex 2008 à 2019

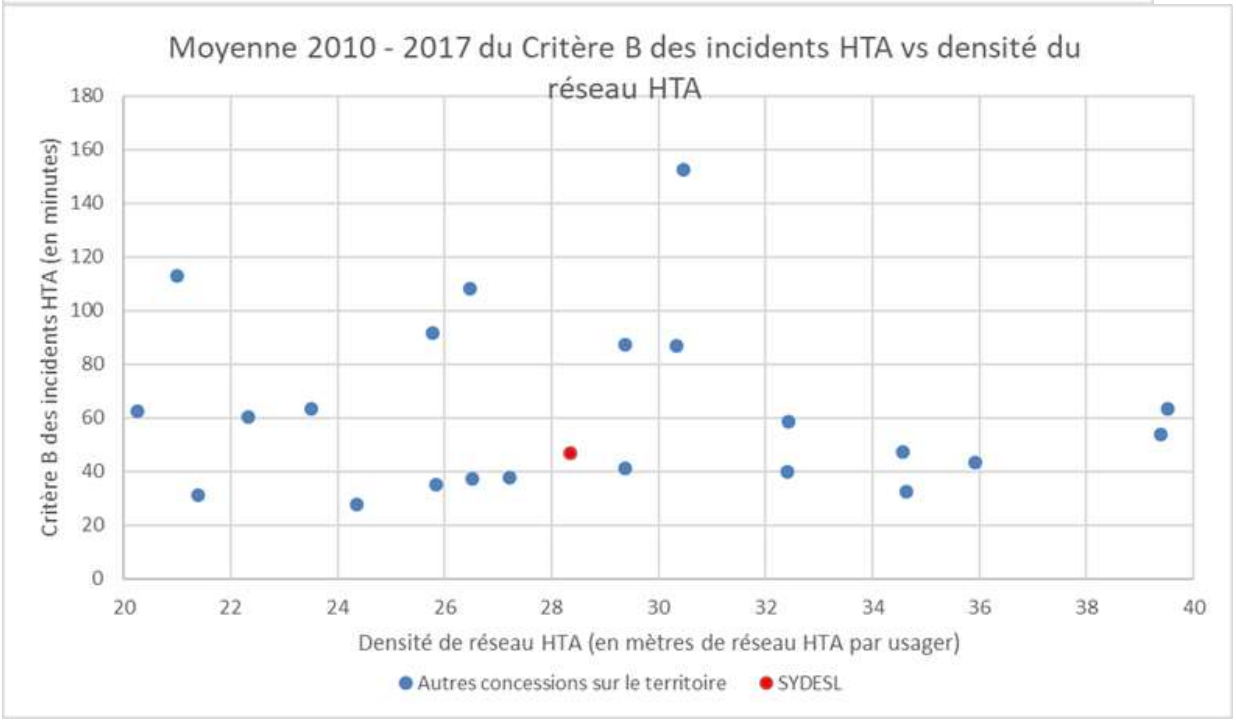
Les incidents sur réseau HTA constituent la principale cause des temps de coupure hors évènements exceptionnels avec 60%, soit 33 minutes de coupure moyenne. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B pour incidents HTA a diminué (-7 minutes) pour retrouver son niveau de 2017 après la hausse enregistrée en 2018.

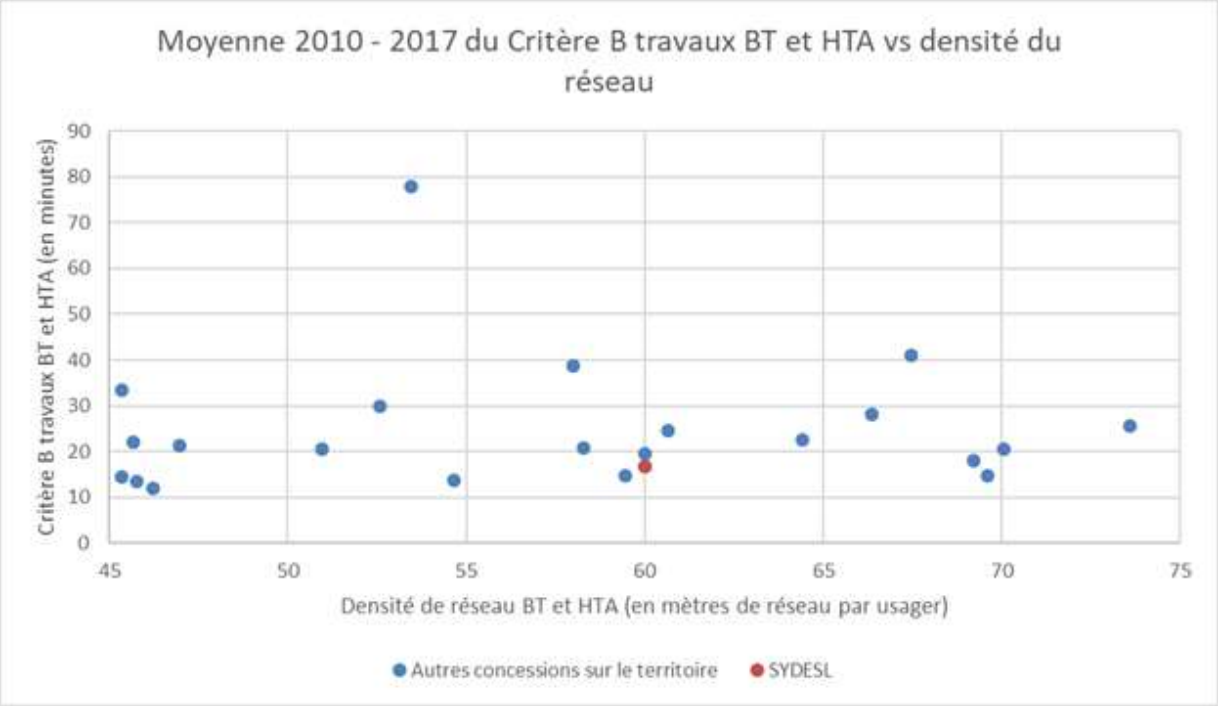
Dans la décomposition du critère B, viennent ensuite les travaux HTA dont l'impact est de 10 minutes en 2019 (18% de l'ensemble) et stable par rapport à l'exercice précédent. La part restante est due aux coupures sur le réseau BT (incidents et travaux) avec un temps moyen de coupure respectif de 7 min et 4 min. L'amont (réseau RTE et postes source) représente une durée moyenne de coupure de 1 min en 2019, stable par rapport à 2018.

La spatialisation du critère B pourrait être présentée (sans estimation) si le concessionnaire acceptait de transmettre les données nécessaires aux calculs du temps de coupure moyen par usager BT et par commune, ou par postes HTA/BT. Or, ***Enedis maintient un blocage*** *à la fois local et aussi selon une « doctrine nationale » depuis plusieurs années sur la transmission de ces informations qui seraient pourtant opportunes pour la participation du SYDESL aux programmes communs de planification.*

Les résultats du critère B en Saône et Loire se trouvent dans la moyenne basse des concessions ayant des densités de réseau comparables. Ce qui apparait comme positif.







Source : Cabinet AEC

Les moyennes présentées dans ces graphiques concernent la période 2010-2017. 2018 et 2019 n'ont pas connu d'évolution par rapport à la période précédente dont l'analyse reste d'actualité.

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

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

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nombre incidents HTA / 100 km de réseaux	4,5	3,4	2,7	2,9	3	3	3,5
Dont aérien		1,6	1,3	1,4	1,6	1,8	2,1
Dont souterrain		0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Nombre incidents HTA	426	317	254	282	289	287	335
Nombre d'incidents HTA CPI					15	25	18
Nombre d'incidents HTA CPI / 100 km de réseaux					8,5	14	11

- **Une légère baisse du nombre d'incidents BT pour 100 km de réseaux**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nombre incidents BT / 100 km de réseaux	4,1	3,8	4	4,3	5,4	6,5	6,3
Dont aérien		1,9	2	2	2,1	2,3	2,6
Dont souterrain		0,4	0,6	0,5	0,6	0,7	0,9
Nombre incidents BT	428	405	442	476	576	694	671

- **Le nombre d'usagers coupés pendant plus de 3heures cumulées est en hausse significative de près de 17%**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Usagers coupés plus de 3 heures cumulées	52 768	35 725	32 221	35 757	28 751	33 732	36 694

- **Le nombre d'usagers coupés pendant plus de 6 heures consécutives est également en augmentation de 34%.**

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Usagers coupés plus de 6 heures consécutives	22 262	7 871	6 958	8 141	9 005	13 019	16 055*

Source : Enedis – CRAC 2018 – fichier interruptions

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	Tendance
Pour incident	1 391	1 370	1 870	1 877	1 963	↗
Dont coupures longues	694	748	857	981	1 006	↗
Dont coupures brèves	697	622	946	896	957	↗
Pour travaux	758	983	799	857	965	↗
Dont réseau BT	321	447	367	384	421	↗
Dont réseau HTA	437	536	432	473	544	↗
Nombre de coupures très brèves		1 260	2 103	1 839	2 280	↗

Source : ENEDIS – CRAC 2019 et fichiers des interruptions

➔ **Forte hausse du nombre d'interruptions pour incidents depuis 5 ans (1 391 en 2015 ; 1 963 en 2019)**

➔ **Légère baisse du nombre d'incidents BT sur les postes HTA BT (241 en 2018 ; 221 en 2019)**

➔ **Baisse du nombre de coupures longues sur incident réseau aérien fils nus (72 en 2018 ; 68 en 2019)**

➔ **Hausse du nombre de coupures longues sur incidents réseaux aériens torsadés (87 en 2018 ; 124 en 2019)**

➔ **Hausse du nombre de coupures longues sur incident réseau souterrain (câbles papier + câble aéro souterrain) (18 en 2018 ; 11 en 2019)**

Source : Enedis – fichiers interruptions longues BT

La continuité générale d'alimentation

Le gestionnaire de réseau s'est engagé depuis plusieurs années vers 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 **2019** en Saône et Loire	**Nombre de départ HTA** ayant atteint ou dépassé le plafond en **2019** en Saône et Loire
6 coupures longues	327 *(+43% / 2018)*	5 *(3 en 2018)*
30 coupures brèves	2 680 *(+9%/2018)*	3 *(2 en 2018)*

70 coupures très brèves	0 *(1 744 en 2018)*	0 *(1 en 2018)*
3 heures de coupures cumulées	36 694 *(+8% / 2018)*	NC

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

A noter toutefois que **le départ ST AND. (sur poste CLUNY)** est concerné par le dépassement de 2 des seuils avec 6 coupures longues, 44 coupures brèves, et 48 coupures très brèves.

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)

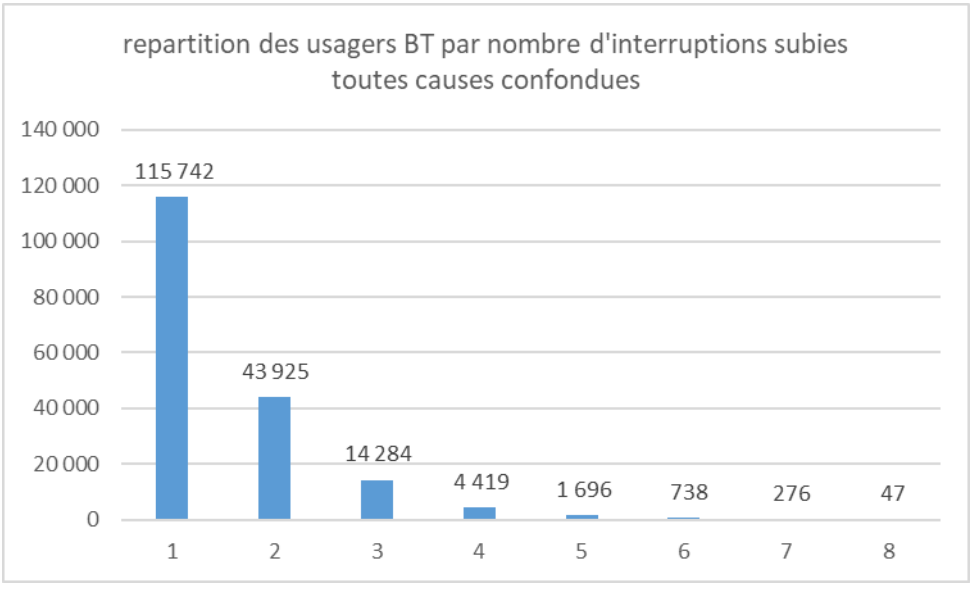
Fréquence des coupures par usager	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Coupures longues (>3 mn / us)	0,9	1,3	1,3	0,8	0,8	0,8	0,7	0,76	0,83
Coupures brèves (1s<durée<3 mn / us)	1	2,5	4,8	3,3	2,2	1,7	2,7	2,56	2,7
Coupures très brèves (<1s /us)	3,1	6,3	nc	nc	nc	3,9	6,63	5,58	6,83

Source : CRAC ENEDIS ex 2019 – et synthèse ENEDIS Continuité de fourniture

L'analyse de la liste détaillée des **1 980 coupures longues** montre que ces interruptions ont globalement impacté 181 131 usagers BT en 2019, ce qui représente près de 53% des usagers BT de la concession.

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

Ainsi, plus de 34% des usagers BT (soit 115 742 usagers) ont réellement subi au moins une interruption et près de 13% en ont subi au moins 2.



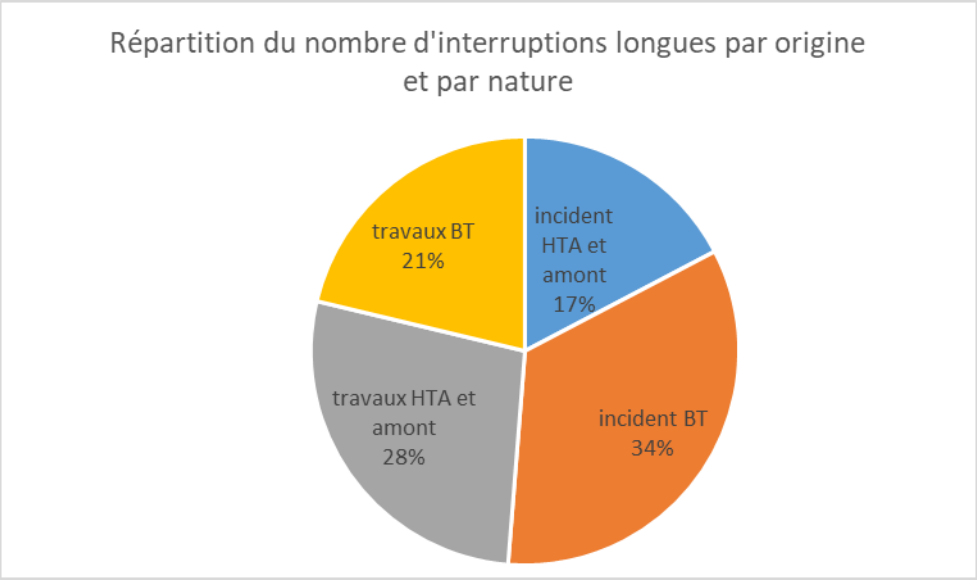
Source : Enedis – Histogramme durée et causes interruptions

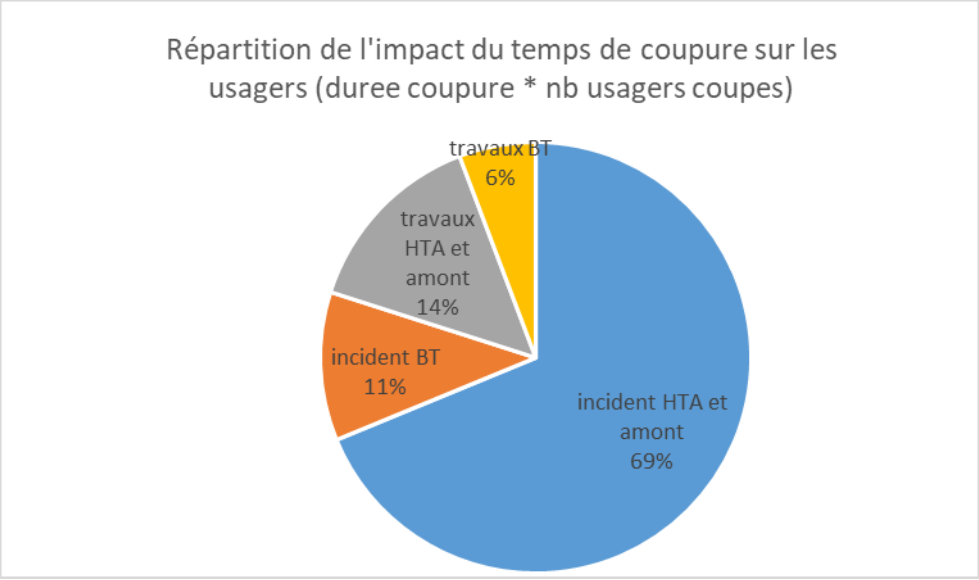
Les coupures longues

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

- plus de la moitié (53%) du nombre d'interruptions longues sont dues à un incident (y compris les incidents trouvant leur origine en dehors du territoire de la concession car les incidents sont localisés par départ HTA et non par commune) ;

- le réseau HTA et amont regroupe près de la moitié des interruptions longues (41%) mais celles-ci représentent plus de 80% de l'impact sur temps de coupure et le nombre d'usagers coupés.





Source : ENEDIS – fichiers coupures longues

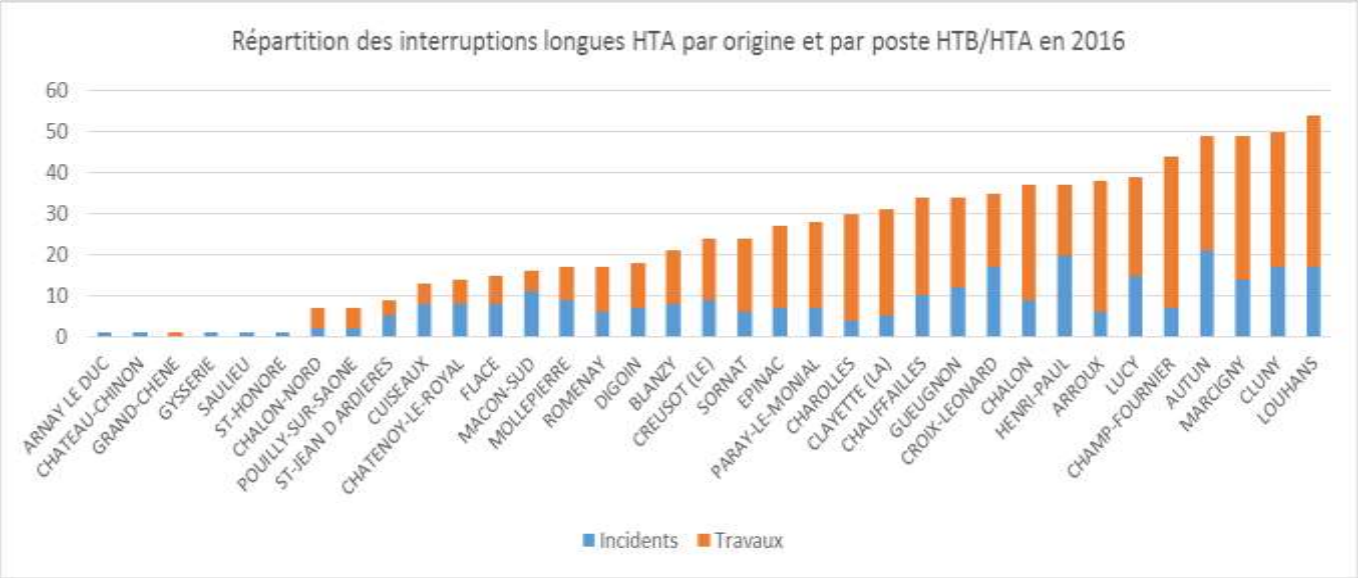
Répartition du nombre d'interruptions longues par origine et par nature en 2019

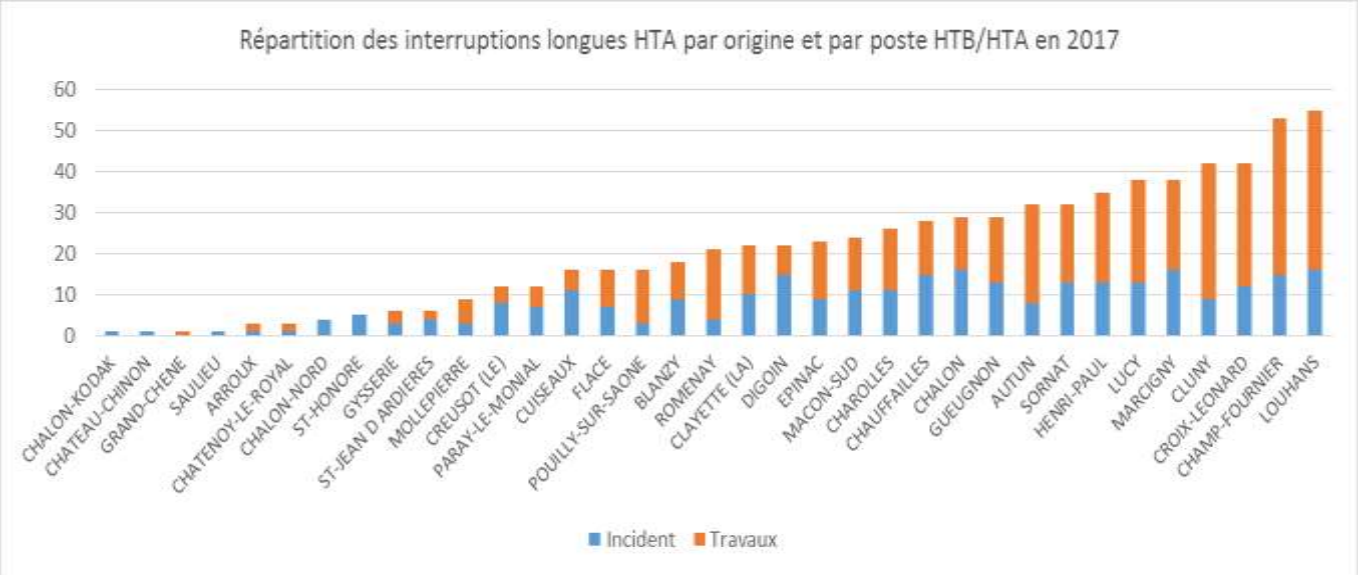
	HTA et Amont	**BT**	**Total**	**part**
Incidents	343	672	1 015	51%
Travaux	544	421	965	49%
Total	887	1 093	**1 980**	100%
Part	45%	55%	100%	

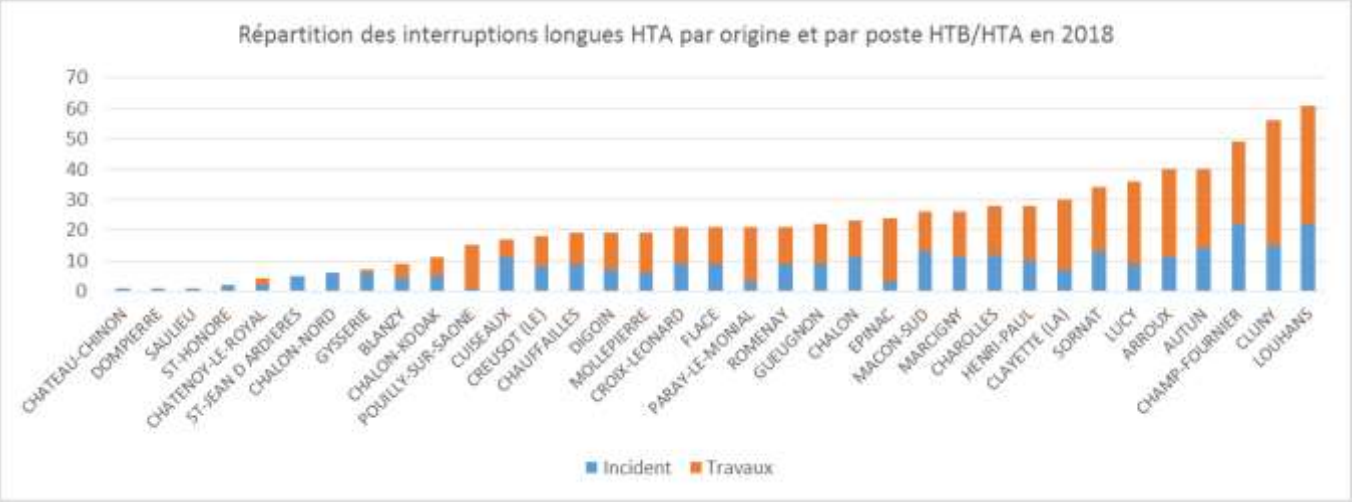
Parmi les causes d'interruption sur réseau HTA définies par le concessionnaire, **les plus fréquentes sont les travaux urgents (mise en sécurité délibérée par ENEDIS) (16%) et l'usure naturelle (9%).**

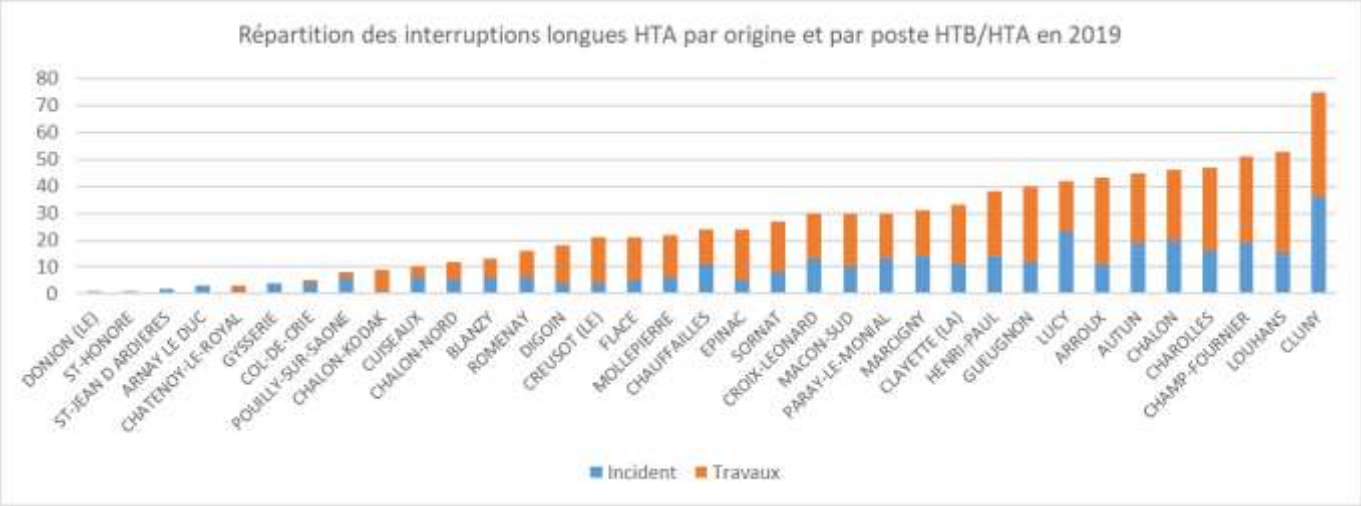
Concernant les interruptions longues sur le réseau BT**, les causes les plus fréquentes sont l'usure naturelle (19%) et la défaillance des protections (14%).** Ces causes étaient déjà identifiées en 2017 comme causes principales du nombre d'interruptions et soulignent bien l'impact de l'usure du réseau sur les interruptions subies.

Répartition du nombre d'interruptions longues par origine et par poste HTB/HTA depuis 2016









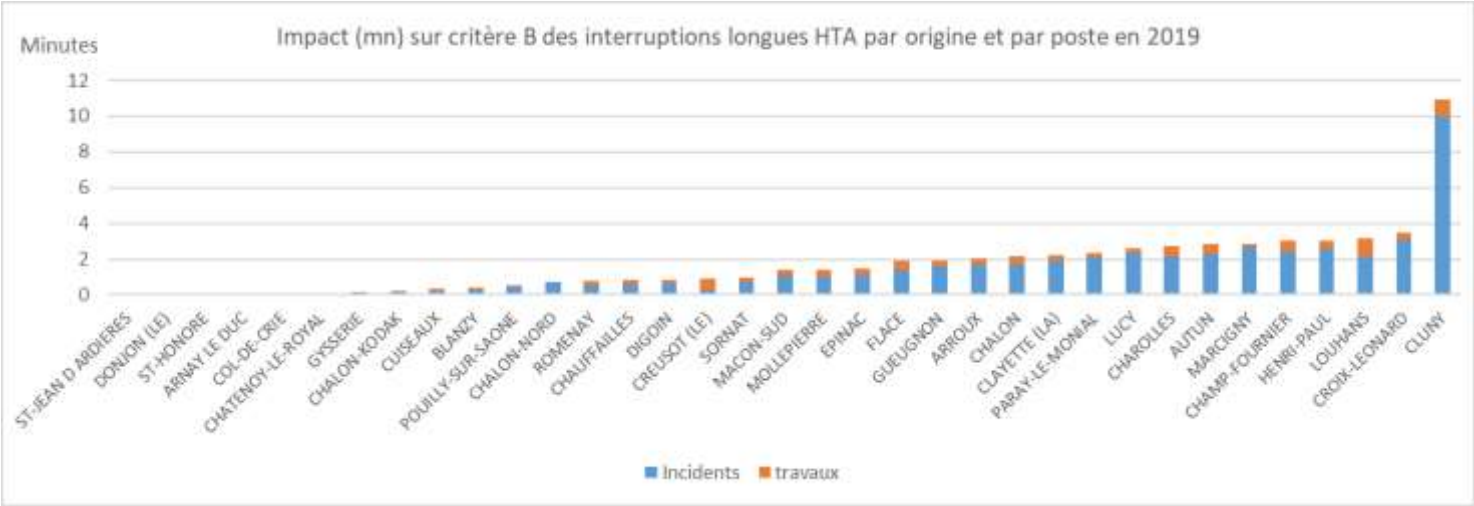
Source : ENEDIS, fichier interruptions longues HTA 2016-2017-2018-2019

La comparaison des 4 années 2016 à 2019 permet de souligner que certains postes sources enregistrent un nombre répété de coupures parmi les plus importants de la concession : LOUHANS, CLUNY, CHAMP FOURNIER, AUTUN, MARCIGNY.

L'origine principale reste les travaux.

Le concessionnaire doit s'expliquer sur ces interruptions répétées pour des zones et des causes identiques depuis 4 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 2019

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 2019.

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**.

Les départs inscrits en gras dans le tableau sont ceux dont le critère B apparaissait déjà dans le TOP 15 en 2017.

Les départs surlignés en jaune sont ceux que l'on retrouve dans le classement dressé pour la période 2013-2018.

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 2019

Départ HTA	POSTE SOURCE	Critère B incident HTA HIX 2018 (mn)	Nb usagers desservis
S.CLEM	**CHAUFFAILLES**	**2 652**	**955**
CENVES	COL DE CRIE	1 956	636
ISSY	GUEUGNON	1 917	740
TRAMAY	CLUNY	876	1 324
ST CHRI	COL DE CRIE	819	536
ST.AND	CLUNY	752	1 390
VIRY	CHAROLLES	612	566
CUZY	ARROUX	540	511
ST PRI	ARROUX	420	654
LAIZY	AUTUN	393	528

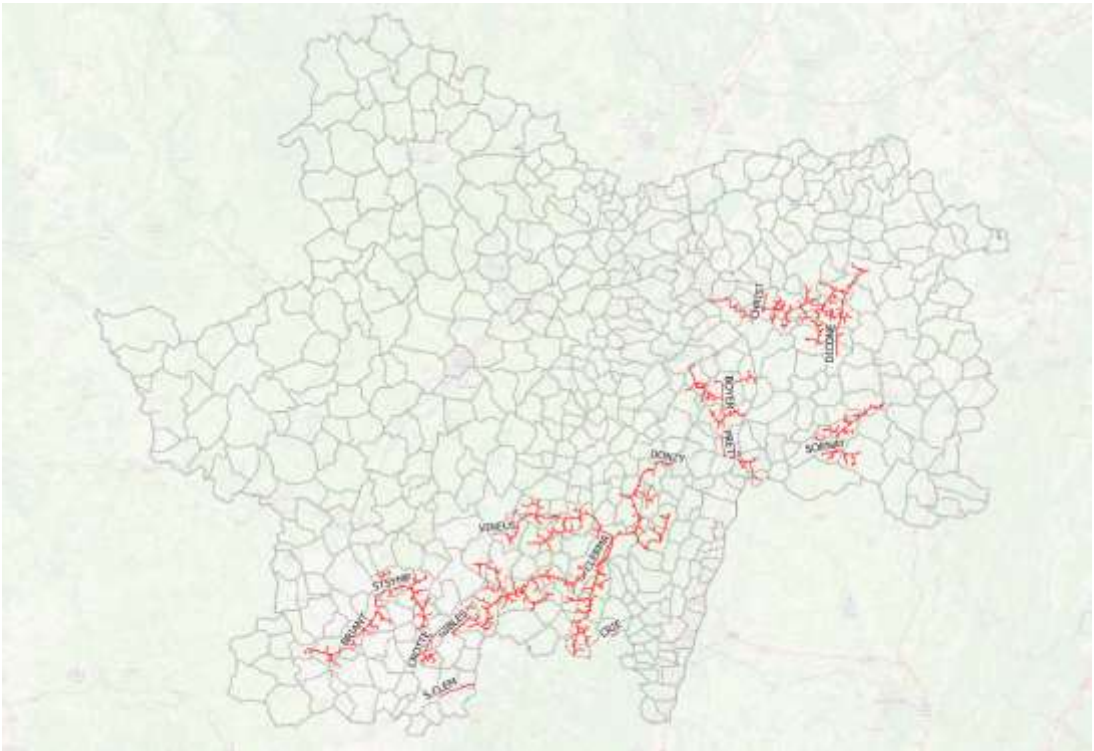
Source : Enedis - fichier ETINC_18a « Interruptions longues HTA et amont » et autres fichiers

En jaune : départs déjà présents dans le « top 10 » en 2018

« TOP 15 » des départs HTA ayant le critère B le plus élevé sur la période 2013-2019

Départ HTA	POSTE SOURCE	Critère B incident HTA HIX cumulé 2013-2019 (mn)
S.CLEM	ST-JEAN D ARDIERES	1 677 623
CHASSI	CHAUFFAILLES	172 702
DICONE	CHAUFFAILLES	171 414
COMMEN	SORNAT	102 388
STSYMP	CROIX-LEONARD	99 375
GARNAT	CLAYETTE (LA)	93 409
GIBLES	GYSSERIE	83 476
BONNET	CLAYETTE (LA)	73 924
VILLAP	CHAMP-FOURNIER	78 150
MILLY	GUEUGNON	33 723
B.GARN	CLUNY	30 701
BARBER	LUCY	28 702
CURBIG	CLAYETTE (LA)	27 058
CIRY	LUCY	26 978

Localisation des départs HTA membres du Top 10 (période 2013 à 2017)



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 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

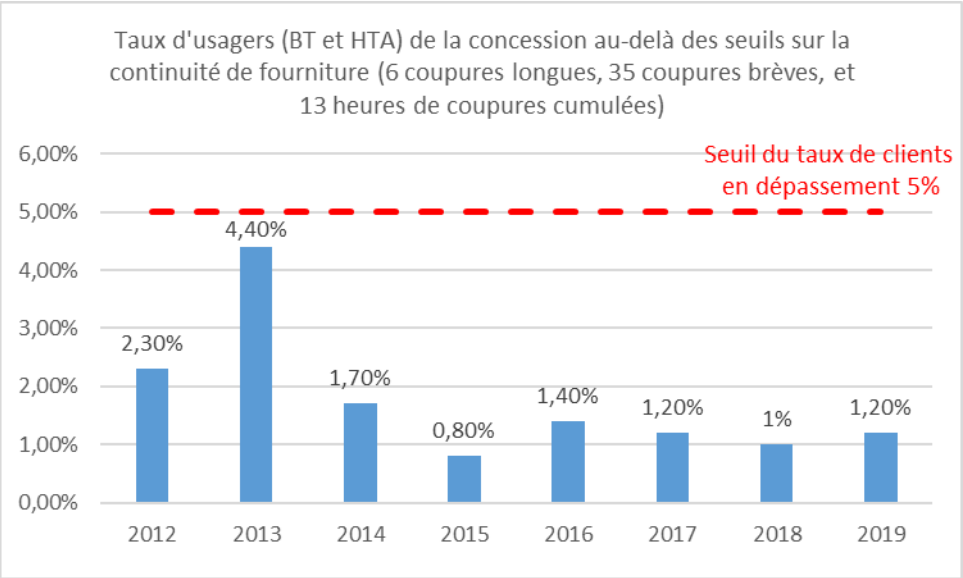
Le niveau global de **continuité d'alimentation** sur la concession est non respecté si le pourcentage d'usagers au-delà des seuils dépasse **5%**.

Valeurs de référence	***Nb de Coupures Longues***	***Durée Cumulée CL***	***Nb de Coupures Brèves***	***Part d'usagers au-delà du seuil***
	6 / an	***13h / an***	***35 /an***	***5%***
*Nombre d'usagers concernés en **2018***	*229*	*nc*	*nc*	*1% (3 546 usagers)*
*Nombre d'usagers concernés en **2019***	*257*	*2 585*	*1 390*	*1,2% (4 112 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 2019 ni sur la période 2012 – 2019. Il s'établit à 1,8% en moyenne sur ces exercices.



Les points positifs pour la qualité de fourniture :

- le critère B reste à un niveau correct dans la moyenne des dernières années, hors évènement exceptionnel

- une continuité de fourniture de qualité globalement correcte ;

- respect du Décret Qualité.

Les points de vigilance pour la qualité de fourniture :

- dégradation du critère B global, lié à un évènement exceptionnel mais également à des phénomènes de neige et de vent de plus faible envergure ; rappelant la fragilité des ouvrages lors de chaque période d'aléa climatique **;**

- dégradation du critère B liée en partie à **des incidents sur le réseau HTA par usure et défaillance de matériel** ;

- dégradation générale des indicateurs de qualité de fourniture : augmentation du nombre de coupures pour incidents, part des incidents de plus en plus importante dans le critère B ;

- **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 ;**

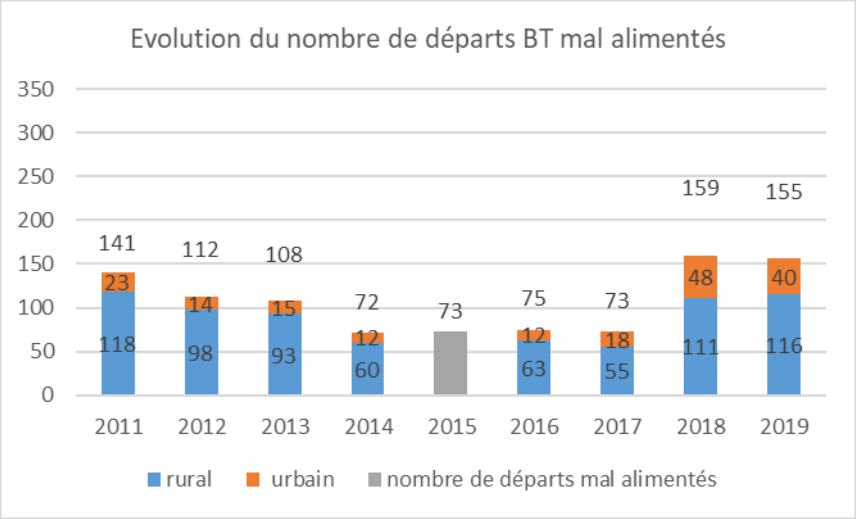
- 8 départs sont en dépassement de seuil de continuité d'alimentation (6 CL, 30 CB, 70 CTB pour incident) contre 6 en 2018 ; le départ ST.AND (sur poste source CLUNY) est concerné par 2 seuils franchis avec 6 CL, 44 CB, 48 CTB ;

- 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.



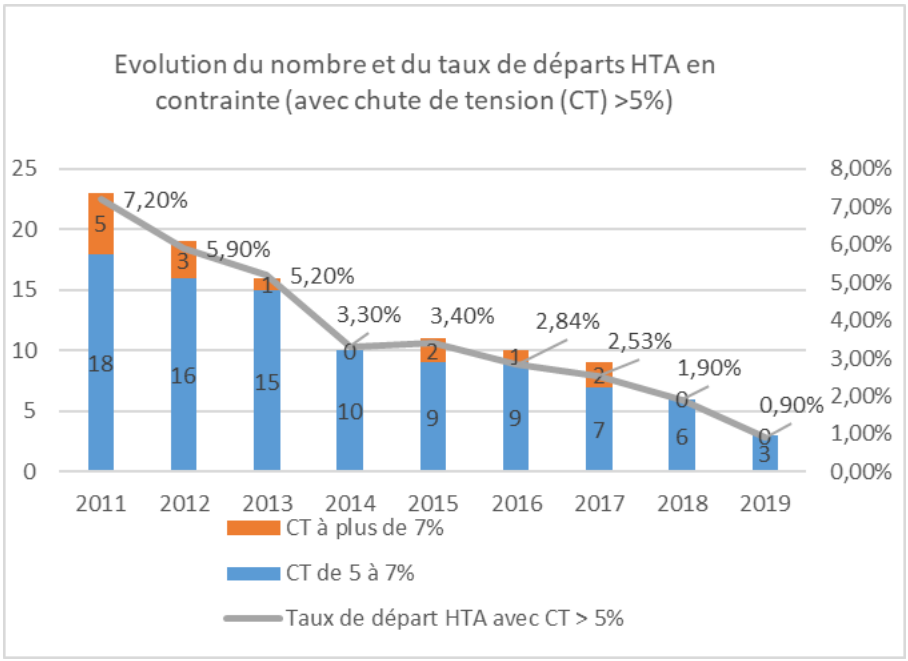
Source : ENEDIS – fichier chutes de tension BT

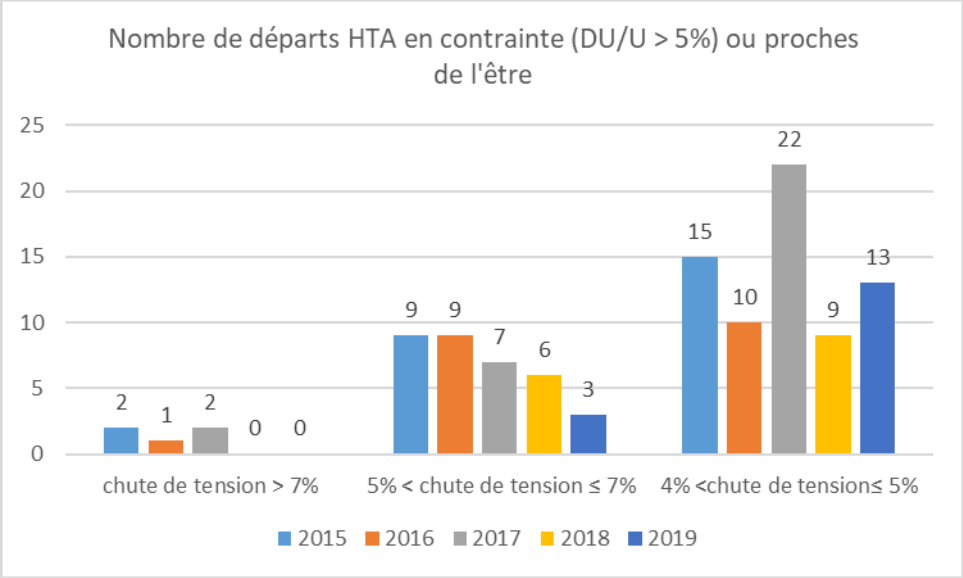
Nous notons une certaine stabilité entre 2018 et 2019.

A partir de 2018, nous constatons une hausse importante du nombre de départs BT considérés comme mal alimentés. 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 concernés.**

Départs HTA en contrainte d'intensité :





Source ENEDIS – fichier chutes de tension HTA

- 0,9% des départs HTA sont en contrainte de tension sur la concession à fin 2019 (chutes de tension supérieures à 5%) soit en baisse par rapport 2018 ; le nombre de départs concernés est diminué de 3 (pour passer de 6 à 3)).
- Il faut toutefois souligner que ces 3 départs (BUXY N., PIERRE et TRAMBL) en contraintes desservent près de 4 000 usagers, soit près de 1,2 % des usagers du département,
- Augmentation du nombre de départs HTA proches de la contrainte (situés entre 4% et 5%). 9 départs sont concernés en 2018 contre 13 en 2019 ; équivalent au niveau constaté en 2015,
- 155 départs BT sont considérés mal alimentés sur la concession à fin 2019, en stabilité par rapport à 2018 (159 départs concernés).

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%**. Suite à 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 inférieur à 8.

En 2019, il est de 1,62 pour la Saône-et-Loire.

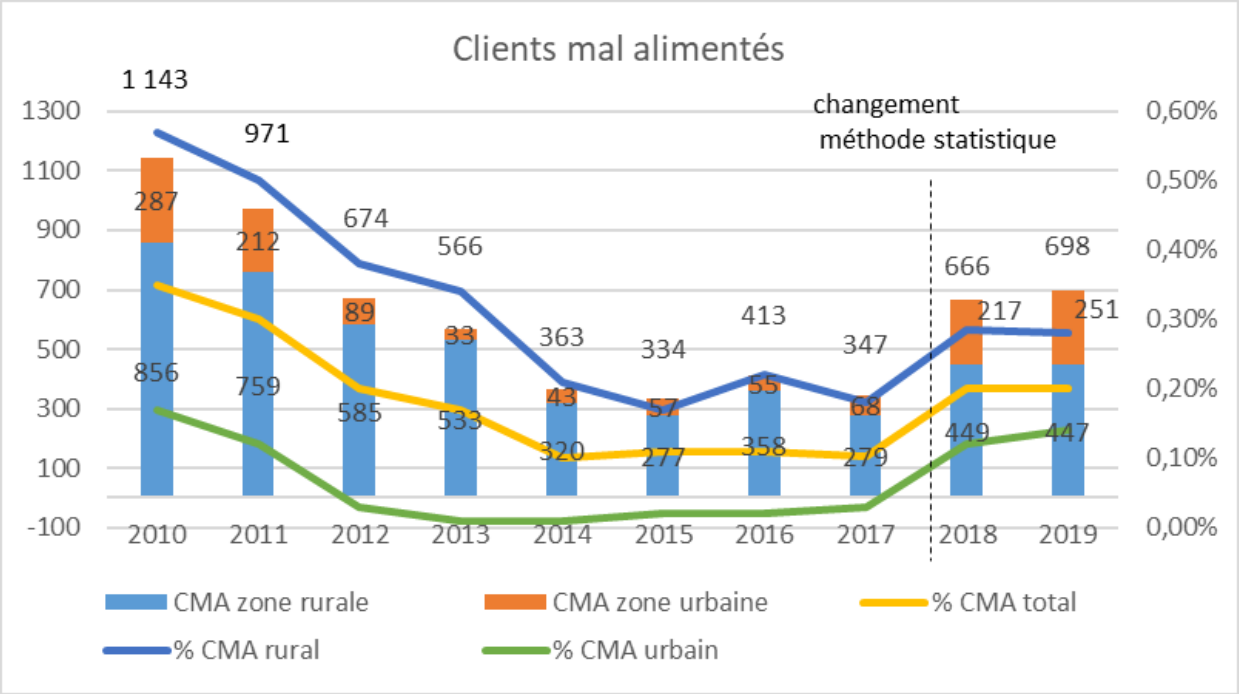
En basse tension, un usager est dit « client mal alimenté » (CMA) lorsque la tension à son point de livraison sort, au moins une fois par an, de la plage de variation admise.

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 connaitre des tensions en dehors des plages prévues.

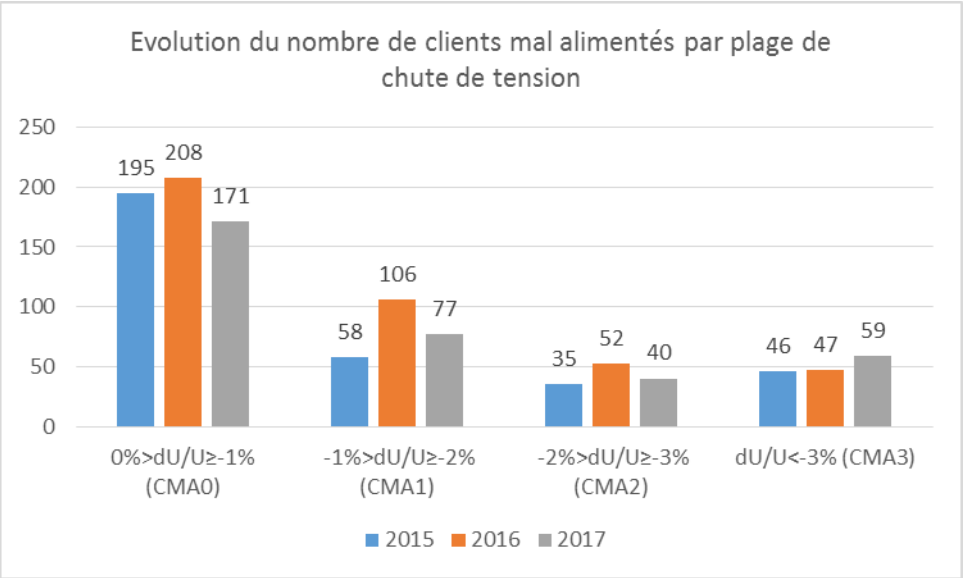
A la suite de réflexions menées au niveau national dans le cadre d'un groupe de travail associant des représentants de la FNCCR et des autorités concédantes, Enedis a fait évoluer sa méthode statistique en 2018 de façon à prendre en compte dans la modélisation, d'une part, la croissance significative 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.

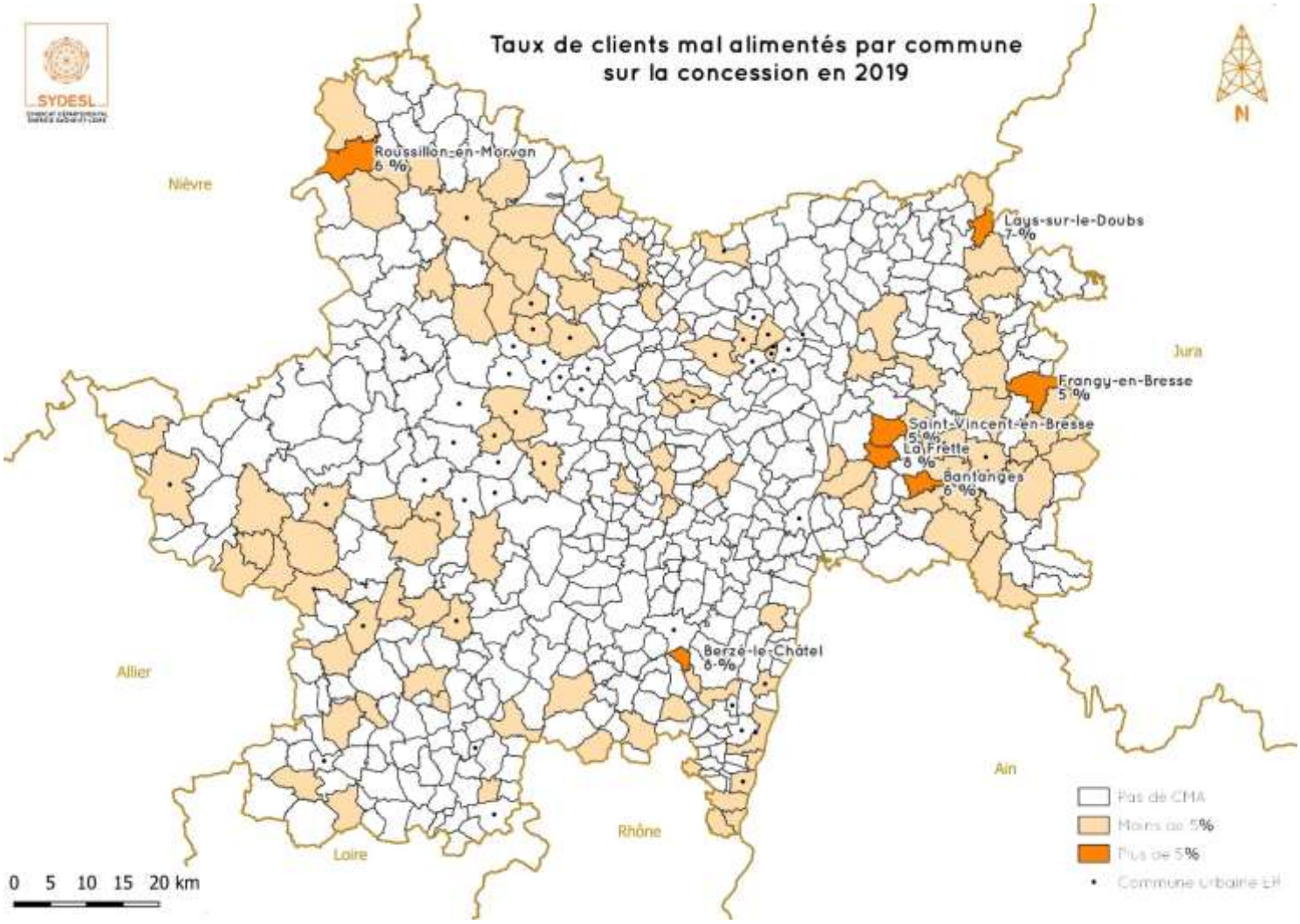


Source : Enedis – CRAC – fichier chutes tension BT

Au-delà de l'augmentation du nombre de CMA, on constate une légère baisse du nombre en zone rurale (- 2), mais une hausse importante en zone urbaine (+ 34)



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



Liste des départs HTA présentant le plus de CMA en 2019 :

Poste source	Départ HTA	Communes concernées par les CMA pour ce départ	Nombre CMA
LOUHANS	Bantan	Bantanges	53
MÂCON SUD	Boucha	Crèches-sur-Saône	46
LE CREUSOT	Chapta	Le Creusot	41
SAINT JEAN D ARDIERES	St-Sym	La Chapelle de Guichay St Symphorien d'Ancelles	31
MÂCON SUD	Chaint	La Chapelle de Guinchay	26
LOUHANS	Le Fay	Saillenard	26
LOUHANS	Montre	Branges	25
AUTUN	Roussi	Roussillon en Morvans	25

Nous pouvons noter que les postes source LOUHANS et MÂCON SUD sont les plus concernés par les départs HTA présentant des CMA. Nous relevons également que la commune de La Chapelle de Guinchay est signalée pour plusieurs départs HTA.

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. En effet, les 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 :

- Un taux de départs HTA (0,9%) dont la chute de tension excède 5% est en dessous de la moyenne nationale, et suit une tendance à la baisse depuis 2011 ;
- Le taux de client mal alimenté reste correct à 0,2% (limite légale 3%).

Les points de vigilance pour la qualité de tension :

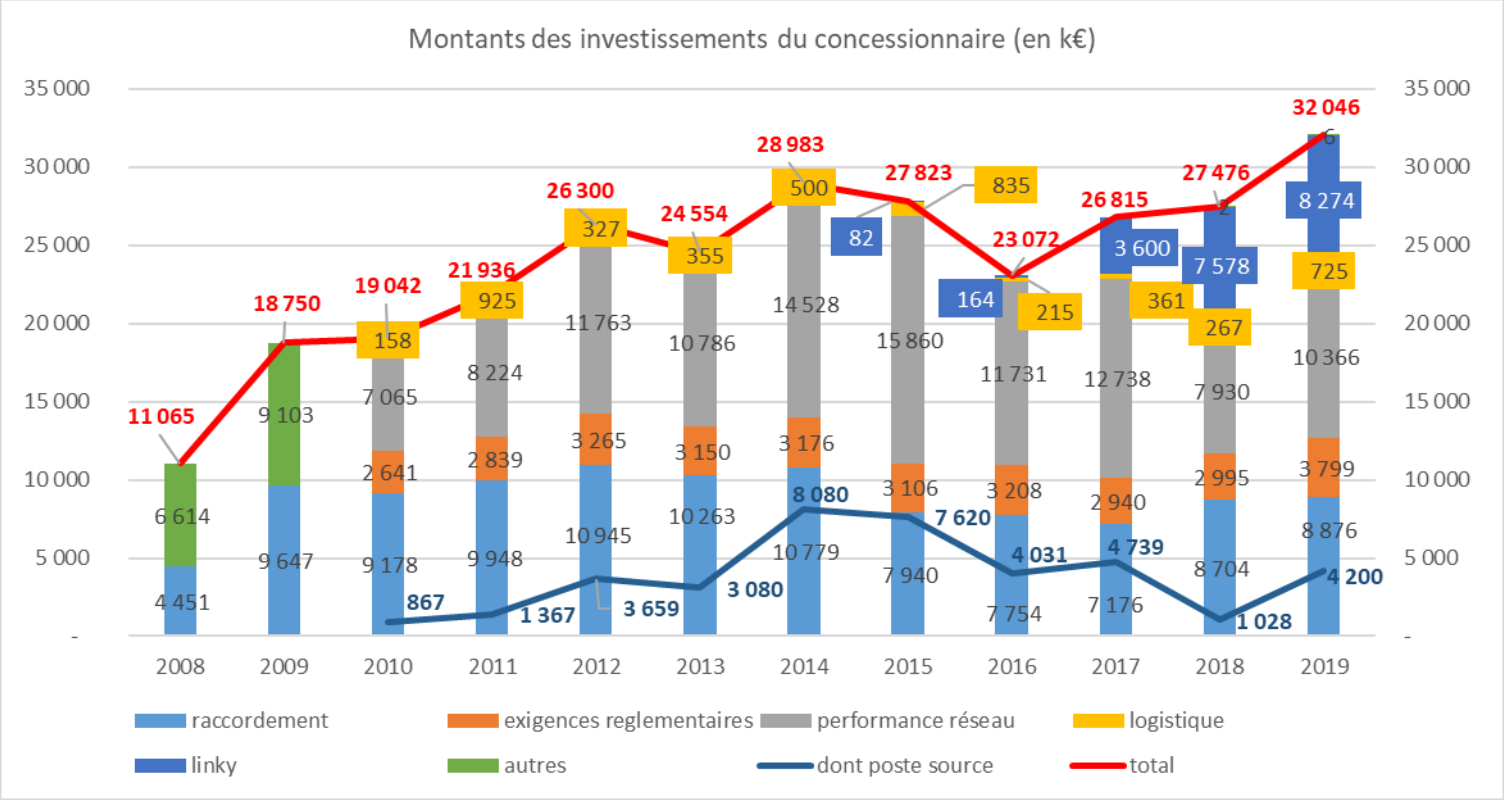
- **Hausse du nombre d'usagers et de départs BT mal alimentés : en grande partie liée au changement de méthode de calcul,**
- 3 départs HTA en contrainte de tension $\Delta U/U > 5\%$, mais 13 départs compris entre 4% et 5% de chute de tension :
- Des départs HTA qui, depuis au moins 2 ans, présentent des quantités élevées de CMA (Boucha, Chaint). Des actions ciblées doivent être engagées.
- **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 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

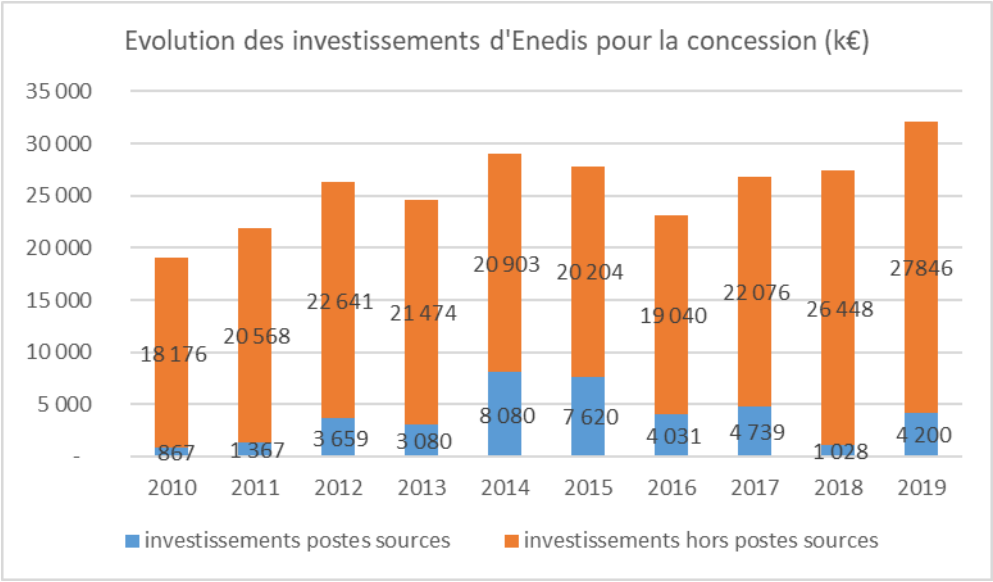
A- Le contenu des investissements

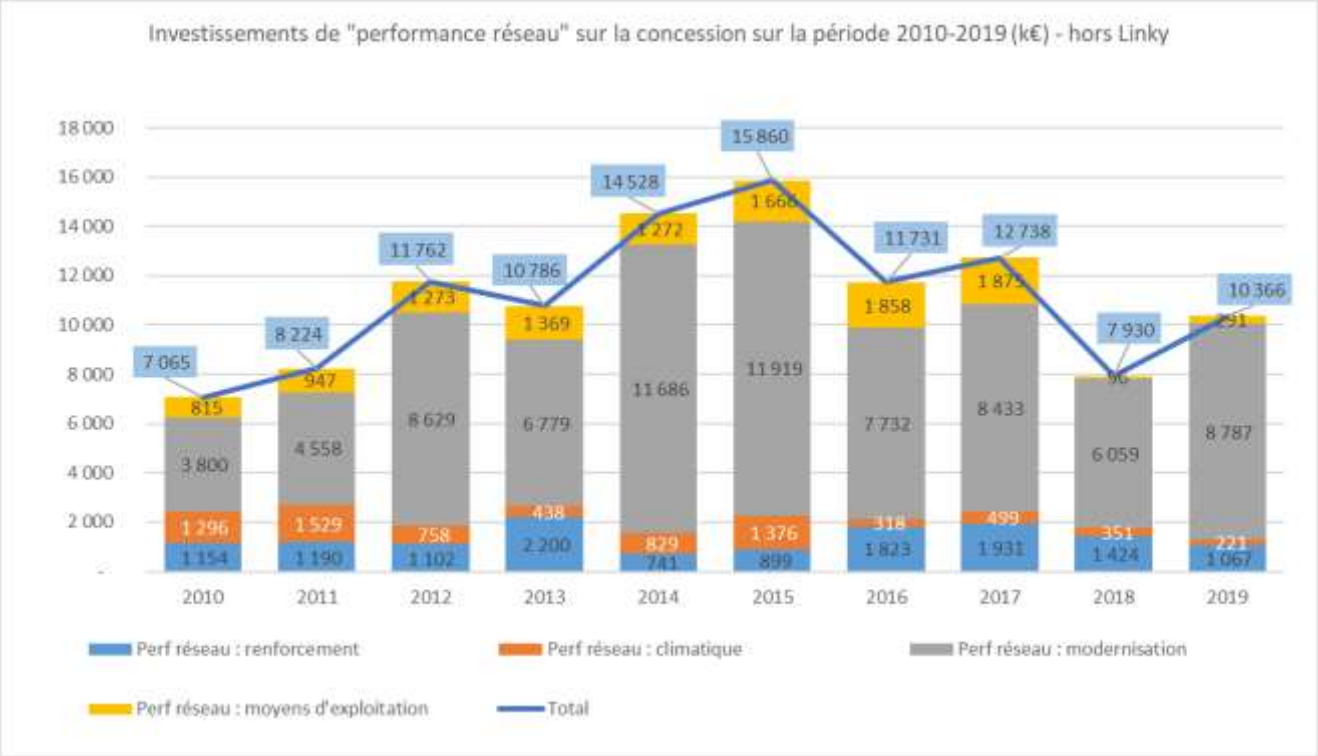


Source : ENEDIS – CRAC ex 2019

D'après les informations communiquées par ENEDIS, **le montant des investissements consentis a augmenté de 16% en 2019 après la chute enregistrée en 2016. En 2019, nous constatons le niveau d'investissement le plus élevé des 12 dernières années. Toutefois, cette hausse est principalement due à l'installation des compteurs Linky.**

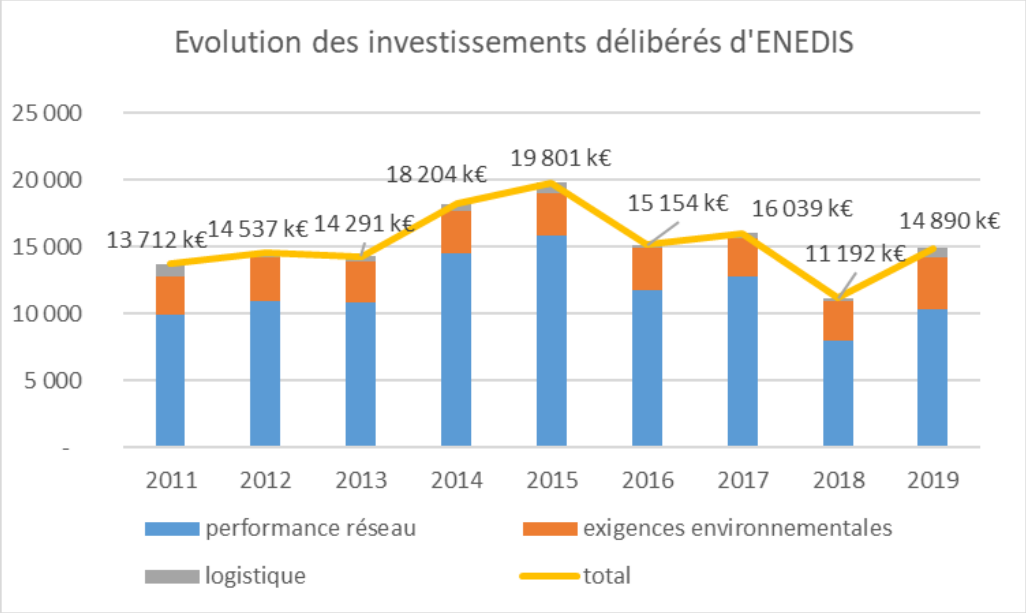
L'investissement pour la performance réseau (10 366 k€), connait une hausse par rapport à 2018 (+ 30%), mais ne retrouve pas le niveau constaté entre 2014 et 2017. Elle intègre par ailleurs des investissements postes sources largement en hausse par rapport à2018, mais aucun détail n'a été fourni par 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 ne permet pas toutefois pas de retrouver le niveau constaté entre 2014 et 2017. Le concessionnaire doit s'expliquer sur ce résultat.**

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



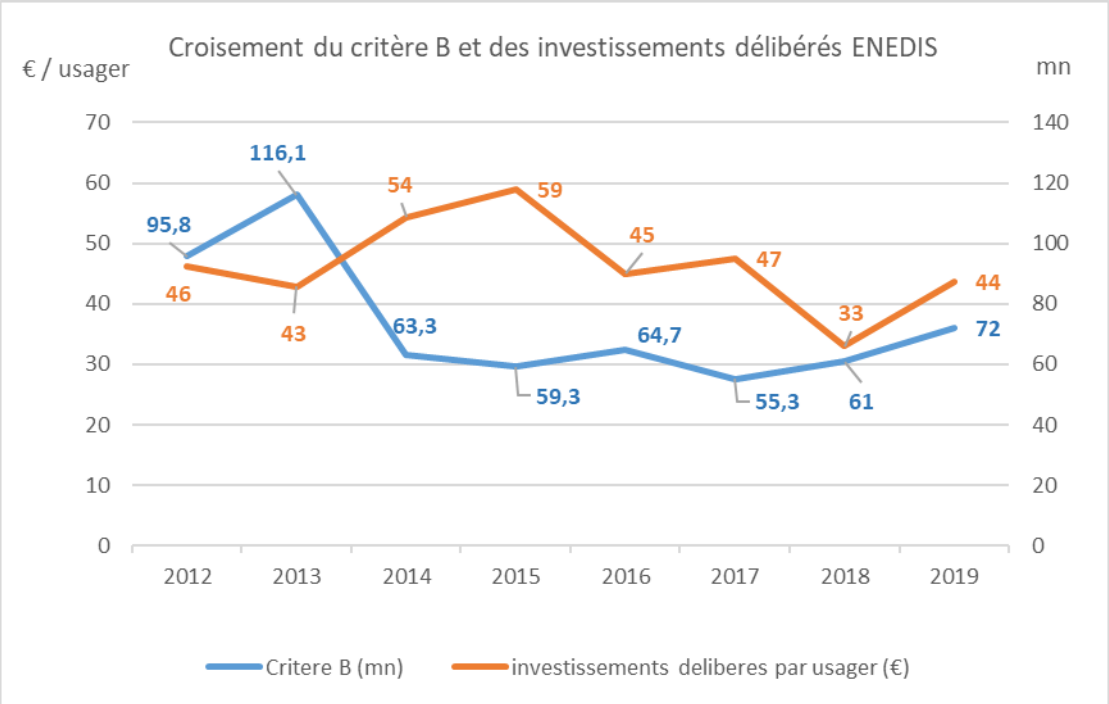
Les investissements délibérés sont les investissements du concessionnaire hors raccordements et hors Linky.

Les investissements délibérés ont également enregistré une baisse importante en 2018, passant de 16 M€ à 11M€. En 2019, les investissements délibérés sont remontés, sans toutefois retrouver les niveaux de la période 2014-2017.

Cette hausse est en partie due aux investissements sur les postes source et sur la performance réseau.

Le montant des investissements délibérés du délégataire sur la concession est de 44 € / usager, en hausse de 11€/usager par rapport à 2018.

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 (44€/usager) retrouve la tendance observée nationalement (de l'ordre de 40€/usager) pour un critère B similaire. Après la baisse enregistrée en 2018, il se rapproche des niveaux 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 investir suivant la tendance observées les années passées, d'autre part, afin que les résultats soient à la mesure des enjeux de la qualité de fourniture compte tenu de la vulnérabilité des réseaux aux aléas climatiques

→ Nécessité de redresser 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	évolution
Longueur de réseau traité (km)	149	210	281	241	477	351	-26%
Montants consacrés (k€)	938	1 898	1 565	1 220	2 030	1 410	-31 %

€ /km traité	6 295	9 038	5 569	5 062	4 256	4 017	

Source : ENEDIS – CRAC ex 2018

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

Source : ENEDIS – CRAC ex 2019

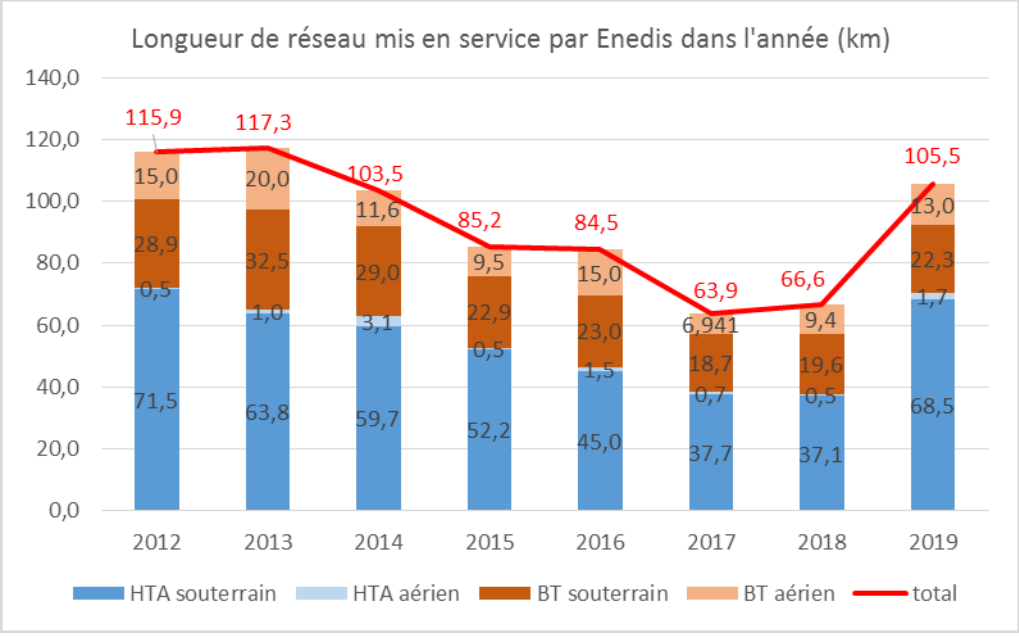
Le concessionnaire mène des opérations d'entretien et de maintenance. En particulier, les montants dépensés sur les opérations d'élagage ont nettement diminué entre 2015 et 2019.

En termes de linéaire de réseaux traités (HTA et BT confondus), le volume de 2019 (351 km) présente une baisse par rapport à 2018, mais reste importante par rapport aux moyennes des 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 2019

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.



Source : ENEDIS, CRAC 2012 à 2019

Répartition par type de câble

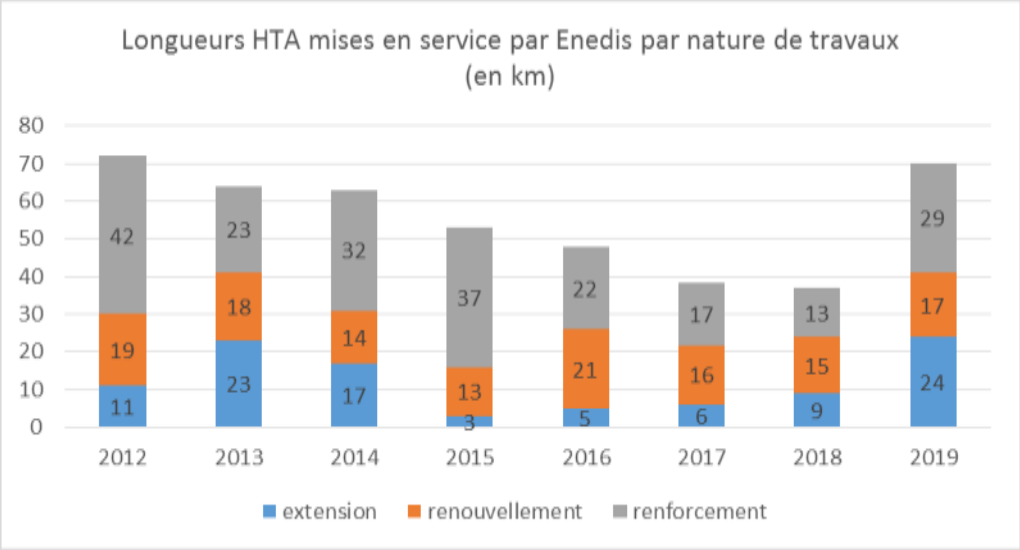
	2013		2014		2015		2016		2017		2018		2019	
souterrain	96,3	*82%*	88,7	*86%*	75,2	*88%*	*68,3*	*80%*	56,3	*88%*	56,7	*85,2%*	91	*86,1%*
aérien isolé	20,0	*17%*	11,6	*11%*	9,5	*11%*	*15,1*	*18%*	6,8	*10,7%*	9,4	*14,1%*	13	*12,4%*
aérien nu	1,0	*1%*	3,1	*3%*	0,5	*1%*	*1,5*	*2%*	0,81	*1,3%*	0,48	*0,7%*	1,6	*1,5%*
Total (km)	117,3		103,5		85,2		84,9		63,9		66,6			

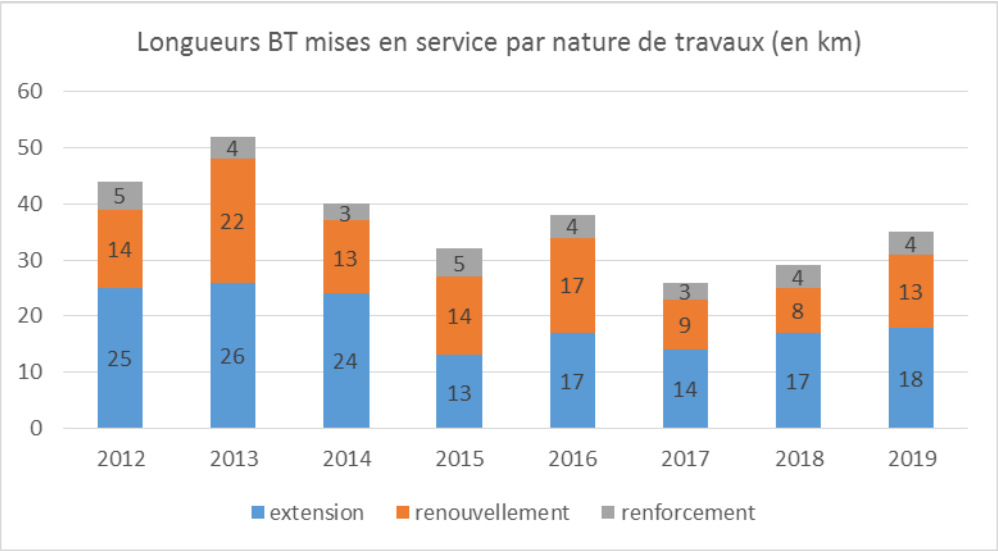
Sur les 5 dernières années, la part de réseau posé en souterrain ne dépasse pas 91%. Près d'un kilomètre sur 10 est donc posé en aérien.

Longueurs de réseau mis en service par tension

km	2015	2016	2017	2018	2019	part
Réseau HTA	52,7	46,6	38,3	37,6	70,3	67%
Réseau BT	32,4	38,3	25,6	29	35,3	33%
Total	85,2	84,9	63,9	66,6	105,6	

Répartition par motif de travaux





Source : ENEDIS, CRAC 2012 à 2019

Cette tendance à la baisse depuis 2012 amène à s'interroger sur le rythme de 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 2019, le concessionnaire a renouvelé 105 km de réseau, ce qui ne représente qu'un cinquième de l'objectif théorique. Le nombre de postes HTA/BT renouvelé en 2019 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.

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 (de 1 220 à 2 030 k€) avec une forte hausse des longueurs traitées en HTA (+ 200 km) ;
- Une hausse des longueurs mises en service

Les points de vigilance pour les investissements :

- La hausse des investissements correspond à une hausse du montant des investissements pour Linky et postes sources ; la remontée des investissements de performance, après la chute enregistrée en 2018, **ne permet pas de retrouver le niveau d'investissement constaté entre 2014 et 2017**
- Une baisse des travaux consacrés à l'élagage, alors que les végétaux en contact avec les réseaux constituent une des principales sources de microcoupures

- Manque de détail sur les dépenses de maintenance curatives,
- Globalement, un rythme insuffisant dans le renouvellement des réseaux.

6- L'EVALUATION FINANCIERE 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.

A- La valeur d'origine

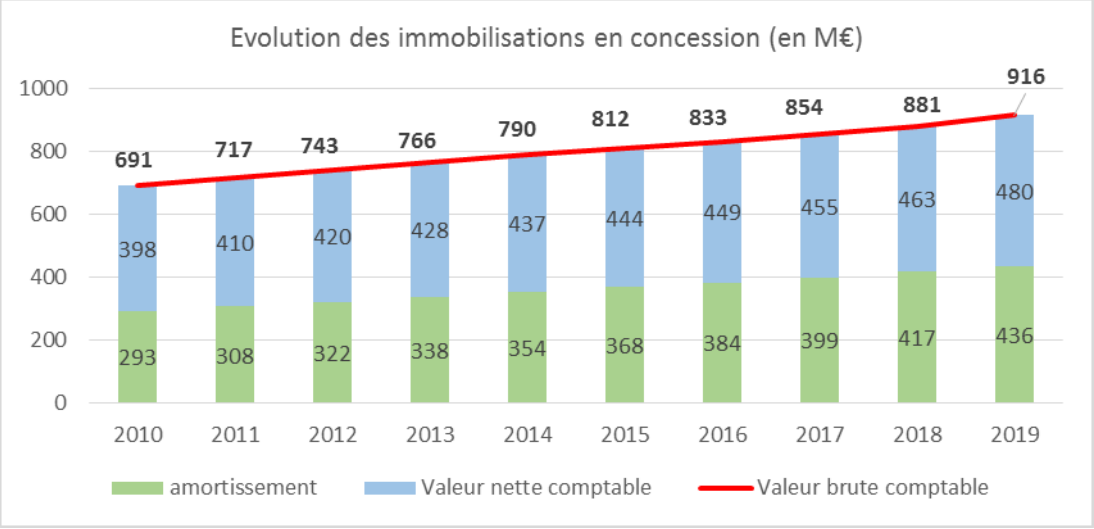
Le tableau suivant montre que la valeur brute du patrimoine concédé a augmenté de 2,5 % entre 2016 et 2017 pour atteindre 853,9 M€ fin 2017.

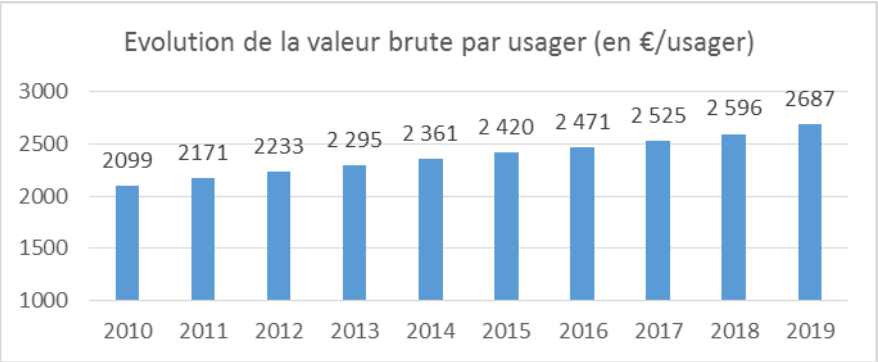
La valeur du patrimoine concédé représente 2 596 € par usager de la concession, contre 2 525 en 2017.

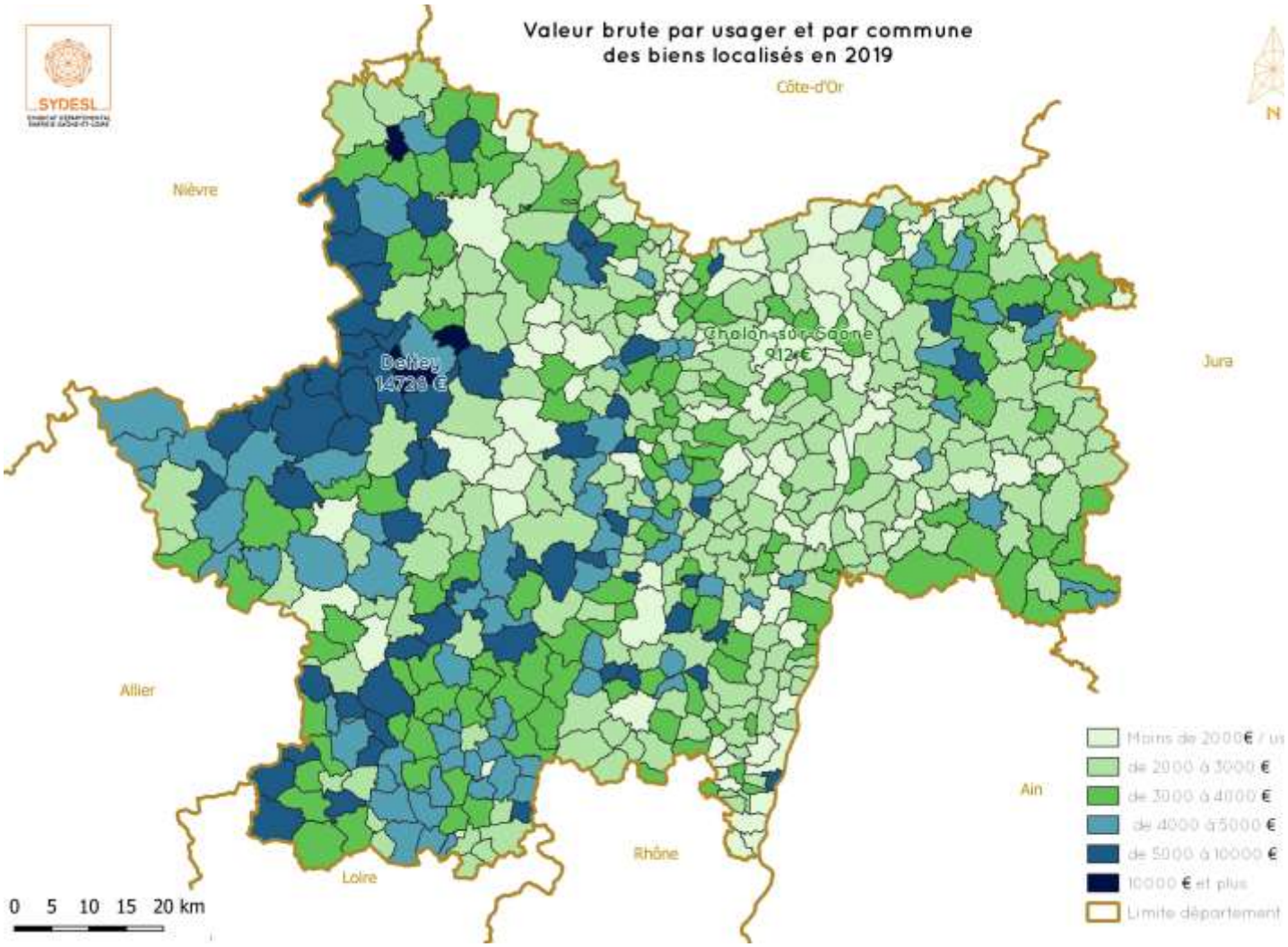
M€	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	*% 2018/2019*
Valeur brute comptable	742,9	765,5	790,4	812,2	832,7	853,9	880,7	915,6	*+ 4%*
amortissement	322,48	337,67	353,57	368,45	383,89	399,26	417,4	435,6	*+ 4,4%*
Valeur nette comptable	420,44	427,84	436,78	443,72	448,79	454,66	463,3	479,9	*+ 3,58%*

VB par usager	2 233	2 295	2 361	2 420	2 471	2 525	2 596	2 687	*+ 3,5%*
VNC par usager	1 264	1 283	1 305	1 322	1 331	1 345	1 366	1 408	*+3%*
Part amortie	43,4%	44,1%	44,7%	45,4%	46,1%	46,7%	47,3%	47,5%	*+0,4%*

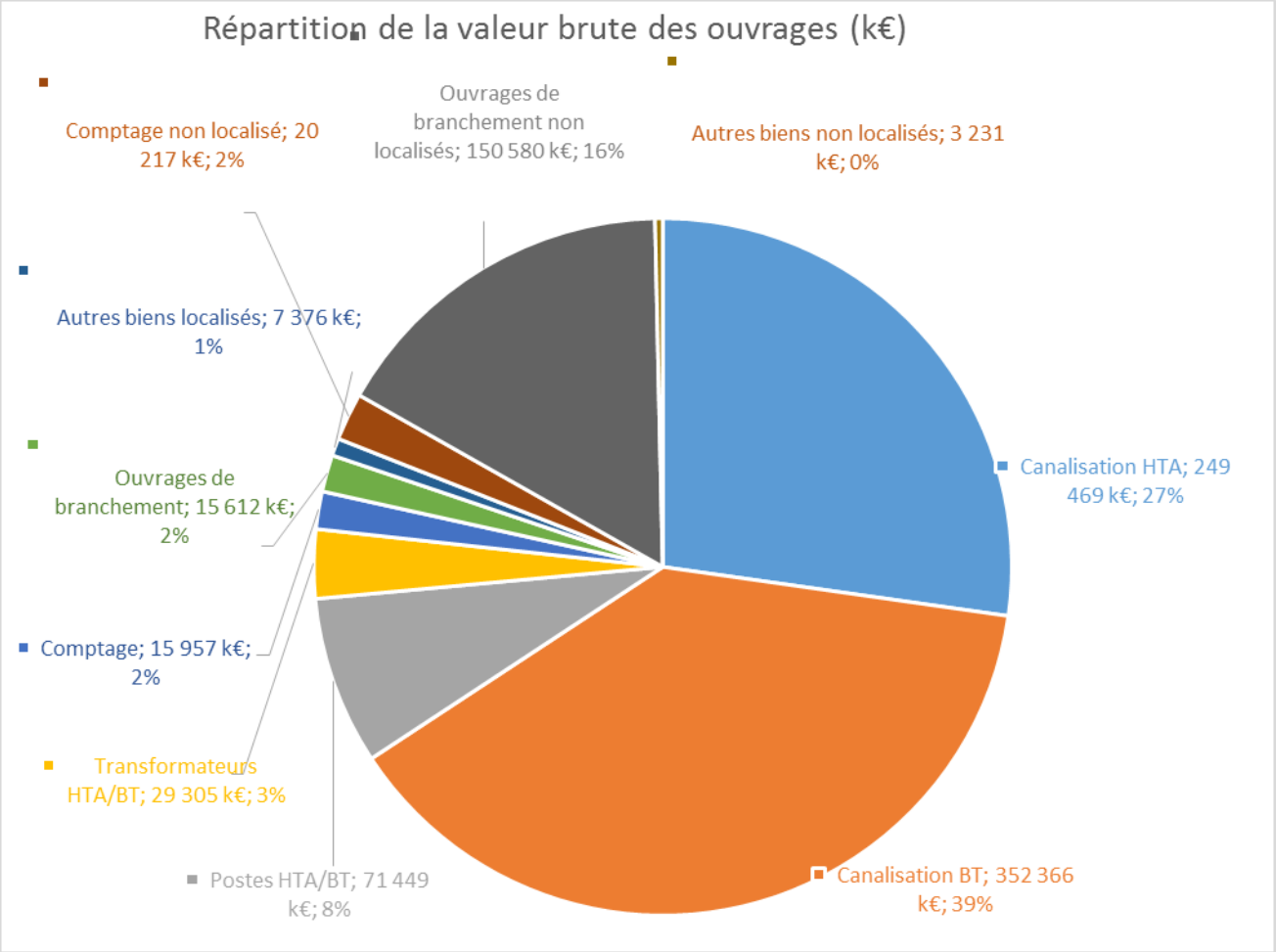
Source : ENEDIS, CRAC 2012 à 2019 + fichier Enedis inventaire comptable







La carte présentant les taux d'amortissement permet de refléter le niveau de renouvellement des ouvrages localisés. Plus le taux d'amortissement est élevé, plus l'ensemble des ouvrages est ancien et non renouvelés.



Les ouvrages localisés (réseaux HTA et BT, postes de transformation HTA BT, transformateurs et autres biens), d'une valeur de 741,5 M€ sont amortis à hauteur de 53% fin 2019.

Les ouvrages non localisés (branchements, colonnes montantes, matériel de comptage) ont une valeur brute de 174 M€ et sont amortis à 42% fin 2019.

Le patrimoine concédé était valorisé à 881 M€ à fin 2018, **en augmentation de 35 M€ sur un an**. Cette augmentation est cohérente mais légèrement supérieure vis-à-vis de celle constatée annuellement en moyenne sur les 7 derniers exercices (+25 M€/an en moyenne). La valeur brute par usager (2 687€) se situe légèrement au-dessus de la moyenne des ratios constatés nationalement par AEC (2 623€) 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 2019.

Les ouvrages non localisés (branchements et compteurs) représentent près de 19% 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.*

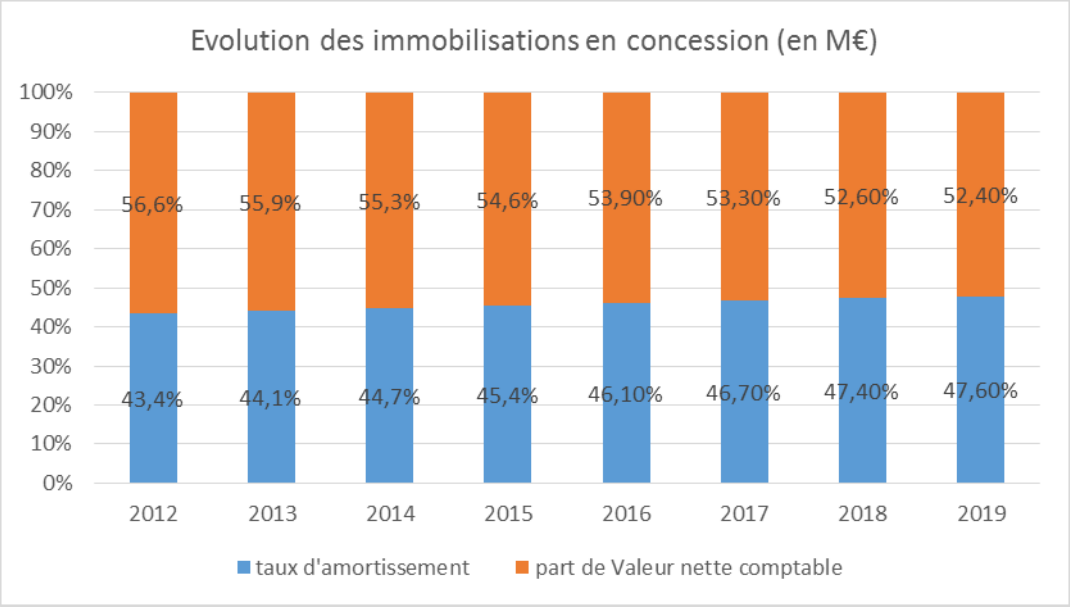
Les colonnes montantes électriques mises en service avant la publication de la loi appartiennent au Réseau Public de Distribution (RPD) à l'issue d'un délai de deux ans, pendant lequel les propriétaires et copropriétaires des immeubles dans lesquels sont situés ces ouvrages peuvent :

- 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

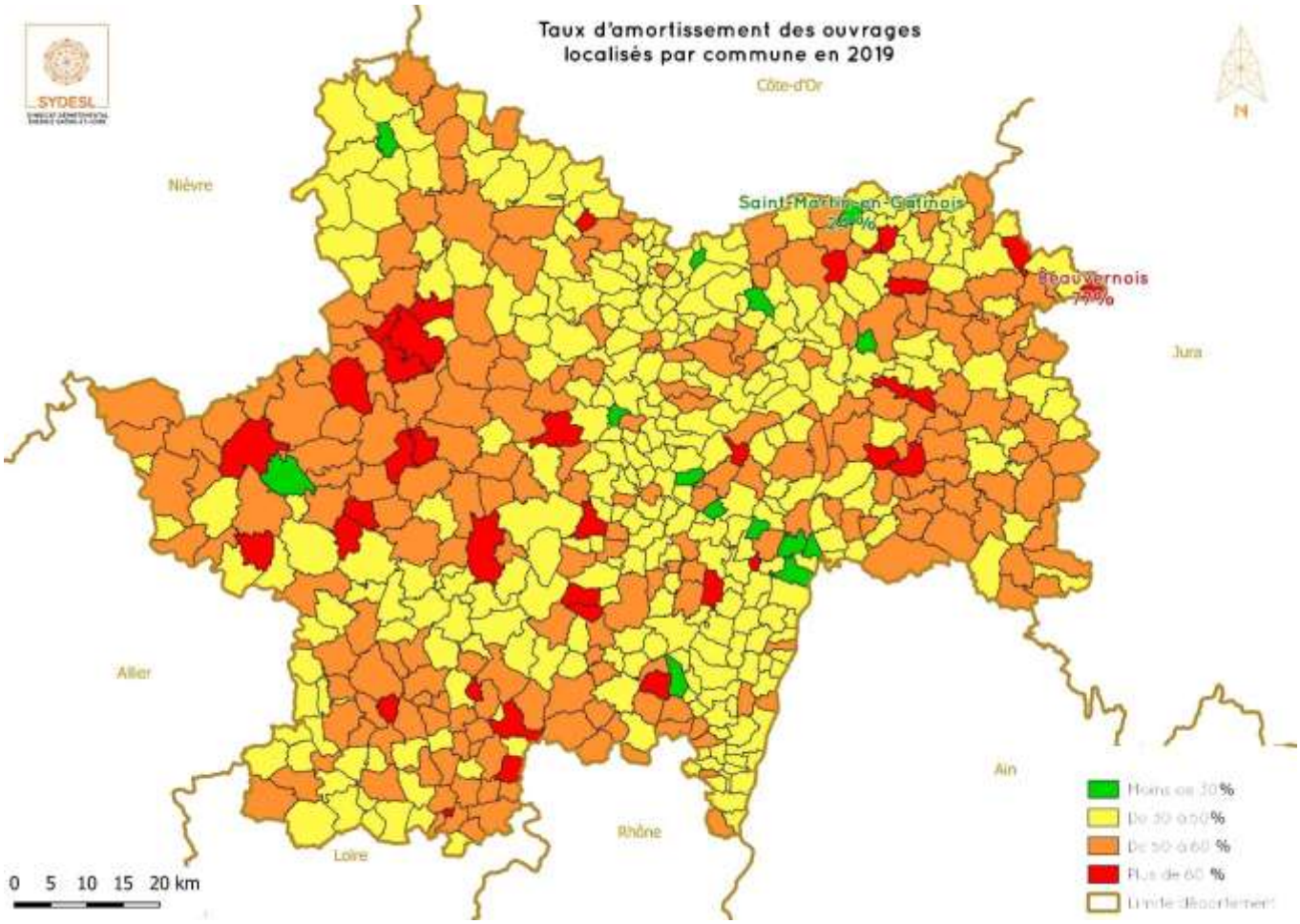
La valeur nette comptable des ouvrages concédés matérialise l'obligation de retour des ouvrages au concédant. Le rythme d'amortissement est plus élevé que celui de l'augmentation du patrimoine, ce qui traduit un manque de renouvellement des ouvrages concédés.

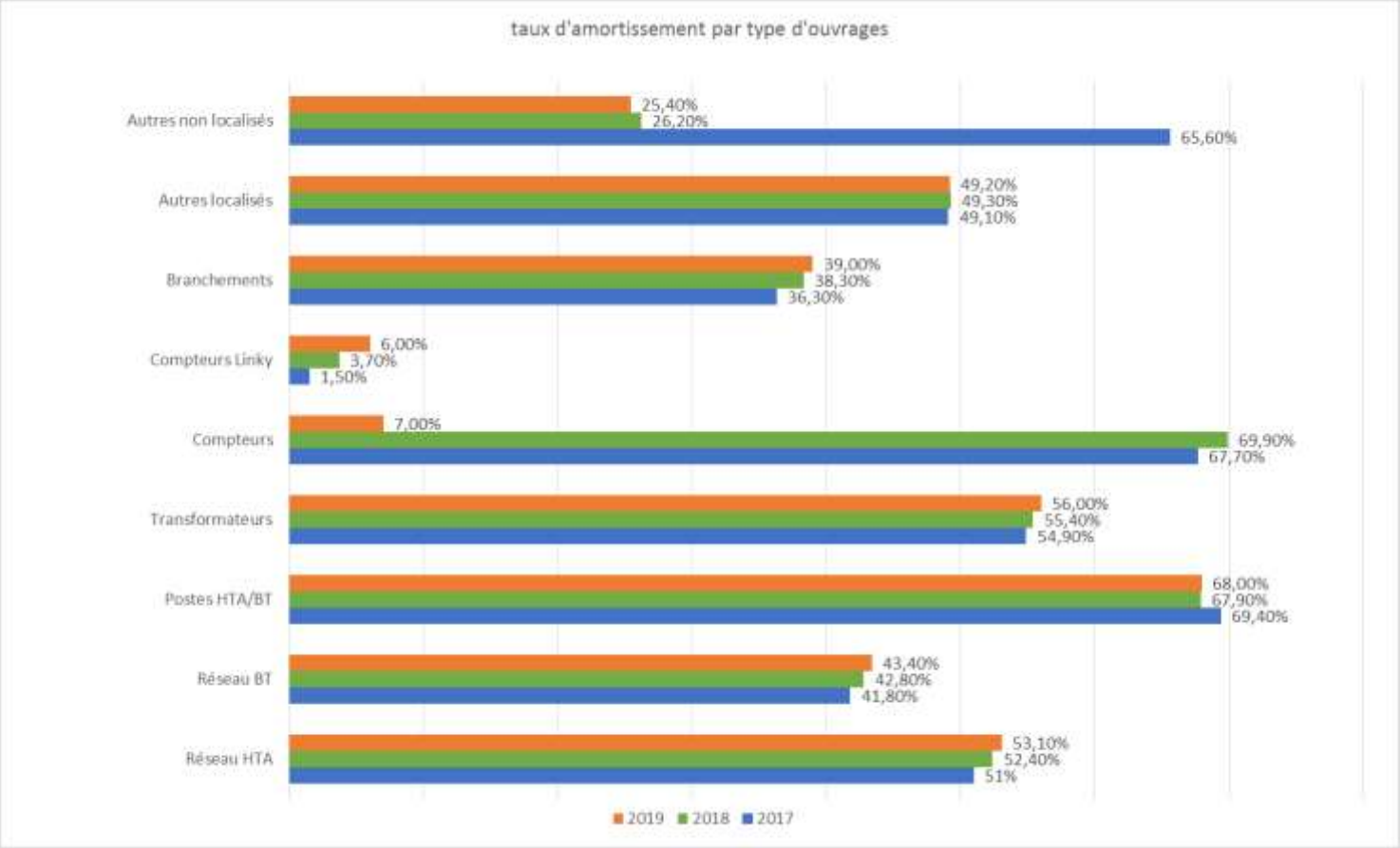


Source : ENEDIS – Crac 2012 à 2019

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 2019
SYDESL
N
Côte-d'Or
Nièvre
Saint-Martin-en-Gâtinois
Beauvernois
Jura
Allier
Ain
Rhône
Loire
0 5 10 15 20 km



Source : ENEDIS – CRAC2016-2019 – données fichiers immobilisations comptables

La part des ouvrages amortis représente 47,60% en 2019, soit 435 619 k€, contre 47,4% en 2018 (417 052 k€).

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 2019 s'est monté à 37 M€ (dont 6,5M€ pour Linky), financés par ENEDIS à hauteur de 23,8 M€ (65% des MES). Les apports externes ont représenté 13M€. Au total, les MES ont représenté une augmentation de la valeur brute de +4%

Valorisation des mises en concession (k€) – inventaire comptable	2015	2016	2017	2018	2019
Ouvrages localisés	**21 674**	**19 533**	**18 369**	**23 781**	**28 918**
Dont financement concessionnaire	11 854	11 473	8 953	16 986	18 351
Dont financement concédant	9 820	8 060	9 415	6 795	10 567
Ouvrages non localisés	**7 194**	**7 108**	**7 020**	**6 198**	**7 822**
Dont financement concessionnaire	5 431	5 224	5 274	4 730	5 410
Dont financement concédant	1 763	1 884	1 746	1 467	2 412
Total	**28 868**	**26 641**	**25 389**	**29 979**	**36 740**

Les retraits ont représenté 6,1 M€ en 2019, soit 0,7% de la valeur brute 2018.

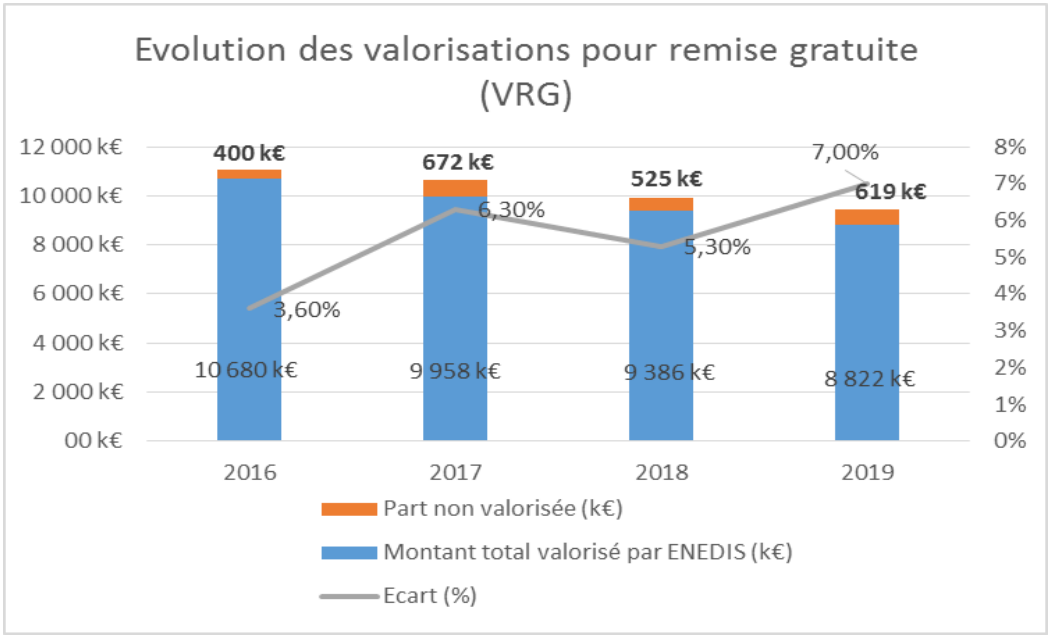
Valorisation des retraits (k€) – inventaire comptable	2015	2016	2017	2018	2019
Ouvrages localisés	- 1 925	- 2 648	- 2 158	- 1 173	- 6 195
Ouvrages non localisés hors Linky	- 5 479	- 3 446	- 4 393	- 4 799	- 2 550
Linky	-	-	- 1,9	- 29	- 60
Total	- 7 404	- 6 094	- 6 552,9	- 6 001	- 8 744

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€)	Ecart (k€)	Ecart (%)
2016	337	128 (38%)	11 077,2	10 676,9	400	3,6%
2017	318	150 (47%)	10 629,6	9 958	672	6,3%
2018	289	141 (49%)	9 912	9 386	525	5,3%
2019	244*	123(50%)	9 441,72	8 822,36	619	7%

Source ENEDIS : ex 2019 – données VRG

*En plus des 244 affaires traitées par Enedis pour 2019, 42 ne disposent pas de fiches VRG. Enedis a émis une valorisation pour chacun de ces opérations, mais nous ne connaissons pas encore 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 2019, la valorisation par ENEDIS est inférieure de 619 k€ au montant de travaux réellement consacré par l'autorité concédante (soit environ 7% de ce montant).
Le SYDESL constate également que, pour 2019, le cumul des écarts en valeur absolue atteint plus de 1,4 M€ dont 1 013 k€ pour les sous-valorisations et 393 k€ pour les survalorisations par ENEDIS.

Le constat dressé par le SYDESL au fil des années :

- Une hausse du taux d'écart, et des montants qui restent élevés
- Une hausse du taux de fiches hors seuil et avec des écarts par fiche plus importants
- Des écarts plus importants en renforcement et en fils nus

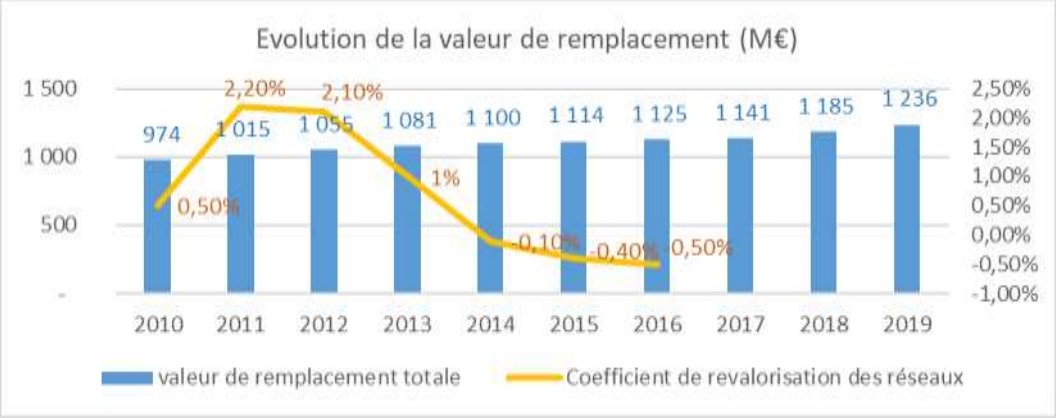
Le concessionnaire ne remet au SYDESL que les fiches chantiers pour lesquels le seuil d'alerte est dépassé. **Le SYDESL demande à ce que soit remis l'ensemble des fiches de valorisation pour avoir une vue globale des montants valorisés et ainsi de l'écart financier entre l'investissement réalisé par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

Point de vigilance pour les VRG :

- **sous valorisation des ouvrages remis par le concédant : sous valorisation globale de – 6,5% (-583 k€) en 2019 avec une tendance à l'augmentation des écarts sur les dernières années.**

D- La valeur de remplacement et les provisions pour renouvellement

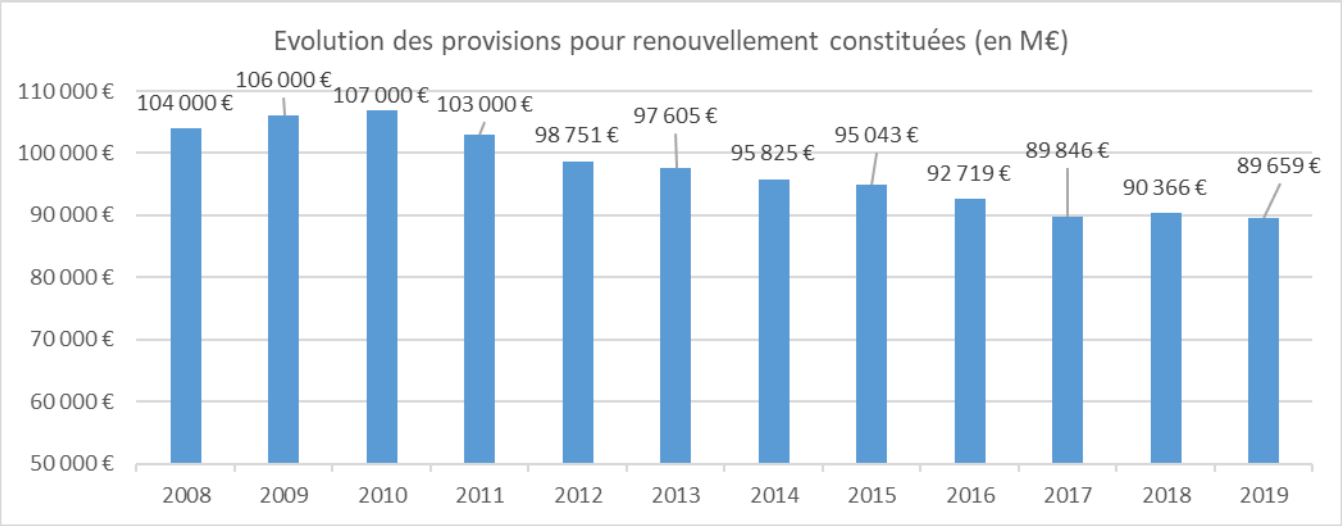
La valeur de remplacement représente la valeur théorique de renouvellement. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et elle est réévaluée annuellement pour refléter l'évolution des coûts à partir d'indices (coûts travaux public, main d'œuvre et ingénierie). A partir 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 1 236 M€ fin 2019, dont 15 M€ pour Linky. Elle a augmenté de 4,3% entre 2018 et 2019, soit quasiment au même rythme que la valeur brute d'origine.

Le montant des provisions pour renouvellement atteint 89 659 k€ fin 2019.



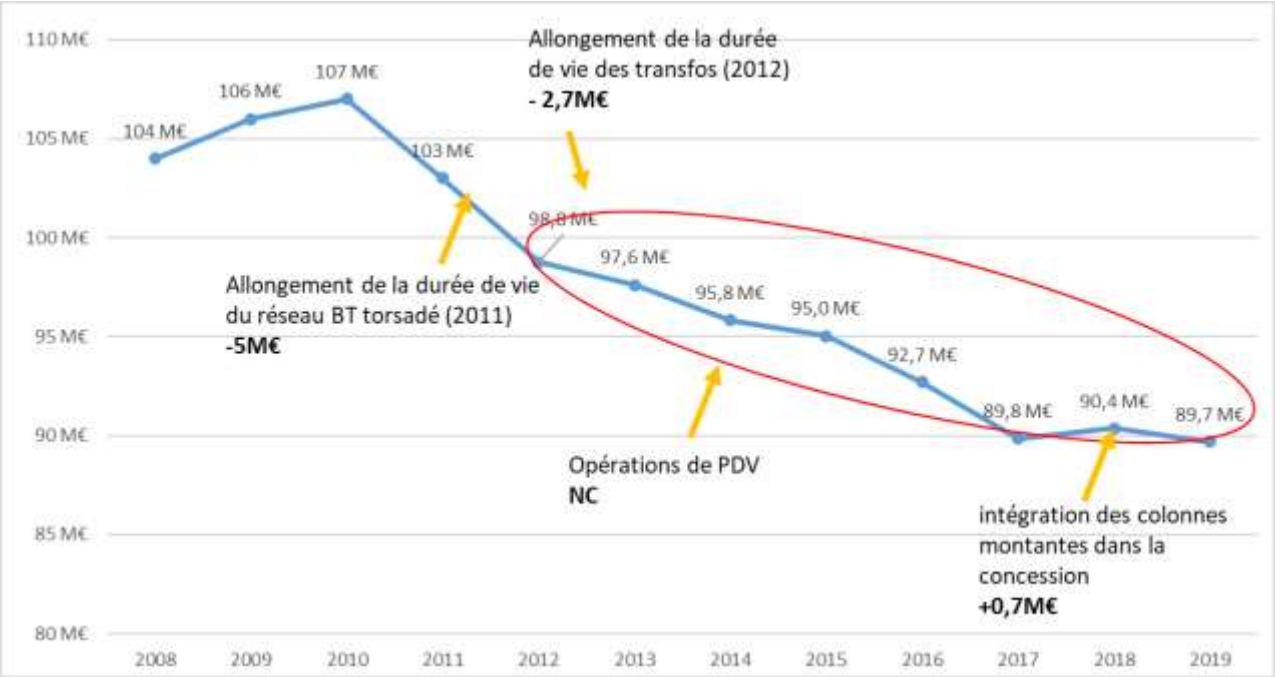
Source : ENEDIS - Montants arrondis de 2008 à 2011 – CRAC – fichier inventaire comptable

Les provisions pour renouvellement sont constituées par le concessionnaire pour les ouvrages renouvelables avant la fin de la concession.

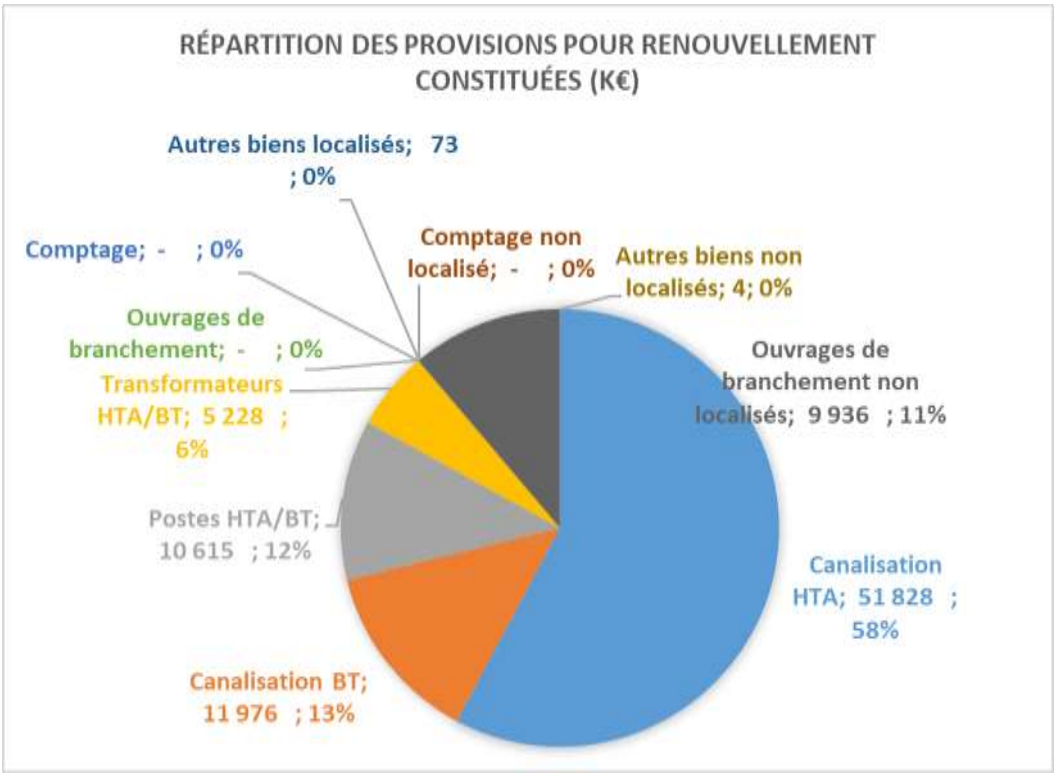
Elles doivent couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique. Elles ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées.

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

- 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



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 loi de finance rectificative de 2004 n'imposant plus à ENEDIS de constituer des provisions de renouvellement pour les biens qui ne sont pas renouvelables pendant la durée de la concession, ENEDIS a donc effectué une reprise sur provisions sur les biens qui étaient, dès lors, renouvelables après le terme de la concession.

Or, ces reprises sur provisions ont été enregistrées en résultat exceptionnel dans les états financiers d'ENEDIS au niveau national et ne figuraient pas dans la ligne « reprises sur amortissements et provisions » des CRAC de 2012 et 2011.

Précisions que **jusqu'en 2005, les provisions pour renouvellement étaient explicitement citées comme étant une charge couverte par le TURPE** (comme cela était explicitement indiqué jusqu'au TURPE 2 et est depuis réaffirmé dans le TURPE 4). Par conséquent, il est possible de considérer que **les provisions perçues et reprises en résultats exceptionnels suite à la modification de la législation étaient payées par les consommateurs qui pourraient être amenés à payer de nouveau pour le renouvellement futur de ces dits biens.**

Par ailleurs, cette modification a été réalisée de manière unilatérale sans l'accord du Syndicat, au milieu de la période tarifaire (TURPE 3), ce qui semble très critiquable.

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 :

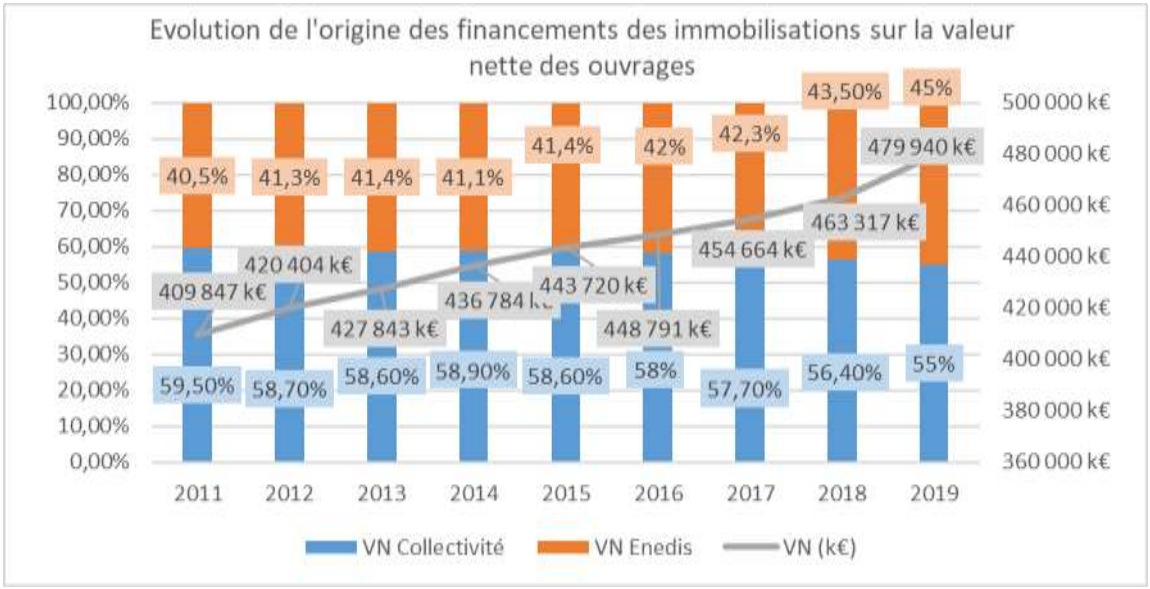
Type de bien	Amortissement part concessionnaire	Amortissement part concédant	Provision pour renouvellement
Bien non renouvable par nature (Immeubles, Véhicules, Ordinateurs et logiciels…)	OUI *sur durée de vie ouvrage*	NON	NON
Bien DP renouvelables avant le terme de la concession en cours			
Biens en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

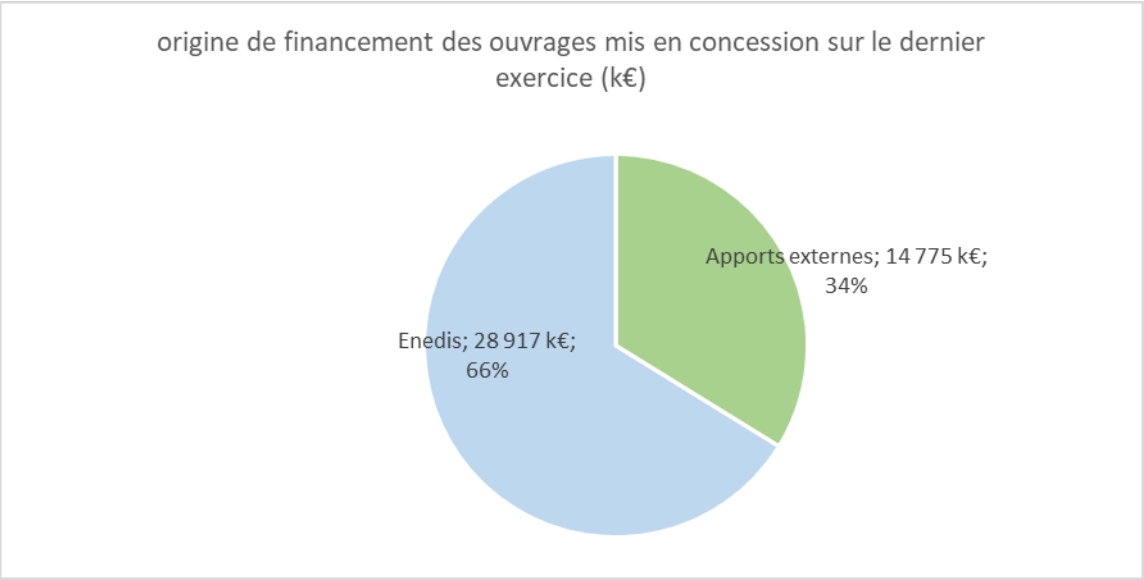
Le concessionnaire définit 3 catégories de biens :

- **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. Les ouvrages HTA sont amortis et provisionnés lorsque le renouvellement n'excède pas l'échéance du contrat. Les ouvrages BT ne sont pas amortis et sont provisionnés à hauteur de 20% seulement depuis le 1er janvier 2005.

Il est à noter que le déploiement du compteur Linky (prévu pour la période allant de 2015 à 2022) pourra donner lieu à une modification du plan d'amortissement des dispositifs de comptage, ce point pourra ainsi constituer un enjeu financier important pour les années à venir.

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





Source : ENEDIS – données contrôle ex 2019 – fichiers immobilisations

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.

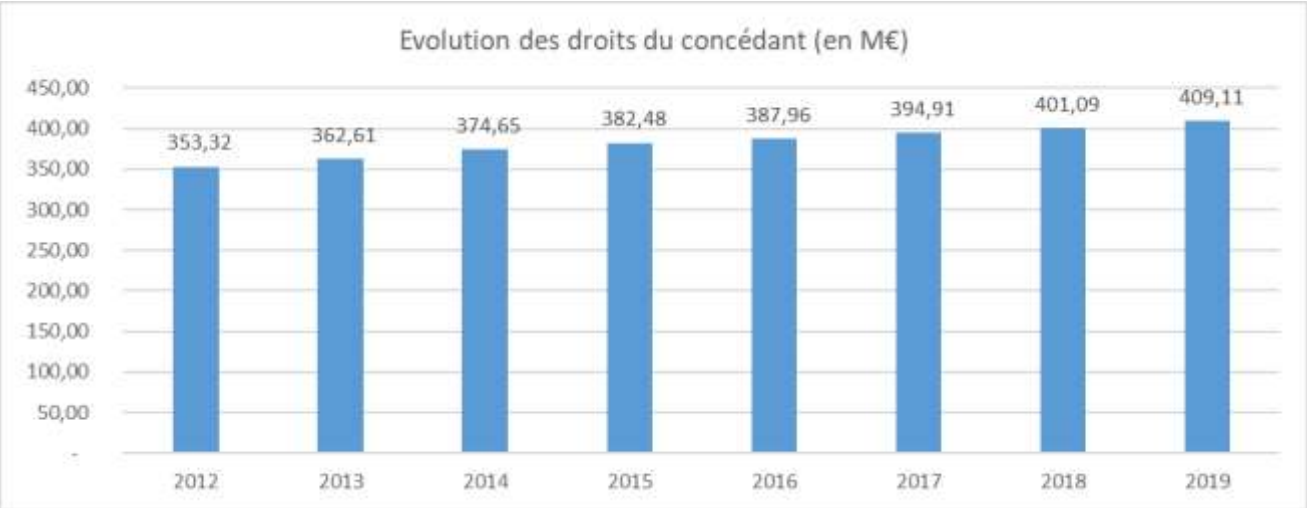
Parmi les 22 203 k€ d'apport Enedis au financement, 6 614 k€ (30%) sont liés à Linky.

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 8 M€ en un an pour s'établir à 409 M€ fin 2019.

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.



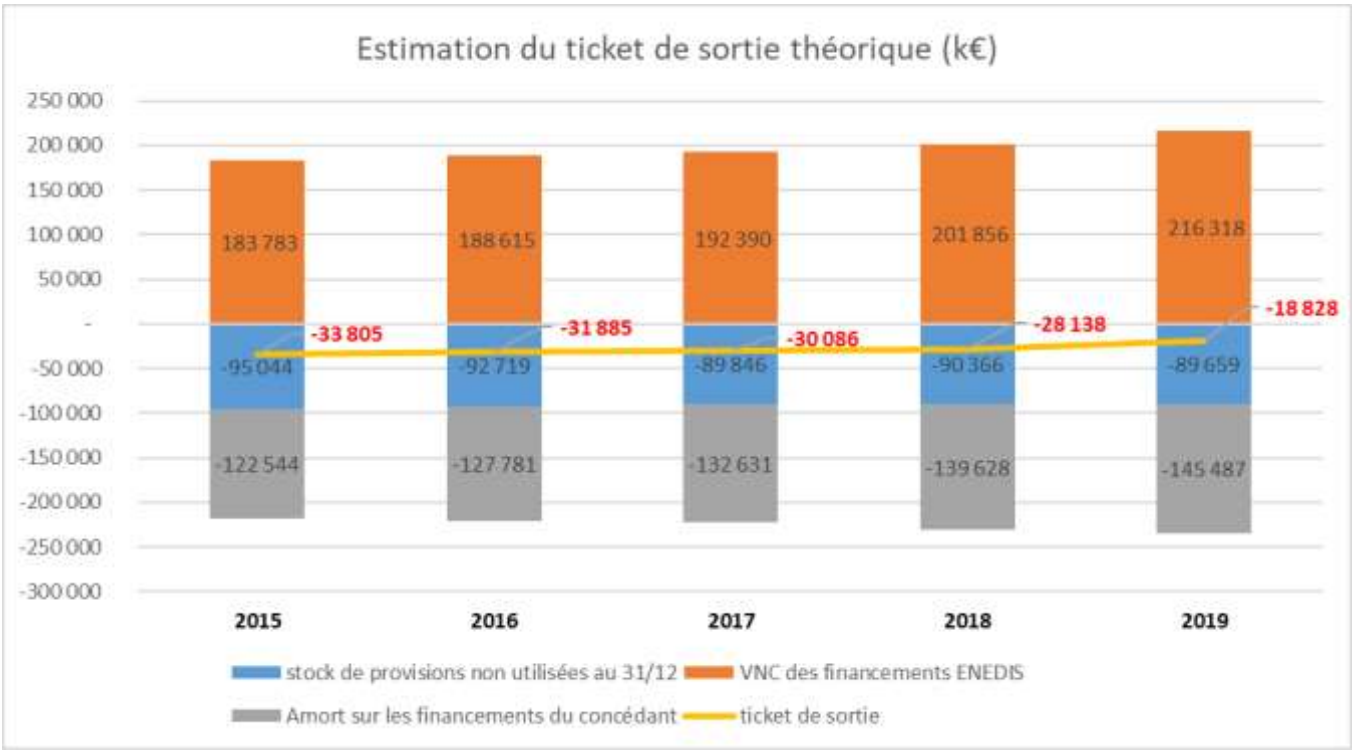
Source : ENEDIS – CRAC – ex 2019

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 est important de signaler que l'inventaire comptable des ouvrages établit 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 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 2019

La valeur du ticket de sortie étant négative (- 19 M€ à fin 2019), cela signifie que le montant des dettes d'Enedis envers le concédant (=amortissement des financements du concédant + stock de provisions pour renouvellement, soit 230 M€ fin 2018) est supérieur de 19 M€ par rapport au montant des dettes du concédant envers Enedis (=valeur nette des financement du concessionnaire, soit = 216 M€ fin 2019**). Il s'agit donc d'une dette nette théorique d'Enedis envers le concédant de 19 M€ à fin 2017.**

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 est négatif depuis au moins 2008 et traduit ainsi une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité. Cette dette a diminué en 2019 par rapport à 2018, passant de -28 M€ à -19 M€, dû à la plus 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

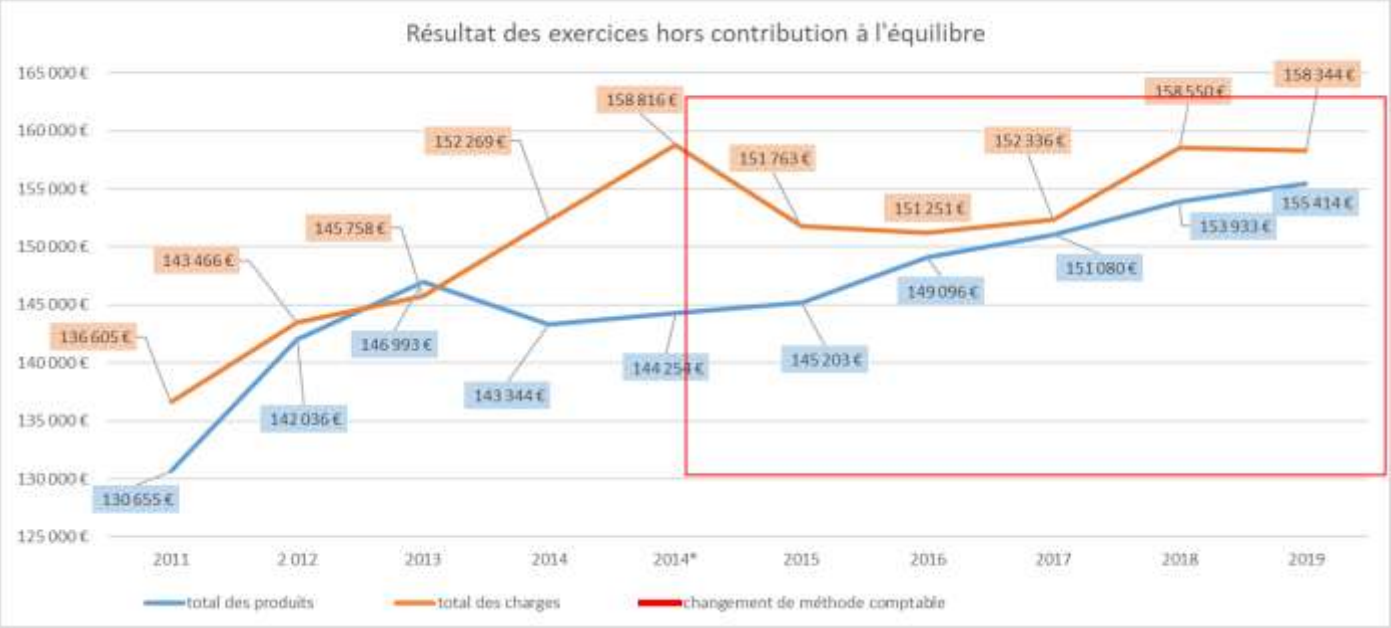
Suite à la restructuration du concessionnaire en direction régionale, le compte d'exploitation présente une rupture de chronique depuis 2015. En effet, près des trois quarts des charges d'exploitation sont calculées via une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif, 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.

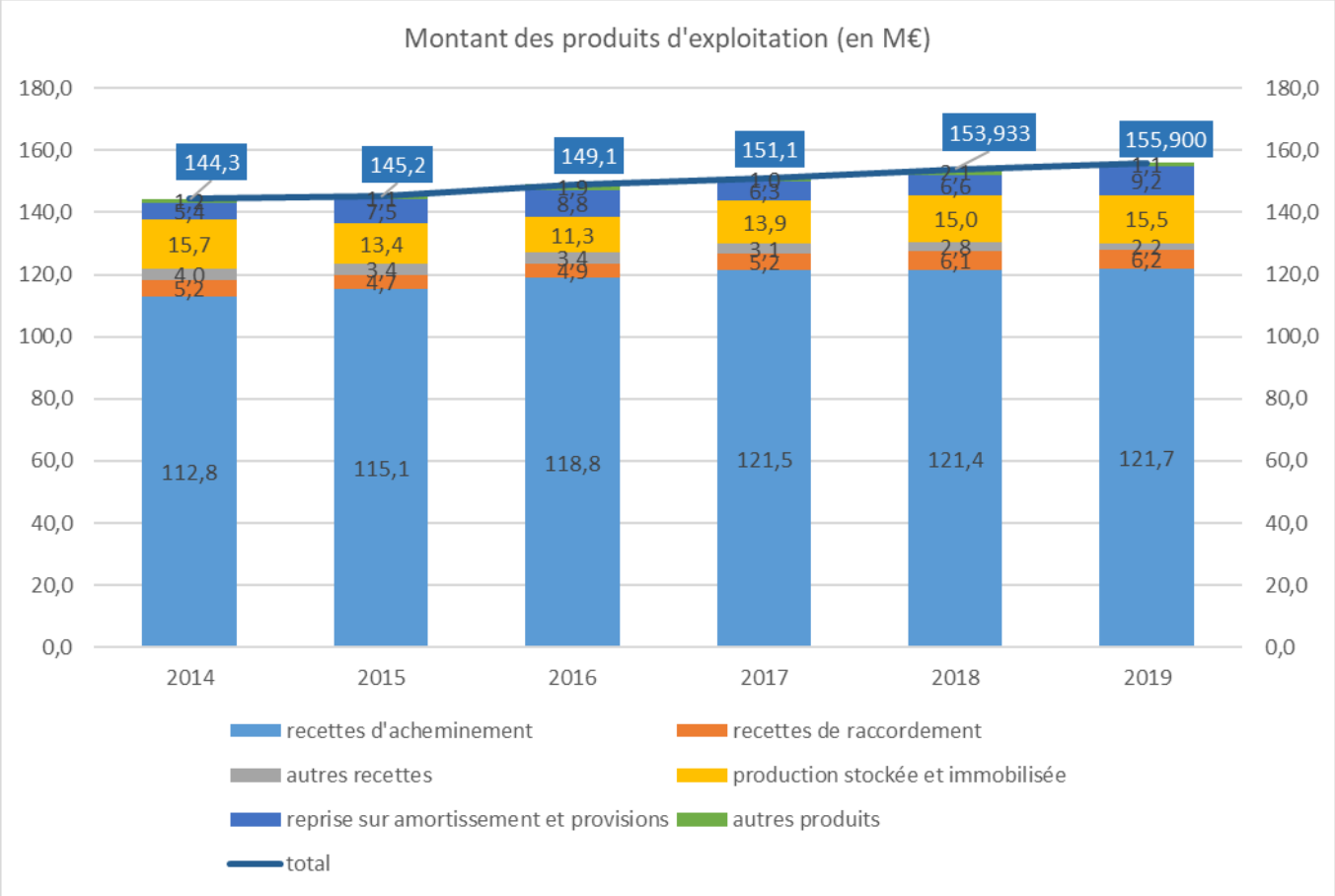
Malgré les demandes formulées lors des différents exercices de contrôle, les assiettes sur lesquelles s'appliquent les clés de répartition n'ont pas été transmises.

Ces modifications des modalités de calcul de certains postes de charges et de produits avaient amélioré le résultat d'exploitation constaté pour la concession. Ce dernier est à la baisse en 2018 (-3,364 M€ par rapport à l'exercice précédent) et s'établit à -4,618 M€ en 2018. Ainsi, le taux de marge est en hausse mais reste, en outre, très inférieur au taux de marge national (-0,9% ; contre 9,1%).

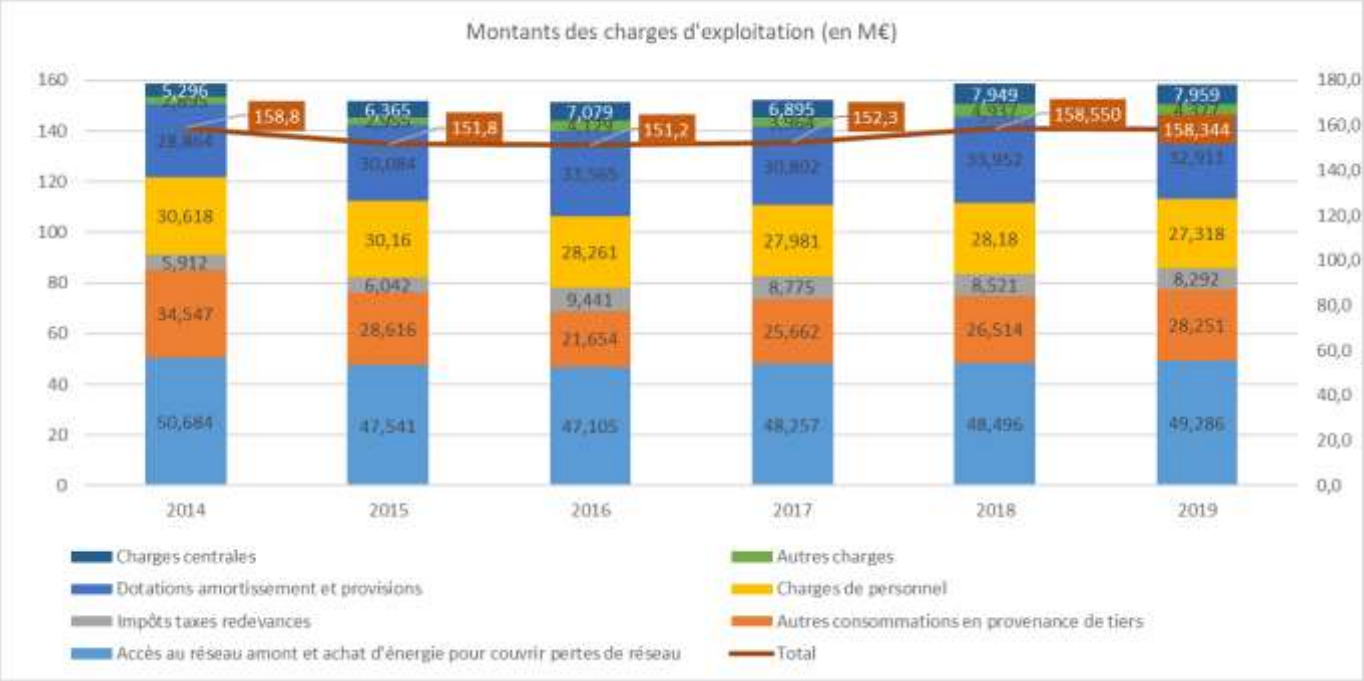
Pour la cinquième année consécutive, le résultat d'exploitation de la concession est négatif et s'établit à – 2,93 M€ (hors contribution à l'équilibre).



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



Source : Enedis – CRAC ex 2019



Source : Enedis – CRAC ex 2019

Le chiffre d'affaire net (recettes d'acheminement + recette de raccordements + autres recettes = 130,1 M€) représente **86% des produits totaux** en 2019, ce qui est équivalent aux 4 années précédentes.

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 connaitre 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 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

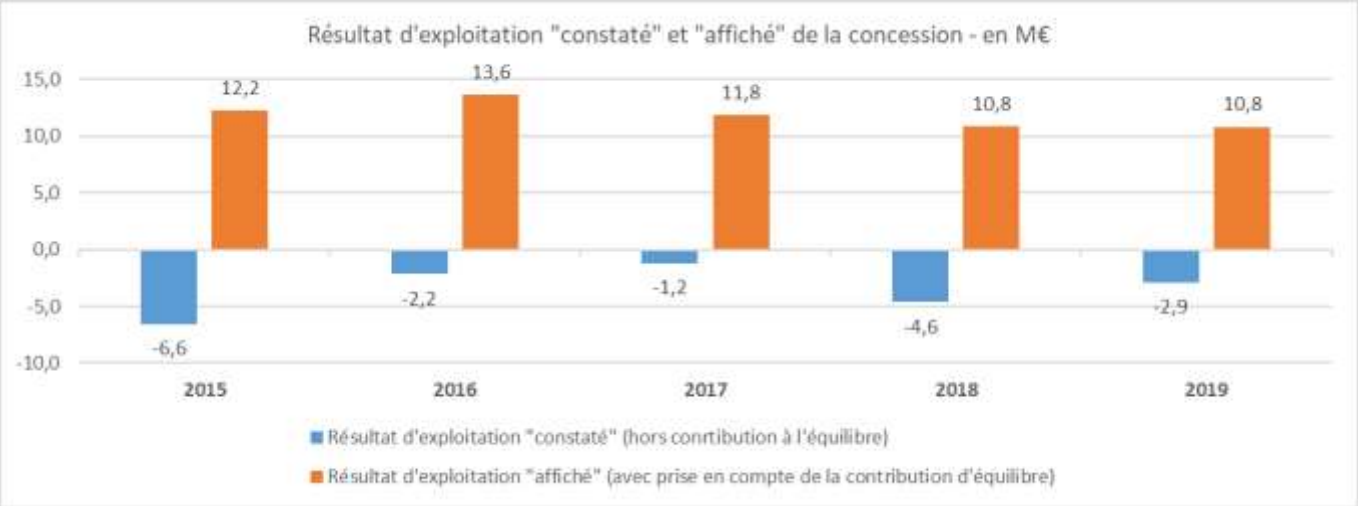
La Contribution d'équilibre

Le tarif d'acheminement, qui détermine l'essentiel des recettes de distribution d'électricité, est fixé par la Commission de Régulation de l'Energie (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 2019, le SYDESL bénéficie d'un produit supplémentaire sous la forme d'une contribution à l'équilibre de 13,7 M€ (15 M€ en 2018).

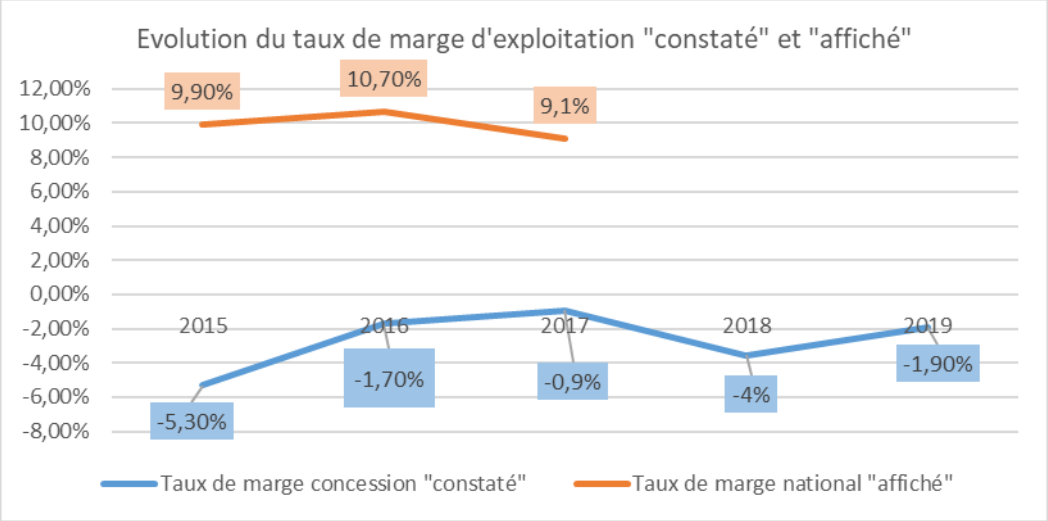
Résultat d'exploitation constaté et affiché



Source : Enedis – CRAC 2019

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

Ces éléments financiers ne rendent pas compte d'un équilibre économique qui serait exclusivement local. **La hausse de 47 % du résultat d'exploitation entre 2018 et 2019 n'apparait pas représentative de la réalité de l'exploitation**. 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

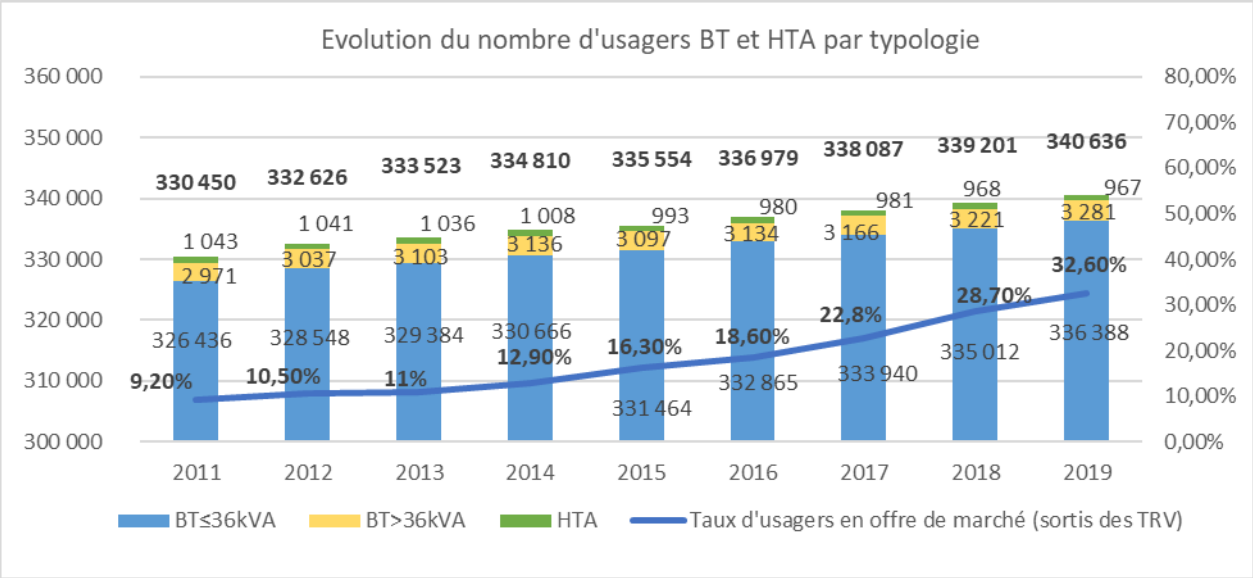
territoire, les recettes d'Enedis sur la concession ne sont pas définies en fonction des coûts exposés localement, mais dépendent de l'application de la grille tarifaire nationale à une structure de consommation locale.

Les points de vigilance pour les données patrimoniales et comptables :

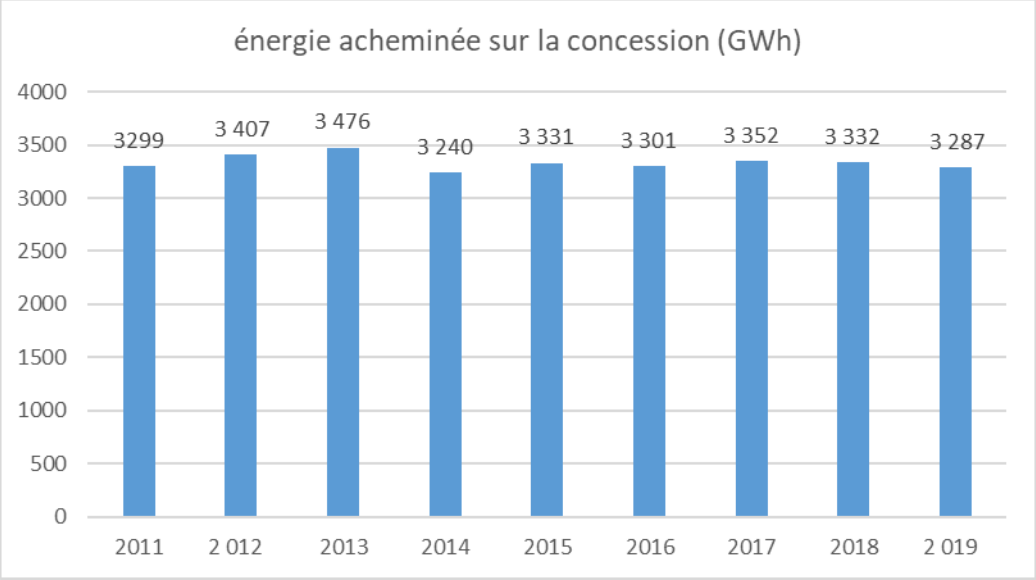
- Le taux d'amortissement des ouvrages (47,4 %) se situe à un niveau proche du maximum observé dans d'autres concessions et traduit un vieillissement des ouvrages. Il reflète notamment le manque d'investissement pour le renouvellement des réseaux HTA. Ces taux sont encore plus élevés pour les postes HTA/BT et compteurs (70%).
- Malgré une légère hausse en 2018, **le stock de provisions pour renouvellement baisse depuis 2010 suite aux opérations de prolongation de durée de vie et à la modification du calcul de ces dotations**.
- 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 2019



Acheminement vers l'ensemble des usagers

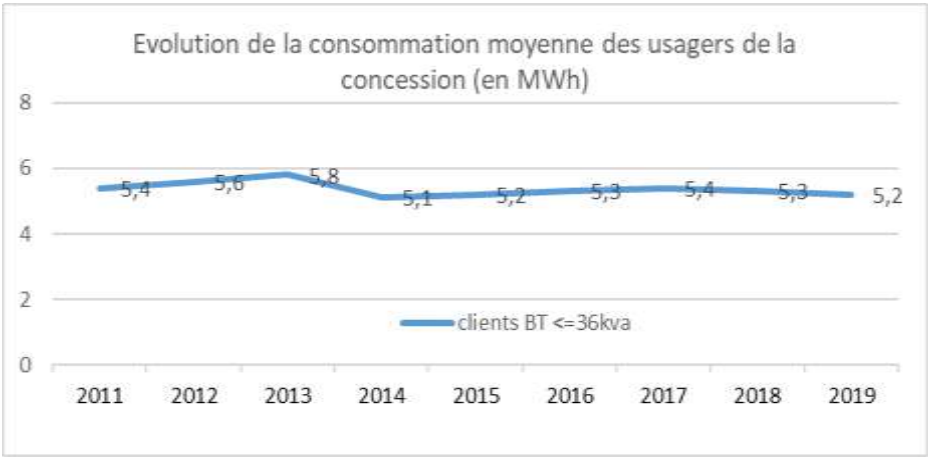
	Usagers HTA	Usagers BT	Total 2019	*Total* 2018	Variation 2019/2018
nombre d'usagers	967	339 669	**340 636**	*339 201*	0,42%
Part	0,28%	99,72%			
Energie acheminée (MWh)	1 173 621	2 113 562	**3 287 183**	*3 332 105*	-1,35%
Part	36%	64%			
Consommation moyenne par usager (kWh/usager)	1 213 672	6 222	**9 650**	*9 823*	-1,76%
recette acheminement (k€ HT)	22 151	101 409	**123 363**	*123 363*	0,00%
Part	19%	81%			
Prix moyen (c€ HT/kwh)	1,9	4,8	**3,8**	**3,7**	1,37%
Recette moyenne (€ HT/usager)	22 907	299	**362**	**364**	-0,42%

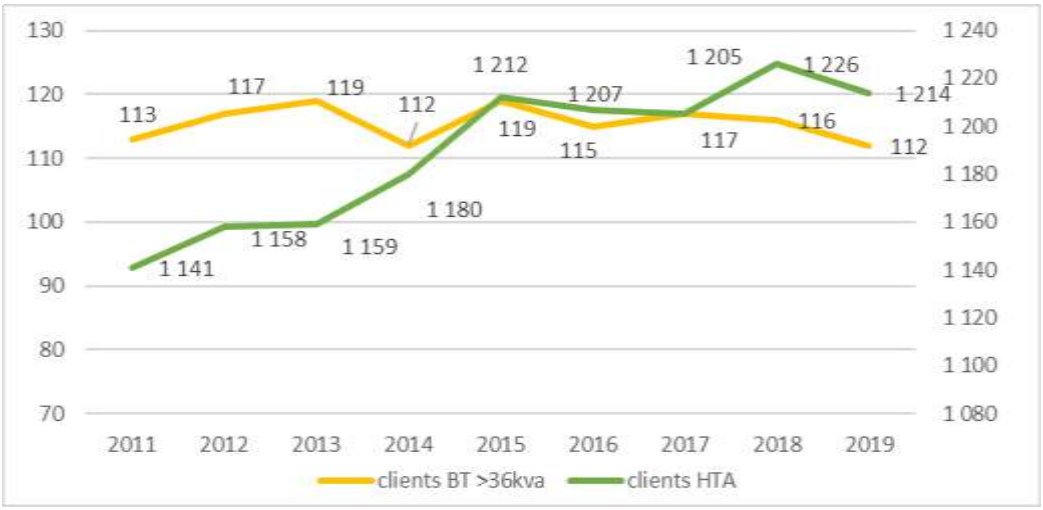
Source : Enedis – CRAC ex 2018

Soulignons une hausse du nombre d'usagers de plus de 0,4% des usagers pour une baisse de 1,3% de l'énergie acheminée.

Globalement, le réseau concédé a acheminé 9 650 kWh par usager (en baisse de près de 1,8% par rapport à 2018) qui ont rapporté 362 euros hors taxes de recette d'acheminement (en baisse de près de 0,4%).

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.**





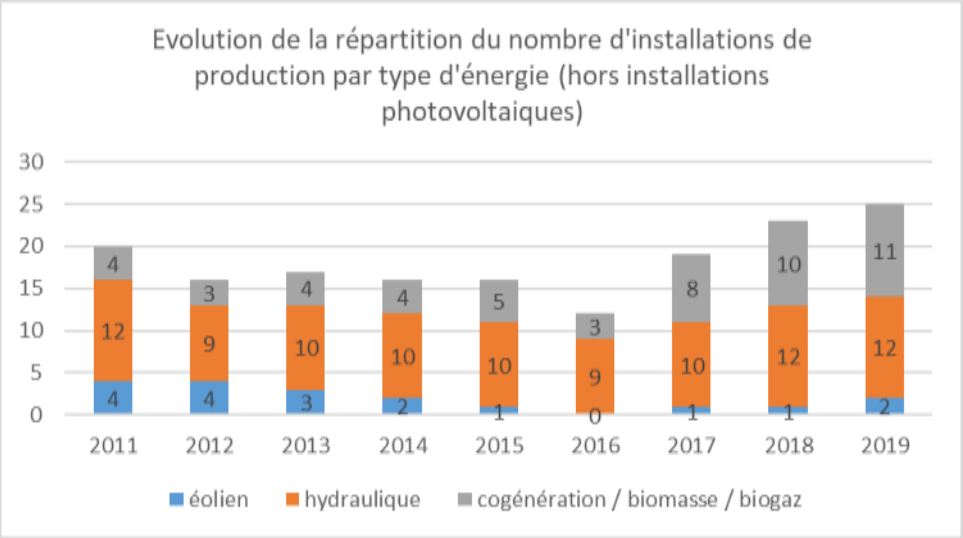
Activité d'acheminement vers les usagers ayant fait valoir leur droit à l'éligibilité

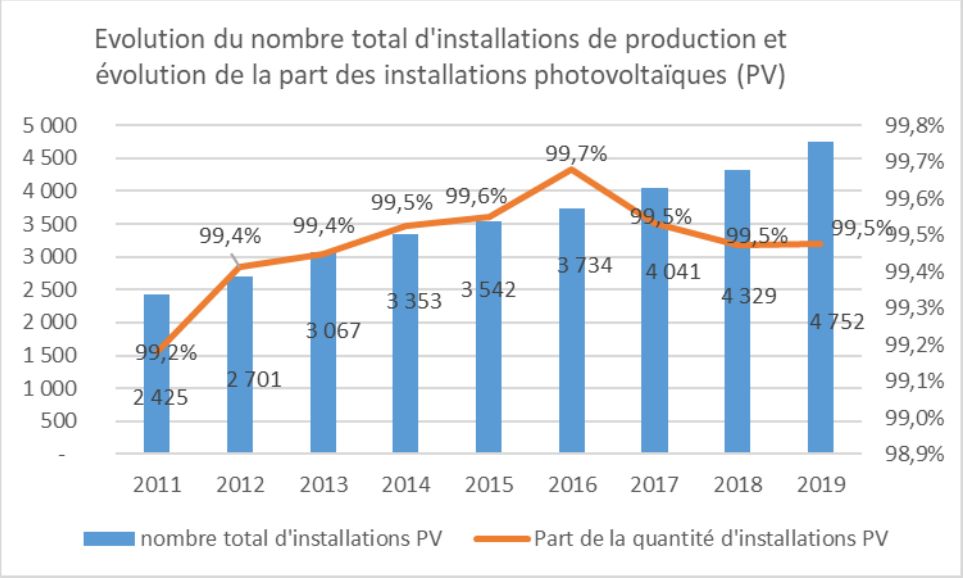
	Usagers C5 2018	Usagers C5 2018	Variation C5 2018/2019
Nombre d'usagers	111 281	97 410	+14%

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 sont en effets supprimés à compter du 1er janvier 2016, 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



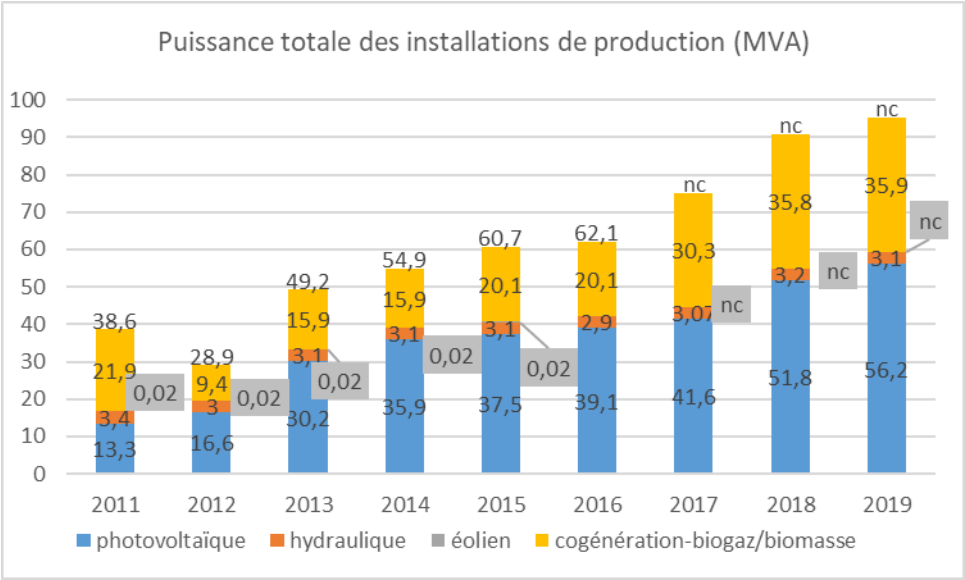


Source : ENEDIS

Le nombre de sites de production d'électricité poursuit sa progression avec 425 nouveaux sites raccordés au réseau de distribution pour un nombre total de 4 777 sites à fin 2019, contre 4 352 fin 2018 (+9,7%).

Les sites de production d'électricité se composent quasi exclusivement de centrales solaires photovoltaïques (4 752 sites), de 12 centrales hydrauliques, 1 site éolien et 11 centrales de production d'électricité par cogénération ou biogaz.

Actuellement, il n'y a qu'un seul site de production d'électricité par éolienne, expliquant la non communication de la puissance totale produite en raison du secret statistique.



Source : ENEDIS – CRAC

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Puissance totale installée (MVA)	38,6	28,9	49,2	54,9	60,7	62,1	75 (hors eolien)	91 (hors éolien)	95,4 (hors éolien)

La puissance des installations de production d'électricité progresse, (hors puissance de l'éolien) à 95 334 kW fin 2019, contre 90 748 kW fin 2018 (+ 5%).

C- Les services aux usagers

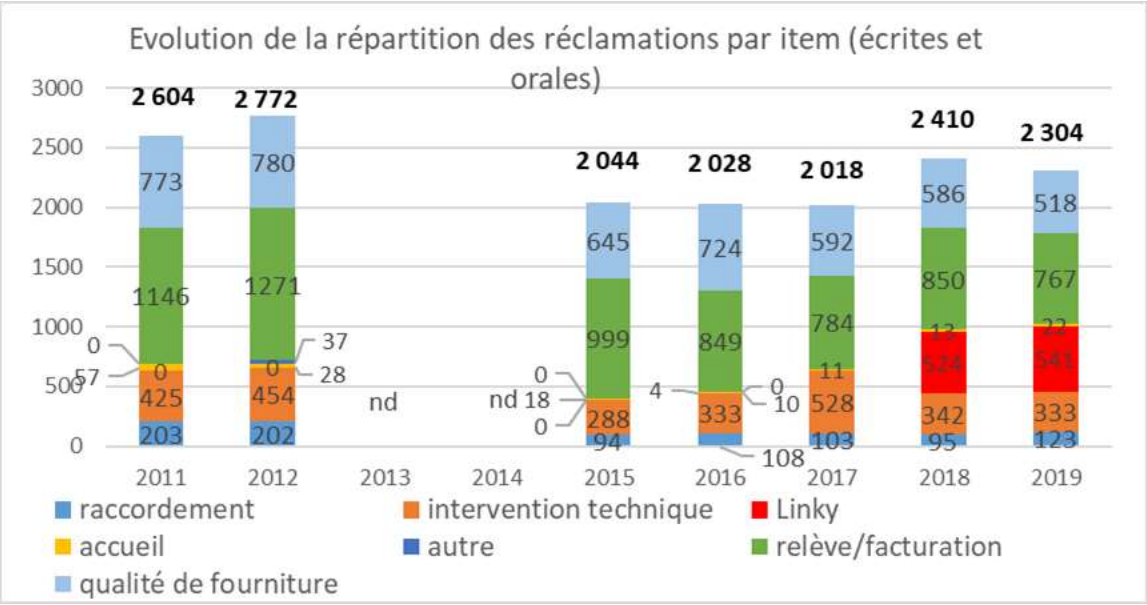
Les réclamations auprès d'ENEDIS

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

Toutefois, en 2019 il atteint plus de 2 300 réclamations soit une légère baisse de près de 4%.

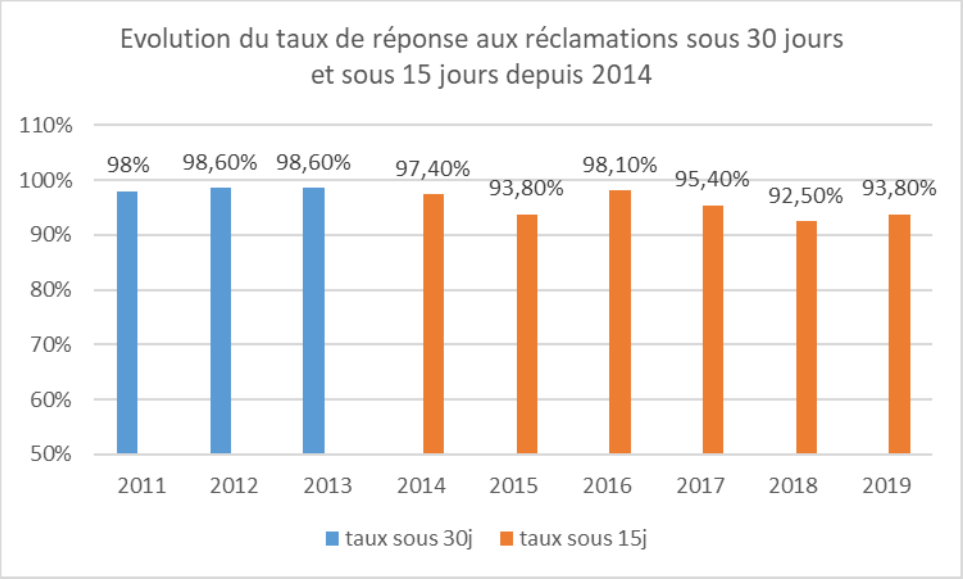
Les 2 304 réclamations comptabilisées en 2019 concernent principalement la relève et la facturation (33%) ainsi que la qualité de fourniture (22%), les interventions techniques (principalement Linky) (38%) qui explique en partie le nombre de réclamations.

Les réclamations pour Linky concernent exclusivement la partie intervention technique ce qui a contribué à l'augmentation des réclamations pour cette rubrique (333 interventions techniques + 541 Linky).



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nombre de réclamations à ENEDIS	2 604	2 772	n.d.	n.d.	2044	2 028	2 018	2 410	2 304
Nombre de réclamation pour 10 000 usagers								71	68

Source : Enedis – données clientèle + CRAC ex 2019



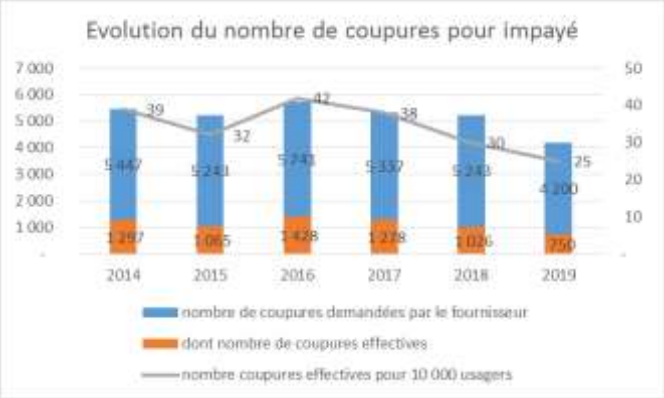
Source : Enedis – Données clientèle ex 2019

Le taux de réclamation sous 15 jours baisse sensiblement depuis 2 ans. Il a perdu près de 6 points en 3 ans. Il se rapproche de l'objectif de référence fixé par la CRE à 91% dans le TURPE 5.

Les coupures pour impayé

Le nombre de coupures effectives pour impayés a diminué de 20% passant de 1 026 en 2018 à 839 en 2019.

2019 a connu deux épisodes de vigilance rouge canicule : durant ces journées, dans les départements concernés, EDF a pris la décision de faire rétablir l'électricité sur appel entrant d'un client en situation de coupure ou de limitation de puissance, sans condition de paiement.
Ce phénomène peut expliquer en partie la baisse du nombre de coupures.



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.

Le concessionnaire explique : « 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). »

Les points de vigilance pour les usagers :

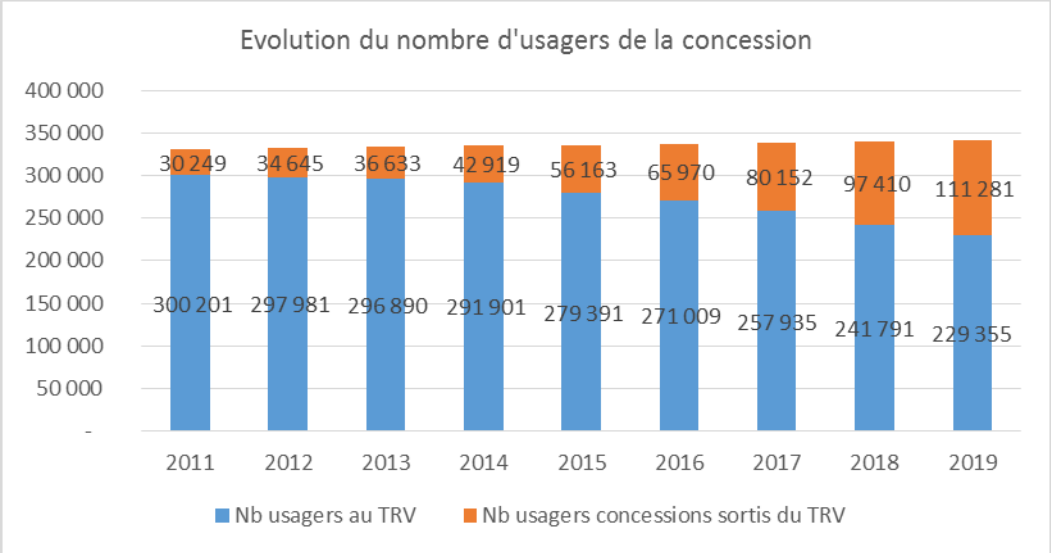
- Un nombre de réclamations qui reste élevé …
- … et notamment une hausse du nombre de réclamations relatives à Linky
- Un taux de réponse sous 15 jours qui s'améliore mais reste proche de la limite tolérée par la CRE (92%)
- **Absence du nombre total de réclamations écrites et orales sur l'ensemble des tarifs**

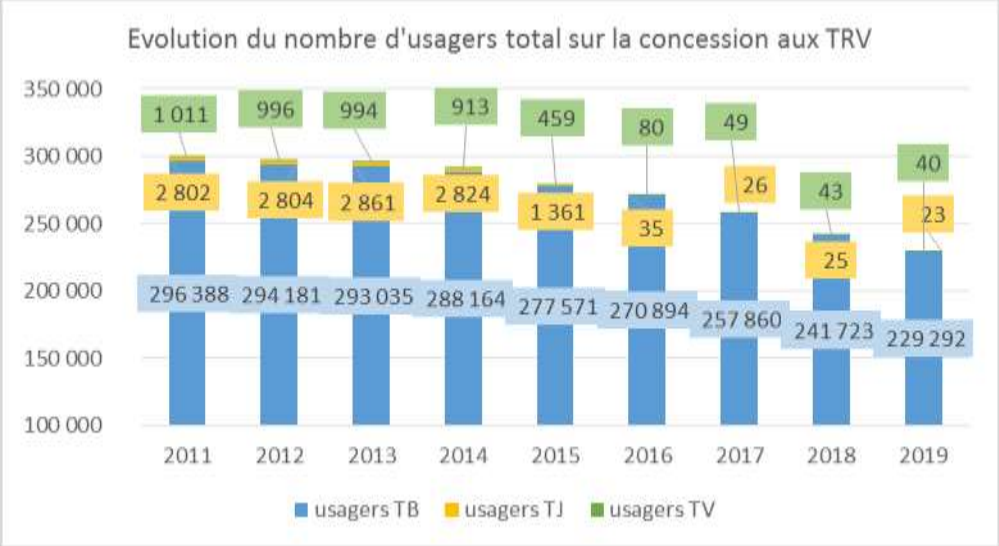
Le médiateur de l'énergie, dans son dernier rapport public annuel, pointe particulièrement du doigt Enedis : « *Enedis-gestionnaire du réseau public d'électricité – est quant à lui l'opérateur avec lequel il est le plus difficile d'effectuer des médiations constructives du fait de ses délais de réponses, de ses réponses souvent trop standardisées et d'un suivi insuffisant des recommandations du médiateur* ».

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.

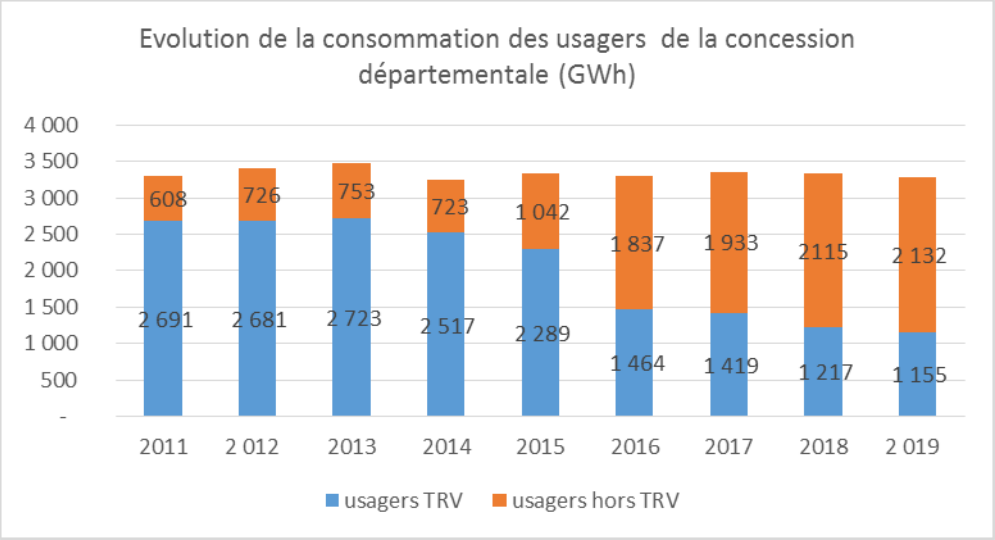
A- Les usagers aux tarifs réglementés





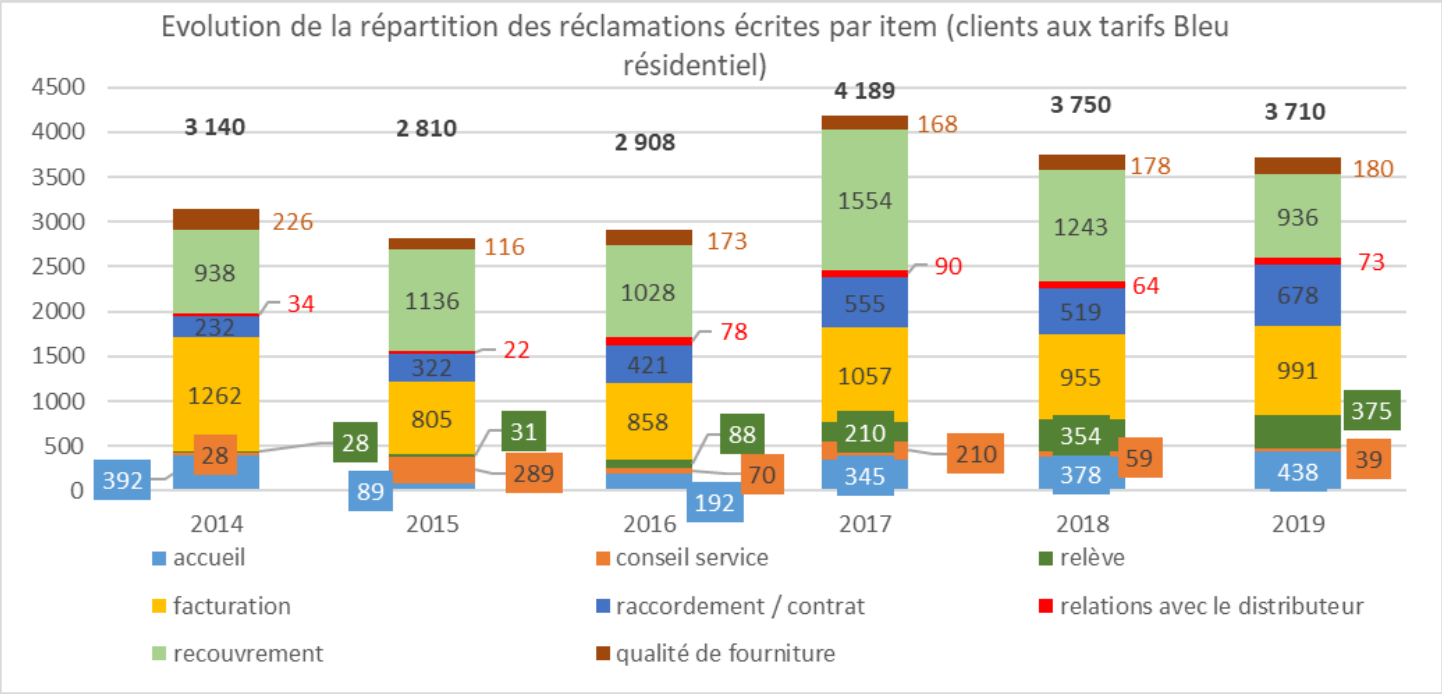
Le nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Règlementés de Vente) présente une diminution en 2019 (-5%), notamment en ce qui concerne les tarifs jaunes (-8%) et les tarifs verts (-7%), selon un état au 31 décembre 2019.

Ces évolutions s'expliquent notamment par la **fin des tarifs règlementés de Puissance Souscrite (PS) supérieure à 36 kVA au 31 décembre 2015**. Il subsiste à la marge quelques tarifs jaune et vert car ils ont une puissance souscrite inférieure à 36 kVA.



B- Les services aux usagers du TRV

L'accueil des usagers



Source EDF – données ex 2019- fichier réclamations

	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Nombre total de réclamations	3 140	2 810	2 908	4 189	3 750	3 710

Source : EDF – fichier réclamations

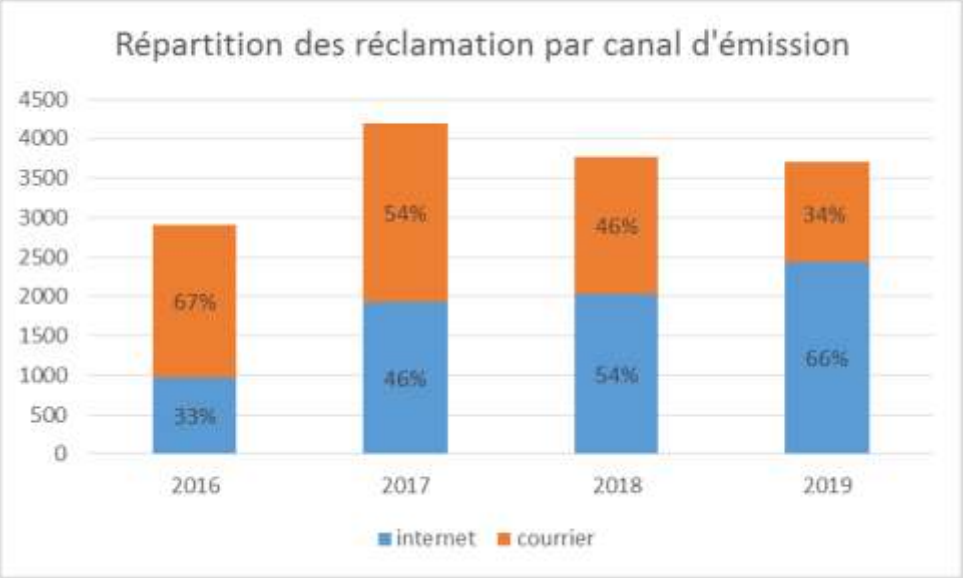
Le volume de **réclamations écrites traitées par EDF** en 2019 est en baisse pour la 2ème année consécutive (-1% par rapport à 2018).

Il reste toutefois à un niveau élevé depuis 3 ans.

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

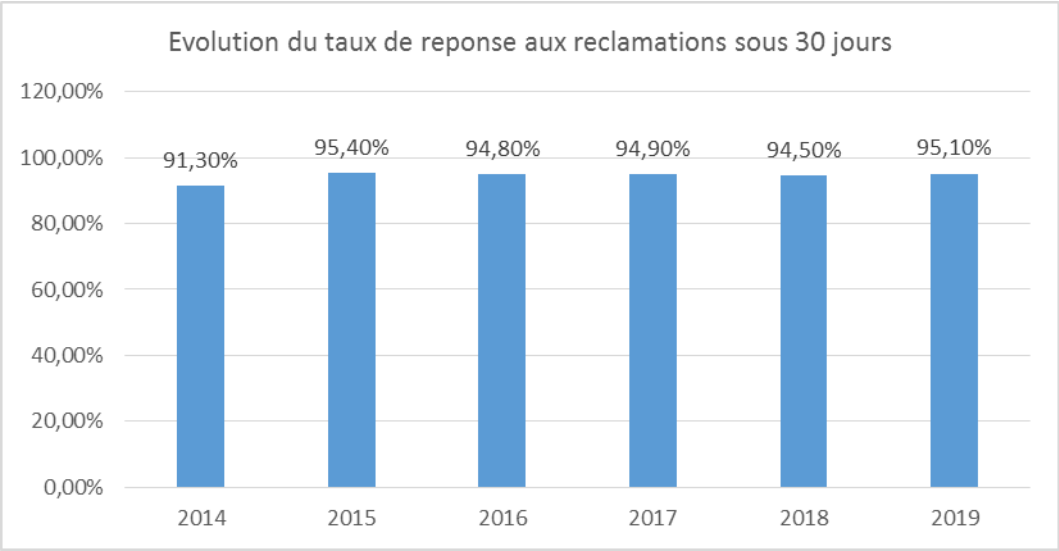
Nous pouvons noter que les questions de raccordement/contrat et l'accueil sont les items qui ont le plus augmenté en 2019. L'accueil avait déjà été signalé en 2017 et 2018 pour sa forte hausse.

Les réclamations faites sur le **site web d'EDF** sont comptabilisées depuis 4 ans et présentées dans les chiffres du contrôle de concession. Elles représentent 66% de l'ensemble et leur part est croissante depuis 4 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 liée à Linky.

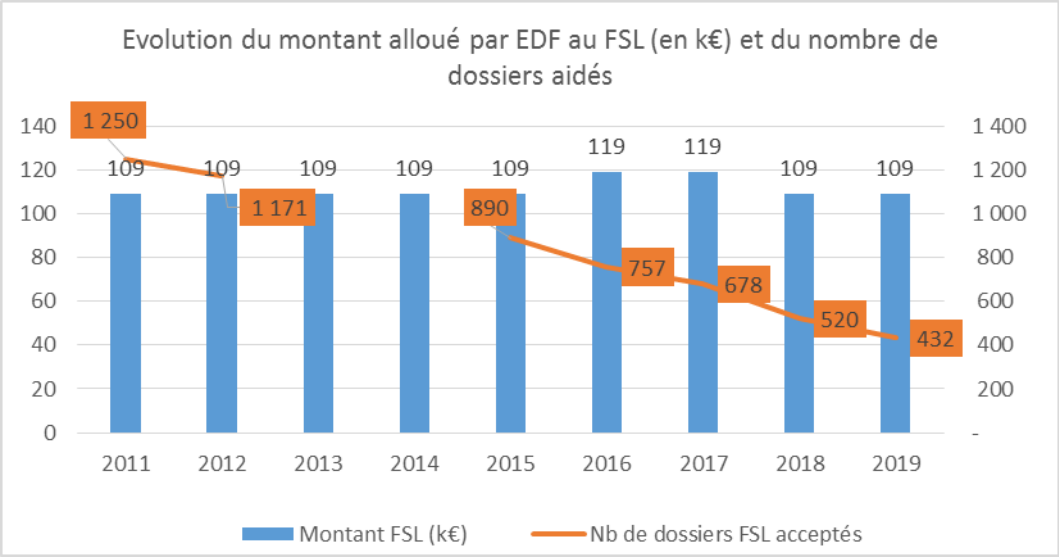


Le taux de réclamations traitées sous 30 jours est transmis à la maille de la concession pour la 4ème année consécutive, contre la maille régionale antérieurement. Il présente un bon niveau (95,1%) et est relativement stable par rapport à l'exercice précédent.

C- 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. Depuis la parution des textes de la Loi Brottes en avril 2013, les clients en situation d'impayés (hors FSL) ne sont plus coupés durant la trêve hivernale, mais leur puissance est réduite à 3kVA voire 2 kVA.

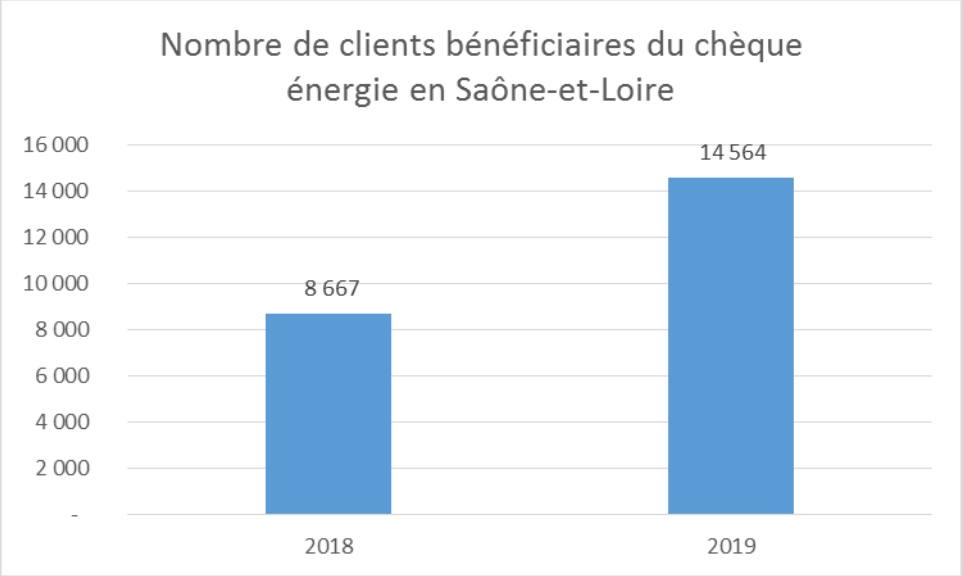


Source : EDF – CRAC ex 2019 et données contrôle ex 2019

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 2019, **14 564 clients ont bénéficié de ce dispositif** auprès d'EDF. Il 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.



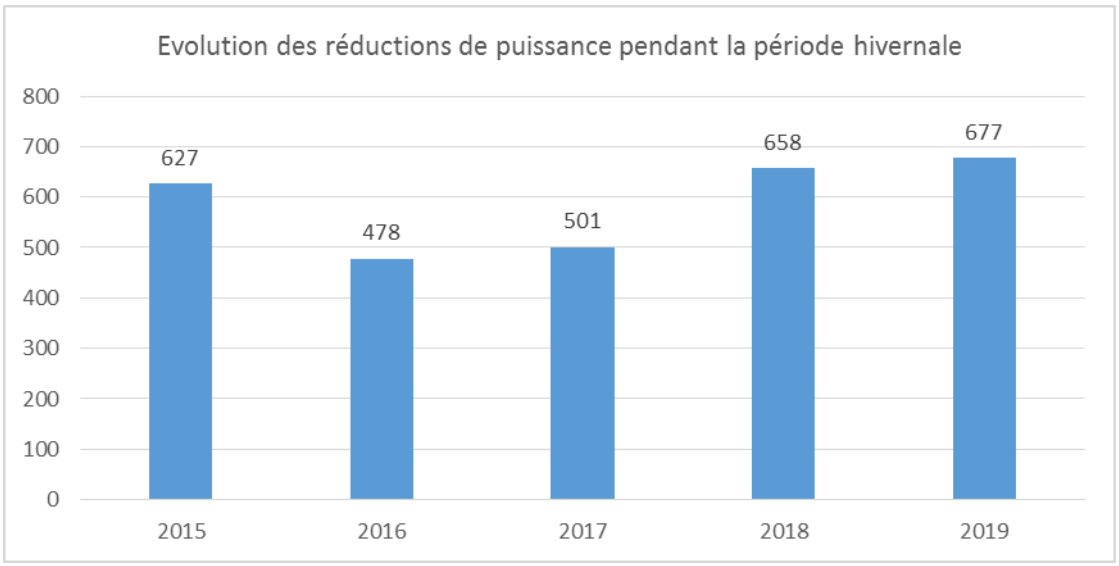
Le **Fonds de Solidarité pour le Logement** (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 109 k€ à fin 2019, stable depuis 2018 et en baisse de 10 k€ par rapport à 2017 ; pour rappel, ce montant avait augmenté de 10 k€ en 2016, suite à une période stable de 5 ans (109 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.

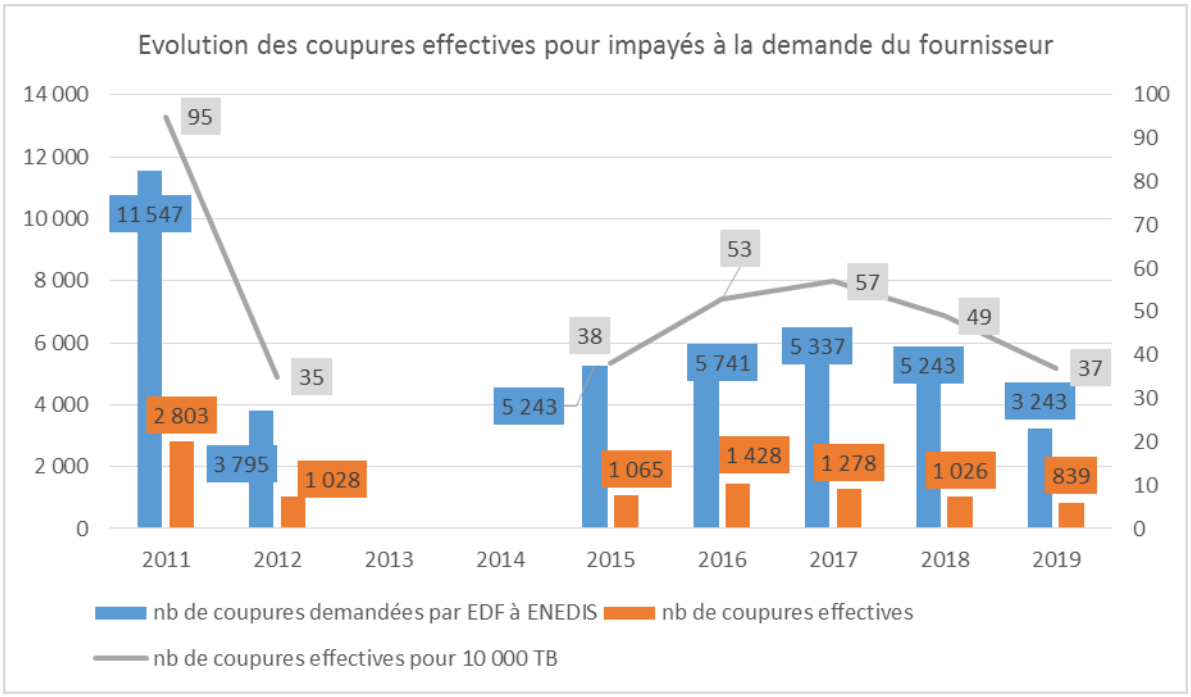
Depuis 2018, les nouvelles règles de compensation fixées par les pouvoirs publics à la suite de la suppression des tarifs sociaux ne permettent plus aux fournisseurs d'énergie d'être compensés intégralement de leurs dotations.

Enfin, notons que les **coupures effectives pour impayés enregistrées par EDF** sont en baisse de 1% sur le dernier exercice pour atteindre 839 (contre 1 026 en 2018). En complément, le nombre de limitations de puissance permettant d'éviter la coupure ferme est resté stable avec 1 186 coupures en 2019 pour 1 241 en 2018.

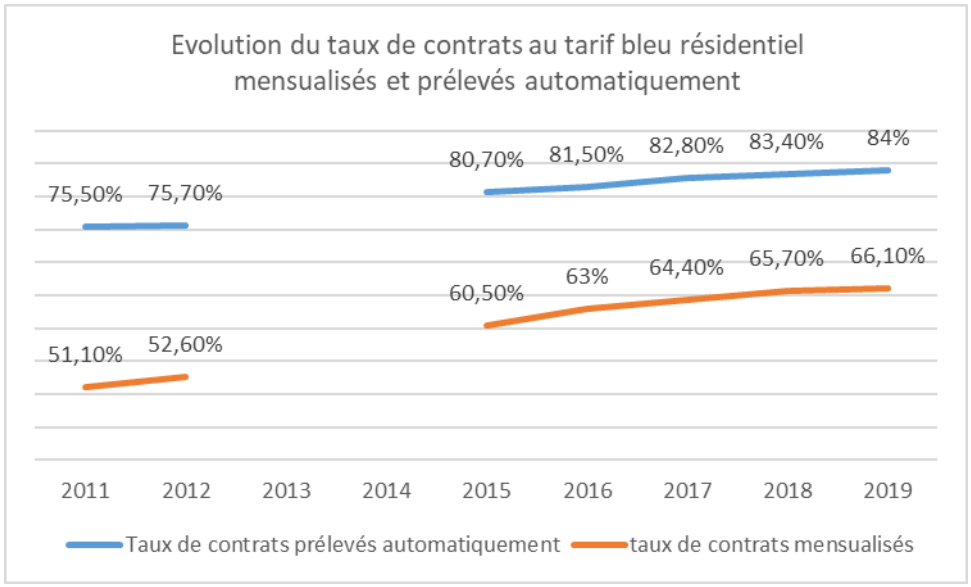
En 2019, EDF a envoyé près de 62 000 lettres uniques de relance suite à retard de paiement.



Source : EDF – CRAC ex 2019



Source : EDF – CRAC ex 2019



Source : EDF – fichier données « EXTERNES » 2019

Les points positifs pour les usagers :

Le volume des réclamations intègre désormais le volume des réclamations faites par internet (ce qui entraine mécaniquement une forte hausse du nombre de réclamation total).

Les points de vigilance pour les usagers :

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

9 – CONCLUSION – RESUME ET POINTS DE VIGILANCE

Le contrôle de l'exercice 2019 a permis de dresser un état des lieux de la concession 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.

Suite à la mission d'audit menée pour l'exercice 2019 par le SYDESL, l'analyse des données fournies par le concessionnaire révèle des améliorations apportées mais également des axes de progrès qui conduisent le SYDESL à maintenir sa vigilance sur certains points d'importance.

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

- 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.

Nous soulignons également les échanges constructifs que nous entretenons avec le concessionnaire, qui a apporté des réponses claires aux questions posées.

Concernant les éléments de la concession, nous constatons que le critère B hors évènement exceptionnel a diminué de 5 minutes.

Cette qualité dans la continuité de fourniture se caractérise également par le respect du Décret « qualité » et par le fait que peu de départs HTA sont en dépassement de seuil de tolérance (6 coupures longues, 30 coupures brèves, 70 coupures très brèves).

Il convient de souligner la hausse globale des investissements du concessionnaire qui sont passés de 26,8 M€ à 27,5 M€ (+ 0,7M€). Ces investissements intègrent toutefois un montant en hausse pour le compteur Linky (+0,7 M€) ainsi que pour les postes sources (+ 3,2M€).

Les investissements pour la performance réseau et les investissements délibérés ont également enregistré une hausse permettant de revenir quasiment au niveau de 2016 et 2017.

Enfin, une hausse des longueurs de réseau mises en service notamment pour motif de renouvellement viennent renforcer le constat précédent.

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

- Renouvellement des ouvrages :
  - La hausse globale des investissements est expliquée par le compteur Linky et les investissements postes sources. Et non pas une hausse des investissements sur le réseau. Ne disposant pas du détail de la ventilation des investissements poste source par type de travaux, il est impossible pour le SYDESL d'apprécier l'évolution des investissements de modernisation consacrés purement au réseau.
  - Les investissements ont augmenté par rapport à l'année 2018 qui avait enregistré une forte baisse. Le niveau constaté en 2019 permet à peine de retrouver le niveau de 2017. Il ne permet également pas de retrouver les niveaux constatés en 2014 et 2015.

Le SYDESL attend une remise à niveau de ces investissements sur le réseau (sans compter Linky et postes source), en priorisant les travaux de renouvellement des lignes HTA et BT.

- 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.
- La valorisation des remises gratuites (VRG) par le concessionnaire pose un véritable problème dans la mesure où l'écart se creuse avec le montant payé par l'AODE. En 2019, il atteint plus de 600k€ représentant 7% des sommes financées par le SYDESL. La tenue de réunion sur le sujet ne permettent pas de trouver de solution bien que l'AODE ait fait un effort important d'organisation et de remise de « fiches VRG » permettant à Enedis une meilleure prise en compte des dépense.

- La qualité de fourniture :
  - Rétablir la qualité de tension des réseaux HTA : 3 départs HTA sortent en contrainte de tension dont 1 départ (BUXYN) en contrainte était déjà constaté lors de l'exercice précédent ;
  - Dégradation du critère B liée à un évènement exceptionnel mais également à des incidents sur le réseau HTA par usure et défaillance de matériel qui soulignent la vétusté des ouvrages ;
  - Dégradation de différents indicateurs de continuité (hausse du nombre d'interruptions pour incidents, part des incidents de plus en plus importante dans le critère B) ;
  - Le niveau des réclamations reste élevé

- La fourniture de données :

En particulier, le SYDESL attend des concessionnaires 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 fiches de poste avec détail de rattachements et états électriques,
- Les courbes de charges des postes sources et des postes HTA / BT,
- Le critère B par commune,
- Inventaire avec origine de financement,
- 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 dans le SIG,
- Données de consommation non agrégées et données des installations de production y compris détaillées pour les sites isolés,
- Données Linky sur l'état du réseau (à venir).

Pour le contrôle 2020, le SYDESL a identifié les points d'attention qui pourront porter sur :

- Le suivi des investissements : le SYDESL mènera un diagnostic de la qualité de la desserte en électricité permettant d'estimer les besoins d'investissement et de modernisation des réseaux,
- La valorisation des remises gratuites
- Le déploiement du compteur Linky,
- Le suivi du programme des opérations de PDV. Le SYDESL souhaite pouvoir suivre les tronçons traités dans le SIG et dans la base technique,
- L'accès aux données manquantes.

SYDESL

SYNDICAT DÉPARTEMENTAL
ÉNERGIE SAÔNE-ET-LOIRE

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!