
*Analyse des Comptes-Rendus d'Activité de Concession
de distribution d'électricité*

~
Exercice 2020

Une étude inédite sur un échantillon représentatif du réseau de distribution d'électricité concédé à Enedis.

L'échantillon étudié est constitué par les données collectées dans 143 Comptes Rendus d'Activité de Concession de distribution d'électricité (CRAC), remis par Enedis pour l'exercice 2020 à des autorités organisatrices de ce service public, et qui les ont communiqués en vue d'établir cette analyse.

Table des matières

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1- Qualification de l'échantillon analysé..... | 2 |
| a. Production raccordée au réseau de distribution (RPD)..... | 2 |
| b. Les usagers du réseau de distribution (RPD)..... | 4 |
| c. Régime urbain versus rural au sens de l'électricité..... | 5 |
| 2- État du réseau des concessions visées dans l'échantillon..... | 6 |
| a. État technique du réseau HTA : la part de réseau HTA aérien..... | 6 |
| b. État technique du réseau BT : la part de réseau BT fils nus..... | 9 |
| c. État technique des postes HTA BT : les cabines hautes et les postes sur poteau..... | 12 |
| d. La continuité de la desserte électrique..... | 15 |
| 3- LINKY et SMART Grid..... | 17 |
| 4- Les investissements..... | 19 |
| a. La répartition des investissements par type d'ouvrage..... | 20 |
| b. La répartition des investissements par finalité..... | 20 |
| c. Part des renouvellements financés par les provisions pour renouvellement (PR) et l'amortissement des financements du concédant (AFC)..... | 21 |
| 5- La situation économique des concessions de distribution d'électricité..... | 26 |
| 6- Le patrimoine des concessions de distribution d'électricité..... | 33 |
| 7- Conclusions..... | 38 |
| ANNEXE..... | 40 |

**ETUDE REALISEE PAR STEPHANE BALY
VERSION DU 5 JANVIER 2023**

1- Qualification de l'échantillon analysé

a. Production raccordée au réseau de distribution (RPD)

La représentativité de l'échantillon est acquise, celui-ci représente 90% de la puissance injectée sur le réseau de distribution électrique (RPD) et 85% des installations de production raccordées au RPD.

| Puissance raccordée au RPD en GW | 2019 | 2020 | |
|------------------------------------------|-------------|-------------|---------------------------------------------------------|
| PV | 7,4 | 8,3 | Sur 11,2 GW ¹ installés en France à fin 2020 |
| Eolien | 12,9 | 13,6 | Sur 17,8 GW installés en France à fin 2020 |
| Hydraulique | 1,3 | 1,2 | |
| Biomasse, biogaz, cogénération... | 3,8 | 4,1 | |
| Total sur l'échantillon analysé | 25,5 | 27,1 | |
| Communication Enedis² | 28,3 | 30,2 | |

| Nombre d'installations raccordées au RPD | 2019 | 2020 |
|-------------------------------------------------|----------------|----------------|
| PV | 367 074 | 398 595 |
| Eolien | 1 612 | 1 665 |
| Hydraulique | 1 916 | 1 941 |
| Biomasse, biogaz, cogénération... | 1 639 | 1 878 |
| Total sur l'échantillon analysé | 372 241 | 404 079 |
| Communication Enedis | 441 599 | 475 657 |

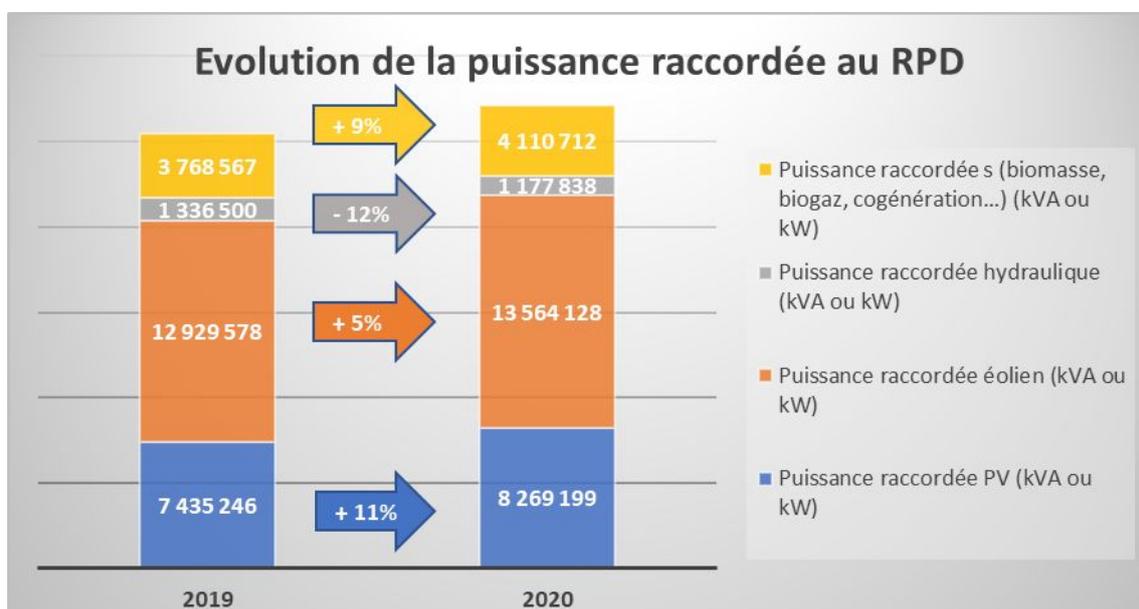
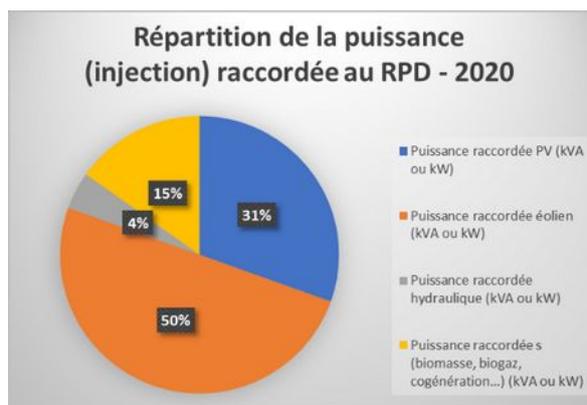
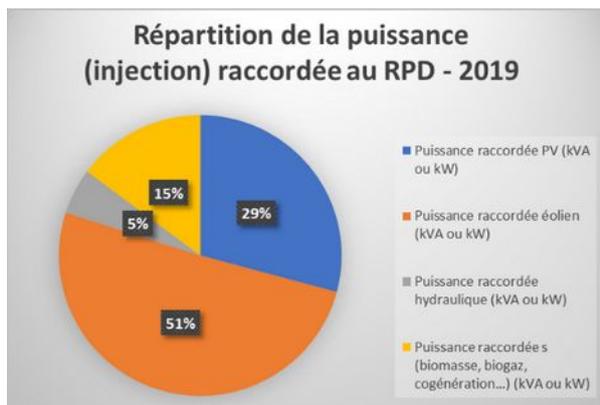
L'analyse de l'échantillon montre que 99% des installations sont des installations PV, ces installations ne concernant qu'un tiers de la puissance raccordée.

La moitié de la puissance raccordée est de la production éolienne.

Ces constats sont vrais en 2019 comme en 2020.

1 http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/html/energie_renouvelable_france/ObservER-Barometre-EnR-Electrique-France-2021.pdf

2 <https://data.enedis.fr/pages/accueil/?id=dataviz-le-mix-par-enedis-parc>



L'évolution de la puissance raccordée entre 2019 et 2020 est la plus forte en PV.

La puissance moyenne par type d'installation varie selon le mode de production et est cohérente avec le niveau de tension de raccordement, BT en PV et HTA pour les autres modes de production :

| | Puissance moyenne par installation |
|------------------------------------------|-------------------------------------------|
| PV | 20 kVA |
| Éolien | 8 MW |
| Hydraulique | 2 MW |
| Biomasse, biogaz, cogénération... | 2 MW |

Il conviendrait de poursuivre cette analyse sur une plus longue période, en compilant les CRAC sur un plus grand nombre d'exercices.

Cependant, le peu d'informations produites dans les CRAC sur la production locale empêche une analyse plus approfondie.

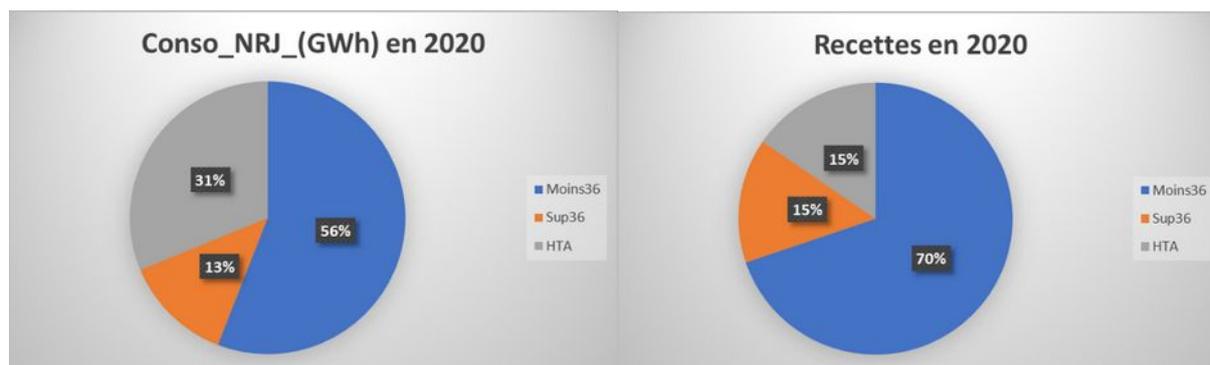
b. Les usagers du réseau de distribution (RPD)

| | Données nationales Enedis ³ | | Échantillon des 143 CRAC 2020 | | Validité de l'échantillon | |
|-------------|----------------------------------------|-----------|-------------------------------|-----------|---------------------------|--------------|
| | Nbre de sites | Conso GWh | Nbre de sites | Conso GWh | Nbre de sites | Conso en GWh |
| 2019 | 37 354 756 | 342 781 | 31 454 516 | 292 363 | 84% | 85% |
| 2020 | 37 543 609 | 331 938 | 32 172 021 | 281 481 | 86% | 85% |

L'échantillon représente 85% des sites et de l'énergie acheminée par Enedis : la représentativité de l'échantillon est confirmée.

Sur les 31 millions d'usagers du réseau exploité par Enedis, 99% ont souscrit pour une puissance inférieure à 36 kVA.

La répartition des recettes et de la consommation (donc de la sollicitation du réseau) est différenciée selon les niveaux de puissance ou le niveau de tension.



Répartition des consommations et des recettes en fonction du niveau de puissance

On constate que les usagers raccordés en BT pour une puissance supérieure à 36 kVA consomment 13% de l'énergie totale acheminée pour une part équivalente (15%) de la recette d'acheminement.

Cet équilibre entre part de la consommation et part des recettes n'est pas observée pour les deux autres catégories d'usagers :

- Les usagers raccordés en HTA consomment 31% de l'énergie pour 15% des recettes ;
- Tandis que les usagers raccordés en BT pour une puissance inférieure au égale à 36 kVA consomment 56% de l'énergie acheminée pour 70% des recettes.

3 <https://data.enedis.fr/pages/accueil/?id=dataviz-consommation-et-thermosensibilite>

Si l'on peut comprendre que les usagers raccordés en HTA ne sollicitent pas le réseau BT et donc ne participent pas à la couverture des charges de cette partie du réseau, on constate que les usagers BT ne supportent pas de manière équivalente les charges pour l'accès au réseau BT.

Il ressort que les usagers BT ≤36 kVA sont mis plus largement à contribution. Les usagers HTA ne participent pas (ou marginalement) aux coûts (probablement ceux induits par le réseau BT).

Ces constats interrogent sur la portée de la péréquation entre les usagers du réseau. A noter que le volume d'énergie consommé est un indicateur parmi d'autres. Les coûts du réseau sont aussi liés à la puissance et à des coûts fixes (comptage, etc.) proportionnellement plus importants pour les usagers du segment C5.

La péréquation n'est pas uniquement garantie par l'uniformité du prix sur un territoire, elle se définit également comme la répartition des charges entre les usagers d'un service. Le calcul du TURPE 5 pour les différents tarifs sont disponible sur le site de la CRE⁴.

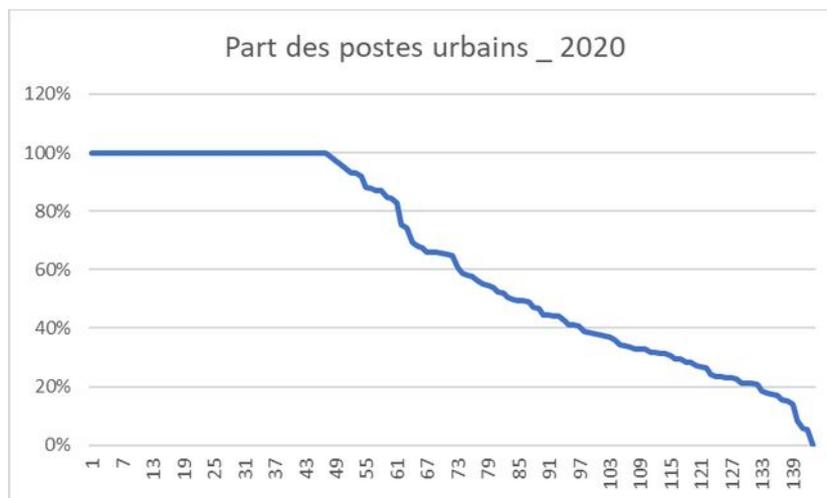
Ainsi, un usager raccordé en BT pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA a un coût d'acheminement moyen de 50 €/MWh contre moins de 20 €/MWh pour un usager raccordé en HTA.

c. Régime urbain versus rural au sens de l'électricité

La part des communes rurales et urbaines d'une concession n'est pas renseignée dans le CRAC. Néanmoins, la répartition des postes HTA-BT entre zone urbaine et zone rurale est portée sur chaque CRAC.

Sur 143 concessions de l'échantillon, 43 (30%) sont totalement urbaines (sans zone rurale au sens de l'électricité) tandis que 36 (25%) de ces concessions comprennent moins de 1/3 de leurs postes HTA BT en zone urbaine.

4 <https://www.cre.fr/Pages-annexes/open-data>



Pourcentage par concession des postes HTA-BT situé en zone urbaine par rapport au total des postes HTA-BT

L'échantillon comprend une part non négligeable de concessions dites « rurales », pour lesquelles l'AODE exerce la maîtrise d'ouvrage pour les travaux de raccordement et de renforcement. Cependant, **la part de concessions urbaines (la MOA est exercée par Enedis, à l'exception des travaux liés à l'esthétique des réseaux) est légèrement prépondérante.** Au global, il y a une répartition quasi équitable (47% versus 53%) entre postes urbains et postes ruraux.

2- État du réseau des concessions visées dans l'échantillon

a. État technique du réseau HTA : la part de réseau HTA aérien

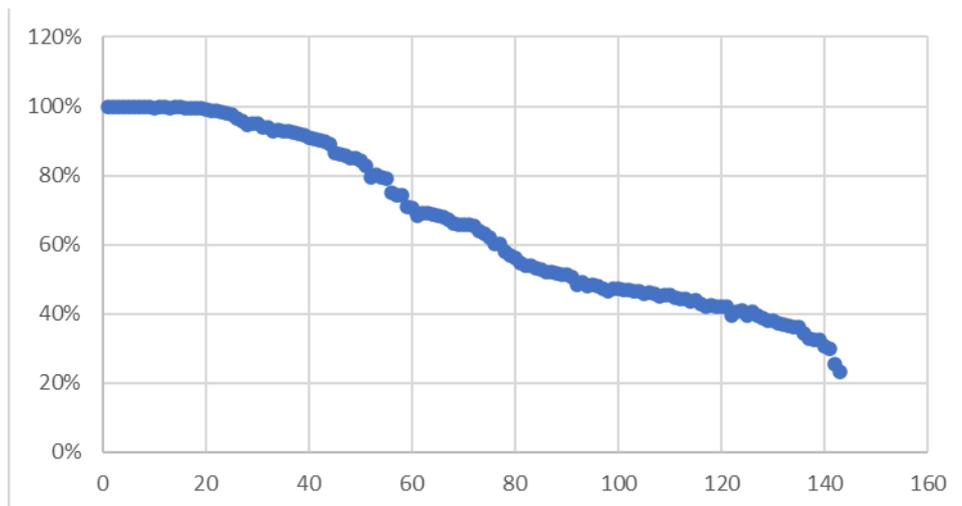
Les 143 concessions de l'échantillon comprennent 570 000 km de réseau HTA, répartis par moitié entre aérien et souterrain.

Le réseau aérien est quasi exclusivement en réseau nu, le torsadé représente moins de 0,5% du linéaire de réseau aérien.

La répartition entre réseau aérien et réseau souterrain n'est pas uniforme sur les 143 concessions.

Plus de la moitié des 143 concessions comprennent un réseau HTA enfoui pour les 2/3 de sa longueur. Les 143 concessions comportent une part de zone urbaine pouvant expliquer ce constat.

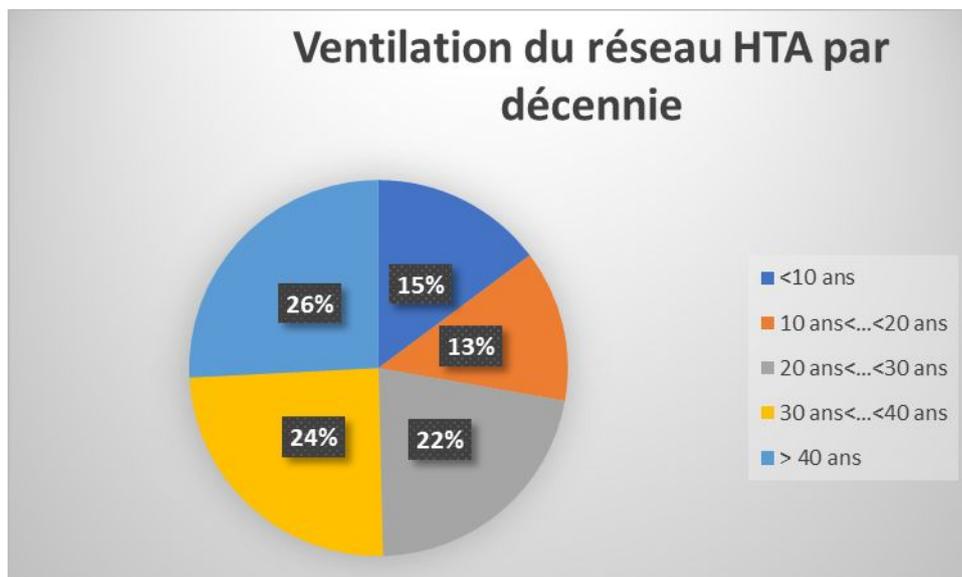
La variation de longueur du réseau HTA entre 2019 et 2020 est faible : +1%. Plus précisément, 8 000km de réseau HTA souterrain ont été posés en 2020 (+3%) et 1 180km de réseau HTA aérien ont été déposés (-0,4%).



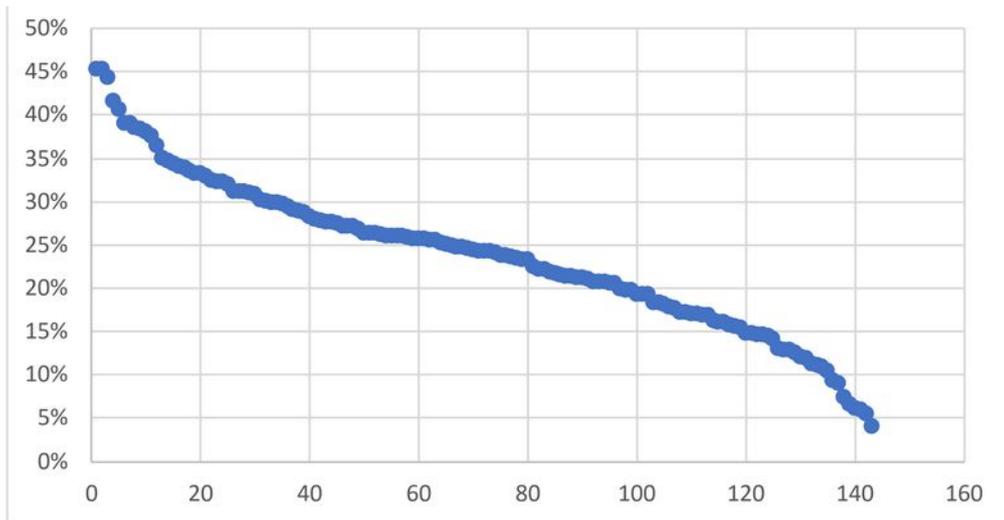
Pourcentage par concession du réseau HTA souterrain

Le réseau HTA s'étend, en souterrain. Les nouveaux sites ENR étant toujours raccordés en HTA souterrain, cette extension est largement liée à l'augmentation de la production. Le réseau aérien n'est pas remplacé par du souterrain.

1/4 du réseau HTA a plus de 40 ans et la moitié plus de 30 ans.

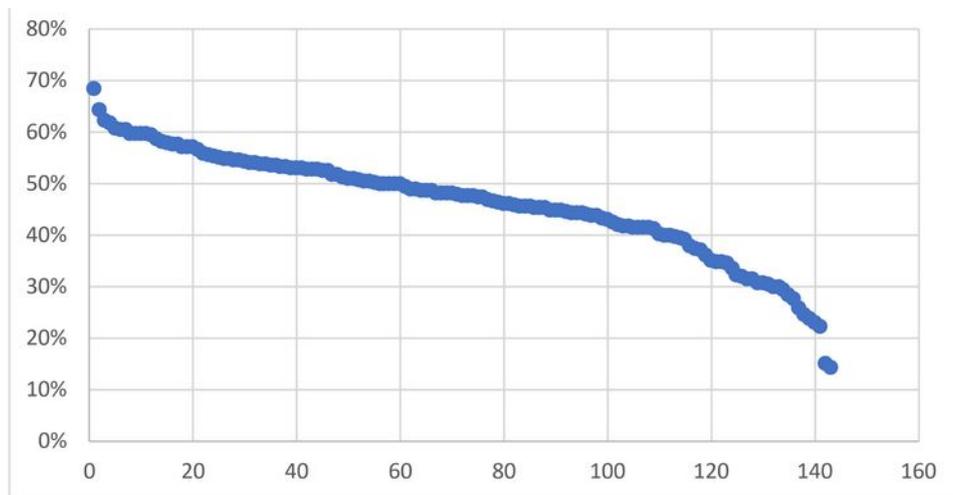


Le ratio est variable selon les concessions : 20 d'entre elles ont plus d'1/3 de leur réseau HTA âgé de plus de 40 ans.



Pourcentage par concession du réseau HTA agé de plus de 40 ans

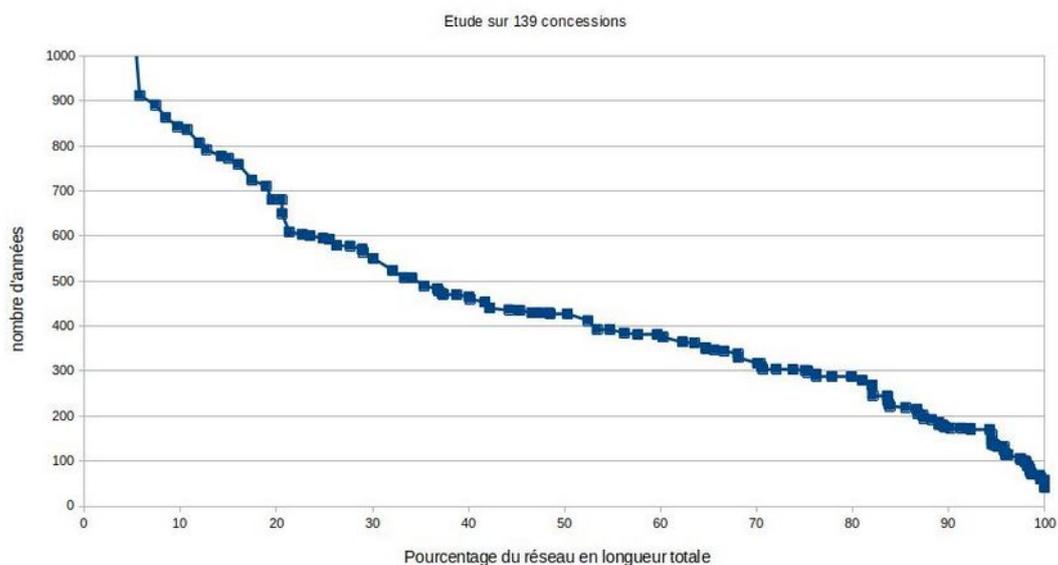
Si l'on s'intéresse à la part de réseau HTA qui a, fin 2020, plus de 30 ans, les ratios sont plus élevés : pour la moitié des concessions de l'échantillon, plus de 50% du réseau a plus de 30 ans. **288 000km du réseau HTA ayant plus de 30 ans fin 2020, les besoins en renouvellement sont considérables.**



Pourcentage par concession du réseau HTA agé de plus de 30 ans

Pourtant, on constate un rythme de renouvellement très lent puisqu'au rythme de l'année 2020, **la moitié de la longueur du réseau serait renouvelé en 427 années.** 20% du réseau nécessiterait pour être renouvelé plus de 681 années et 10% plus de 840 années.

La courbe monotone représente la distribution du rythme de renouvellement par un classement des valeurs par ordre décroissant.

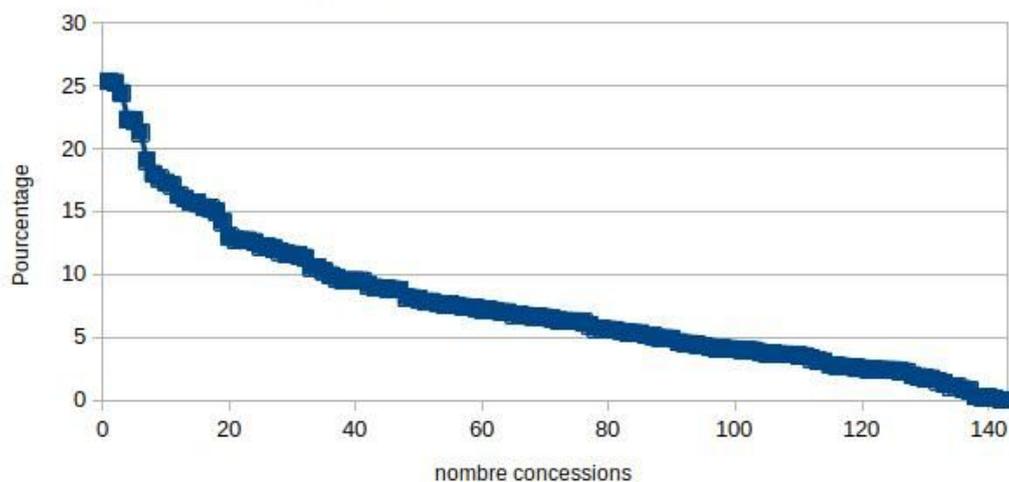


Rythme de renouvellement du réseau HTA (moyenne des années 2019-2020) en nombre d'années et fonction du pourcentage du linéaire total du réseau HTA concédé

Le calcul du rythme de renouvellement du réseau HTA pour les années 2019 et 2020 a été établi sur 139 concessions (et non 143)⁵.

b. État technique du réseau BT : la part de réseau BT fils nus

Les 143 concessions de l'échantillon comprennent 636 200 km de réseau BT, répartis par moitié entre aérien (53%) et souterrain (47%). Le réseau aérien BT en fils nus représente 8% de la longueur totale du réseau BT, dont 1/4 en faible section (2% de la longueur totale).



Pourcentage par concession du réseau en fil nu par rapport à la longueur totale du réseau BT

5 Données indisponibles pour les CRAC de Fabregues, Montferrier sur Lez, Le Croisic et Perols)

20 parmi les 143 concessions comprennent un réseau BT aérien en fils nus pour 15% ou plus de la longueur totale du réseau BT.

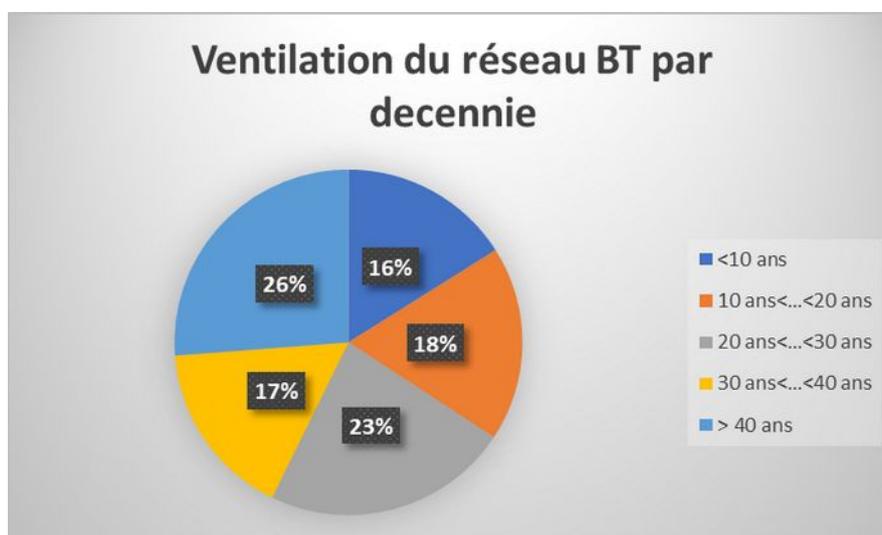
La longueur totale du réseau BT a peu varié de 2019 à 2020 (+1%). Ce solde légèrement positif est le résultat de la pose de réseau BT souterrain et torsadé et la dépose de réseau BT en fils nus.

Au rythme observé en 2020, il faudra 11 ans pour effacer tout le réseau BT en faible section et 18 ans pour effacer la totalité du réseau BT en fils nus.

En effet, alors qu'on dénombrait 49 440 km de réseau BT aérien en fils nus en 2020, entre 2019 et 2020, 2711 km ont été retirés de l'inventaire. Cette partie du réseau BT (fils nus) se renouvelle « plus vite » que le reste du réseau BT mais ne représente que 8% de la longueur totale de réseau BT.

Cependant, on constate que, selon les données indiquées dans le CRAC, le réseau BT est plus « jeune » que le réseau HTA. Plus précisément, si la moitié du réseau HTA a plus de 30 ans, ce n'est le cas que pour 43 % du réseau BT. On observe un écart équivalent pour la part du réseau de moins de 20 ans : 28 % du réseau HTA contre 34 % du réseau BT.

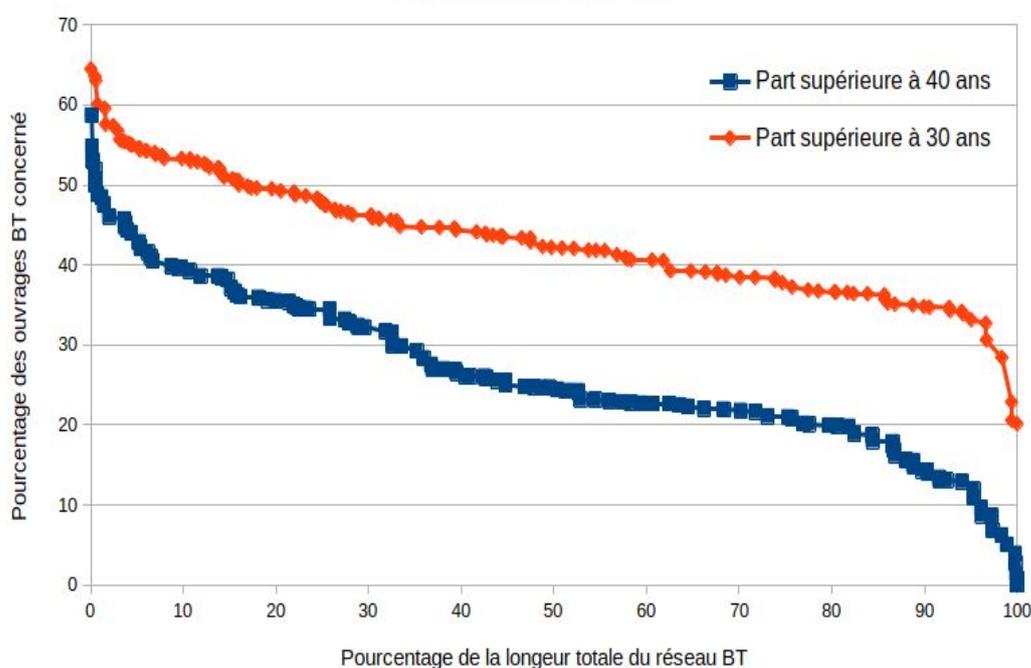
1/4 du réseau BT a plus de 40 ans.



Ce constat n'est pas cohérent avec la réalité : le réseau HTA a été déployé massivement dans les années 1980 - 1990 en aval des postes sources construits durant cette même période. Le réseau BT est lui plus ancien, parfois antérieur à 1946.

Enfin, le renouvellement du réseau HTA antérieur à 1980 (i.e. les câbles isolés en papier imprégné, ou CPI) est mené depuis plus de 10 ans à présent, tandis que le

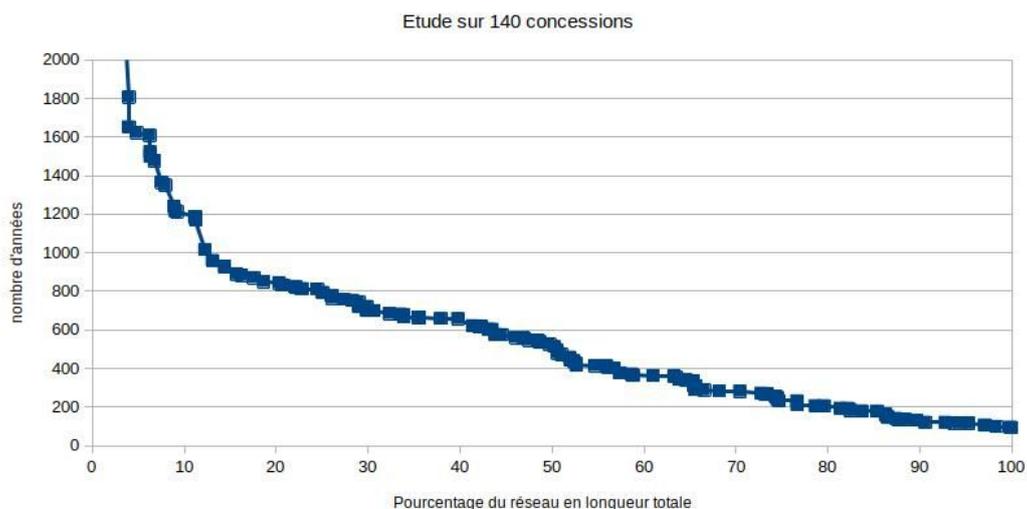
renouvellement du réseau BT ancien (fils nus et câbles CPI) n'a, de loin, pas eu la même ampleur.



Pourcentage des ouvrages BT concédés âgés de plus 30 et 40 ans en fonction du pourcentage du linéaire total du réseau BT

Ainsi, on peut s'interroger sur la fiabilité de date de mise en service du réseau BT reportée dans les états d'inventaire technique.

Le rythme de renouvellement du réseau BT est également très lent : on observe en effet **un rythme médian à 520 années** (à comparer aux 427 années pour le réseau HTA) et 10% de la longueur du réseau BT nécessiterait dans plus de 1 200 années pour être renouvelé. Depuis quelques années, les investissements de remplacement ont été substitués par des investissements limités dits de « prolongation de durée de vie ».



Rythme de renouvellement du réseau BT (moyenne des années 2019-2020) en nombre d'années en fonction du pourcentage du linéaire total du réseau BT concédé

Le calcul du rythme de renouvellement du réseau BT pour les années 2019 et 2020 a été établi sur 140 concessions (et non 143)⁶.

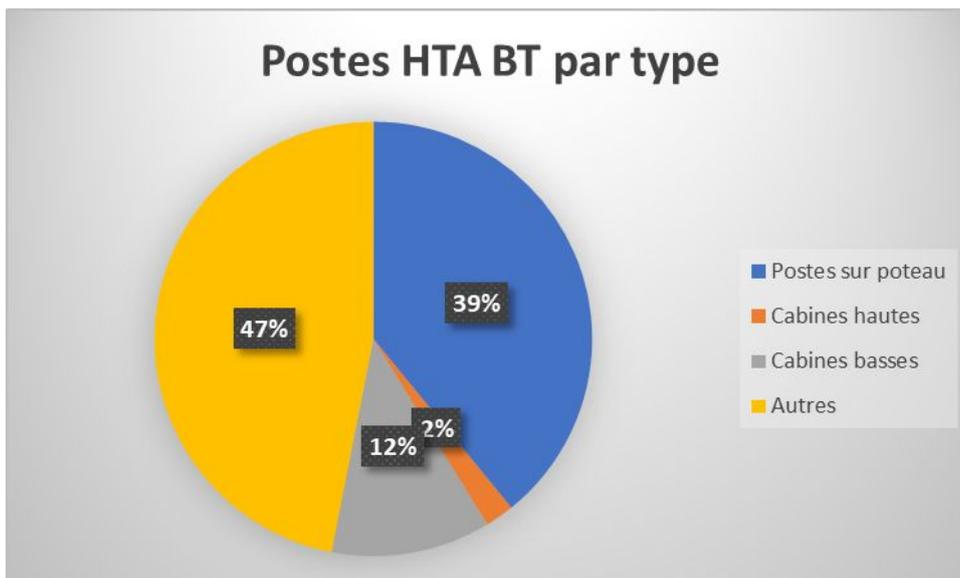
c. État technique des postes HTA BT : les cabines hautes et les postes sur poteau

L'échantillon des 143 concessions regroupe 702 064 postes HTA BT à fin 2020, dont 53% sont des postes ruraux (au sens de l'électricité).

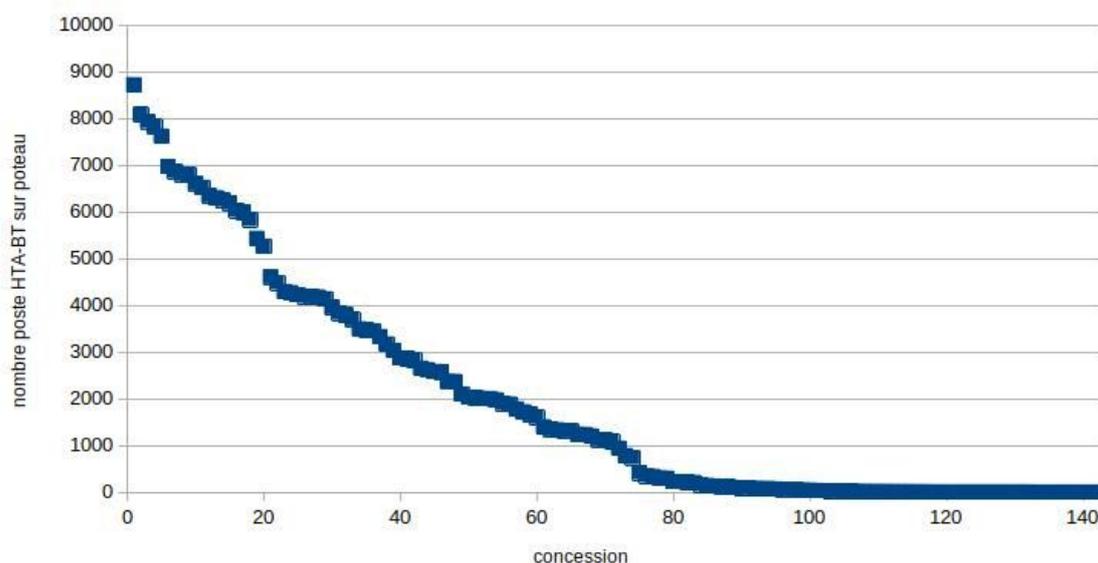
Dans cette configuration d'une population de poste répartie de manière quasi équivalente entre rural et urbain, la répartition par type de postes montre :

- 39% de postes sur poteaux : ces postes sur poteaux étant en zone rurale pour leur quasi-totalité, on peut considérer qu'environ 70% des postes en zone rurale sont des postes sur poteaux
- Il reste 15 009 cabines hautes. Leur nombre diminue avec lenteur. Au rythme observé en 2020, il faudra encore 37 ans pour supprimer ces postes et les remplacer par des ouvrages mieux insérés dans l'environnement et plus récents.

⁶ Données indisponibles pour les CRAC d'Indre, Moissy Cramayel et Grand Paris Sud.

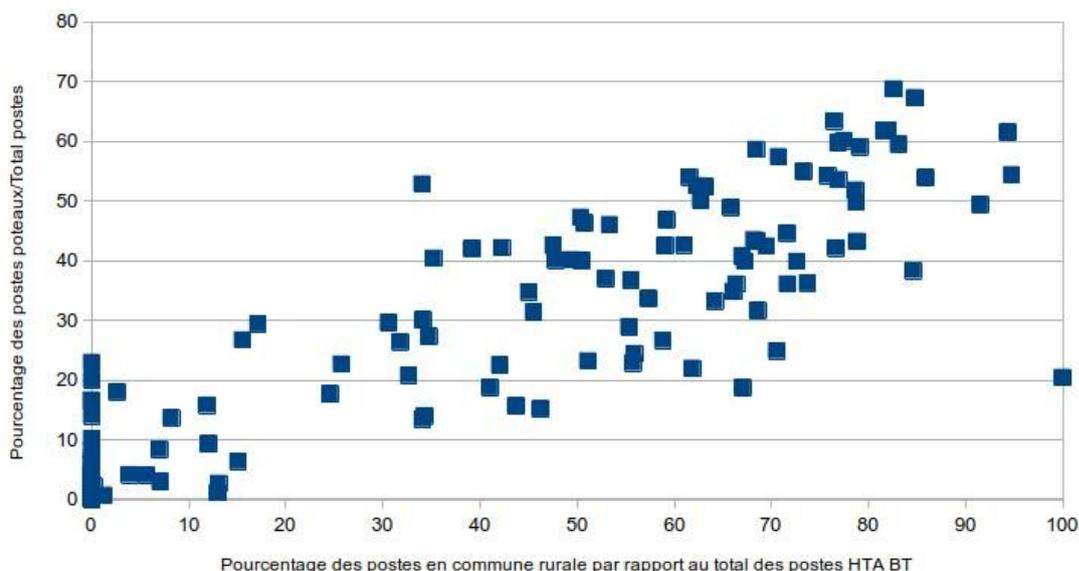


Répartition des postes HTA-BT par type



Nombre de postes HTA-BT sur poteau par concession

Les concessions SDE 22 et SIEM 49 comportent chacune plus de 8000 postes HTA-BT sur poteau.



La directive Européenne *ecodesign* impose une amélioration de l'efficacité énergétique des produits qu'elle couvre. La réglementation 548/2014 du 21 mai 2014 définit des exigences de performance en matière de niveau de pertes pour la mise sur le marché ou la mise en service de transformateurs d'une puissance minimale de 1 kVA utilisés dans des réseaux de transport et de distribution d'électricité à 50 Hz ou pour des applications industrielles⁷. Pour les travaux neufs, du fait des contraintes de taille et de poids de ces transformateurs, il y a une incompatibilité structurelle avec les installations poteaux actuelles (poids supérieur à 550 kg voire taille supérieure aux spécifications des installations poteaux).

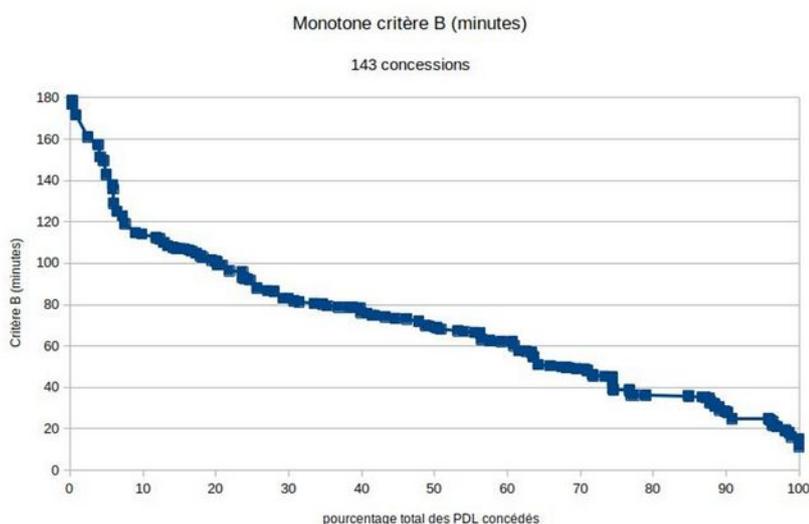
⁷ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:32014R0548&from=PL>

d. La continuité de la desserte électrique

Enedis publie le critère B (temps moyen de coupure par usager BT en min) au niveau national :

| Exercice | Critère B en min |
|-----------------|-------------------------|
| 2019 | 64 |
| 2020 | 58 |
| 2021 | 56 |

Pour les 143 concessions de l'échantillon, la monotone du critère B pour l'année 2020 se présente comme suit :



Temps de coupure (critère B) en minutes en fonction du total des PDL concédés

On note que 10% des usagers de ces 143 concessions (qui représentent 85% des usagers nationaux desservis par un réseau exploité par Enedis) ont un critère B supérieur à 113 minutes. 40% d'entre eux ont un temps moyen de coupure supérieur à 80 minutes.

Il est possible de calculer le critère B pour les usagers des 143 concessions, soit sur 85% des usagers desservis par un réseau exploité par Enedis et de le comparer avec les données nationales publiées par Enedis.

| | 2019 maille de 85% des usagers | 2020 maille de 85% des usagers |
|-------------------------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Critère B - RTE | 1,5 mn | 2,8 mn |
| Critère B - PS | 1,9 mn | 1,7 mn |
| Critère B - incidents HTA | 38 mn | 32,4 mn |
| Critère B - incidents BT | 11,6 mn | 10,2 mn |
| Critère B - travaux HTA | 8,7 mn | 9,4 mn |
| Critère B - travaux BT | 6 mn | 5,8 mn |
| Critère B - hors événements exceptionnels | 67,6 mn | 62,2 mn |
| Critère B - toute cause confondue | 100,6 mn | 70,7 mn |
| Critère B sur événement exceptionnel | 33 mn | 8,5 mn |
| Critère B - hors événements exceptionnels et hors RTE | 66,1 mn | 59,4 mn |
| Critère B national publié par Enedis ⁸ | 64 mn | 58 mn |

Le critère B national publié par Enedis vise le critère B hors événement exceptionnel et hors incident RTE⁹. Du point de vue du consommateur final, qui a une coupure quelque soit son origine, seul le critère B reflète la continuité de service.

Le temps de coupure, généré par des événements qualifiés comme exceptionnels, peut cependant prendre des proportions importantes, comme on peut le voir en 2019 où, à la maille de 85% des usagers desservis par Enedis, ces événements accroissent de 50% le temps de coupure des usagers du réseau.

Les écarts observés entre le critère B publié par Enedis et celui établi pour 85% des usagers desservis par Enedis peuvent s'expliquer par la différence entre les territoires considérés.

⁸ <https://www.data.gouv.fr/fr/datasets/duree-moyenne-de-coupure-par-client-bt/>

⁹ La régulation incitative mise en place par la CRE dans le tarif (TURPE) vise les événements « hors incidents consécutifs aux événements exceptionnels et hors causes liées au réseau public de transport (ou aux délestages) ». Elle prévoit pour la période 2021 à 2024 (TURPE 6) une incitation financière de 6,4M€/mn en plus ou en moins, par rapport à un objectif fixé à 62mn. Ainsi, en 2021, Enedis annonce un critère B de 56 mn soit un bonus à verser à Enedis de 38 M€.

Ce mécanisme est instauré depuis 2009 et a ainsi conduit à :

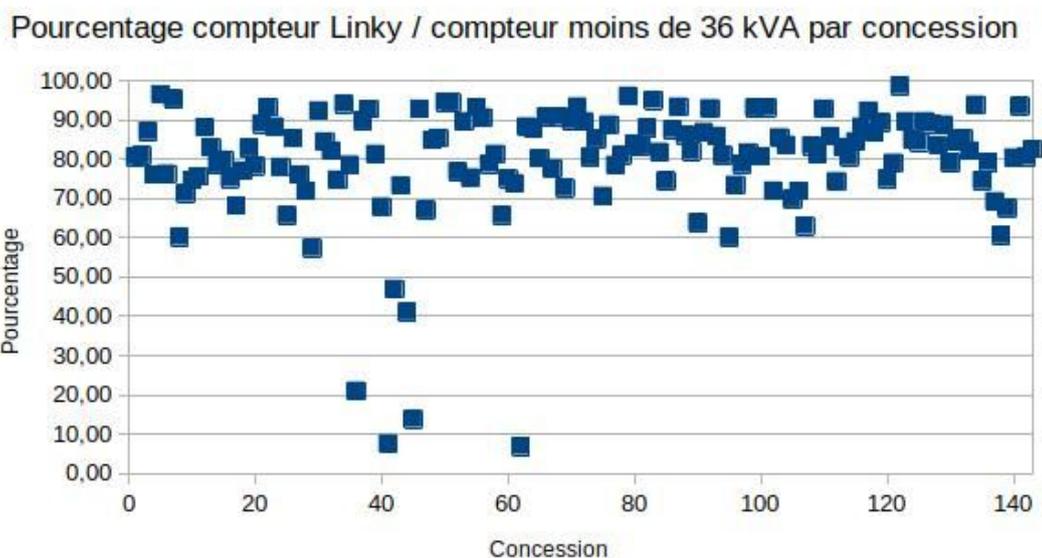
- Un malus d'1M€ en 2017
- Un bonus d'1M€ en 2018
- Un malus de 8M€ en 2019
- Un bonus de 23M€ en 2020
- Un bonus de 38M€ en 2021

On peut ainsi établir le critère B des 15% des usagers des concessions non retenues dans l'échantillon :

| | Critère B national (Enedis) - HIX¹⁰ et hors RTE | Critère B HIX et hors RTE - 85% des usagers | Critère B HIX et hors RTE - 15% des usagers (déduit des 2 précédents) |
|-------------|-------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| 2019 | 64 mn | 66,1 mn | 52 mn |
| 2020 | 58 mn | 59,4 mn | 49,8 mn |

Conséquence du changement climatique, l'intensité et la récurrence de certains épisodes météorologiques (canicule, orages, inondations) pourront entraîner une augmentation des événements exceptionnels.

3- LINKY et SMART Grid

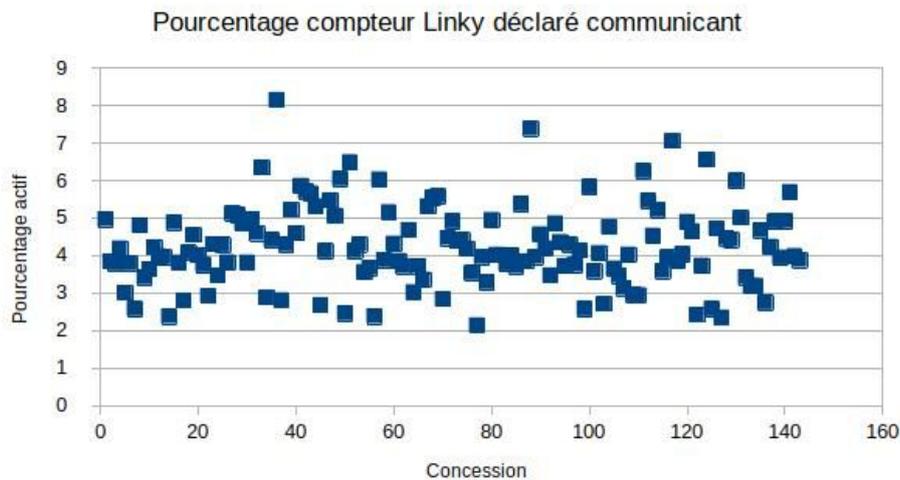


Pourcentage par concession de compteur Linky par rapport au nombre de compteur de moins de 36 kVA

Si le déploiement du compteur Linky atteint en moyenne 79% des compteurs de moins de 36 kVA, communicants à 97 % en moyenne, l'activation du compte client reste faible avec en moyenne 4 % du parc où la fonctionnalité est activée.

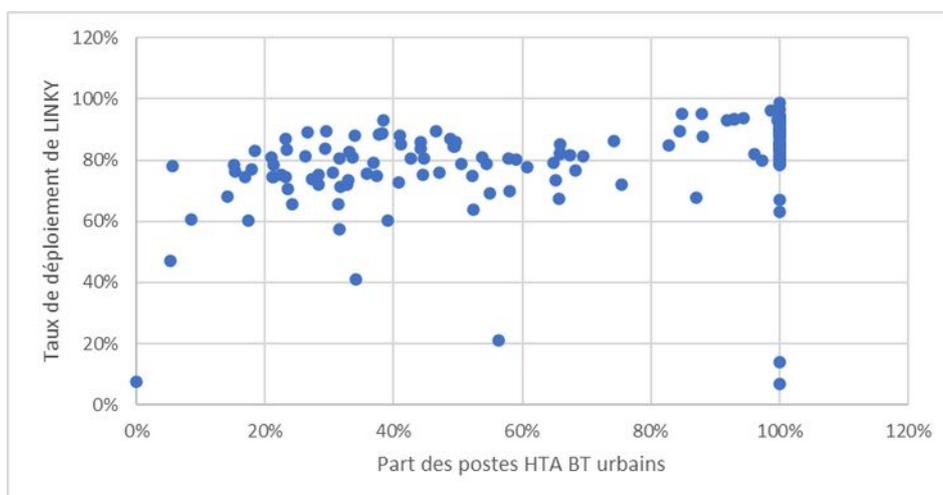
L'activation d'un compte client n'est sans doute pas le critère le plus pertinent. En effet, le partage de la courbe de charge à pas de 30 minutes ne nécessite pas l'activation du compte client. Une autorisation du client à son fournisseur d'électricité est suffisante.

10 Le critère B HIX représente le temps moyen de coupure, hors événement exceptionnel.



Le taux de PDL ouverts à tous les services Linky (compteur déclaré communicant et qui est associé à un compte client permettant ainsi la visualisation des données de consommation et/ou de production associé à un compte client) est inférieur à 5%. Par conséquent une minorité de clients dotés d'un compteur Linky est enregistrée sur la plateforme Enedis¹¹ pour accéder au suivi de ses consommations et/ou production. La visualisation des données pouvant être accessible via des outils fournis par le fournisseur d'électricité, il est impossible de conclure par le biais des données issues du CRAC sur l'apport maîtrise de la demande offert par le compteur Linky. L'espace fournisseur peu disposer de plus fonctionnalités (cout, description du logement, etc.). La plateforme Enedis permet une continuité en cas de changement de fournisseur.

Le déploiement de LINKY apparaît comme uniforme sur le territoire, sans lien avec la densité de chaque territoire :



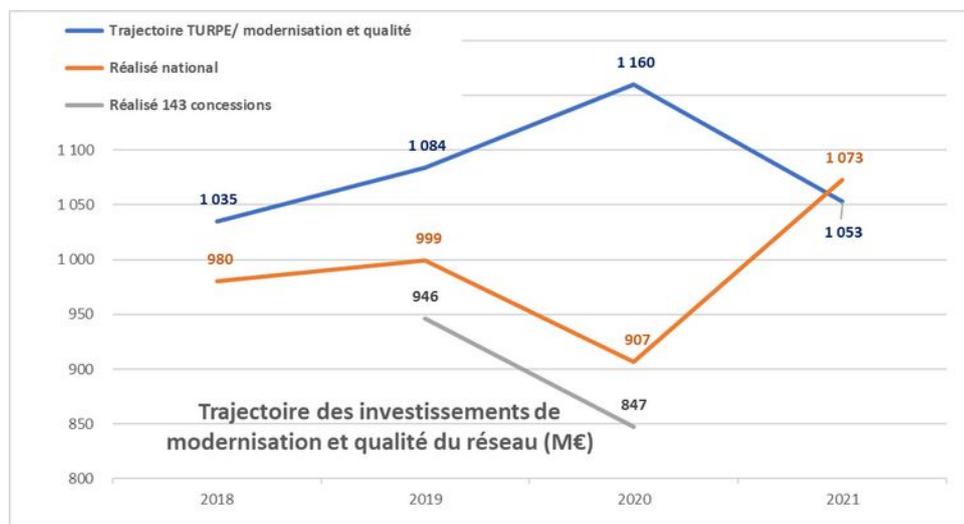
11 <https://mon-compte-client.enedis.fr/>

4- Les investissements

Le montant des investissements, toutes MOA confondues, réalisés dans les 143 concessions de l'échantillon représente 79% de l'investissement total réalisé par Enedis. Ces investissements devraient logiquement être en fort recul à partir de 2022. En effet, le recul attendu pour 2022 vient de la fin du déploiement du compteur LINKY qui va concerner tant l'investissement toute MOA sur les 143 concessions que l'investissement d'Enedis sur tout son territoire d'intervention.

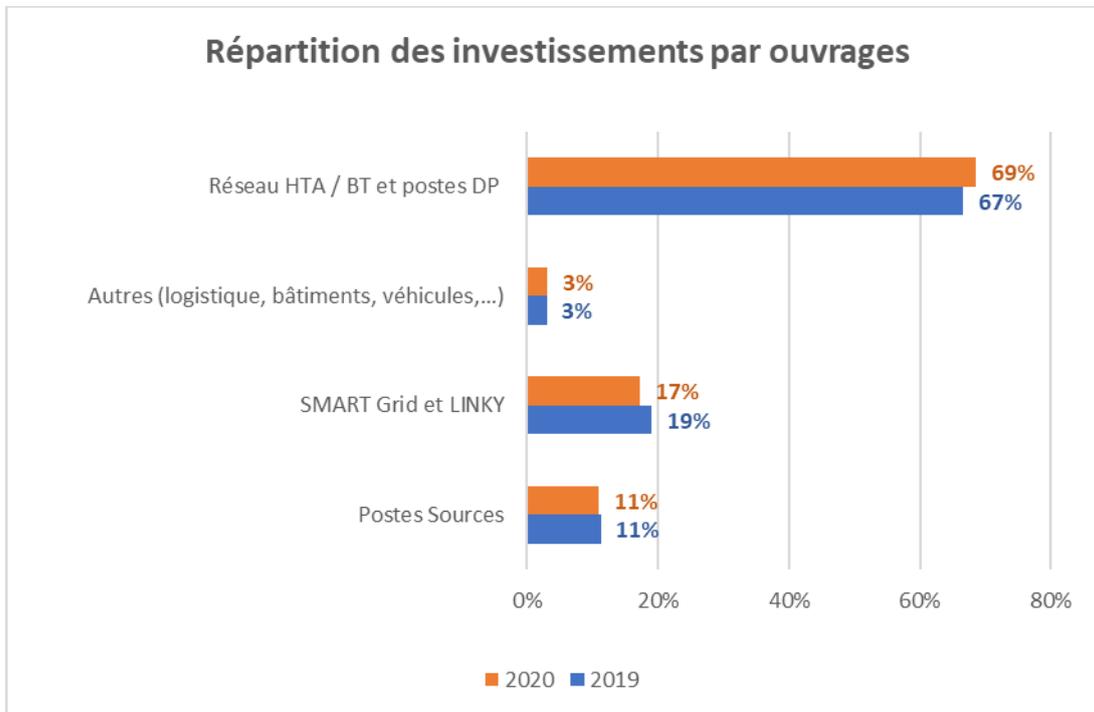
| M€ | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Investissement total Enedis | 3 998 | 4 254 | 3 961 | 4 378 |
| Investissement sur 143 concessions | | 3 356 | 3 147 | |
| | | 79% | 79% | |

Si l'on compare les trajectoires des investissements dédiés à la modernisation des ouvrages et la qualité du réseau, Enedis reste nettement sous la trajectoire (indicative) retenue par la CRE pour la définition du tarif (cf. courbe bleue ci-dessous) sauf en 2021 : il peut s'agir d'un rattrapage des chantiers engagés mais non achevés en 2020.



Le montant des investissements de même nature menés sur les 143 concessions de l'échantillon représente 95% du montant total réalisé par Enedis : ces concessions concentrent donc une part importante des investissements de modernisation et de qualité de réseau menés par Enedis.

a. La répartition des investissements par type d'ouvrage



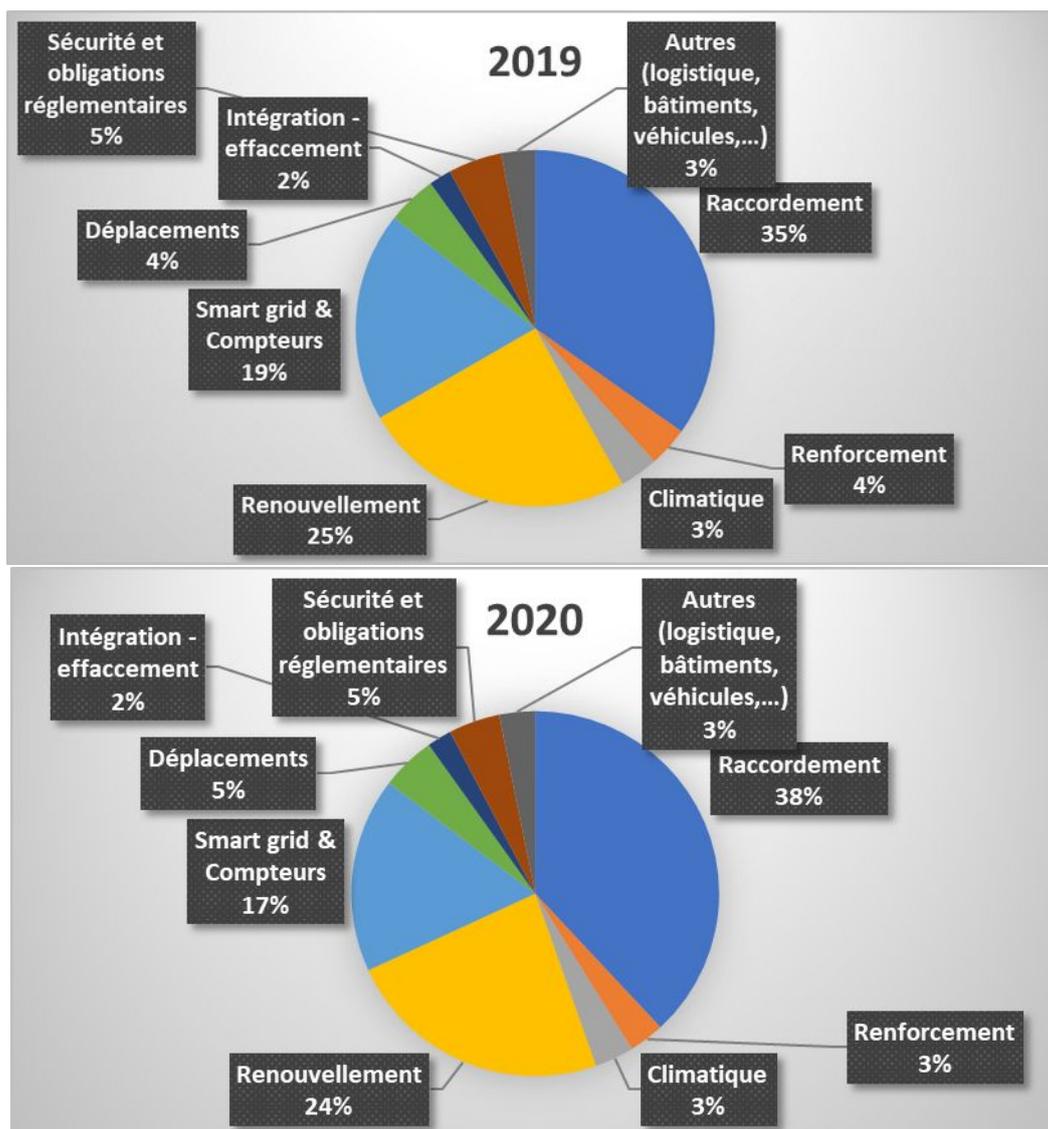
Les éléments communiqués dans le CRAC ne permettent pas de distinguer la part HTA, BT ou postes DP au sein des investissements réalisés.

Ces ouvrages de concession, hors postes sources et compteurs, représentent les 2/3 des investissements totaux réalisés.

b. La répartition des investissements par finalité

On constate sur 2019 comme 2020 :

- Plus d'1/3 des investissements est lié aux raccordements ;
- 1/4 des investissements est lié au renouvellement ;
- Les compteurs LINKY représentent entre 15 et 20% des investissements ;
- Le reste des investissements (20 à 25%) se répartit entre toutes les autres finalités de manière presque uniforme (renforcement, déplacement, sécurité et réglementaire, logistique, esthétique).



c. Part des renouvellements financés par les provisions pour renouvellement (PR) et l'amortissement des financements du concédant (AFC)

Les provisions pour renouvellement comme les amortissements des financements du concédant sont des sommes couvertes par le TURPE, apportées par avance au concessionnaire pour financer le renouvellement des ouvrages.

Leur mode de calcul diffère mais leur objet reste identique :

- Les PR sont établies pour couvrir la différence entre la valeur de renouvellement d'un ouvrage et sa valeur initiale ;
- Les AFC sont établis pour couvrir la valeur initiale de la part de financement d'un ouvrage apportée par l'AODE ou des usagers.

Ces sommes ont vocation à financer le renouvellement d'ouvrages ; elles appartiennent aux AODE à qui elles sont restituées en fin de contrat.

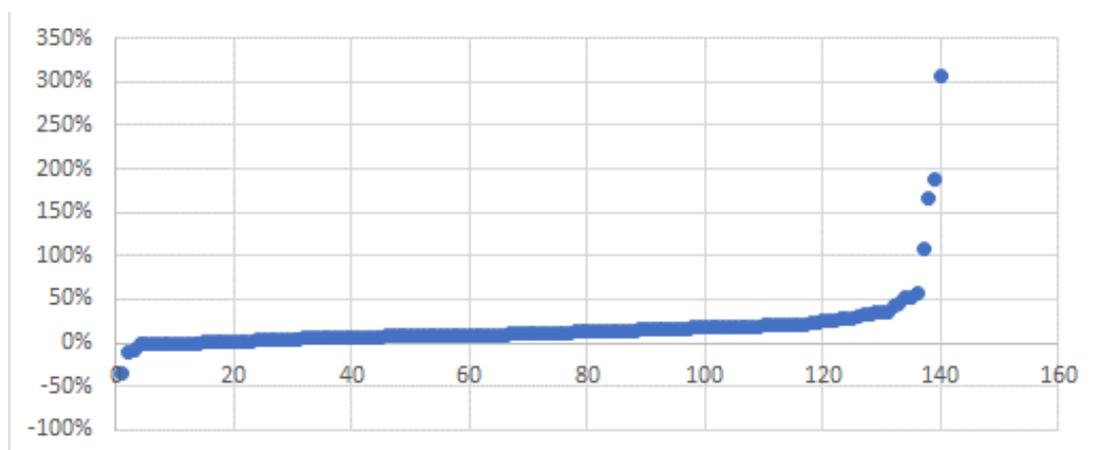
A partir des éléments comptables remis dans les CRAC, il est possible d'identifier le montant des PR et des AFC consacré au financement des investissements de renouvellement.

En moyenne, pour les 143 concessions, seuls 8% des investissements de renouvellement sont financés par les PR¹² et 11% de ces mêmes investissements sont financés par les AFC. Ainsi, moins de 20% des investissements de renouvellement (comprenant fiabilité et prolongation de durée de vie) sont financés par les sommes versées à Enedis à cette fin.

Ce taux extrêmement bas interroge :

- Enedis réaliserait-elle des renouvellements pour des ouvrages pour lesquels il n'y a pas ou peu de PR , des ouvrages récents donc ?
- Ou les montants des PR et AFC constitués sont très insuffisants au regard du montant des travaux de renouvellement ? ces montants seraient donc sous-estimés.
- Les reprises en résultats de PR et d'AFC contribuent à limiter les moyens disponibles.
- ...

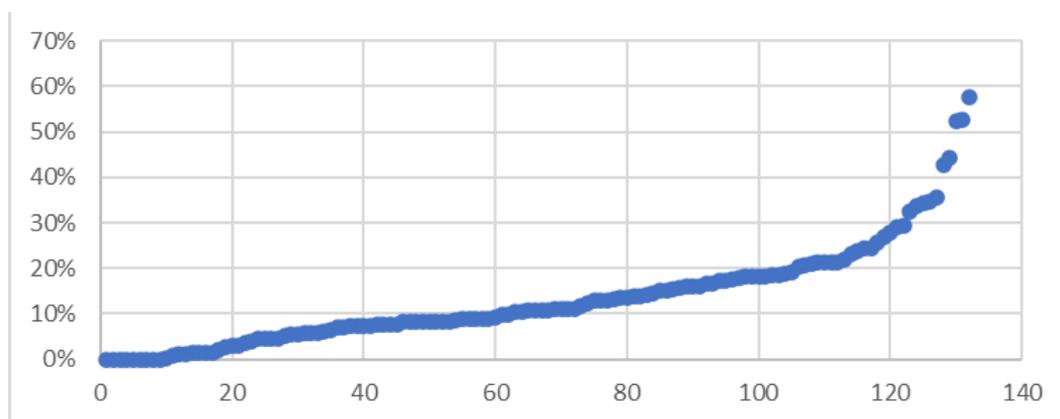
Pour chaque concession, la part de PR mobilisée pour financer les investissements de renouvellement varie :



Par concession, part des PR utilisées pour financer les renouvellements rapportée au montant d'investissement de renouvellement pour l'année 2020.

12 Au niveau national, d'après les comptes sociaux d'Enedis, les PR financent de 7% à 15% des investissements de modernisation, amélioration de la qualité du réseau ont représenté 154 M€ en 2020 et 80 M€ en 2021. Ces montants sont à comparer avec un stock de PR de près de 9 Mds €. La faiblesse du taux peut (en partie) s'expliquer par le fait que les PR ne sont pas calculées au regard des coûts de renouvellement, mais de l'écart de coût entre la valeur de renouvellement de l'ouvrage et sa valeur des réalisations initiales.

Sur les 143 concessions, on voit apparaître des valeurs aberrantes dues, généralement, à des modifications de périmètre en 2020.



Par concession, part des PR utilisées pour financer les renouvellements rapportée au montant d'investissement de renouvellement pour l'année 2020 (sans valeur aberrante)

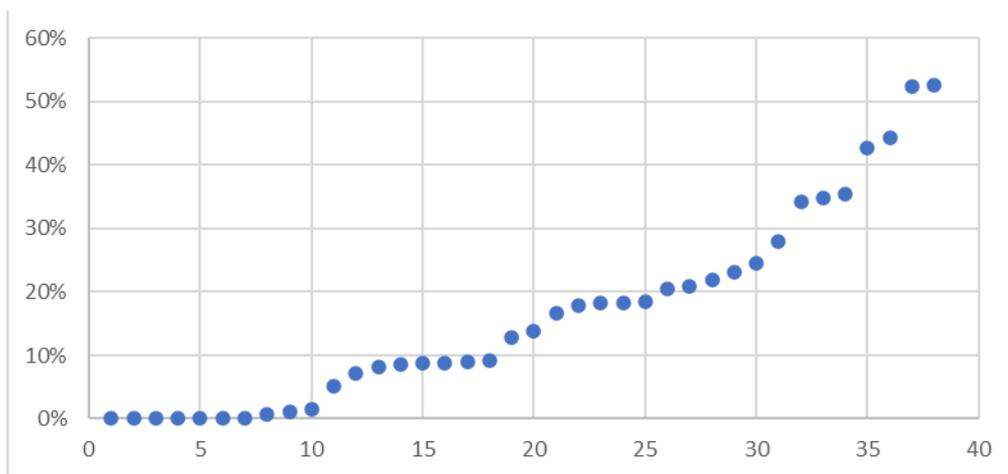
En supprimant les valeurs aberrantes (graphe ci-dessus), on constate que pour 80 des 143 concessions (55%), moins de 13% du montant des renouvellements proviennent des PR. Pour 120 sur 143 (84%), ce taux est inférieur ou égal à 27%.

Enfin, en ne retenant dans l'analyse que les concessions dont 100% des postes HTA BT sont urbains, on cible des concessions totalement urbaines. Cette cible permet d'effacer l'effet de non constitution de PR par Enedis pour les ouvrages BT en zone rurale. A cet égard, il convient de rappeler que cette pratique d'Enedis est contraire au cahier des charges, modèle 1992 (qui ne fait aucune distinction géographique dans l'article imposant au concessionnaire de constituer des PR). En outre, les renouvellements incombent au concessionnaire : ce point est expressément inscrit dans le cahier des charges d'une part et se vérifie dans les faits¹³.

On constate :

- Pour $\frac{1}{4}$ des 40 concessions totalement urbaines de l'échantillon, aucune provision n'est utilisée pour financer du renouvellement ;
- La médiane est située à un taux d'utilisation à 14% et la moyenne à 16%.

¹³ La maîtrise d'ouvrages des autorités concédantes en zone rurale vise le raccordement comprenant extension et renforcement, ainsi que le traitement esthétique des ouvrages.



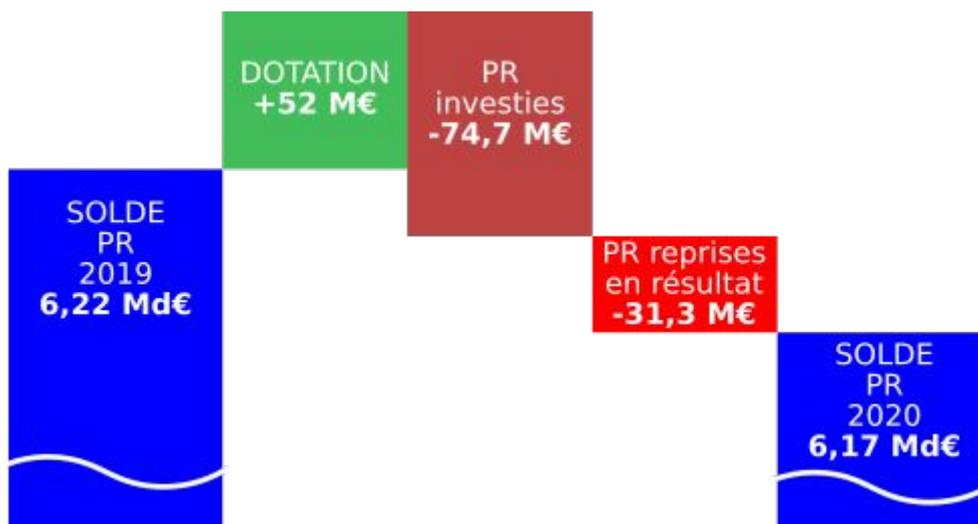
*Part des PR utilisées pour financer les renouvellements pour l'année 2020
Concessions urbaines*

La part faible des PR (moins de 10%) pour financer les travaux de renouvellement est donc confirmée et généralisée. Ce constat a des conséquences patrimoniales importantes (financement des ouvrages, ticket de sortie¹⁴) et interroge la gestion du stock des provisions pour renouvellement par le concessionnaire.

A la maille des 130 concessions (en ne retenant pas les concessions de l'échantillon pour lesquelles des valeurs aberrantes sont observées), le solde des PR varie d'à peine 1% au cours de l'année 2020, passant de 6,22 Md€ à fin 2019 à 6,17 Md€ à fin 2020. Ces valeurs sont à comparer aux données issues de l'État financier 2020 d'Enedis :

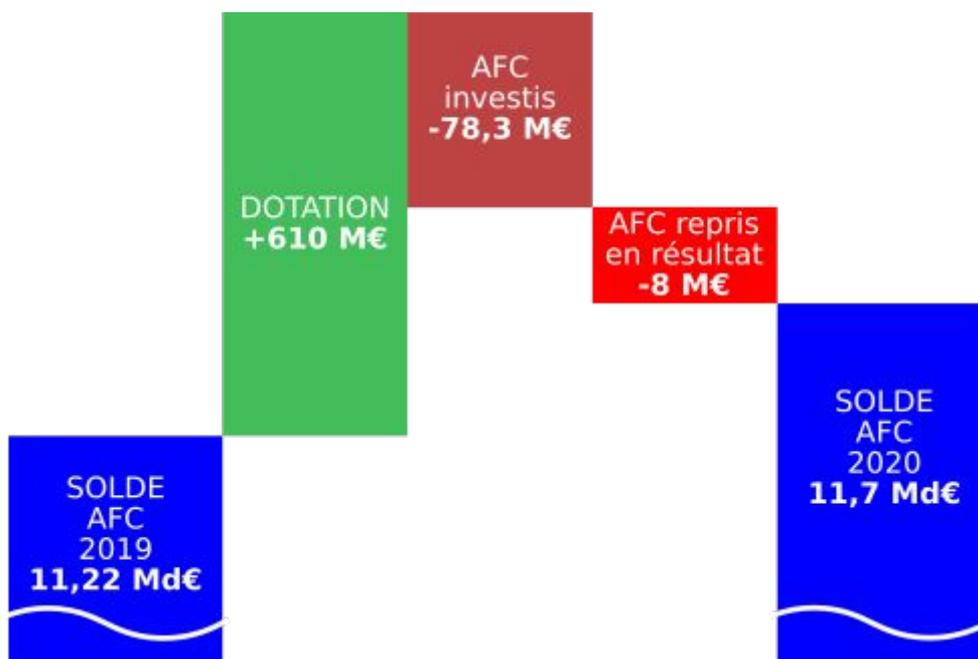
- Stock PR 2019 : 8,77 Mds €
- Dotations 2020 : 72 M€
- Reprises en résultat 2020 : 50 M€
- Affectation à des renouvellements 2020 : 154 M€
- Stock PR 2020 : 8,64 Mds €.

¹⁴ L'actuel calcul du ticket de sortie consolidé au niveau national pourrait être dissuasif pour des investisseurs qui peuvent craindre à juste titre le basculement des concessions dans le droit commun à plus ou moins brève échéance (le Conseil d'Etat l'a jugé « probable » dans l'un de ses jugements).



Représentation de l'évolution du stock des PR entre 2019 et 2020

Concernant les AFC, la faible part de mobilisation de ces financements pour les investissements de renouvellement est également constatés. Le montant des AFC constitués pour les 143 concessions de l'échantillon est quant à lui en hausse (+5%). Moins de 1% du montant est utilisé pour investir sur le réseau.



Représentation de l'évolution du stock des AFC entre 2019 et 2020

Ce constat d'accroissement lent du montant des AFC sans que ces sommes soient réellement mobilisées pour financer des investissements vient renforcer les interrogations précédemment posées pour la gestion du stock des PR qu'il s'agisse du mode de financement des ouvrages (faible part par les AODE) que la question du ticket de sortie.

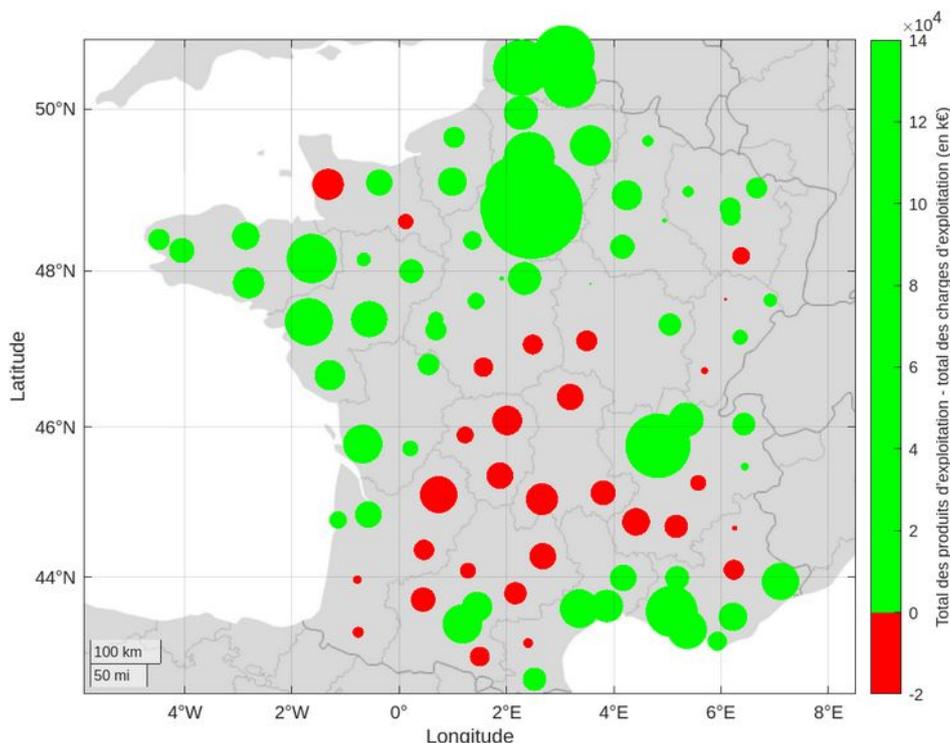
5- La situation économique des concessions de distribution d'électricité

a. Bilan des concessions

Dans les concessions de service de droit commun, les tarifs tiennent compte de l'équilibre économique de chaque contrat. La situation est différente pour les concessions de distribution d'électricité où la tarification est uniforme quelles que soient les particularités des territoires (géographie, densité de la population, etc.). Les autorités concédantes ne disposent d'aucune marge de manœuvre pour ajuster les tarifs aux spécificités de la concession. Certaines concessions sont donc excédentaires alors que d'autres sont déficitaires.

L'appréciation du caractère rentable ou non d'une concession repose sur les résultats figurant dans les comptes rendus annuels d'activité de concession. Les CRAC comprennent notamment les flux de charges et produits d'exploitation pour chacune des concessions¹⁵.

La carte ci-dessous représente à la maille départementale le résultat d'exploitation des concessions, excédentaire (en vert) et déficitaire (en rouge). Les métropoles n'ont pas été fusionnées avec les autres AODE du département. La surface du disque est proportionnelle au montant financier.



*Résultat d'exploitation avant versement ou réception de la péréquation avec en rouge les déficitaires et en vert les excédentaires en k€.*¹⁶

15 « ENEDIS : Contrôle des comptes et de la gestion ». Cour des Comptes, 2020
<https://www.ccomptes.fr/system/files/2021-05/20210527-S2020-1902-Enedis-2.pdf>

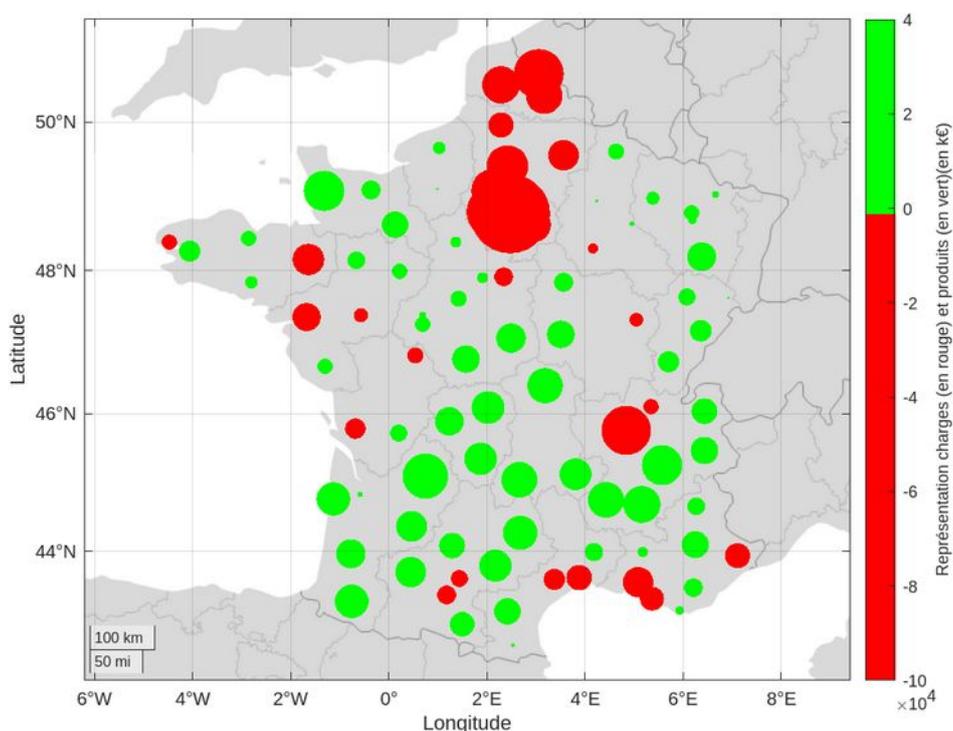
16 Représentation à la maille des départements sauf pour les métropoles

b. Péréquation

Si le bilan d'une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, au-delà d'un résultat d'exploitation théorique, une contribution (charge supplémentaire) est inscrite pour ramener la concession au niveau moyen national. Inversement, si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées, en deçà, une contribution (produit supplémentaire) qui serait nécessaire pour ramener la concession au niveau moyen est inscrit.

La carte ci-dessous représente à la maille départementale le volume financier des contributions perçues (en vert) et versées (en rouge). Les métropoles n'ont pas été fusionnées avec les autres AODE du département.

La surface du disque est proportionnelle au montant financier.



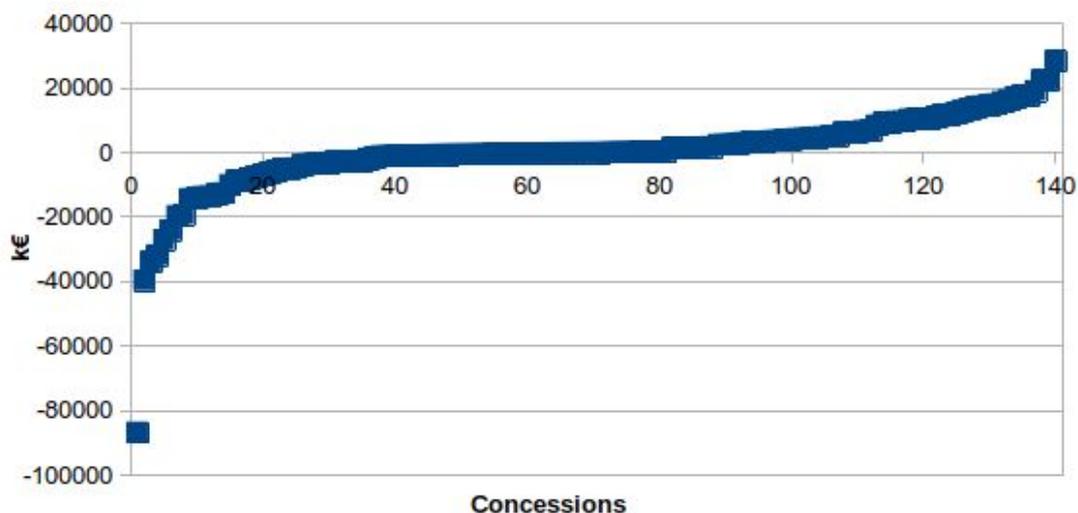
Représentation spatiale des contributions à l'équilibre (en k€).¹⁷

Si on compare la carte des contributions reçues (en vert) et versées (en rouge) à la carte des résultats d'exploitation avant péréquation (en vert résultat positif), on constate que :

- Les concessions dont le résultat d'exploitation est négatif avant péréquation (en rouge dans la seconde carte) perçoivent une contribution (en vert dans la première carte). Ce n'est pas une surprise et l'objet même de la péréquation.
- Cependant, on constate des concessions dont le résultat d'exploitation avant péréquation est positif (en vert dans la seconde carte) perçoivent

¹⁷ Représentation à la maille des départements sauf pour les métropoles

également une contribution (en vert dans la première carte) : c'est le cas des concessions situées sur la côte méditerranéenne ou dans l'ouest de la France.



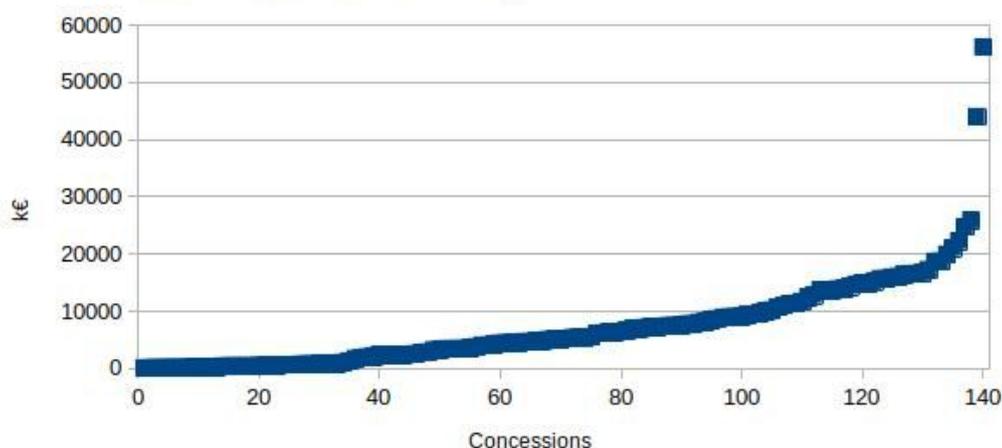
Représentation par ordre croissant et par concession de la contribution à l'équilibre (en k€) - charge supplémentaires (-) et produits supplémentaires(+)

72 concessions font l'objet d'une charge supplémentaire.

Le total des charges supplémentaires est de 492 050 k€ (le SIPPAREC représentant à lui seul 86 724 k€ et la moitié des charges sont supportées par 6 AODE : 75 SIPPAREC, SIGEIF, MEL, PARIS, SMDEGTVO et SE60).

67 concessions font l'objet d'un produit supplémentaire.

Le total des produits supplémentaires est de 508 484 k€ et au bénéfice de 14 AODE (TE 47, SDE 43, SDET 81, FDEE 19, SDE 23, SDEPA 64, SIEDA 12, SDE 03, SDE 15, SDE 07, SDED 26, TE 38, SDEM 50 et SDE 24).



Représentation par ordre croissant du total des produits réduits des charges y compris de la contribution à l'équilibre (en k€) par concession

Le total des produits réduit du total des charges y compris la contribution à l'équilibre pour les 140 concessions se monte à 1 023 M€.

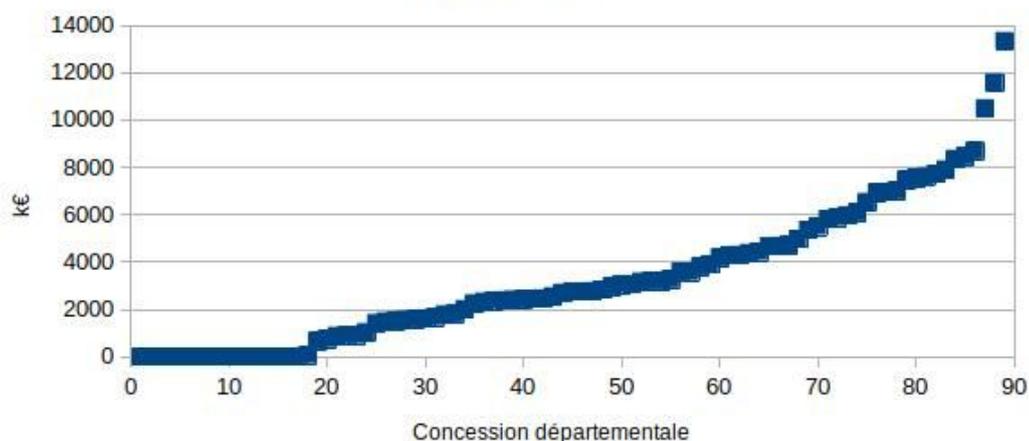
Les flux de péréquation (produits / charges supplémentaires) calculés par Enedis n'ont de sens que si les produits et charges affectés aux concessions sont correctement évalués.

Si les produits sont pour la plupart collectés à la maille des concessions, les charges sont majoritairement affectées par clefs de répartition, avec une sur-représentation des clefs nombre de clients et quantité d'énergie distribuée, très imparfaitement représentatives du coût d'un réseau. In fine, la rentabilité des urbains est sous-estimée et vice-versa pour les ruraux.

En conclusion, nous pouvons constater que, pour afficher pour chacune des concessions un résultat lissé et homothétique de son résultat national, Enedis répartit 500 M€ entre ces dernières (500 M€ sont ponctionnés sur les unes pour être reversés à d'autres).

Dans le même temps, le résultat global d'Enedis est de 1 Md€, deux fois plus élevé que les montants échangés entre les concessions, non pas pour atteindre l'équilibre mais pour uniformiser leur résultat. Les résultats avant impôt que le TURPE octroie à Enedis sortent majoritairement de l'entreprise. Ainsi entre 2015 et 2021, Enedis n'a conservé que 0,6 Md € sur 5,6 Mds €.

c. CAS FACE



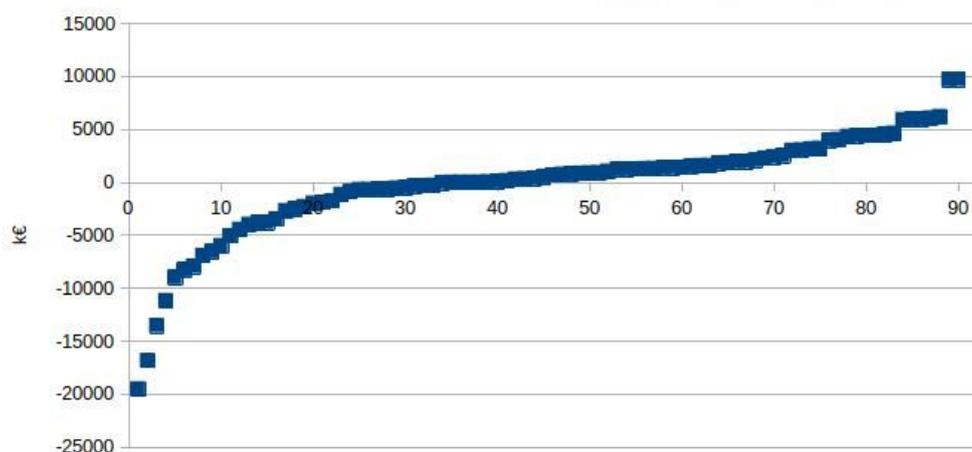
Représentation par ordre croissant du montant CAS-FACE (en k€) pour l'année 2020 à la maille départementale

Le montant CAS-FACE au niveau national pour l'année 2020 s'élève à 349 M€. La somme des montants identifiés dans les CRAC est de 304 M€.

Les départements dont les charges CAS-FACE (contributions) sont les plus élevées sont le SIPPAREC (ensemble des départements couverts), PARIS, les Bouches du Rhône et le Nord avec une charge supérieure à 10 M€ en 2020.

A l'opposé, les plus gros bénéficiaires sont les départements du Gers (32), de la Mayenne (53), de la Dordogne (24) et des Cotes d'Armor (22) avec des montants supérieurs à 6 M€ et s'élevant à 9,7 M€ pour les Cotes d'Armor.

Le montants CAS-FACE sont à la maille départementale alors que les charges sont à la maille des concessions. Pour certains départements, les CRAC obtenus ne couvrent pas la totalité du département et/ou le département peut comporter des ELD éligibles au fond CAS-FACE. Par conséquent, le montant du CAS-FACE réduit des contributions est à analyser avec précaution.



Représentation par ordre croissant et par département du montant CAS-FACE réduit de la contribution des concessions (en k€)

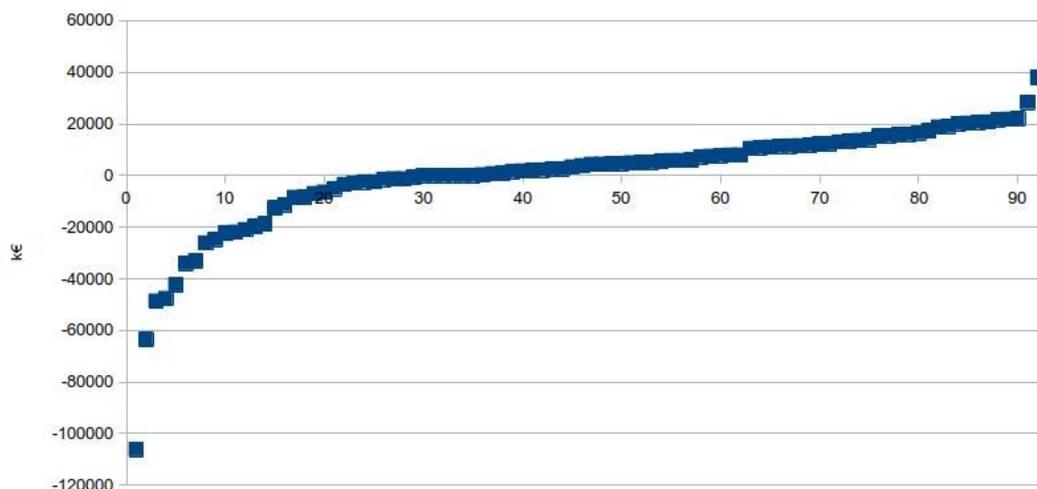
On constate néanmoins que pour près de la moitié du territoire concerné par les 143 concessions de l'étude, le montant de FACE perçu pour financer les travaux menés sous la maîtrise d'ouvrage de l'AODE est sensiblement équivalent à celui versé par les usagers. Le financement des actions de renforcement, d'extension des réseaux et de sécurisation de fils nus représentent une large majorité des crédits du CAS-FACE (85 % des autorisations d'engagement en 2020)¹⁸.

NB : 14 départements sont classés en urbain (au sens de l'électricité) pour tout leur territoire par décision ministérielle. Doubs (25), Meurthe-et-Moselle (54), Meuse (55), Moselle (57), Pas-de-Calais (62), Pyrénées-Orientales (66), Bas-Rhin (67), Haut-Rhin (68), Savoie (73), Paris (75), Var (83), Territoire de Belfort (90), Hauts-de-Seine (92), Seine-Saint-Denis (93) et Val-de-Marne (94).

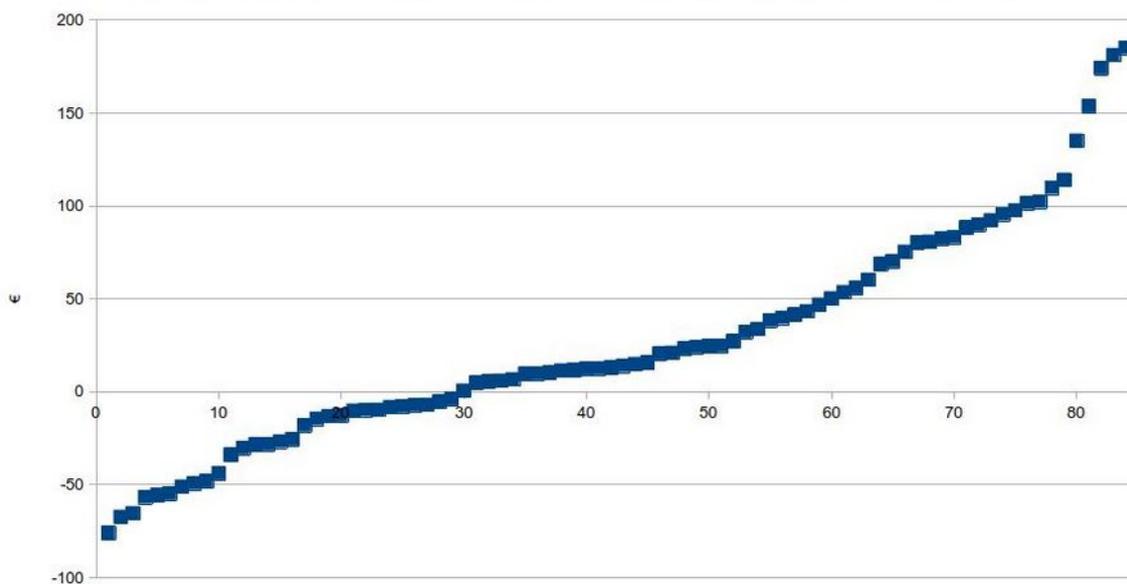
voir Rapport d'information de M. Jacques GENEST, fait au nom de la commission des finances <http://www.senat.fr/notice-rapport/2016/r16-422-notice.html>

18 Compte d'affectation spéciale 2020 - financements des aides aux collectivités pour l'électrification rurale www.budget.gouv.fr/documentation/file-download/4051

d. Solidarité territoriale par département

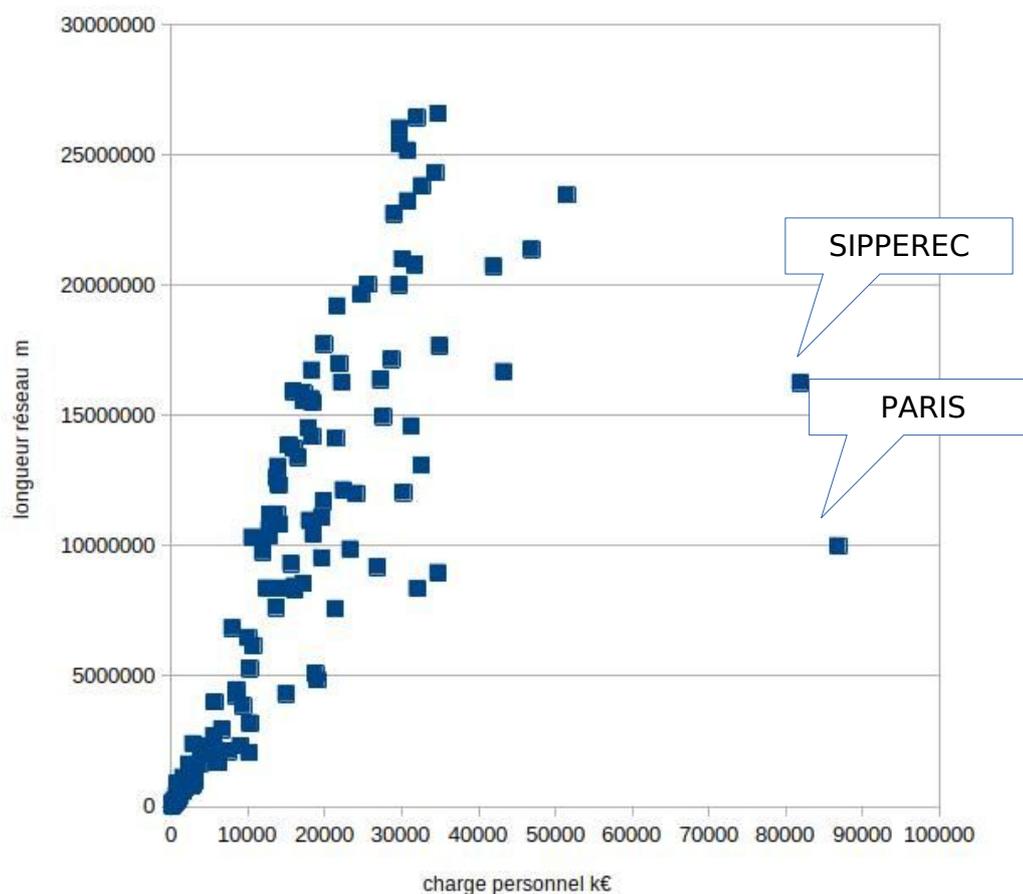


Représentation par ordre croissant et par département de la contribution à l'équilibre (charge-produit) et du montant CAS-FACE (en k€)



Représentation par ordre croissant et par département de la contribution à l'équilibre (charge-produit) et du montant CAS-FACE (en € par PDL)

Ces écarts ne peuvent s'expliquer que par les effet de deux clés de répartition : les activités liées aux travaux et activités liées à la gestion de la clientèle. Cette « surcharge » de personnel pour ces deux concessions très urbaines et très denses réduit leur niveau de rentabilité. Comment ces deux clés peuvent-elles générer de tels écarts restent sauf à y traduire une volonté de sous-évaluer la rentabilité des concessions les plus urbaines ?

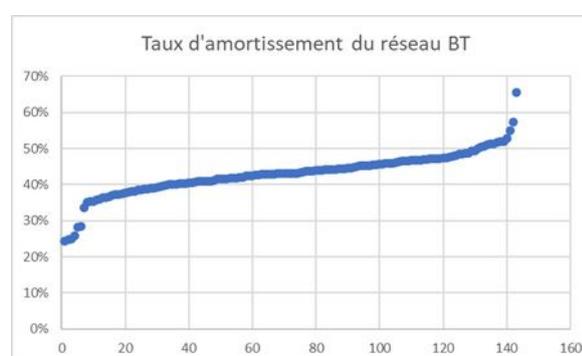
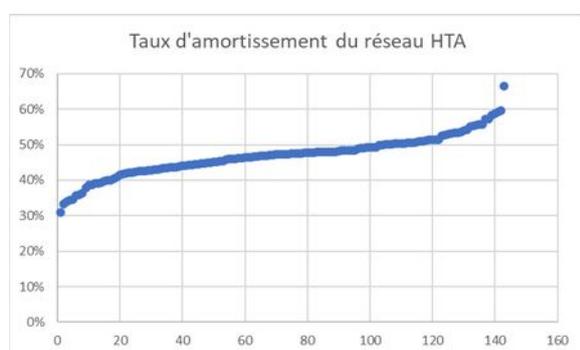
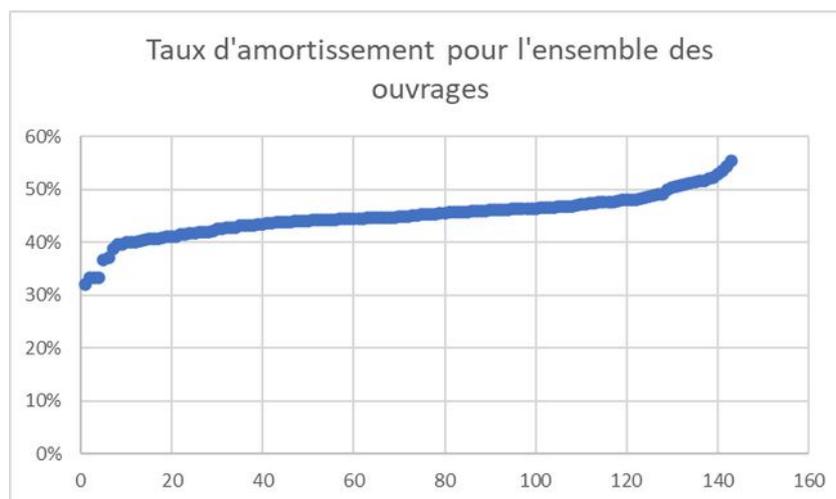


Relation entre les charges de personnel affectées à la concession (en k€) et la longueur du réseau (en m)

6- Le patrimoine des concessions de distribution d'électricité

a. Taux d'amortissement des ouvrages

Le taux d'amortissement moyen des ouvrages des 143 concessions de l'échantillon est de 45% : les ouvrages sont à mi-vie. Ce taux d'amortissement est plutôt uniforme sur les concessions de l'échantillon.



Taux d'amortissement pour l'ensemble des ouvrages, du réseau HTA et BT par concession

Assez curieusement, le réseau BT apparaît comme moins amorti (taux d'amortissement de 42%), donc plus récent que le réseau HTA. Ce constat n'est pas cohérent avec la réalité, comme déjà souligné dans l'analyse de l'état technique du réseau BT (cf. plus haut).

Comme pour les fichiers d'inventaire technique, la date de mise en service du réseau BT portée dans les états d'inventaire comptable n'est pas fiable. Cela entraîne des conséquences sur l'amortissement des ouvrages mais aussi sur la constitution des provisions pour renouvellement. Le montant du TURPE pourrait être potentiellement impacté par une révision des taux d'amortissement.

b. Solde des dettes et créances réciproques

Les 143 concessions, prises dans leur ensemble, sont en dette à l'égard de leur concessionnaire Enedis de 4 Md€²⁰. En effet, la soulte entre le montant des financements apportés par Enedis et non encore récupérés d'une part et la somme des provisions pour renouvellement et amortissement des financements

²⁰ Le montant des dettes pour la totalité des concessions Enedis était de 4,1 Mds € fin 2020 et 5,1 Mis € fin 2021.

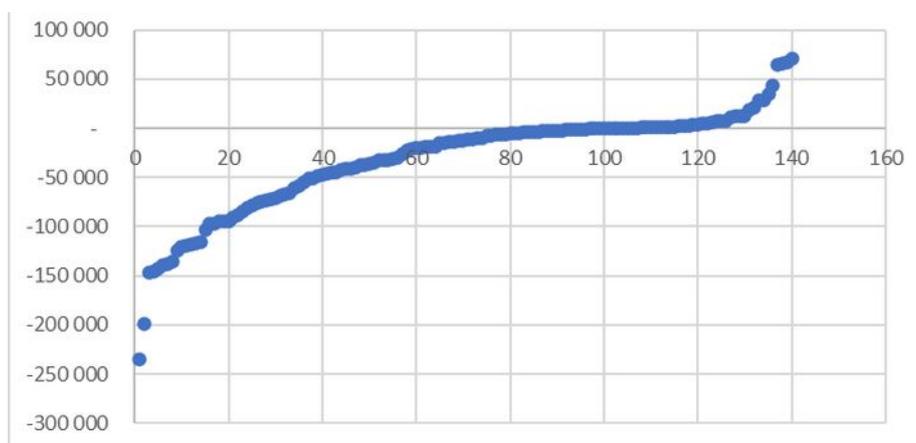
du concédant encaissés par Enedis d'autre part se conclut par un déficit de 4 Md€ en faveur d'Enedis à fin 2020.

Fin de contrat (sans TMO)
140 concessions



Le solde des dettes et créances est variable d'une concession à une autre :

- 40 concessions ont un solde en leur faveur (jusqu'à 70M€) ;
- 100 concessions ont une dette à l'égard d'Enedis (jusqu'à 250M€).

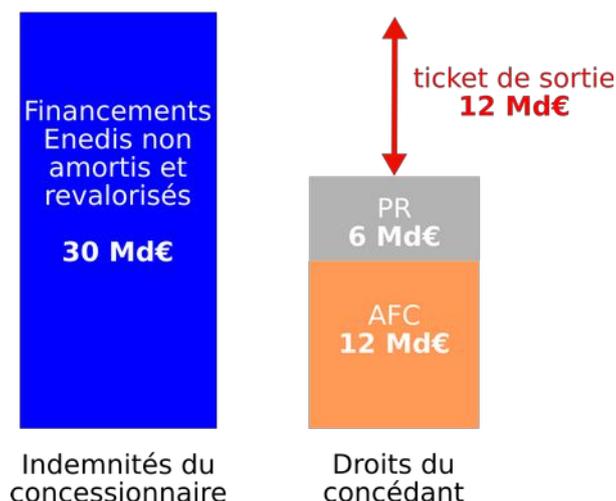


Solde des dettes et créances (en k€) par concession sans application du TMO

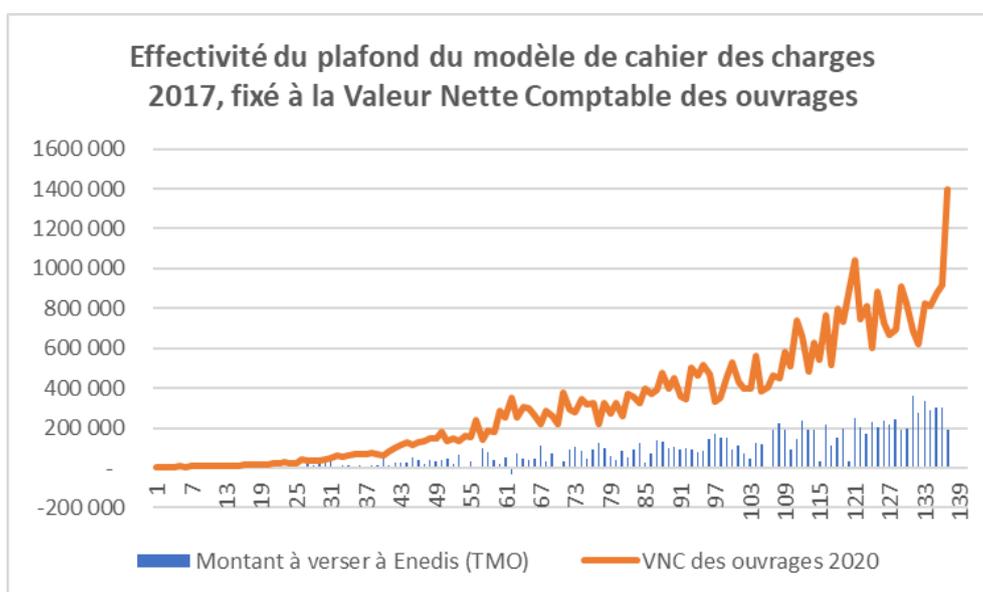
Ces divers scénarios ont été menés sans application du TMO²¹, pour revaloriser le montant des financements d'Enedis non amortis.

21 Le Taux Moyen des Obligations (TMO) est basé sur le taux moyen de rendement des emprunts obligataires calculé par l'INSEE. Le TMO qui s'est effondré dans les années 2010 est en train de remonter. La simulation de l'impact du TMO est effectuée en appliquant une majoration de 25% au financement non amorti d'Enedis

Fin de contrat (avec TMO)
140 concessions



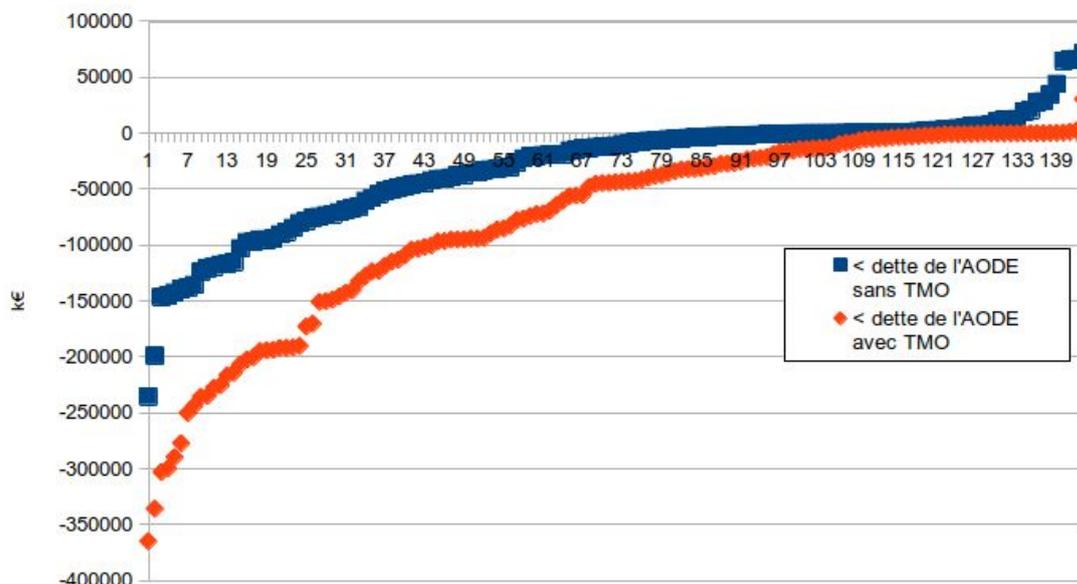
Le modèle de cahier des charges 2017 plafonne le ticket de sortie à verser au concessionnaire par la valeur nette comptable des ouvrages concédés. Ce plafond est inopérant pour chacune des 140 concessions de l'échantillon, étant toujours nettement supérieur au solde « VNC Enedis revalorisée au TMO - PR- AFC ».



En 2020 pour 143 concessions, le total des dettes des AODE sans TMO est de 4 359 M€ et de 11 272 M€ avec TMO. Ces montants sont à comparer avec le total de la valeur nette comptable des ouvrages qui s'élève à 44 164 M€.

En 2019 pour 141 concessions (absence des valeurs 2019 pour les CRAC BM3 et BM6 - Bordeaux), le total des dettes des AODE calculé sans TMO se monte à 3 656 M€ (à comparer à 4 265 M€). La dette se creuse de 609 M€ en une année conséquence de la suppression des dotations aux provisions pour renouvellement

et de l'allongement de la durée de vie des colonnes montantes, qui a conduit à une reprise de PR en résultat. Le calcul sur le même périmètre avec un TMO amène à un accroissement de la dette des collectivités de 957 M€ vis à vis du concessionnaire.



Solde des dettes et créances (en k€) par concession avec et sans application du TMO

En 2020, sans application du TMO, 38 concessions ne sont pas endettées vis à vis du concessionnaire. Seulement 7 concessions échappent à l'endettement avec l'application du TMO ! La réévaluation par application du TMO de la valeur nette comptable des investissements financés par le concessionnaire ne trouve aucune justification. Notamment, elle ne saurait venir « dédommager » Enedis du coût du financement de ces investissements puisqu'il est déjà couvert par le TURPE. En conséquence, cette réévaluation est à considérer comme indue. La Cour administrative d'appel de Nancy a d'ailleurs, par un arrêt du 8 décembre 2020 (n°20NC00843), dans la continuité d'un arrêt du Conseil d'Etat du 11 mai 2016, Commune de Douai (n°375533), annulé la clause d'un contrat de concession de distribution d'électricité comportant cette réévaluation au TMO au motif que l'indemnité à verser en contrepartie du retour à titre gratuit à l'autorité concédante des biens financés par le concessionnaire ne peut excéder la valeur nette comptable des investissements financés par Enedis. Cette question est ouverte par de nombreux concédants.

7- Conclusions

Les principaux enseignements qui se dégagent de cette étude sont les suivants, listés sans ordre d'importance :

- ✓ Une étude inédite sur un échantillon représentatif du réseau de distribution d'électricité concédé à Enedis.
- ✓ Un renouvellement des réseaux HTA et BT quasi inexistant
- ✓ Un inventaire des ouvrages non fiable pour le réseau BT et inexistant ou presque pour les équipements des postes HTA BT
- ✓ Des provisions pour renouvellement sous-utilisées pour financer le renouvellement des ouvrages
- ✓ Une plateforme Linky sous utilisée par les usagers du réseau
- ✓ Dettes et créances réciproques conséquentes et qui dérivent fortement en défaveur des collectivités
- ✓ Une solidarité financière (péréquation et CAS-FACE) deux fois inférieure au résultat global d'Enedis et équivalente à la remontée de capital à la maison mère d'Enedis, EDF (500 à 600 M€/an depuis 10 ans).

En conclusion, il convient de souligner que l'accès au compte-rendu d'activités du concessionnaire relève du code des relations entre le public et l'administration et de la doctrine de la commission d'accès aux documents administratifs (voir arrêt CADA séance du 25 octobre 2018 ²²). La collecte des CRAC et l'extraction des données nécessitant un temps dissuasif (expliquant très certainement le caractère inédit de l'étude), l'ensemble des données publiées dans les CRAC Enedis-EDF devraient être rendues accessibles à l'image des données disponibles depuis le site data.enedis.fr.

22 <https://www.cada.fr/20183380>

Extrait « La commission relève toutefois qu'ENEDIS, anciennement Électricité Réseau Distribution France (ERDF), est une société anonyme, filiale à 100% d'Électricité de France (EDF), chargée d'une mission de service public d'exploitation, d'entretien et de développement du réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental, et qu'elle conclut pour ce faire, avec l'État, les communes ou leurs établissements publics de coopération, des contrats de concession de distribution.

La commission en déduit qu'ENEDIS est soumise en tant que telle aux dispositions du titre Ier du livre III du code des relations entre le public et l'administration. Les documents qu'elle produit ou détient dans le cadre de sa mission de service public présentent par conséquent le caractère de documents administratifs communicables au titre de l'article L311-1 du code des relations entre le public et l'administration, sous réserve de l'occultation, le cas échéant, des informations protégées au titre des articles L311-5 et L311-6 du même code.

La circonstance que les documents produits ou détenus par cette société soient grevés de droits de propriété intellectuelle, ne les exclut pas du champ d'application du droit d'accès prévu par le livre III du code des relations entre le public et l'administration, l'article L311-4 de ce code imposant uniquement de recueillir son autorisation préalable avant toute communication. »

Créé au niveau national par la loi de transition énergétique en 2015, le Comité du Système de Distribution Publique d'Electricité dispose de données détaillées par département sur l'état du réseau et les investissements. A l'instar des données accessibles par les CRAC, il reste à rendre ces données publiques.

A l'heure de la transition énergétique où les réseaux ont un rôle essentiel à jouer, un travail de consolidation des données des concessions devrait être poursuivi par les associations d'élus à tous les niveaux (National, régional, départemental, collectivités locales) pour réfléchir aux évolutions du secteur de la distribution d'énergie en vue de rééquilibrer le pouvoir entre les autorités concédantes et le concessionnaire Enedis. Un enjeu est de renforcer le dialogue entre les autorités concédantes et l'autorité de régulation.

Il est souhaitable que les élus s'emparent de ce sujet car les réseaux de distribution publique d'électricité sont un enjeu essentiel pour la vie courante de nos concitoyens et la vie économique de nos entreprises

ANNEXE

Liste des 143 comptes-rendus et rapports d'activité 2020 du concessionnaire Enedis-EdF utilisés pour cette étude :

01 SIEA, 02 USED, 03 SDE03, 04 SDE04, 05 GAP, 05 SYME05, 06 NICE, 07 SDE07, 08 FDEA, 09 SDE09, 10 SDEA, 11 SYADEN, 12 SIEDA, 13 MARSEILLE, 13 SMED, 14 SDEC, 15 SDE15, 16 SDEG16, 17 SDEER, 18 SDE18, 19 FDEE19, 21 DIJON, 22 SDE22, 23 SDE23, 24 SDE24, 25 SYDED, 26 SDED, 27 SIEGE, 28 TERRITOIRE ENERGIE, 29 BREST METROPOLE, 29 SDEF, 30 SMEG, 31 SDEHG, 31 TOULOUSE, 32 SDEG32, 33 BELIN, 33 BORDEAUX BM3, 33 BORDEAUX BM6, 33 SDEEG, 33 SIE ARES, 33 SIE BERNOS, 33 SIE ENTRE DEUX MERS, 33 SIE MEDOC, 33 SIE BLAYAS, 34 3M BAILLARGUES, 34 3M CASTELNAU LE LEZ, 34 3M LE CRES, 34 3M FABREGUES, 34 3M MONTFERRIER SUR LEZ, 34 3M MONTPELLIER, 34 3M PEROLS, 34 HERAULT ENERGIE, 35 SDE35, 36 SEDI36, 37 SIEIL, 37 TOURS, 38 TE38, 39 SIDEC, 40 SYDEC, 41 SIDELC, 43 SDE43, 44 INDRE, 44 LE CROISIC, 44 NANTES, 44 REZE, 44 SAINT-NAZAIRE, 44 SYDELA, 45 LA CHAPELLE SAINT-MESMIN, 45 LOIRET, 45 ORLEANS, 45 SAINT-JEAN DE BRAYE, 45 SARAN, 47 TE47, 49 SIEM, 50 SDEM, 51 SIEM, 52 SAINT-DIZIER, 53 TE53, 54 NANCY, 54 SDE54, 55 FUCLEM, 56 MORBIHAN ENERGIES, 57 SELEM, 57 SISCODIPE, 58 SIEEEN, 59 CCCO, 59 CUD, 59 FEAL, 59 MEL, 59 SEAA, 59 SIDEC, 59 SIDEHAV, 59 SIECF, 60 SE60, 61 TE61, 62 FDE62, 64 SDEPA, 66 SYDEEL, 69 LYON, 69 SYDER, 69 SYGERLY, 70 SIED, 72 LE MANS, 72 SARTHE, 73 SDES, 74 SYANE, 75 PARIS, 75 SIGEIF, 75 SIPPPEC, 76 ROUEN CENTRE, 76 ROUEN PERIPHERIE, 76 SDE76, 76 MONTVILLE, 77 SDESM, 77 LIEUSAIN, 77 MOISSY CRAMAYEL, 77 VERT SAINT DENIS, 77 COMBS LA VILLE, 80 TE80, 81 SDET, 82 SDE82, 83 TOULON METROPOLE, 83 DRAGUIGNAN, 83 PAYS DE FAYENCE, 83 SAINTE MAXIME, 83 SYMIELECVAR, 84 AVIGNON, 84 LE PONTET, 84 ORANGE, 84 SEV84, 85 SYDEV, 86 CHATELLERAULT, 86 MONTMORILLON, 86 POITIERS, 87 SEHV, 87 LIMOGES, 88 SDEV88, 89 SDEY, 90 TE90, 91 SIEGE, 91 GRAND PARIS SUD, 91 SMOYS, 95 SMDEGTVO.

Stéphane BALY

Enseignant chercheur

Département Bâtiment et Environnement Urbain

Domaine smart and resiliente cities

stephane.baly@junia.com

+33 6 81 64 02 84