

## ENERGIE Eure-et-Loir



### Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2018

Mars 2020

Version 1



# Sommaire

---

<b>Retour sur les échanges avec les concessionnaires .....</b>	<b>2</b>
<b>Domaine technique .....</b>	<b>3</b>
Le réseau HTA et l'amont.....	3
Le réseau BT et l'aval .....	5
La continuité d'alimentation.....	7
La qualité de tension sur les réseaux.....	8
Les actions du concessionnaire sur le réseau.....	9
<b>Domaine comptable et financier .....</b>	<b>10</b>
Le patrimoine comptable de la concession .....	10
Le résultat d'exploitation de la concession .....	13
<b>Domaine clientèle distributeur.....</b>	<b>14</b>
Les usagers de la concession .....	14
La qualité de service .....	14
<b>Domaine clientèle fournisseur .....</b>	<b>15</b>
Les usagers de la concession aux TRV .....	15
Les réclamations enregistrées par EDF.....	15
Les usagers en difficultés financières .....	15

# Retour sur les échanges avec les concessionnaires

---

La mission de contrôle du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité portant sur l'exercice 2018 s'est déroulée dans les locaux du distributeur à Chartres le 29 novembre 2019 en présence des représentants du TE 28, des délégataires Enedis et EDF et d'AEC.

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

Une liste de documents attendus a été remise en Août 2019 aux concessionnaires préalablement à l'audit. Les éléments transmis par le concessionnaire étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale du TE 28.

Ces éléments ont été reçus courant octobre 2019. Et auparavant le CRAC a été transféré en juin 2019. À la suite de l'audit de septembre, les concessionnaires ont remis leurs réponses complémentaires à la fin du mois de novembre 2019.

En outre, pour l'exercice 2018, il a été apprécié la transmission de **nouvelles données désormais essentielles au contrôle**, dont principalement (liste non exhaustive) :

- Les numéros d'immobilisation dans les fichiers comptables de suivis des flux d'immobilisation, à savoir les mises en service et les retraits ;
- Les origines de financement détaillées pour chaque ouvrage ;
- Les codes GDO dans les inventaires techniques (patrimoine, qualité et continuité) ;
- La localisation des traitements en PDV par départ HTA ;
- La localisation des producteurs par départ HTA ou poste HTA/BT ;
- Les incidents HTA avec les détails des postes HTA/BT, et avec les codes GDO des nœuds encadrants.

En revanche, Enedis a connu de **grosses difficultés pour la production des indicateurs et des données relatifs à la « clientèle distributeur »**. Ce dernier a expliqué des migrations de SI et des normalisations des indicateurs de performance, c'est pourquoi les réponses « en cours d'instruction » sont nombreuses. Toutefois, il est urgent que le concessionnaire rétablisse au plus vite la situation.

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

La suite de la note de synthèse s'attachera à analyser les indicateurs clé de la concession du TE 28, de faire un retour sur les réponses du concessionnaire aux enjeux associés et de proposer les pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

# Domaine technique

---

## Le réseau HTA et l'amont

Depuis *a minima* 5 ans, **27 postes sources** (PS) alimentent la concession dont 15 sont situés sur le périmètre délégué.

Ces 27 postes sources hébergent au total 58 transformateurs HTB/HTA qui cumulent une puissance totale de 1 883 MVA, servant également à desservir d'autres concessions voisines. **Cette puissance est en hausse de 133 MVA entre 2017 et 2018**. Cela s'explique par des renforcement / augmentation de puissance sur les PS de « DREUX » (+30 MVA), « MALAGUAY » (+36 MVA), « RAMBOUILLET » (+60 MVA) et « VIBRAYE » (+7 MVA).

Ces postes sources alimentent la concession *via* le **réseau HTA** dont le taux d'enfouissement s'établit à 41,2% sur le dernier exercice, soit 7 points en deçà de la moyenne nationale (calculée à partir des résultats de 90 départements de l'opendata d'Enedis).

Ce taux a augmenté de 8,4 points en 9 ans. En outre, considérant la densité d'usagers moyenne sur le territoire du TE 28 (environ 30 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne légèrement en deçà de la tendance observée.

Consécutivement au taux d'enfouissement HTA relativement conséquent, la concession compte 69 km de **réseau HTA souterrain qui sont des Câbles Papier Imprégné (CPI)**, technologie particulièrement incidentogène, en baisse de 6 km en un an (taux à 1,2%, inférieur à la moyenne de 3,2% pour une quarantaine de concessions auditées par AEC).

La résorption du CPI en 2018 a concerné principalement les communes de :

- Chartres (-1,0 km en 2018 et 17,2 km restant) ;
- Nogent-le-Rotrou (-1,3 km en 2018 et 7,4 km restant) ;
- Châteaudun (-0,6 km en 2018 et 6,0 km restant).

Ces 3 communes rassemblent 44% des linéaires CPI de la concession.

Selon le rythme moyen de résorption annuel constaté sur les 6 derniers exercices (environ 5 km/an), ces câbles seront entièrement traités à un horizon 2034, soit un horizon lointain et discutable. Il existe néanmoins une **incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques** datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude a pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain.

Le réseau HTA de la concession est à 59% constitué **de réseau aérien nu**, dont 16 km (-2 km en 2018), sont de faible section, soit 0,3% du total. A fin 2018, le réseau HTA aérien nu mesure 3 416 km, en diminution de -1,8% sur un an. Le taux de faible section du TE 28 se situe au-dessus de la valeur moyenne constatée par AEC (se montant à 0,7% sur la base de l'ensemble des données disponibles en 2017).

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA du TE 28 est situé au-dessus de la moyenne nationale calculée par AEC parmi la quarantaine de concessions auditées (âge moyen de 30,5 ans contre une moyenne de 28,5 ans, 30% des linéaires ont plus de 40 ans soit 6 points de plus que la moyenne).

En particulier, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 40 ans. Face à cela, la politique industrielle du concessionnaire est d'opérer un 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 potentiellement 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 qualifié 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 déjà important.

L'autorité concédante doit donc rester vigilante à ce sujet, face au risque d'obsolescence de son patrimoine HTA dans le futur. En particulier, elle devra suivre l'évolution de la qualité de desserte sur les tronçons traités par des opérations PDV puisqu'elles visent une mise en état opérationnel pour 15 ans à partir de la date de travaux.

Le concessionnaire a communiqué au TE 28 la localisation des tronçons traités en PDV. Ce nouveau fichier permet de préciser que depuis le début de ce programme **206 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été concernés par des affaires de PDV**, dont 127 km (soit 62%) avec des changements effectifs d'accessoires et avec des immobilisations résultantes, et dont également 79 km avec uniquement de la fiabilisation suite au diagnostic sur le terrain, sans travaux. Pour l'instant les longueurs traitées en PDV représentent à peine 6% des linéaires aériens de la concession.

Avec 38 km et 26 km, les départs HTA POUPRY du PS TIVERNON et BOISSY du PS VERNEUIL-SUR-AVRE ont été les plus concernés par de la PDV sur la concession.

En outre, les taux d'incidents des réseaux HTA aériens de la concession (3,5 inc/100 km en 2018, contre 5,6 inc/100 km 2017) présentent toutefois des valeurs inférieures par rapport aux valeurs constatées par ailleurs (4,3 inc/100 km pour la moyenne d'AEC).

## Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement s'établit à 49,0% et est supérieur à la moyenne constatée de 45% (opendata d'Enedis), soit 4 points de plus. De plus, le **taux d'enfouissement BT** de la concession est également situé au-dessus de la tendance corrélée de la densité d'usager, de 42 us./km de réseaux BT.

En particulier, ce réseau est constitué à 8,1% de **lignes aériennes nues**, dont le taux d'incident est plus de 2 fois supérieur aux autres technologies sur la concession en moyenne sur 5 ans. Leur présence est de plus relativement contenue au regard de la moyenne nationale de 8,7% constatée sur 90 départements.

Ces linéaires sont situés à 65% en zone rurale où le rythme de leur résorption constaté depuis 2015 (1<sup>er</sup> exercice *post* décret FACE) s'établit à -11 km/an sur 5 ans, contre -2 km/an en zone urbaine. Ainsi en projetant les rythmes moyens actuels de résorption sur les linéaires sensibles restants, ils pourraient être résorbés dans 18 années en zone rurale contre plus de 50 années sur les communes urbaines sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire.

Parmi ces lignes, le réseau de **faible section BT** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le TE 28 dans le cadre de ses opérations de sécurisation (-2,4 km/an depuis 2013 toutes zones confondues). Toutefois, avec une proportion de 0,6%, leur présence est largement en-deçà de la moyenne des autres concessions auditées par AEC.

Près de 20% (moyenne AEC à 22%) des lignes BT de la concession présentent dans l'inventaire technique une **datation arbitraire et fictive à 1946** (conséquence des informations moins détaillées à l'époque dans les dossiers avant la mise en place de la GDO par Enedis au milieu des années 80). Cela altère le suivi de l'âge moyen des ouvrages, principalement en BT.

A propos d'incertitude, il faut rappeler que dans les inventaires BT du concessionnaire issus du SIG les **typologies des isolants des réseaux BT ne sont pas décrites**, ce qui ne permet pas de connaître sans approximation les linéaires de câbles souterrains présentant des défaillances comme les CPI BT et les BT NP (Neutre Périphérique). Pour pallier en partie cette incertitude, **Enedis communique désormais ses propres estimatifs** en fonction des métaux des conducteurs et des années de mises en service.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation aux charges électriques a amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de 10 unités en 2018. Les technologies préfabriquées sont privilégiées dans les mises en services constatées depuis au moins 2012 alors que les nombres de postes sur poteau et maçonnés continuent de s'inscrire en diminution. Parallèlement, le nombre de **transformateurs** est en diminution par rapport à 2017 (-15 unités en 2018). Aux dires d'Enedis, « *en 2018, seuls les transformateurs HTA/BT en poste et en service sont transmis contrairement aux exercices précédents* ».

Près de 58% des transformateurs sont de la génération 410 V autorisant des réglages de prises à vide de 0%, 2,5% et 5%.

Les **cabines hautes** sont en cours de suppression, avec la destruction de 3 ouvrages courant 2018, il reste 32 ouvrages de ce type dont la moyenne d'âge est de plus de 60 ans, soit environ 0,5% des postes HTA/BT, un taux largement inférieur à la moyenne observée de 2,8%.

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître des **transformateurs** âgés en moyenne de 24,8 ans, soit 4 ans plus jeunes que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique notamment par les mutations et les déposes des transformateurs pollués au PCB, principalement dans les années 2008 à 2010.

A ce jour, **aucun inventaire des tableaux HTA et BT n'est communiqué** par le concessionnaire malgré une première demande. En particulier, Enedis n'a pas répondu quant à la disponibilité de ces inventaires pourtant nécessaire à l'identification du besoin en renouvellement de ces ouvrages de la concession.

*Des réflexions sur la faisabilité et la fiabilité seraient en cours, notamment avec la généralisation des poses de concentrateurs Linky dans les postes HTA/BT.*

La panoplie des compteurs s'enrichie progressivement avec le déploiement des **compteurs communicants Linky** qui se déroule depuis fin 2015 et jusqu'en 2021 sur le plan national d'Enedis. Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA sont concernés par ce déploiement national. Le déploiement en masse a débuté sur la concession fin 2017, il y a à fin 2018 **49 350 compteurs Linky** installés et immobilisés, soit un taux de déploiement de 31 % à fin 2018 (en dessous pour l'instant de la moyenne d'AEC de 40%, selon un panel de 72 AODE). Cela représente plus de **4,1 M€ immobilisés** sur la concession.

En complément, le concessionnaire a transmis un inventaire comptable par commune et par mois de mise en service des compteurs Linky.

Avec respectivement près de 21 000 et 3 000 compteurs, les communes de Chartres et d'Épernon comptent le plus de Linky posés.

Les **concentrateurs Linky** sont désormais immobilisés parmi les **biens en concession** depuis 2018, en tant que biens de retour. Jusqu'à présent Enedis refusait de les considérer « en concession » selon le contrat de concession actuel, tout en précisant que cela serait le cas selon le modèle de contrat de fin 2017.

Le TE 28 n'avait pas encore renouvelé son contrat de concession pour l'exercice de l'audit, toutefois il semblerait que le concessionnaire ait revu sa position sur le sujet, afin de permettre un traitement unique et national, et non des immobilisations différenciées selon la génération du cahier des charges de concession. *Une explication écrite de ce changement de position a été demandée, mais non obtenue à l'heure actuelle.* **Les concentrateurs représentent à fin 2018 une valeur d'actif de 0,6 M€, et 1 755 appareils installés.**

## La continuité d'alimentation

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

En 2018, le **critère B HIX** de la concession est de 62 minutes, il a diminué de moitié en une année (125 minutes en 2017). En excluant les 0,2 de B amont liés à RTE, il se situe 3 minutes en-dessous de la valeur nationale (65 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE).

A noter que, malgré ce fort recul par rapport à 2017, le critère B atteint en 2018 ne revient pas au niveau relevé en 2014 et 2015 avec des résultats respectifs de 53 minutes et 52 minutes.

Au niveau de la concession, l'année 2018 n'a été marquée par aucun épisode climatique majeur, contrairement à l'année 2017 pour laquelle le critère B avait été impacté par plusieurs phénomènes climatiques très localisés, dont notamment un épisode de givre les 1<sup>er</sup> et 2 janvier 2017 ainsi que la tempête Egon les 12 et 13 janvier 2017.

Le critère B amont est de 3,3 minutes, avec principalement des incidents dans les postes sources (3,1 minutes de critère B en 2018) et sur le réseau de transport (0,2 minutes de critère B en 2018).

La part des incidents HTA dans le critère B HIX reste majoritaire avec 64% en 2018, soit 40 minutes de coupure moyenne. Dans la décomposition du critère B, viennent ensuite les coupures pour travaux HTA qui ont été conséquents en 2018 avec 9 minutes (15%). Le reste du critère B concerne les interruptions de fourniture du réseau basse tension (incidents à 8% et travaux à 8% également) et l'amont et les poste-sources pour 5%. En ce qui concerne les travaux, le concessionnaire est désormais sollicité pour indiquer le « critère B évité » et donc invisible dans les chiffres précédents, grâce aux travaux TST et aux groupes électrogènes mis en place lors de chantiers du TE 28 ou d'Enedis. Toutefois, cette donnée n'a pas été communiquée.

Pour rappel, les temps de coupure des incidents sur les branchements et pour l'installation des compteurs Linky ne sont pas considérés par définition (selon le TURPE établi par la CRE) dans l'évaluation du Critère B.

*La spatialisation du critère B est désormais utilisable sans estimation puisque le concessionnaire a enfin accepté de transmettre les résultats du temps de coupure moyen par usager BT et par commune et également les incidents HTA avec les détails par poste HTA/BT.*



## La qualité de tension sur les réseaux

Le nombre de **départs HTA en contrainte** est en recul par rapport à 2017. En 2018, 4 départs ont des contraintes supérieures à 5%, aucun avec plus de 7%. Cela représente 1,8% des départs HTA soit une proportion identique à la moyenne d'AEC de 1,8% également.

En 2018, les 4 départs HTA **avec plus de 5%** de contrainte sont :

- « LEGER » : 6,9% en 2018 contre 4,2% en 2017 => Aux dires d'Enedis, « des travaux ont été réalisés en 2019, le calcul qui a été donné près de 7% a certainement été fait en période de schéma modifié. Les travaux sont terminés, la mise en schéma d'exploitation final réalisée, et ce départ n'est plus en contrainte de tension » ;
- « BREZOL » : 6,3% en 2018 contre 6,1% en 2017 => Aux dires d'Enedis, « un chantier de dédoublement de ce départ est en cours. La mise en schéma définitive n'est pas encore réalisée, celle-ci résoudra le problème de delta U » ;
- « MENUIS » : 6,2% en 2018 contre 6,6% en 2017 => Aux dires d'Enedis, « il s'agit là d'un poste de répartition. Des travaux sont prévus sur ce poste dans les années à venir » ;
- « ACON » : 5,9% en 2018 contre 6,7% en 2017 => Aux dires d'Enedis, « Il s'agit là d'un départ du poste source DAMVILLE situé dans l'Eure. Enedis indique n'avoir que 3 postes DP de ce départ sur la DR et n'est pas exploité par le centre ».

En outre, le nombre de **Clients mal alimentés** (CMA) est en forte hausse avec une hausse de +20% (+55 CMA) passant de 282 CMA en 2017 à 337 CMA en 2018 (+8% en zone rurale et x2 en zone urbaine) soit un taux de CMA qui s'établit à 0,2%. Ce taux se situe en deçà de la moyenne de 0,8% calculée par AEC sur le même exercice 2018, et sur un panel de plus de soixante-dix concessions.

Le nombre de DMA (Départs Mal Alimentés) a également augmenté de près de +15% avec une hausse de 34 DMA à 39 DMA entre 2017 et 2018.

Cette hausse s'explique par un **ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA** qui intègre notamment :

- L'amélioration de la précision des **profils de charges** qui sont considérés lors des estimations : le déploiement des compteurs Linky a contribué à ce gain de caractérisation ;
- L'interdiction dans le modèle de calcul de la possibilité de **prises à vide des transformateurs** HTA/BT à +5%, en cas de présence de producteur BT en aval d'un poste HTA/BT.

Ce changement de méthode résulte d'un groupe de travail national associant Enedis, la FNCCR et la mission FACE de la DGEC permettant d'évaluer la faisabilité technique d'évolutions de la méthode et d'inscrire ces évolutions dans la préparation de l'inventaire FACE de 2019.

Ces évolutions ont ainsi provoqué de fortes hausses des CMA et des DMA sur la grande majorité des concessions de l'hexagone. Toutefois, Enedis n'a pas pu préciser les composantes des hausses selon chacune des évolutions de paramètres.

## Les actions du concessionnaire sur le réseau

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a **délibéré investi 6,8 M€ en 2018**, en net recul par rapport à l'exercice précédent (10,4 M€ en 2017) auxquels s'ajoutent 6,3 M€ imposés par les opérations de raccordement et 3,4 M€ pour le déploiement des compteurs Linky.

Les investissements sur les **postes sources** (déjà intégrés dans les valeurs de chaque catégorie) avaient été conséquents en 2017 avec 3,4 M€. En 2018, les dépenses en faveur des PS étaient de 2,1 M€.

*Conformément à la demande formulée l'an dernier, l'affichage des dépenses pour les PS de la concession est de nouveau plus clair dans le CRAC.*

Entre 2017 et 2018, la présentation des **dépenses d'investissements par Enedis dans le CRAC** a gagné en détails. En effet, elle est passée de 4 familles et 7 sous-catégories à 4 familles et 16 catégories. Enedis a expliqué que, désormais, cela était conforme aux préconisations du CSPDE (Comité du Système de Distribution Publique d'Electricité).

Pour certaines catégories de dépenses comme les renforcements et les moyens d'exploitation, le suivi du changement de format n'est pas aisé. **Il est regrettable qu'Enedis n'ait pas donné plus de précisions avec des annotations dans le CRAC.**

En outre, le choix de supprimer la **famille indépendante « Linky »** pour l'intégrer dans une autre famille « Investissements pour l'amélioration du patrimoine » est très discutable, car cela peut, à terme, biaiser la lecture sur les investissements propres aux réseaux notamment ceux qui doivent permettre de contribuer aux atteintes d'objectifs de continuité et de qualité de fourniture.

Ramené au nombre d'usagers, le montant des investissements délibérés de la concession (de l'ordre de 42 € par usager, stable par rapport à 2017) est inférieur à la moyenne nationale d'environ 50 € par usager (selon les montants affichés dans les comptes nationaux).

Enfin, il est regrettable que le concessionnaire ne présente pas les quantités réalisées ou déposées par typologie d'investissement malgré les différentes demandes complémentaires. Ce point sera à surveiller pour le prochain audit, notamment suite à la justification discutable : *« ces éléments vous seront communiqués dans le cadre du suivi du futur contrat de concession »*.

**En outre, il est également regrettable que le détail des dépenses CAPEX d'Enedis reste à ce jour l'un des derniers fichiers qui n'est ni exhaustif ni formaté. Pourtant cela faciliterait son usage exercice après exercice, alors que son contenu est essentiel à l'audit de la concession.**

En outre, le concessionnaire opère à des **opérations d'entretien et de maintenance**. En particulier, les montants dépensés sur les opérations d'élégage sont en recul important (336 k€ de dépenses en 2018, soit -42% par rapport à 2017). Les longueurs traitées sont également en recul en 2018 pour s'établir à 98 km, sans qu'Enedis n'apporte des éléments d'explication malgré de multiples demandes. En 2017 et 2018 le coût par mètre linéaire de ces opérations est de 3,4 €/m.

Enfin, la lecture des dépenses de maintenance curative reste très opaque et les éléments communiqués à l'AODE concernant les charges préventives ne présentent aucun élément de localisation. En outre, le compte d'exploitation ne permet pas d'identifier ces charges de façon claire. Il serait essentiel que le TE 28 puisse établir que le vieillissement important de son patrimoine n'amène pas à une hausse trop importante de ces dépenses.

# Domaine comptable et financier

---

## Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 489 M€ à fin 2018, **en augmentation de 24 M€ sur un an**. Cette évolution est la résultante des immobilisations des dépenses d'Enedis, également des investissements de la Collectivité valorisés par le délégataire et également des retraits d'ouvrages. La valeur brute par usager de 3 008 €/us se situe au-dessus de la moyenne des ratios constatés par AEC (de 2 769 €/us sur plus de 70 AODE).

Des **modifications de catégories d'ouvrages ont été faites par Enedis à l'ouverture** de l'exercice 2018. En effet, des biens jusqu'à présent regroupés dans les « autres ouvrages localisés » ont rejoint d'autres catégories présentées dans le CRAC. Notamment les plus importantes en valeurs sont les cellules HTA qui appartiennent désormais aux postes HTA/BT, et les armements HTA au sein désormais des canalisations HTA aériennes. De plus, les autotransformateurs HTA/HTA qui étaient des « autres ouvrages non localisés » sont inclus dorénavant avec les transformateurs HTA/BT. Il est regrettable que ces mouvements, certes cohérents, n'aient pas été expliqués dans le CRAC.

La proportion des **ouvrages non localisés** (ONL) est en réduction progressive. En effet, certains branchements sont encore non localisés, mais désormais les **Ouvrages Collectifs de Branchements** (OCB) (auparavant appelées « colonnes montantes ») et les Dérivations Individuelles (DI) associées ont été localisées courant 2018. De plus, les compteurs C5 électromécaniques et C5 électroniques sont toujours non localisés, mais le déploiement des **compteurs Linky** permet un remplacement progressif de ces compteurs et permet aussi leurs localisations. Les **compteurs marchés d'affaires** (C1 à C4) ont été également tous localisés en 2018.

En 2018, avec un total de 85 M€ les ONL représentent 17% de ce patrimoine, contre 18% en 2017. Aujourd'hui les branchements représentent 85% des ONL. Les localisations vont se poursuivre jusqu'en 2022 dans le cadre du projet « ADELE » (Actif Détaillé Et Localisé), avec notamment les **liaisons réseau** d'ici 2021, les **dérivations individuelles** et les **disjoncteurs** d'ici 2022, et la fin du déploiement des compteurs Linky en 2021. En outre, ce projet d'inventaire détaillé et localisé est issue d'obligation réglementaire inscrite dans la LTECV d'août 2015.

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

A noter que, les travaux de localisation comptable des « colonnes montantes » se sont **poursuivis jusqu'au mois d'avril 2019** : les valeurs présentées dans le CRAC et dans le tableau de bord n'intègrent pas les impacts de ces travaux complémentaires transmis par le concessionnaire sous forme d'**addendum** au CRAC 2018 et présentés de façon très synthétique (M€ au lieu de k€).

Les impacts comptables, synthétisés par cet *addendum*, ont été sont négligeables (inférieurs à 0,1 M€) pour la concession du TE 28 (stabilité de la valeur brute et des provisions pour renouvellement) par rapport aux valeurs à fin 2018 présentées dans le CRAC 2018, sans toutefois qu'Enedis ne transmette les impacts détaillés sur les autres passifs (amortissement du financement du concédant notamment).

**Un inventaire comptable complet intégrant les effets retranscrits dans l'*addendum* a été demandé au concessionnaire. La réponse est « en cours d'instruction », toutefois selon les 1<sup>ères</sup> réponses orales cela semblerait peu probable.**

**Cela serait une importante carence du contrôle, car cela signifierait que le CRAC 2018 et les inventaires patrimoniaux sont incomplets et non représentatifs de l'état du service délégué.**

Par ailleurs, l'article 176 de **la loi ELAN** prévoit le transfert de l'ensemble des colonnes électriques au réseau public de distribution d'électricité à l'issue d'un délai de 2 ans à compter du 24 novembre 2018. A partir de l'exercice 2019, les 1<sup>ers</sup> impacts comptables seront visibles. Enedis a dénombré 4 674 **colonnes électriques** sur la concession dont 46% sont dites « en concession » (celles mises en service à partir de la signature du contrat « modèle 1992 » et celles plus anciennes mais rénovées entre temps).

Comme évoqué précédemment, le concessionnaire a intégré en concession les **concentrateurs** en 2018. Il est regrettable que cela ait été fait très « discrètement » dans le CRAC. En effet, leur valeur d'actif (0,6 M€ selon les données de contrôle) est nullement indiquée dans ce document, car elle est confondue avec les 47,9 € des postes HTA/BT.

Une seule phrase fait référence à cette évolution et de plus celle-ci est erronée (page 117) « *A noter qu'en 2018, les apports Enedis nets tiennent compte du passage en concession des concentrateurs des compteurs Linky* ».

Contrairement à cette annonce, les apports nets d'Enedis de 22,5 M€ en 2018 ne prennent pas en compte les concentrateurs, car en réalité ces derniers ont été appliqués en « **retrait positif** » et confondus avec les postes HTA/BT, avec la valeur de +382 k€ (résultante de l'immobilisation de concentrateurs et du retrait réels de postes HTA/BT).

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

Le **taux d'amortissement** des ouvrages a légèrement diminué passant de 44,5% en 2017 à 44,0% en 2018, conséquence notamment d'investissements significatifs sur le compteur Linky, pour s'établir légèrement au-dessus de la moyenne des valeurs constatées par AEC (43,3%). Cet indicateur a cependant augmenté pour les réseaux BT et les transformateurs et postes HTA/BT.

Le stock des provisions pour renouvellement est en légère baisse par rapport à l'exercice précédent et passe de 48,1 M€ à fin 2017 à 47,4 M€ à fin 2018 (-0,7 M€). Les sorties d'inventaire des ouvrages non localisés **impactent le stock des provisions pour renouvellement qui suit une tendance baissière depuis 2010**. Ces diminutions sont également dues à la modification des modalités de calcul appliquées depuis 2011 réduit le flux des dotations.

En 2018, la **dotation** totale aux PR est de 0,9 M€, en parallèle 0,6 M€ de PR ont été **affectées** et utilisées pour financer les ouvrages renouvelés et 0,9 M€ ont été **reprises** et remontées au résultat (dont 0,6 M€ pour la HTA aérienne, suite aux opérations de PDV).

En ajoutant à cela un niveau conséquent d'investissements du concessionnaire sur les derniers exercices, cela a pour effet mécanique de fortement réduire chaque année la **dette potentielle du concessionnaire envers le concédant**, de 24 M€ à fin 2017 à 12 M€ à fin 2018. A noter que cette dette potentielle d'Enedis envers le TE 28 s'élevait à 25 M€ à fin 2010. Ce résultat peut cependant être critiqué du fait des points susmentionnés (contribution des raccordements non considérés comme des participations de tiers, allongements des durées de vie comptable des postes et des transformateurs HTA/BT opérés en 2011 et 2012, opacité sur les modifications des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement, provisionnement au niveau national pour les réseaux BT et les postes en zone ER).

Pour rappel, le concessionnaire n'immobilise pas en financement de tiers la participation financière au raccordement des pétitionnaires ou des communes. En d'autres termes, **la participation estimée à 60% du coût du raccordement est considérée comme du financement concessionnaire**. Cette pratique, si elle est cohérente avec la construction tarifaire du TURPE et n'engendre pas de double rémunération, alourdit le poids des financements du concessionnaire (le tarif couvrant leur amortissement et une rémunération assortie) et crée une créance vis-à-vis du concédant.

## Le résultat d'exploitation de la concession

À la suite de la restructuration du concessionnaire en Direction Régionale (DR), le compte d'exploitation présente une rupture de chronique en 2015. En effet, **pour le TE 28 environ 70% des charges d'exploitation et 10% des produits sont calculées via des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif**, soit dorénavant la DR Centre Val de Loire, maille plus « proche » de la concession que l'ex DIR (Direction Inter-Régionale) Auvergne Centre Limousin auparavant. Les parts restantes des charges et des produits sont natives à la concession. Le **résultat d'exploitation constaté de la concession** est bénéficiaire avec cependant un taux légèrement inférieur (7,2%) au taux de marge national (8,4%). Ce taux avant contribution à l'équilibre est en net augmentation par rapport à l'exercice précédent.

En 2018, le **total des produits a augmenté** par rapport à l'exercice 2017 (+1,7 M€, soit +1,9%), la résultante des hausses des recettes d'acheminement de +1,1 M€ (hausse des volumes et hausse des tarifs du TURPE) et des reprises sur amortissements et provisions de +0,9 M€ compensant partiellement la baisse de la production stockée et immobilisée (-1,5 M€).

En parallèle les **charges totales ont légèrement reculé par rapport à l'exercice précédent** (-0,6 M€ -0,7%), dont notamment -2,9 M€ de baisse sur les achats de matériel, conséquence de la variation des achats de matériel des plates-formes logistiques SERVAL répartis par DR grâce à une clé composite dédiée "Matériel".

Après une forte amélioration sur les consommations externes distinguant notamment les charges en achat de matériel, en prestation de travaux et en prestations externes, un niveau de détail supplémentaire est fourni dans les reprises et dotations aux amortissements et provisions. En plus de préciser le calcul de certains postes d'exploitation à la maille de la concession, ces distinctions permettent d'apporter quelques éléments sur des éléments comptables que le concessionnaire ne communique pas dans les données de contrôle.

La volatilité des résultats souligne la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation, ce qui amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre production stockée et immobilisée pourraient être précisés.

# Domaine clientèle distributeur

---

## Les usagers de la concession

La concession continue de suivre le même rythme d'évolution que son nombre d'usagers (+0,4% par rapport à 2017). Le nombre d'usagers HTA de la concession est quasiment stable sur les 4 derniers exercices. Malgré une clémence des températures en 2018, la **consommation électrique** présente une tendance à la hausse avec +1,0% en 2018 principalement due à la hausse de +2,1% de la consommation des clients HTA, ces derniers représentent 37% de la consommation totale. En outre, la recette totale a augmenté de 2,3 M€ soit +3,4% (essentiellement lié à un effet prix de hausse du TURPE).

Les **producteurs** représentent 1 621 installations, en forte augmentation en nombre de +8% et en puissance de +9%. Les producteurs photovoltaïques représentent 97,1% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 420 MVA à fin 2018 et concerne à 93% des installations éoliennes.

## La qualité de service

Les raccordements en **injection** sont en très forte progression par rapport à l'exercice 2017 pour s'établir à 104 en 2018 soit une hausse de +20% du nombre de **nouveaux raccordements en injection** par rapport à 2017, montrant le dynamisme du territoire. En soutirage la quantité de raccordements est en légère baisse avec -4% par rapport à l'exercice précédent.

Le nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur en 2018 est stable par rapport à l'exercice précédent mais masque des disparités selon les catégories. En effet, les réclamations liées aux interventions techniques et à la relève et à la facturation progressent de respectivement +53% et +11% par rapport à 2017 alors que celles liées à la qualité de la fourniture chutent de -52%

Le ratio de nombres de réclamations pour 10 000 usagers, confirme que le **volume de réclamations est relativement faible sur la concession du TE 28**. En effet il est de 76 réclamations pour 10 000 usagers en 2018, en deçà de la moyenne d'AEC de 92 réclamations pour 10 000 usagers (calculée avec un panel de plus 70 AODE).

En outre, contrairement aux données de contrôle, le CRAC n'indique pas de manière distincte les volumes de réclamations relatives à Linky. En effet elles sont confondues avec celles sur les interventions techniques ce qui ne favorise pas la transparence à ce sujet. **Il est nécessaire d'avoir ce détail d'information dans le prochain CRAC de 2019.**

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2014 et le concessionnaire y répond de façon satisfaisante avec 97,7% de réponses dans les délais.

**A noter que la plupart des indicateurs relatifs à la relève ou aux coupures pour impayés n'ont pas été transmis cette année après de multiples relances. L'arrivée du compteur Linky et la refonte de leur système d'information a provoqué certaines difficultés pour la production de ces données. Le concessionnaire se doit de remédier au plus vite à cela.**

# Domaine clientèle fournisseur

---

## Les usagers de la concession aux TRV

Le nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Réglementés de Vente) présente une forte diminution en 2018 avec -7,6% par rapport à 2017 pour les tarifs bleus. En outre à fin 2018 il reste 17 clients aux tarifs jaunes et 80 clients aux tarifs verts en diminution respectives de -15% et -10%.

Après une forte baisse en 2017 du **taux de réussite aux appels téléphoniques** (-6 points), ce taux remonte à 85,7% au niveau national soit le même niveau que celui de 2016 traduisant une amélioration du service d'accueil (avec 23,7 millions d'appels en 2018 en baisse de -5% par rapport à 2017). Le traitement est effectué avec une répartition nationale des flux d'appels.

EDF avait expliqué la baisse du taux de réussite aux appels téléphoniques en 2017 par plusieurs pics de volumes d'appels dans l'année en lien avec des problèmes de double prélèvement et d'incompréhension dans le courrier accompagnant les nouvelles conditions générales de ventes.

## Les réclamations enregistrées par EDF

Après avoir été en forte augmentation en 2017, le volume total de **réclamations** traitées par EDF à la maille de la concession en 2018 est en baisse par rapport à 2017 avec 1 988 réclamations (-12%).

La première cause de réclamation concerne le **recouvrement** avec 31% du total soit 618 sollicitations, mais en baisse annuelle de -12%. Le deuxième motif concerne la **facturation** avec 521 réclamations soit 26% du total avec là aussi un volume en diminution de -20%. Les réclamations relatives à l'accueil et à la relève sont quant à elles, en hausses respectives de +16% et +15%.

Toutefois, la concession se situe juste au-dessus de la moyenne, avec environ 169 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu contre une moyenne d'AEC de 154 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu.

*En revanche, le fournisseur ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. De plus, seules les réclamations des clients « bleus résidentiels » sont comptabilisées, ainsi **celles des clients « bleus non résidentiels » sont toujours manquantes, alors que ces clients représentent 12% du volume des clients.** EDF explique des difficultés de SI et de localisation des réclamations de cette catégorie d'usager, et préfère ne pas communiquer ces valeurs pour ce segment de clientèle qu'il juge concurrentiel, ce qui est contraire au contrôle de concession.*

Le taux de réclamations traitées sous 30 jours est transmis à la maille concessive depuis 2014. Ce taux est stable depuis 2015, et en 2018 ce taux atteint 95,3%.

## Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2017, 7 169 clients bénéficiaient du **TPN**, le tarif social de l'électricité. Le **Chèque Energie** a remplacé, le 1<sup>er</sup> janvier 2018, les tarifs sociaux de l'énergie. En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie.

En 2018, le nombre de chèques énergie reçus par EDF s'établit à 3 894 et le fournisseur a également reçu 860 attestations. Par définition, les 2 systèmes sont difficilement comparables, toutefois la baisse de -46% par rapport au TPN de 2017 laisse à penser que pour l'instant l'efficacité du nouveau système n'est pas du niveau de son prédécesseur. Le nombre de chèques reçus par rapport au nombre de tarifs bleu de la concession s'établit à 3,6%.



Selon les gestionnaires, le montant moyen du chèque énergie est de 150 €, contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux. En 2018, le plafond du revenu fiscal de référence donnant droit au chèque énergie est par exemple de 7 700 € par an pour une personne vivant seule, et de 16 170 € pour un couple avec deux enfants. Il existait 9 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus, ces montants variaient entre 48 € et 227 €. Les chèques sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

Les pouvoirs publics ont annoncé qu'en 2019, ce bénéfice sera élargi aux personnes seules avec un RFR inférieur à 10 700 € et inférieur à 22 470 € pour les couples avec deux enfants, et qu'il sera couplé à une **augmentation de 50 € de chaque forfait** (avec désormais 12 montants différents) pour atteindre un montant moyen de 200 €.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement** (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 80 k€ en 2018, soit un montant stable par rapport à l'exercice précédent. La totalité de ce budget permet d'aider les clients à payer leurs factures. Le nombre de dossiers aidés pour le règlement de factures d'électricité est de 465, en baisse de -13% par rapport à l'exercice précédent. 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 et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux. Une partie des fonds, et désormais la totalité depuis 2014, versée par EDF est compensée par la CSPE<sup>1</sup>, prélevée sur les factures de tous les consommateurs.

En 2018, EDF a demandé **2 771 DPI** (demandes d'interventions pour impayés) qui ont abouti à 665 coupures effectives et 1 105 réductions de puissance dont 642 **réductions de puissance hivernale** de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale du 1<sup>er</sup> novembre au 31 mars. Le nombre de coupures effectives a diminué de -4% en 2018. Selon EDF les évolutions sont très variables selon les exercices et sont liées à de multiples facteurs ne permettant pas une explication précise.

---

<sup>1</sup> CSPE : Contribution au Service Public de l'Electricité