



ENERGIE Eure-et-Loir



territoire
d'énergie

Note de synthèse du tableau de bord de concession

Exercice 2020

Novembre 2021

Réalisé avec le soutien de l'AEC



18, rue de la Pépinière – 75008 PARIS
Tél : 01 44 70 78 10 – Fax : 01 44 70 19 34 - Courriel : contact@aeconseil.fr



Sommaire

Préambule	3
Retour sur les échanges avec les concessionnaires.....	3
Le périmètre concessif	3
Domaine technique.....	4
Le réseau HTA et l'amont.....	4
Le réseau BT et l'aval.....	5
La continuité d'alimentation	6
La qualité de tension sur les réseaux	7
Les actions du concessionnaire sur le réseau	7
Domaine comptable et financier	8
Le patrimoine comptable de la concession.....	8
Le résultat d'exploitation de la concession	10
Domaine clientèle distributeur	11
Les usagers de la concession	11
Les raccordements	11
La qualité de service.....	12
Domaine clientèle fournisseur	14
Les usagers de la concession aux TRV	14
Les usagers en difficultés financières	15

Préambule

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 2020 s'est déroulée à Chartres les 7, 8 et 9 juillet 2021 en présence des représentants d'EEL 28, des délégués 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 le 29 mars 2021 aux concessionnaires préalablement à l'audit. Les éléments transmis par le concessionnaire étaient partiellement complets par rapport à la demande initiale d'EEL 28. Ces éléments ont été reçus entre au cours du mois de juin 2021. Les concessionnaires ont remis leurs réponses complémentaires fin juillet 2021.

Pour l'exercice 2020, Enedis a transmis pour la première fois :

- Le critère B évité par les opérations de pose de GE (fichier ETINC 05g) ;
- Le statut des tronçons HTA : « En exploitation » ou « En exploitation – en attente » (fichier ETRES 05) ;
- La modification ou non de la puissance des postes HTA DP dans l'année (fichier ETRES 07) ;
- Le code GDO du transformateur HTA/BT (fichier ETRANS 01).

Cependant, il est regrettable de noter un manque de complétude concernant :

- Le critère B par commune : le fichier « ETINC 05 - Critère B HIX hors RTE par commune » a bien été transmis mais il ne décompose pas le critère B HIX hors RTE par catégorie (incident HTA ou BT et travaux HTA ou BT) alors que cette décomposition est attendue ;
- Le critère B évité par les opérations de TST (fichier ETINC 05g).

De plus, 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 (de DISCO vers GINKO) et des normalisations des indicateurs de performance, c'est pourquoi les réponses « non disponibles » ou « en cours d'instruction » sont nombreuses. La migration complète des SI est prévue pour fin 2020, et Enedis explique que les indicateurs seront ainsi fiabilisés pour l'exercice 2021.

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 d'EEL 28, de faire un retour sur les réponses des concessionnaires aux enjeux associés et de proposer les pistes d'approfondissement à mener par l'AODE.

Le périmètre concessif

Le périmètre de la concession d'EEL est constant à 309 communes depuis 2012.

Le distributeur Enedis communique toujours les données de contrôle selon les codes INSEE « d'origine », c'est-à-dire pour chaque commune à part entière et pour chaque commune dite « déléguée » au sein de chaque commune nouvelle. C'est pourquoi le nombre de communes en concession est stable avec 309 communes. Le fournisseur EDF indique également 309 communes dans ses données.

Domaine technique

Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2020, **27 postes sources** alimentent la concession (avec une puissance totale de 1 991 MVA, en progression de +108 MVA par rapport à 2019) dont 15 sont situés sur la concession.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession *via* le **réseau HTA**, dont le taux d'enfouissement s'établit à 43%, à fin 2020. Il est assez bas en comparaison du taux moyen des concessions du panel établi par AEC (49%, *statistiques AEC 2020*). En outre, considérant la très faible densité d'usagers sur le territoire d'EEL (environ 28 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne en-deçà de la tendance observée. Il est en augmentation d'environ 1 point par an en moyenne sur les 10 dernières années.

Par ailleurs, la concession compte 66 km de **réseau HTA souterrain à isolation papier** (CPI). Le taux associé s'élève à 1,1%. Il est assez faible, et se situe très en-dessous des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions départementales auditées (3%, *statistiques AEC 2019*). En outre, la moitié des CPI HTA de la concession sont localisés sur les communes de Chartres, Nogent-le Rotrou, Châteaudun et Senonches.

Les 2 km de renouvellement des câbles CPI sur la concession en 2019 ont eu lieu essentiellement sur les communes de Chartres, Nogent-le Rotrou.

Le réseau HTA de la concession est constitué à 57% de **fil aérien nu**, dont 14,5 km (0,3% du total) qui sont de **faible section**. Le taux de faible section d'EEL 28 se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées par AEC (sur la base du panel AEC, *statistiques 2019*).

En outre, l'âge moyen des réseaux HTA d'EEL 28 est légèrement au-dessus de la moyenne nationale calculée par AEC sur son panel établi au niveau national (âge moyen des réseaux HTA d'EEL 28 de 32 ans, contre une moyenne AEC de 30 ans, *statistiques AEC 2019*).

De même, le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 42 ans et présente également une valeur supérieure à la moyenne nationale calculée par AEC (40,3 ans, *statistiques AEC 2019*). Face à cela, la politique industrielle du concessionnaire est d'opérer au renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien *via* des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie** (PDV). Ces opérations, qui ont débuté nationalement en 2012, ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés suite à un diagnostic précis réalisé sur le terrain. Par définition, ces travaux doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance), et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré. Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA déjà important. De plus, la politique PDV est en train d'évoluer vers une politique de rénovation programmée (RP) visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée de 15 ans grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composants supplémentaires.

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 et RP (d'après le fichier PDV : 301 km traités depuis 2015 dont 16 km en 2020, soit au total 9% du réseau HTA aérien nu). Ce point reste à surveiller bien que le taux d'incidents sur les réseaux HTA aérien de la concession (4,2 inc/100 km) reste inférieur à la moyenne constatée par ailleurs (4,8 inc/100 km, *statistiques AEC 2019*).

Le réseau BT et l'aval

Concernant le **réseau BT**, le taux d'enfouissement (51%, en augmentation par rapport à 2019) est supérieur à la moyenne des valeurs observées par AEC (46%, *statistiques AEC 2020*). De plus, en considérant la densité d'usagers (42 usagers par km de réseau BT), le taux d'enfouissement BT se situe au-dessus de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 7,4% de lignes aériennes nues, dont le taux d'incidents est 6 fois supérieur aux câbles souterrains et torsadés sur la concession en 2020. En outre, leur présence sur le territoire de la concession est eu égard à leur proportion, similaire à la moyenne nationale établie par AEC (7,8%, *statistiques AEC 2020*). Entre 2014 et 2020, le rythme de résorption moyen du **réseau BT aérien nu** s'établit à environ 11 km/an. Au global, les linéaires sensibles seraient donc résorbés d'ici 26 ans.

Parmi ces lignes, le **réseau de faible section** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le concédant dans le cadre de ses opérations de sécurisation (19 km de réseau BT de faible section à fin 2020, ce qui représente 0,5% du réseau BT total, ce qui place la concession dans la fourchette basse des valeurs constatées sur les concessions auditées (taux moyen du réseau BT faible section : 2,1%, *statistiques AEC 2019*) en recul régulier (avec 3 km en moins en 2020 et une résorption en moyenne de l'ordre de 3 km/an depuis 2014).

A noter que 20% (754 km) des lignes BT de la concession présentent une **datation arbitraire et fictive à 1946**, ce qui altère le suivi de leur âge moyen. Enfin, Enedis estime le stock de réseau BT CPI et de neutre périphérique à moins de 1 km.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de 12 unités en 2020 par rapport à 2019. Les technologies préfabriquées sont privilégiées dans les mises en services. Elles représentent en outre la première catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 45% pour EEL 28 contre 43% pour les technologies sur poteau ; les technologies maçonnées représentant 11% en 2020. Parallèlement, le nombre de transformateurs continue d'augmenter (+34 unités en 2020). Désormais, 66% 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. À fin 2020, il reste encore 31 ouvrages de ce type, soit environ 2,8% des postes HTA/BT. Entre l'exercice 2019 et 2020, une seule cabine haute a été résorbée.

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître des transformateurs âgés en moyenne de 25,7 ans, soit un an plus jeune que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique par les mutations et la dépose des transformateurs pollués au PCB, principalement dans les années 2008 à 2011.

A ce jour, aucun inventaire des **tableaux HTA et BT** au sein des postes n'est communiqué par le concessionnaire malgré des demandes suites aux échanges sur site. En particulier, Enedis n'a pas répondu quant à la disponibilité de ces inventaires pourtant nécessaires à l'identification du besoin en renouvellement de ces ouvrages de la concession.

La panoplie des compteurs est désormais enrichie 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. Ces ouvrages, déployés massivement sur le territoire d'EEL 28 depuis 2017, se dénombrent à 92 230 compteurs à fin 2020, soit un taux de déploiement de 57%.

En revanche, le concessionnaire n'a transmis un inventaire comptable par commune et par mois de mise en service des compteurs Linky et des concentrateurs qui sont désormais immobilisés « en concession » depuis 2018. Il faudra veiller à sa transmission pour l'exercice 2021.

La continuité d'alimentation

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

Le **critère B toutes causes confondues (TCC)** s'élève à 68,2 minutes en 2020. En 2020, les **interruptions de fourniture dites exceptionnelles** ont généré un critère B de 0,5 minutes, causées par des actes de malveillance et des incendies d'origine externe.

Le **critère B hors incidents exceptionnels (HIX)** de la concession présente une hausse par rapport à l'exercice précédent et s'établit à 67,7 minutes : la valeur observée en 2020 souligne une dégradation par rapport à l'exercice précédent (56,5 minutes), en s'éloignant des niveaux de 2014 et 2015 (respectivement 52,8 et 50,7 minutes). En outre, il se situe au-dessus de la valeur moyenne nationale en 2020 (58,4 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE). **L'AODE doit toutefois être très vigilante sur l'évolution de cet indicateur lors des prochains exercices du fait de sa forte dépendance aux incidents climatiques.**

Le critère B amont HIX est de 1,1 minute (3 minutes de critère B amont en 2019).

La part des incidents HTA dans le critère B est majoritaire avec 66%, soit 45 minutes de temps de coupure en 2020. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B pour incidents HTA a fortement augmenté (+10 minutes) et correspond à la valeur la moins élevée depuis au moins 2009. Le reste du critère B est réparti entre les coupures pour travaux HTA (13 min), les coupures pour incidents BT (6 min) et les coupures pour travaux BT (3 min).

Le taux d'usagers présentant des indicateurs hors seuil du **décret qualité** augmente en 2020 de 0,4 point par rapport à 2019 pour atteindre 1,0%.

La **fréquence des coupures longues** est de 1,3 coupure longue en moyenne par usager en 2020. Elle se situe au-dessus de la fréquence moyenne de 1,1 observée sur les concessions auditées par AEC. En outre, la **fréquence de coupures brèves** présente une valeur de 1,7 coupure brève par usager en 2020, également en-dessous de la moyenne constatée par AEC (2,5). La **fréquence de coupures très brèves** atteinte en 2020 sur le territoire d'EEL 28 se situe à 4,3, une valeur également légèrement inférieure à la moyenne constatée sur le panel AEC (4,4).

Avec 4,0 incidents pour 100 km de réseau HTA, la concession d'EEL 28 présente un taux d'incidents inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC au global (4,3 incidents). Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains pour 100 km qui atteint 0,8 en 2020 est également en-dessous de la moyenne AEC (1,7). En revanche, le taux d'incidents HTA aériens se situe à 4,2 et est inférieur à la moyenne AEC (4,8).

La concession d'EEL 28, avec 4,8 incidents pour 100 km de réseau BT, présente un taux d'incidents en baisse pour la troisième année consécutive et inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC au global (7,3 incidents). Dans le détail, le taux d'incidents BT souterrains pour 100 km qui atteint 2,0 en 2020 se situe en-dessous de la moyenne AEC (3,5). De plus, le taux d'incidents BT aériens torsadé avec 2,9 est également en-deçà de la moyenne AEC (3,4). En outre, le taux d'incidents BT aériens nus qui atteint 15,0 est inférieur à la moyenne AEC (23,3).

La qualité de tension sur les réseaux

Deux **départs HTA en contrainte** de tension ont été répertoriés sur l'exercice 2020 alors que, lors de l'exercice précédent, trois départs HTA étaient en contrainte. En revanche, depuis déjà trois exercices, aucun départ HTA en contrainte n'a présenté une chute de tension maximale supérieur à 7%. Avec 0,9%, le taux de départs HTA dont la chute de tension maximale excède 5% se situe en-dessous des valeurs constatées par ailleurs (1,6%, *statistiques AEC 2019*).

En outre, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** a diminué de 7% rapport à 2019 pour atteindre 822 CMA en 2020. Cependant, le taux associé reste relativement faible et s'établit à 0,5% (0,7%, *statistiques AEC 2019*). Corrélativement, le nombre de départs mal alimentés (DMA) passe de 96 à 94 DMA en 2020, soit 2 DMA de moins (-2% par rapport à 2019).

Après un premier **ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA** en 2018 permettant de prendre en compte la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau BT et les données de consommation et les **profils de charges** utilisés dans la méthode statistique, un nouvel ajustement avait été réalisé en 2019 afin d'affiner les paramètres climatiques et modéliser plus fidèlement les effets de thermo-sensibilité des clients. Dans cette continuité, la modélisation des flux électriques sur le réseau a été une nouvelle fois ajustée en 2020 pour prendre en compte la baisse de consommation des clients HTA, la correction du signal HC et la tension de consigne dans les postes source.

Ces modifications ne semblent pas avoir provoqué d'évolutions généralisées à l'échelle de l'hexagone du nombre de CMA et de DMA ; certaines concessions ayant connu des baisses et d'autres des hausses du nombre de CMA.

Les actions du concessionnaire sur le réseau

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a délibérément investi 8,4 M€ en 2020, auxquels s'ajoutent 6,6 M€ imposés par les opérations de raccordement et 2,5 M€ imposés par le déploiement des compteurs Linky. Depuis 2012, les raccordements représentent en moyenne 38% des dépenses totales d'investissements d'Enedis mais en baisse en proportion avec le déploiement Linky. **En outre, les investissements délibérés sont d'environ 8,5 M€ en moyenne depuis l'exercice 2012 et ont une tendance à la stabilité.**

Ramené au nombre d'utilisateurs, le montant des investissements délibérés de la concession est en ligne avec le niveau national (de l'ordre de 51 € par usager pour la concession d'EEL 28 en 2020 contre 48 € par usager sur le plan national en 2020).

Il est à souligner que les éléments d'investissements fournis à EEL 28 présentent un niveau de détail fort appréciable (numéro d'affaire, nom du départ HTA, dépenses totales, ...), comparativement à ce qui peut être obtenu par ailleurs.

En outre, le concessionnaire procède à des **opérations d'entretien et de maintenance**. Cependant, les montants dépensés sur les **opérations d'élagage** poursuivent leur tendance à la baisse entamée depuis plusieurs exercices et sont passés de 663 k€ consacrés à ce type d'opérations en 2015 à 310 k€ en 2020, à la maille de la concession. En termes de linéaire de réseaux traités pour l'élagage (HTA et BT confondus), le volume de 2020 a logiquement baissé par rapport à l'exercice précédent passant de 256 km en 2019 à 101 km en 2020.

Domaine comptable et financier

Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé 523 M€ à fin 2020, **en augmentation de 18 M€ sur un an**. Ce rythme d'augmentation est cohérent vis-à-vis de la hausse moyenne annuelle constatée depuis 2010 (+17 M€/an).

La valeur brute par usager est égale à 3 089 €/usager en 2020 et se situe à un niveau comparable des ratios constatés par AEC lors de l'exercice précédent (2 906 €/usager) du fait d'une relativement forte densité d'utilisateurs sur le territoire.

La proportion des **ouvrages non localisés** (ONL) est en augmentation en 2020 et représente encore 12% de ce patrimoine à fin 2020 (essentiellement des ouvrages de branchements et dans une moindre mesure des comptages). En effet, bien que les **Ouvrages Collectifs de Branchements** (OCB) et les Dérivations Individuelles (DI) associées (le tout étant couramment appelé « colonnes montantes ») ont été localisés, certains branchements sont encore non localisés (essentiellement les branchements individuels).

De plus, les compteurs C5 électromécaniques et C5 électroniques sont toujours non localisés, mais le déploiement d'ici fin 2021 des **compteurs Linky** permet un remplacement progressif de ces compteurs et permet aussi leurs localisations au fil des poses. Les **compteurs marchés d'affaires** (C1 à C4) ont été également intégralement localisés en 2018.

A noter que, depuis 2018, 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.

Par ailleurs, les premiers impacts comptables de l'article 176 de **la loi ELAN**, qui prévoit le transfert de l'ensemble des colonnes électriques en exploitation raccordées au réseau public de distribution d'électricité à l'issue d'un délai de 2 ans à compter du 24 novembre 2018, sont visibles dès l'exercice 2019 avec les premiers « transferts » émanant des propriétaires (pour certaines colonnes montantes qu'Enedis avait dénombrés lors de son inventaire effectué en 2018 mais qui étaient qualifiées d'« hors concession », c'est-à-dire celles mises en service avant la signature du contrat de concession « modèle 1992 » et non renouvelées entre temps). Toutes les autres colonnes réputées encore « hors concession » ont été intégrées à l'inventaire comptable et les colonnes montantes y figurant déjà et qualifiées d'« en concession » le 25 novembre 2020. Ainsi, à fin 2020, cela a représenté au total 2 469 colonnes montantes transférées sur les exercices 2019 et 2020, desservant 21 705 points de livraison.

Le concessionnaire a transmis, pour la troisième année consécutive, un inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe (tiers ou collectivités). Il est donc possible de suivre les taux de financement concédant ouvrage par ouvrage dans le temps, et de suivre les effets sur les droits du concédant. Pour cette seconde année, des questions ont été posées mais sont toujours en cours d'instruction au niveau national.

Cette démarche de transparence s'intègre dans un cadre réglementaire plus global : l'arrêté du 10 février 2020 est en effet venu fixer le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Cet arrêté, dit « **décret inventaire** » pour les concessions de distribution publique d'électricité, était attendu depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECVL). Ce décret, est paru le 28 février 2020 au Journal officiel.

Celui-ci indique que l'inventaire doit être constitué d'un état complet des ouvrages utilisés par le gestionnaire du réseau public de distribution dans lequel doivent figurer notamment « tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages », ce qui inclut *a priori*

les biens de reprises tels que les poste-sources voire même certains bien propres.

On notera toutefois que les informations comptables transmises classiquement (valeurs brutes, valeurs nettes, provisions pour renouvellements, etc.), ainsi que les évolutions qui font suite à la parution de cet inventaire (**transmission des origines de financement ouvrage par ouvrage**) ne s'appliquent pas aux biens de reprises sources ni aux biens propres, le décret limitant les éléments transmissibles à des informations d'ordre technique.

En outre, les travaux de dénombrement couverts également par le « décret inventaire », concernant notamment les matériels de comptage correspondant aux points de livraison BT de puissance supérieure à 36 kVA et HTA (compteurs « marché d'affaires ») et les colonnes montantes ont été finalisés respectivement en 2018 et 2019.

En effet, la localisation des colonnes montantes s'est achevée dans le courant du premier semestre 2019 pour celles datées d'avant la signature du cahier des charges « modèle 1992 ». Ce décret prévoit que la part restante des ouvrages non localisés à fin 2019, à savoir les « liaisons réseaux », les « branchements individuels » ainsi que les « disjoncteurs », seront localisés d'ici à la fin de l'exercice 2022. Enfin, à noter également que **ces biens couverts par l'inventaire disposent d'un identifiant identique dans chacun des fichiers transmis** (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), ce qui permet de largement faciliter les rapprochements entre les différentes bases.

Le **taux d'amortissement** des ouvrages est en progression par rapport à l'exercice 2019 (+0,5 point) et s'établit à 45,3% à fin 2020. Il s'établit toutefois au-dessus de la moyenne des valeurs constatées par AEC (43,8%, statistique AEC 2019).

Dans le détail, leur indicateur a notamment progressé principalement sur les postes HTA/BT, les réseaux HTA et BT ainsi que les compteurs Linky et marché d'affaires. La hausse du taux d'amortissement des branchements est à relativiser car, jusqu'en 2018, ces ouvrages sortaient automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable (qu'ils soient physiquement mis au retrait ou non), impactant *de facto* à la baisse le taux d'amortissement. Il faut également préciser que le taux d'amortissement des appareils de comptage est à relativiser car **le concessionnaire a passé des amortissements accélérés sur les compteurs C5** en lien avec le déploiement des compteurs Linky.

En effet, les compteurs Linky sont des « ouvrages localisés », comptablement immobilisés par commune et par mois de mise en service. Ils totalisent une valeur brute de 7,7 M€ à fin 2020 pour 92 163 compteurs posés et immobilisés. La commune sur le territoire d'EEL 28 pour laquelle la pose des Linky est la plus importante en volume est logiquement Chartes avec 24 000 Linky posés et immobilisés. Viennent ensuite les communes de Vernouillet et Epernon avec respectivement 4 741 et 3 069 compteurs Linky posés.

Le stock des provisions pour renouvellement est en baisse sur l'ensemble des 11 exercices considérés (2010 à 2020) passant de 52,3 M€ en 2010 à 46,9 M€ en 2020. Entre 2019 et 2020, leur niveau est toutefois stable.

Les sorties d'inventaire des ouvrages non localisés impactent **le stock des provisions pour renouvellement depuis 2010**. Ces évolutions sont également dues à la modification des modalités de calcul appliquées depuis 2011 réduit le flux des dotations. **Les tables de calcul ont été redemandées pour la septième année consécutive, le concessionnaire maintenant son manque de transparence sur ce sujet.** A noter que sur les 340 k€ de provision pour renouvellement reprises en 2020, 204 k€ le sont au titre de d'affaires sur le réseau HTA aérien (en lien avec les opérations de PDV notamment).

Depuis 2010, le concessionnaire a une dette potentielle envers le concédant qui diminue continuellement. La tendance s'est accélérée entre 2017 et 2020 au profit du concessionnaire pour atteindre finalement - 7,1 M€ à fin 2020 (en dégradation de 17,4 M€ par rapport à 2017 dont 1,9 M€ par rapport à l'exercice précédent). **La situation s'est fortement dégradée depuis 2017 avec en moyenne une baisse de -17,4 M€ par an de dette potentielle envers le concédant.**

Ce résultat peut cependant être critiqué du fait de divers biais de calcul (contribution des raccordements non considérés comme des participations de tiers, opacité sur les modalités de calcul des provisions, allongements des durées de vie comptable des postes et des transformateurs HTA/BT opérés en 2011 et 2012 et des colonnes montantes en 2019, prolongation de durée de vie d'ouvrages HTA, etc.). Le concessionnaire n'a par ailleurs pas justifié dans le détail ses pratiques désavantageuses pour la Collectivité.

Les droits du concédant continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 246 M€, soit une hausse de +5 M€ en 2020, avec un rythme moyen annuel de +5 M€/an depuis 2013.

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 créant une créance vis-à-vis du concédant.

Le résultat d'exploitation de la concession

Suite à la restructuration du concessionnaire en direction régionale, le compte d'exploitation présente une rupture de chronique en 2015. En effet, en 2020, plus des deux tiers des charges d'exploitation sont calculées *via* une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif, soit dorénavant la DR (Direction Régionale) Auvergne, maille plus resserrée que la DIR (Direction Inter-Régionale) Auvergne Centre Limousin antérieurement.

Sur l'exercice 2020, **la concession est toujours bénéficiaire avec un taux de marge en augmentation à 6,2%** (+1,2 point) du fait d'une diminution des charges d'exploitation (-3,0%) plus importante que celle des produits d'exploitation (-1,8%) dus à une année particulière marquée par la crise sanitaire liée au Covid 19. Cependant, le taux de marge reste inférieur au taux de marge national (5,8% pour EEL 28 contre 8,3% au national).

En effet, le chiffre d'affaires est quasiment stable avec une légère progression de +0,3 M€ (soit +0,4% par rapport à 2019). Cette stabilité est imputable à la crise sanitaire Covid avec une baisse des volumes d'acheminement (-1,8 M€) mais une forte progression des recettes de raccordement et prestations qui augmentent de +1,6 M€ (+52%). La production stockée et immobilisée liée à l'impact national du déploiement des compteurs Linky (produit « calculé ») est en baisse avec -10% (-0,9 M€). L'évolution du TURPE avec l'entrée en vigueur de l'indexation du TURPE 5bis au 1^{er} août 2020 a engendré une hausse moyenne de +2,75% du prix du kWh. Ces variations de produits se conjuguent avec une diminution des charges d'exploitation (-3,0%, soit -2,6 M€) et ce malgré une augmentation de +0,6 M€ (soit +9%) des autres dotations d'exploitation pour cause de risque d'impayés plus élevé lié à la crise sanitaire Covid ainsi que des charges centrales stables (+3,1% soit +127 k€).

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

Ainsi, une investigation plus poussée de ces présentations nouvelles du compte d'exploitation pourrait permettre d'avancer notamment sur les méthodes d'enregistrement des charges de maintenance préventive et curative ainsi que sur les flux des provisions et des amortissements.

Domaine clientèle distributeur

Les usagers de la concession

La concession présente un rythme soutenu d'évolution à la hausse de son nombre d'usagers (+1,2%) pour atteindre 164 497 usagers (soit +1 034 usagers). La consommation électrique s'inscrit en revanche en forte baisse en 2020 avec -4,9% par rapport à 2019, due à un hiver moins rigoureux que l'année précédente selon les DJU (Degrés Jours Unifiés) ainsi qu'un contexte sanitaire exceptionnel engendrant une baisse de la consommation nationale. Les usagers C5 représentent la moitié de cette consommation totale en 2020, et les 750 usagers HTA, 38%. Après le TURPE 5 entré en vigueur en août 2017, le TURPE 5bis (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) est entré en vigueur en août 2020 avec une évolution moyenne à la hausse de +2,75% par délibération de la CRE. En 2020, malgré une évolution à la hausse des grilles tarifaires en août 2020, les recettes d'acheminement sont en baisse de de -1,3 M€ HT, soit -1,8%.

En outre, les producteurs représentent 1 860 installations, en forte augmentation en nombre (+7,4%) et en puissance (+3,2%). Les producteurs photovoltaïques représentent 97,4% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale tous moyens de production confondus s'établit à 454 MVA à fin 2020 selon la répartition suivante : 92% pour les installations éoliennes et 8% pour les autres installations (photovoltaïques et hydrauliques notamment). La présence de filtres DCP (Données à Caractère Personnel) ne permet pas des observations détaillées sur les puissances des injections par commune ou de l'énergie annuelle produite par commune.

Les raccordements

Après une tendance globale stable depuis 2016, le volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) était en hausse jusqu'en 2019 avant de connaître une forte baisse en 2020 pour atteindre 692 raccordements (- 18% par rapport aux 847 raccordements en 2019).

A l'inverse, les raccordements en injection (observation faite uniquement sur les usagers BT<36 kVA, en effet les CRAC n'indiquent pas les autres segments) sont stables par rapport à l'exercice précédent avec 104 nouvelles installations de production raccordées au réseau.

Pour rappel, le barème de raccordements v6.1 a remplacé le barème v6 en janvier 2020. Le délai moyen de production d'un devis de raccordement en soutirage est en progression en 2020 en passant à 10 jours contre 4 en 2019 (pour les raccordements des consommateurs BT<36 kVA sans adaptation).

Le délai moyen de production d'un devis de raccordement en injection est en baisse pour la troisième année consécutive avec seulement 1 jour à fin 2020 contre 11 jours en 2017 (pour les raccordements des producteurs BT<36 kVA sans adaptation). Pour rappel, depuis octobre 2019, un accueil centralisé national des demandes de raccordements des installations de production BT > 36 kVA et < 250 kVA a été mis en place à Aix-en-Provence pour faciliter les procédures de raccordement en injection BT.

Depuis 2019, la loi ESSOC (pour un Etat au Service d'une Société de Confiance) et son décret d'application permettent aux consommateurs ou producteurs de réaliser eux-mêmes leur raccordement en maîtrise d'ouvrage déléguée avec un contrat de mandat. Toutefois, Enedis a indiqué que les sollicitations ont été très rares depuis son entrée en vigueur.

Par ailleurs, les délais moyens de réalisations des travaux de raccordement vont devenir un sujet majeur, la direction nationale d'Enedis ayant annoncé une division par deux des délais de raccordement d'ici 2022, et la CRE ayant envisagé d'élargir les indicateurs relatifs aux raccordements dans la régulation incitative à venir du TURPE 6.

La qualité de service

L'indicateur concernant la mise en service sur installations existantes est d'un très bon niveau, en progression forte progression pour atteindre 98,6%. L'accessibilité à l'accueil raccordement téléphonique s'est fortement dégradé pour atteindre 59,0%.

Le concessionnaire ne présente plus les indicateurs de performance sur les mises en service des installations neuves en raison de changement de SI.

En outre, le **taux d'absence à la relève** s'établissait à 10,2% à fin 2017, soit un résultat se situant au-dessus de la moyenne AEC (5,5%, *statistiques AEC 2017*). Les comparaisons avec 2018, 2019 et 2020 ne sont pas possibles, faute de données disponibles pour ces exercices. Les présentations des indicateurs relatifs à la relève sont perturbées par le changement de SI d'Enedis. A la fin de cette migration, de nouveaux indicateurs adaptés au nouvel SI seront audités.

En 2020, le nombre de **réclamations** des clients faites au distributeur est en diminution avec -9% par rapport à 2019 (-131 réclamations) pour atteindre 1 262 réclamations. Avec 77 réclamations pour 10 000 usagers, la concession présente un ratio de réclamations par usager inférieur à la moyenne constatée par AEC (92, *statistique 2019*).

Les volumes de réclamations sur la relève et la facturation représentent 52% du total, et sont en hausse de +6% par rapport à 2019 (soit 651 réclamations en 2020). Celles relatives aux interventions techniques représentent 24%, et ont baissé de -15% par rapport à l'exercice précédent pour atteindre 299 réclamations.

Dans le volume de **réclamations Linky**, Enedis a fait le choix de ne plus prendre en compte les refus des compteurs Linky, et ce depuis 2016, sans avoir expliqué pourquoi.

Le déploiement des compteurs Linky sur le territoire d'EEL 28 a généré 104 réclamations en 2020, soit 8% du volume total. Parmi elles, 37% avaient pour motifs une contestation de l'index de dépose et 19% des problèmes d'eau chaude sanitaire nécessitant pour certaines une réintervention de l'EDP (Entreprise De Pose). À noter que contrairement aux données de contrôle, le CRAC n'indique pas les volumes de réclamations relatives à Linky ; en effet, elles sont confondues avec celles sur les interventions techniques limitant de facto la transparence à ce sujet.

Avec 20 059 compteurs Linky posés courant 2020, cela représente un taux de réclamations de 0,52%, ou 1 réclamation tous les 192 compteurs posés, soit des résultats au niveau de la cible nationale de 1%.

Les réponses aux réclamations sont visées **sous 15 jours** maximum depuis 2014. En 2020, ce taux de réponse dans les délais est, au niveau national, de 92,5% soit un taux légèrement en deçà de l'objectif de référence fixé par la CRE à 93% dans le cadre du TURPE 5. A la maille de la concession, ce taux, en progression par rapport à l'exercice 2019 avec également 97,4%, est supérieur à l'objectif de référence. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky. Le concessionnaire explique cette dégradation par des difficultés conjoncturelles survenues en cours d'année mais corrigées en fin d'année.

La publication de la loi « Brottes » a modifié les processus de **gestion des impayés** durant l'année 2013 : désormais plus aucun client ne peut être coupé durant la trêve hivernale du 1^{er} novembre au 31 mars. Durant cette période, en cas d'impayés, les clients non-protégés (les clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque Energie) voient leur puissance réduite à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite ; et, pour les clients protégés, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve. Hors trêve hivernale, tous les usagers peuvent être coupés pour impayés, mais pour les clients protégés, les délais intermédiaires sont plus longs.

Le **nombre de coupures effectives** pour impayés est de 763 en 2020 ; cet indicateur était de seulement 270 en 2019 (niveau anormalement bas) mais de respectivement 1 012 et 981 en 2017 et 2018. Le **nombre de coupures demandées par les fournisseurs** s'élève lui à 2 281 (+20% par rapport à 2019). Cependant, de manière générale, l'écart entre le volume des demandes et le volume des coupures effectives s'explique par un taux d'annulation important selon Enedis provoqué par les appels sortants des techniciens avant l'intervention, le règlement du client, les accords de délai de paiement, la demande d'aide par le client, les refus des clients, les difficultés techniques, etc.

Le taux de 49,1% **d'interventions pour impayés** dans les délais du catalogue de prestations est celui du SI historique (DISCO) et concerne donc uniquement les usagers coupés pour impayés non équipés d'un compteurs Linky (43% des usagers en 2020). Pour ceux équipés de compteurs Linky, le taux est bien supérieur (près de 90%), cette différence provenant du fonctionnement en télé-opération à distance.

Domaine clientèle fournisseur

Les usagers de la concession aux TRV

Le nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Réglementés de Vente) est en diminution constante depuis 2013 et atteint 66,5% des clients BT < 36 kVA en 2020 dont -4,5% pour les tarifs bleus (résidentiels et non résidentiels confondus). En outre, depuis, le 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA ont été supprimés. Il subsiste des contrats spécifiques, des tarifs jaunes et verts parmi les clients BT inférieurs à 36 kVA. Ainsi, à fin 2020, il reste 13 clients aux tarifs jaunes et 70 clients aux tarifs verts (les données sont sensibilisées par EDF si les nombres d'usagers sont inférieurs à 11 et/ou les consommations inférieures à 200 MWh).

Pour information, au 1^{er} janvier 2021, d'autres TRV seront supprimés, cela concernera certains clients non-résidentiels : entités légales de 10 personnes ou plus et les entités légales de moins de 10 personnes avec un chiffre d'affaires annuel de plus de 2 M€.

En 2020, à la maille nationale, **le taux de réussite aux appels téléphoniques** est en diminution par rapport à 2019 (-3,1 points), mais restant toutefois supérieur à la chute ponctuelle de 2017 (79,6%). EDF avait expliqué cette baisse en 2017 par la hausse de 3% du volume national des appels (25 millions d'appels en 2017) liée à un cumul de plusieurs causes : un bug de double prélèvement bancaire en janvier, la tempête Zeus en mars, une formulation inadéquate dans le courrier d'accompagnement des nouvelles CGV en décembre et une régularisation tarifaire de l'année 2014. Le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais avec une répartition nationale des flux d'appels. Pour l'exercice 2020, la dégradation est due au caractère exceptionnel de l'année 2020 (crise sanitaire Covid) ayant nécessité une forte mobilisation des services pour l'accompagnement des clients particuliers tout en assurant une continuité de service de la part des conseillers client EDF lors des périodes de confinement et de travail à distance (fourniture de PC et d'accès distants sécurisés notamment).

Le taux de clients ayant bénéficié de **conseils tarifaires** a toutefois augmenté de +1,6 points, tandis que celui du relevé confiance a diminué de -2,1 points. En effet EDF précise que globalement ces deux types de service sont moins sollicités sous cette forme, car les clients utilisent les services Internet disponibles tels que **e.quilibre**. De plus, le relevé confiance n'est plus proposé par les conseillers clientèles car il devient progressivement obsolète avec le déploiement des compteurs Linky.

Le volume total de **réclamations** traitées par EDF en 2020 est en léger recul par rapport à 2019 (-8% par rapport à l'exercice précédent) pour atteindre 2 209 réclamations. En outre, la concession se situe au-dessus de la moyenne AEC avec 207 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu (moyenne à 182, *statistiques AEC 2019*).

Depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles faites par courrier. Et, depuis mai 2017 c'est désormais le cas pour celles faites par Internet (AEL : Agence En Ligne) par les clients. En 2020, 89% des réclamations sont faites par mail ou Internet, une proportion en hausse rapide avec +31 points en 2 ans.

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. EDF explique des difficultés de SI et de localisation des réclamations de cette catégorie d'utilisateur.

Les usagers en difficultés financières

Au 31 décembre 2020, EDF a reçu 7 230 **chèques énergie** de la part de ses clients, en hausse de près de 9% par rapport à 2019. Pour rappel, le Chèque Energie a remplacé le 1^{er} janvier 2018 les deux tarifs sociaux de l'énergie (TPN pour l'électricité et TSS pour le gaz). Il faut rappeler qu'à fin 2017, 7 169 clients bénéficiaient alors du TPN, soit un niveau sensiblement équivalent.

En parallèle, EDF a collecté 192 **attestations de chèques énergie**, qui permettent d'appliquer les protections prévues aux clients d'EDF qui ont utilisé leurs Chèques Energies par ailleurs. Des actions seront prochainement mises en œuvre pour optimiser et automatiser ce système de protection. Ce chiffre est en baisse par rapport à l'exercice précédent qui comptait 1 363 attestations.

En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie, les résultats sont ainsi transmis par EDF à titre informatif.

Selon les données d'EDF, le montant moyen du chèque énergie est de 143 € en 2020 à la maille concession, contre environ 136 € en moyenne en 2019.

Depuis 2019, le **plafond** du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 10 700 € par an pour une personne vivant seule (contre 7 700€ auparavant), et de 22 470 € pour un couple avec deux enfants (contre 16 170 € auparavant).

Il existe 12 montants des chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €. De plus, en 2019, tous les montants des chèques énergie ont augmenté de 50 € (sauf ceux compris dans la nouvelle tranche de ressource évoquée précédemment). Les chèques sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

- Notamment, l'augmentation en 2019 de +55% par rapport à 2018 du nombre de chèques énergie pris en compte par EDF s'explique par le cumul de 3 aspects :
- l'élargissement, à compter du 1er janvier 2019, du nombre d'ayants-droit au chèque énergie, consécutive de la hausse des plafonds de revenus ;
- le cumul des collectes durant l'année 2019 : des chèques énergie émis en 2019 et utilisés en 2019, avec ceux émis en 2018 et utilisés tardivement en 2019 ;
- une meilleure connaissance du Chèque Energie par les bénéficiaires et les aidants ;
- la dématérialisation du Chèque Energie, en effet 26% des Chèques Energie ont été enregistrés ainsi à la maille de la concession.

Des études nationales confirment que pour l'instant les Chèques Energie sont utilisés à environ 90% pour les règlements des factures d'électricité et de gaz naturel. Les travaux de rénovation sont rarement concernés par l'usage de ce type d'aide.

Le **Fonds de Solidarité pour le Logement** (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 80 k€, stable par rapport à l'exercice précédent (et même stable depuis 2015). L'objectif de ce fonds de solidarité est de permettre, par une imputation en totalité à la partie attribuée aux actions curatives, d'aider les clients à payer leurs factures.

Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et le décideur des attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de financer en partie ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Ce financement versé par EDF est compensé depuis la mise en place du chèque énergie en 2018 à hauteur d'un montant égale au produit du nombre de clients résidentiels au 1^{er} janvier de l'année considérée et titulaires d'un contrat dont la puissance électrique souscrite est égale ou inférieure à 36 kVA, par un montant fixé à 1 euro¹ et dans la limite de 90% de la contribution.

Le **nombre de dossiers aidés** pour des clients d'EDF suit également une tendance à la baisse depuis 2015 en passant de 734 à 249 entre 2015 et 2020. Cette évolution est cependant difficilement interprétable car il n'a pas été transmis les chiffres relatifs aux volumes de dossiers aidés pour les clients partis à la concurrence.

En 2020, EDF a demandé 721 **DPI** (demandes d'interventions pour impayés) qui ont abouti à 75 coupures effectives, 538 réductions de puissance dont 239 réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale qui s'étend, exceptionnellement en raison de la crise sanitaire sur 2020, du 1^{er} novembre au 10 juillet.

Le nombre de **coupures effectives** a été plus que divisé par 2 en un an, en passant de 412 en 2019 à 175 à 2020. Ces coupures effectives concernent au total 0,2% des clients bleu de la concession.

¹ Arrêté du 6 avril 2018 publié au Journal Officiel du 19 avril 2018