

TABLEAU DE BORD 2017

EXERCICE 2016

de la distribution
d'énergie électrique
du département de l'

INDRE



En France, les communes sont propriétaires des réseaux HTA (Moyenne Tension) et BT (Basse Tension). Sur le territoire de l'Indre, en 2016, 243 communes ont confié l'organisation du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité au SDEI. Le SDEI est ainsi appelé autorité concédante car il a délégué l'exploitation du réseau électrique à un concessionnaire ENEDIS (pour la distribution) et EDF (pour la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente), à travers un cahier des charges de concession. L'activité de la concession de distribution publique d'électricité est contrôlée par le SDEI à partir du suivi continu (travaux, réclamations, contraintes), de l'analyse des comptes rendus annuels d'activité du concessionnaire, des contrôles annuels détaillés de toutes les données relatives à la concession...

Les conclusions présentées correspondent à l'analyse du compte-rendu annuel 2016 remis par le concessionnaire. Ce présent rapport rend compte, de façon synthétique de la mission de contrôle qu'exerce le SDEI sur ENEDIS et EDF.

L'essentiel

- 243 Communes dont 226 175 habitants et 146 083 comptages
- 7174 km de réseau HTA ET 4902 km de réseau BT
- 1506 GWh consommés en 2016

Le contrat de concession a été signé avec EDF devenu ENEDIS (pour la distribution d'électricité) et EDF (pour la fourniture) en mars 1995 pour une durée de 20 ans et prolongé par avenants jusqu'au 31 décembre 2018.

Grâce à des indicateurs de performance préalablement définis sur les plans techniques, comptables et de gestion de clientèle, le tableau de bord de concession permet de donner l'image la plus exhaustive possible de la concession du SDEI et de rendre compte globalement de la qualité du service rendu à l'usager.

Domaine technique

I. Le réseau HTA et l'amont

Sur l'exercice 2016, 20 postes sources alimentent la concession (986 MVA). Ils desservent les usagers de la concession via le réseau HTA dont le taux d'enfouissement s'établit à 33% sur le dernier exercice, soit un niveau inférieur à la moyenne des concessions à taille départementale*. Néanmoins, considérant la densité d'usagers très faible sur le territoire du SDEI (environ 21 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne au niveau de la tendance observée.

La concession de l'Indre compte près de 20 km de réseau HTA souterrain à isolation papier (CPI), restant stable par rapport à l'exercice précédent avec un taux à 0,3%, très inférieur à la moyenne des concessions*. L'enjeu de la résorption du CPI concerne principalement les communes de Châteauroux, Issoudun et Le Blanc sur le territoire desquelles le stock s'établit respectivement à 5,8 km (29,0% des CPI), 2,3 km (11,5%) et 2,5 km (12,5%) en 2016. Si la résorption de 1 km par an est maintenue (constatée entre 2014 et 2015) ces câbles seront entièrement traités à l'horizon 2037. Il existe néanmoins une incertitude de l'ordre de 0,5% sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980.

* Comparaison faite avec une vingtaine d'autres concessions (Statistiques AEC).

Le réseau HTA de la concession est majoritairement constitué de fil nu, dont 273 km, soit 3,8% du total, sont de faible section. Le taux de faible section du SDEI se situe donc très au-dessus de la moyenne des valeurs calculées d'audits des concessions départementales effectués.

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 33,4 ans. 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). Celles-ci ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ...) suite à un diagnostic précis réalisé sur le terrain.

Le Syndicat Départemental d'Energies de l'Indre est vigilant à ce sujet, face au risque d'obsolescence de son patrimoine HTA dans le futur. En particulier, le SDEI suivra 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

II. Le réseau BT et les postes HTA/BT

Concernant le réseau BT, le taux d'enfouissement (26%, +1 point par rapport à 2015) est très inférieur à la moyenne des valeurs observées* soit de 38,1%. De plus, considérant la densité d'usager, le taux d'enfouissement BT est très en-dessous de la tendance observée.

En outre, ce réseau est constitué à 12,6% de lignes aériennes nues, dont le taux d'incident est 6 fois supérieur aux autres technologies sur la concession. Leur proportion se situe au-dessus de la moyenne nationale établie par AEC (10,3%, statistiques AEC 2015). Par ailleurs, 66% des linéaires sont situés en zone rurale où le rythme de résorption constaté depuis 2011 s'établit à 72 km/an, contre 3 km/an en zone urbaine. Cette disparité entre les deux maîtrises d'ouvrage amènera à ce que ces linéaires sensibles soient résorbés d'ici 6 ans en zone rurale contre environ 70 années pour les communes sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire.

Parmi ces lignes, le réseau de faible section présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière, notamment portée par le SDEI dans le cadre de ses opérations de sécurisation (37 km/an depuis 2011 en moyenne). La proportion de ces linéaires se situe au-dessus de la moyenne des valeurs observées*.

Près de 28% des lignes BT de la concession présentent une datation arbitraire et fictive à 1946, ce qui altère le suivi de leur âge moyen, raison pour laquelle un écart de 7,6 ans est constaté au niveau de l'âge moyen global de ces ouvrages entre les bases d'inventaire technique et comptable.

Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de poste HTA/BT à croître de 51 unités. Les technologies préfabriquées sont privilégiées dans les mises en services constatées depuis 6 ans alors que le nombre de postes sur poteau continue de décroître.

En outre, 60% des transformateurs sont de la génération 410 V selon l'inventaire transmis (fabriqués après 1988).

Le suivi des âges moyens de ces ouvrages fait apparaître des transformateurs âgés en moyenne de 23,8 ans, soit 10 ans plus jeunes que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique notamment par les mutations et la dépose des transformateurs pollués au PCB.

Les données relatives aux appareils de comptage étaient incomplètes jusqu'en 2014 puisqu'elles n'intégraient pas les compteurs inactifs, ce qui est dorénavant le cas sur les 3 derniers exercices. Le taux de compteur électronique progresse de 7,5 points entre 2015 et 2016 pour s'établir à 46,5% (dont 14,5% sont des compteurs Linky) à fin 2016, soit un taux légèrement au-dessus de la moyenne nationale (46,1% ; statistiques AEC 2015).

Cette répartition évoluera significativement avec la poursuite du déploiement des compteurs Linky entre 2015 et 2021 dans l'Indre.

* Comparaison faite avec une vingtaine d'autres concessions (Statistiques AEC).

III. 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 2016, le critère B HIX de la concession est de 86 minutes, soit 18 minutes de plus par rapport à celui de l'exercice passé et est en forte hausse de 26%. De plus, il est supérieur à la valeur nationale (64 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE). L'année 2016 a été marquée par plusieurs événements climatiques : 3 tempêtes consécutives du 8 au 14 février, un événement venteux le 2 mars, des inondations d'une ampleur exceptionnelle du 30 mai au 9 juin, des coups de vent à l'automne (les 13 septembre et 20 novembre) et enfin du givre le 31 décembre. Ces incidents climatiques représentent à eux seuls 31 minutes du critère B.

La part des incidents HTA dans le critère B est majoritaire avec 70%, soit 60 minutes de coupure moyenne. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B pour incidents HTA a augmenté de 9 minutes. Dans la décomposition du critère B, viennent ensuite les coupures pour travaux HTA. Le niveau constaté (10 min, soit 12% du total) est assez maîtrisé par rapport aux exercices antérieurs. Le reste du critère B concerne les interruptions de fourniture du réseau basse tension (incidents à 10,4% et travaux à 4,6%). Les fréquences des coupures longues, brèves et très brèves sont toutes en hausse en 2016 par rapport à l'exercice précédent.

Au global, l'Indicateur de Continuité de Fourniture (ICF) a diminué de 3 points par rapport à 2015 et sa valeur atteste d'une régression en terme de continuité, puisque 63% (69% en 2015) des usagers bénéficient d'une bonne (voire très bonne) continuité de fourniture et 36% d'une continuité de fourniture moyenne. A noter que la part d'usagers hors standard qualité a atteint 0,8% contre 0,9% en 2015.

IV. La qualité de tension sur les réseaux

Le nombre de départs HTA en contrainte de tension a augmenté d'une unité en 2016.

Le taux de clients considérés comme mal alimentés (CMA) s'établit à 0,1% et est en baisse de 0,1 point par rapport à 2015. En parallèle, le volume de CMA présente une diminution significative de 44,8% en passant de 283 à 156 clients.

Le taux de clients considérés comme mal alimentés en zone rurale est aussi en baisse avec 0,2% à fin 2016 contre 0,3% sur l'exercice précédent (un volume passant de 185 à 135). En zone urbaine, ce taux est particulièrement en forte baisse en passant de 0,1% à 0,02% (volume passant de 98 à 21 clients).

V. 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 12,2 M€ en 2016, auxquels s'ajoutent 4,7 M€ imposés par les opérations de raccordement. Sur les 8 dernières années, les raccordements représentent en moyenne 32% des dépenses totales d'investissements.

Après une forte baisse constatée (-30%) en 2015, les investissements délibérés ont significativement augmenté en 2016 de +34% par rapport à l'exercice précédent. Il faut noter que cette augmentation n'a pu rattraper la chute d'investissements constatée en 2015. De plus, les investissements délibérés en 2016 sont en-dessous de ce qui était constaté avant 2014. Le niveau d'investissements délibérés du concessionnaire par usager sur la concession suit une tendance à la hausse depuis 2010 jusqu'en 2014 en passant de 69 à 82 €/usager, puis une chute à 60 €/usager en 2015. Une forte hausse a été constatée en 2016 avec 73 €/usager.

L'autorité concédante doit donc s'assurer que les niveaux d'investissements du délégataire restent conséquents et à la mesure des enjeux de la qualité de fourniture sur le territoire de la concession.

En complément, le concessionnaire pratique des opérations d'entretien et de maintenance. En particulier, les montants dépensés sur les opérations d'élagage sont en augmentation jusqu'en 2014 mais ont subi une forte baisse en 2015. En 2016, elles ont remonté en atteignant les 1,4 M€, pour 493 km traités de réseaux (HTA et BT confondus).

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

Domaine comptable et financier

I. Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 446,4 M€ à fin 2016, en augmentation de 15,6 M€ sur un an. Cette augmentation se situe au niveau de l'augmentation annuelle moyenne constatée sur les 5 derniers exercices (+15,4 M€/an en moyenne).

Les ouvrages non localisés (branchements et compteurs) représentent près de 14,5% du patrimoine, soulignant tout l'enjeu d'une plus juste localisation comptable de ces ouvrages, notamment en ce qui concerne les branchements. La localisation de ce type d'ouvrage est envisagée. Les transformateurs sont des ouvrages localisés depuis l'exercice 2015. Ils représentent 4,0% de la valeur brute totale à fin 2016.

La non transmission de l'inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe (tiers ou collectivités) ne permet pas de vérifier les valeurs contenues dans les fichiers relatifs aux mises en immobilisation ni aux droits du concédant, qui indiquent de manière agrégée l'origine de financement des ouvrages.

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), créant une créance vis-à-vis du concédant.

Le taux d'amortissement des ouvrages est resté stable par rapport à l'exercice précédent (41,7% en 2016) pour s'établir à un niveau légèrement en dessous de la moyenne établie par AEC. Leur indicateur a notamment progressé sur les réseaux HTA, BT et les postes HTA/BT. L'amortissement des branchements a légèrement augmenté et celui des compteurs est en baisse, mais de façon artificielle. En effet, ces ouvrages sortent automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable.

Les sorties d'inventaire des ouvrages non localisés impactent également le stock des provisions pour renouvellement qui diminue depuis les 7 derniers exercices. Ces évolutions sont également dues à la modification des modalités de calcul appliquées depuis 2011 qui réduit le flux annuel des dotations.

En outre, le solde des dettes et créances réciproque est positif depuis au moins 2008 et traduit ainsi une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire. Cette dette suit une tendance à la hausse depuis 2008 et a atteint 41 M€ en 2016. Ainsi, la hausse de la valeur nette des ouvrages financés par Enedis est plus forte que celle cumulée des amortissements sur les financements du concédant et des provisions pour renouvellement.

Les droits du concédant ont augmenté de +3,1% en un an, pour s'établir à 198 M€. Le rythme d'évolution est en moyenne de +5,8 M€/an depuis 2011.

II. 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, près des trois quarts des charges d'exploitation sont calculées via une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supra concessif, soit dorénavant la direction régionale (DR Centre), maille plus resserrée que la direction interrégionale (DIR Auvergne Centre Limousin) antérieurement. Ces modifications des modalités de calcul de certains postes de charges et de produits avaient dégradé le résultat d'exploitation constaté de la concession qui est négatif et a augmenté de 1,9 M€ en 2015 par rapport à l'exercice précédent (-6,8 M€). Le taux de marge est en hausse (+3,6 points) mais se situe bien en deçà du taux de marge national (-8,3% contre 10,7%).

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 présente 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.

III. Les usagers de la concession

Le nombre d'usagers de la concession a légèrement augmenté en passant de 145 772 à 146 083 entre 2015 et 2016, hausse due au nombre de contrat C5 en légère augmentation (passant de 143 826 à 144 139). On observe une augmentation de 2 unités au niveau du nombre d'usagers HTA de la concession par rapport à 2015. Cette évolution globale s'accompagne d'une baisse de la consommation électrique (-1,1% en 2016 par rapport à 2015).

En outre, les producteurs représentent 1 533 installations, en augmentation de 4,6% en 2016 par rapport à l'exercice précédent, et sont composés à 98,2% de producteurs photovoltaïques. Leur puissance totale s'établit à 208,4 MVA en 2016 avec une proportion de 17% concernant les installations photovoltaïques et de 72% sur les 16 installations éoliennes.

IV. La qualité de service

Le volume des raccordements en soutirage est en hausse (+5,7% en 2016). En parallèle, le délai moyen de production d'un devis de raccordement en soutirage a légèrement augmenté (+3 jours) pour s'établir à 21 jours en 2016.

En outre, le taux de respect du délai de production du devis en soutirage sans adaptation se maintient dans des proportions plus faibles que celles observées avant 2014 (79,2% en 2016). La définition permettant la mesure des volumes de raccordements « collectifs BT ≤ 36 kVA » ne semble toujours pas appliquée de la même manière par toutes les DR.

Le rythme de nouveaux raccordements en injection suit une tendance à la baisse sur la période 2011-2016 même si une légère augmentation a été constatée sur le dernier exercice. Le délai moyen de production d'un devis a quant à lui diminué pour atteindre 10 jours à fin 2016.

Le taux d'absence à la relève de 2016 de 9,7% est en hausse de 0,5 point par rapport à 2015. Cette évolution est de nature à alerter le concessionnaire du fait que ce résultat soit très au-dessus de la moyenne AEC (5,1%, statistiques AEC 2015). La maîtrise du prestataire de relève à ce sujet devra être évaluée.

AEC constate une carence d'informations au sujet du taux d'index relevés dans la plage de facturation depuis 2015 et du taux de compteurs avec au moins un relevé dans l'année depuis 2016. Une évolution d'un Système d'Informations (SI) serait à l'origine de cette « perte » d'indicateurs, ce qui n'est pas satisfaisant.

Le nombre de réclamations des clients faites à Enedis est en hausse en 2016 de 14,1%. La concession présente un volume de réclamations compte tenu du nombre d'usagers sur le territoire de 91 réclamations pour 10 000 usagers. Enedis comptabilise les réclamations écrites et orales de tous les usagers.

Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2013 et le concessionnaire répond dans ce délai pour 95,3% des cas, soit un taux supérieur aux observations faites par ailleurs. Il est à noter que dans cet indicateur, une réclamation suite à un problème de qualité d'alimentation est considérée comme ayant été répondue dès l'émission d'une lettre d'attente. À noter également que cet indicateur ne prendra pas, tel qu'il est pour l'instant construit, les réclamations en lien avec les compteurs Linky.

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 1er novembre au 31 mars. Durant cette période, en cas d'impayés, les clients hors Tarif de Première Nécessité (TPN) voient leur puissance réduite à 2 000 ou 3 000 W selon leurs puissances souscrites, et pour les clients au TPN ou ayant une aide Fond de Solidarité Logement (FSL) le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve.

Le nombre de coupures effectives pour impayé est resté stable en 2016 sur la concession par rapport à l'exercice précédent. En effet, il est passé de 939 en 2015 à 944 en 2016. 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.

Domaine clientèle fournisseur

I. Les usagers de la concession aux TRV

Le nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Réglementés de Vente) présente une diminution en 2016 (-3,5%), en ce qui concerne les tarifs jaunes (-97%) et les tarifs verts (-79%), selon un état au 31 décembre 2016.

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

Le taux de réussite aux appels téléphoniques est de près de 88,5% au niveau national en progression depuis 5 ans, en effet 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.

Le volume de réclamations traitées par EDF, communiqué à la maille de la concession depuis 3 ans, est en hausse en 2016 avec +16%. Cette hausse peut s'expliquer par une nouveauté par rapport à l'antériorité. En effet, les réclamations faites sur le site web d'EDF sont désormais comptabilisées et présentées dans les chiffres du contrôle de concession. Elles représentent 36% de l'ensemble. Ce nouvel usage (réclamation par canal numérique) est de nature à justifier la hausse observée en 2016.

Le taux de réclamations traitées sous 30 jours est transmis à la maille de la concession pour la 3^{ème} année consécutive, contre la maille régionale jusqu'en 2013. Il présente un bon niveau avec 96% et est resté stable par rapport à l'exercice précédent.

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

- Les volumes de réclamations orales ne sont pas communiqués par le fournisseur, uniquement les volumes de réclamations écrites ;
- Plus précisément les réclamations orales transmises et écrites par EDF dans le Système de Gestion des Echanges (SGE) à destination d'Enedis, ne sont pas comptées dans les totaux présentés, ce qui explique en partie des volumes très différents sur les thèmes de la relève et de la qualité ;
- Seules, les réclamations des clients Bleu résidentiels sont comptabilisées, ainsi celles des bleus pros, jaunes et verts n'apparaissent pas dans les résultats du CRAC et du contrôle.
- EDF n'a pas prévu de catégorie liée à Linky.

II. Les usagers en difficultés financières

Avec la publication de la loi Brottes, le Tarif Première Nécessité (TPN) est sorti des TRV afin qu'il puisse être désormais appliqué par tous les fournisseurs et non exclusivement par EDF. Cela a eu également pour conséquence de faire sortir le TPN du champ du contrôle de concession.

Le SDEI conserve une compétence pour le contrôler, dans le cadre des contrôles des tarifs sociaux, concernant maintenant tous les fournisseurs (EDF, ENGIE, Direct Energie, Enercoop, Planète Oui, etc.) Toutefois, EDF indique toujours le nombre de bénéficiaires du TPN dans les CRAC, ce qui est cohérent afin de rassembler les informations relatives à la précarité énergétique (TPN, FSL, impayés, etc.).

Le TPN est attribué sous conditions de ressources, ce tarif permettait d'obtenir une diminution sur le prix de l'abonnement et sur les 100 premiers kWh mensuels consommés. Depuis fin 2013, la réduction est désormais forfaitaire (neuf valeurs entre 71 € et 140 €, en fonction de la puissance souscrite et de la composition familiale).

En 2016, contrairement aux années passées, une légère baisse est observée au niveau du volume de bénéficiaires. En effet, ils sont passés de 9 978 à fin 2015, à 9 728 à fin 2016, soit une diminution de 2,5%. On observe néanmoins que sur la période analysée (2011-2016), le nombre de bénéficiaires a été multiplié par 4,4, suite aux évolutions réglementaires successives ou changements de processus d'attribution.

Le Chèque Énergie qui vise à remplacer d'ici fin 2017 les tarifs sociaux de l'énergie est actuellement expérimenté dans 4 départements métropolitains (Ardèche, Aveyron, Côtes-d'Armor et Pas-de-Calais). En l'état actuel des textes, les AODE compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le seront plus pour le Chèque Énergie.

Le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental. Ce dernier est de 70 k€ à fin 2016, soit 10 k€ de moins par rapport à l'année dernière. Le nombre de dossiers aidés pour le règlement de factures d'électricité est compris entre 260 et 500 depuis 6 ans. Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et des décisions d'attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de financer en partie ce fonds, de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux et d'intégrer à la facturation les aides validées. Depuis 2014, la totalité des participations (contre auparavant une partie) qui sont versées par EDF sont compensées par la CSPE¹, prélevées sur les factures de tous les consommateurs.

Enfin, notons que les coupures effectives pour impayés enregistrées par EDF sont en hausse sur le dernier exercice avec +9,7% pour atteindre 824. Par usagers, elles sont passées de 58 coupures effectives pour 10 000 clients en 2015 à 66 en 2016.

1 – CSPE : Contribution au Service Public de l'Électricité

Distribution publique d'électricité (ENEDIS) 10

➤ Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation	10
➤ Les ouvrages concédés	11
➤ Continuité d'alimentation de la concession	15
➤ Qualité des ouvrages concédés	18
➤ Les investissements du concessionnaire	19
➤ Les éléments patrimoniaux	20
➤ Le compte d'exploitation	23
➤ Les usagers de la concession	24
➤ Les raccordements en soutirage et en injection	26
➤ Les services aux usagers du distributeur	27

Indicateurs relatifs à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité (EDF) 28

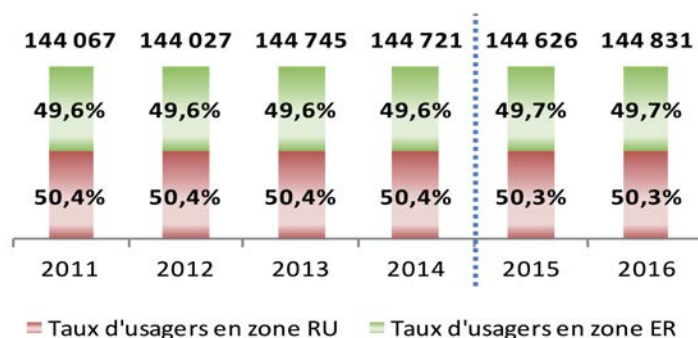
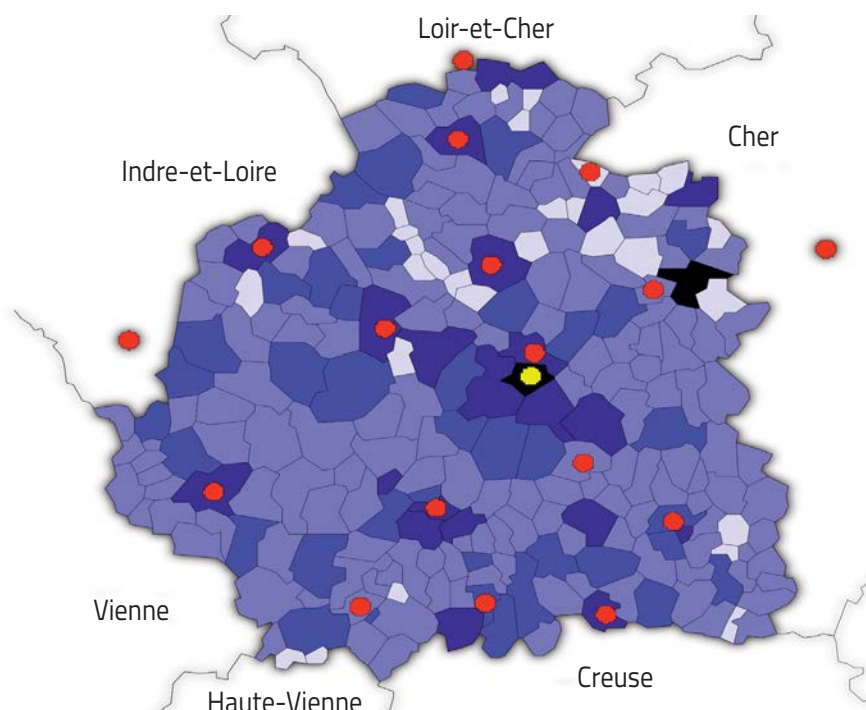
➤ Les usagers aux Tarifs Réglementés de Vente de la concession	28
➤ Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés	29

Caractéristiques générales de la concession et de son alimentation

La délégation de service public

Date de signature du contrat de concession : 6 mars 1995 Durée de la concession : 20 ans
Service public délégué à : Enedis/EDF

Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession



Part des usagers BT en zones rurale (ER) et urbaine (RU) selon la base technique

L'alimentation amont de la concession

Nombre de sources alimentant la concession : 20
Nombre de postes situés sur le territoire de la concession : 16
Puissance installée alimentant la concession 986 MVA

Les caractéristiques de la concession

Nombre de communes desservies : 247
Population de la concession (population en vigueur au 1^{er} janv. 2016, INSEE) : 237 356
Nombre d'usagers total de la concession selon la base « clientèle » 146 083
selon la base « technique » : 144 831

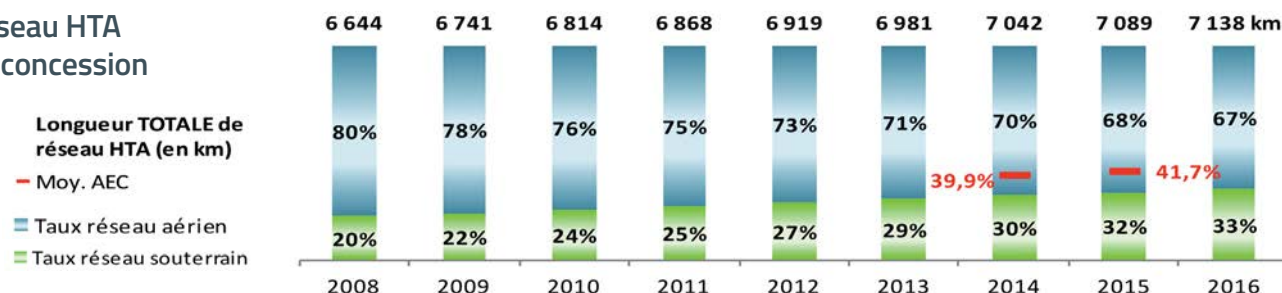
Les ouvrages concédés

Le réseau HTA

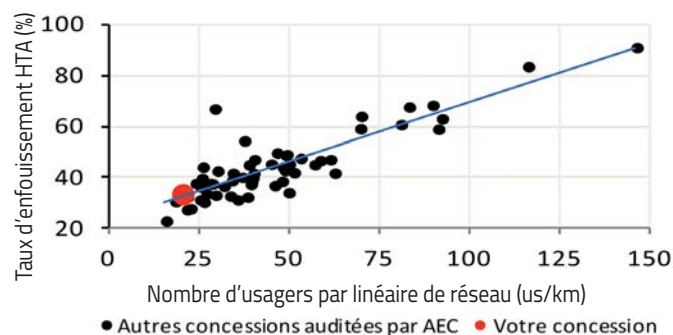
Nombre de départs HTA de la concession : 212

Nombre de départs HTA > 70 km : 27

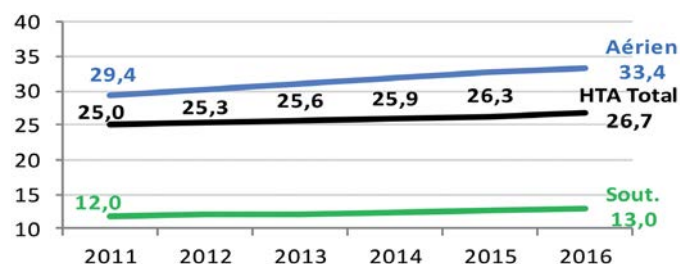
Le réseau HTA de la concession



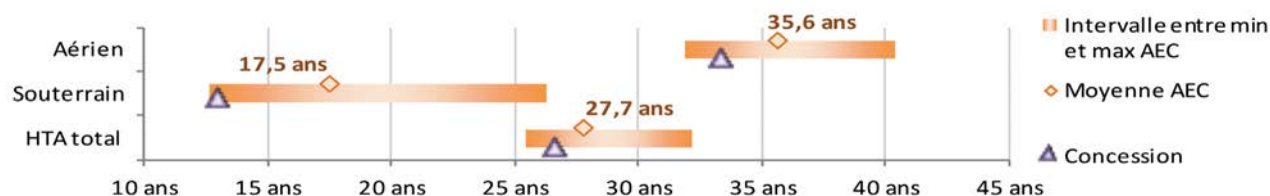
Positionnement de la concession (statistiques exercice 2015)



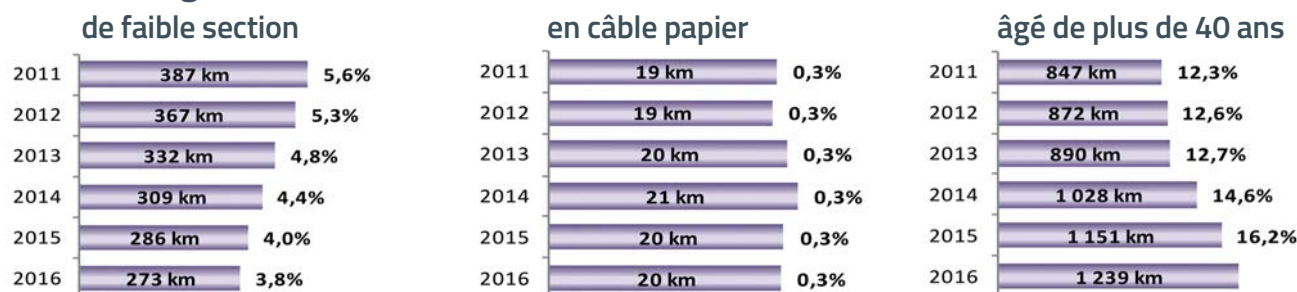
Âges moyens par technologie de réseau HTA



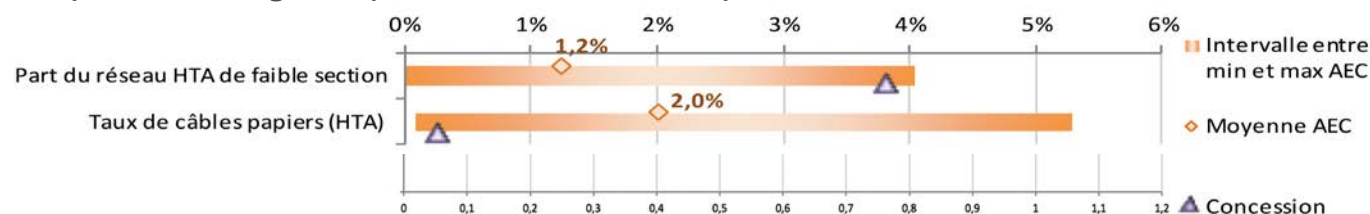
Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC 2015



Points de vigilance du réseau HTA : évolution du réseau HTA



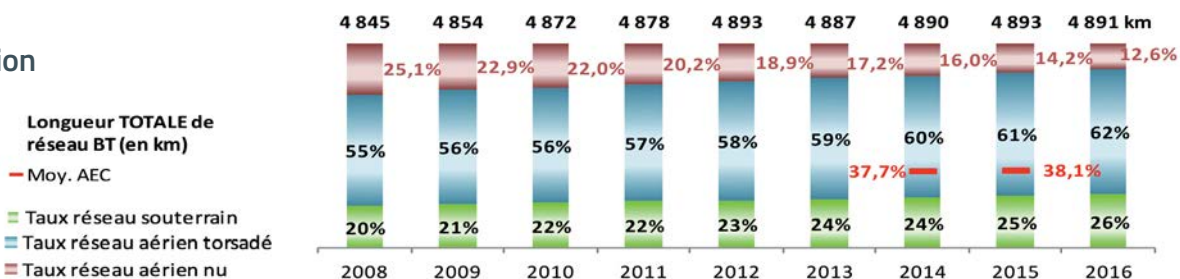
Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC 2015



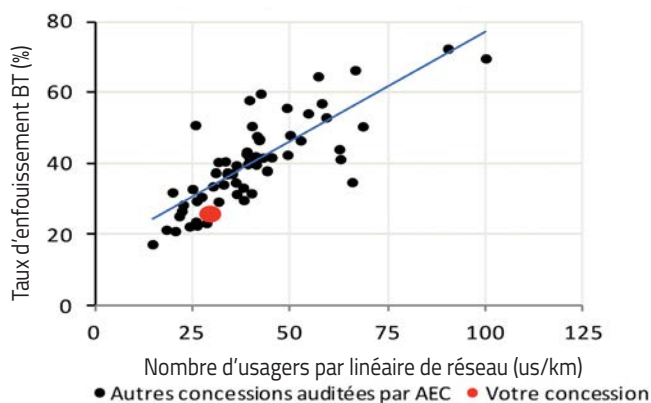
Le réseau BT

Nombre de départs BT : 13 020

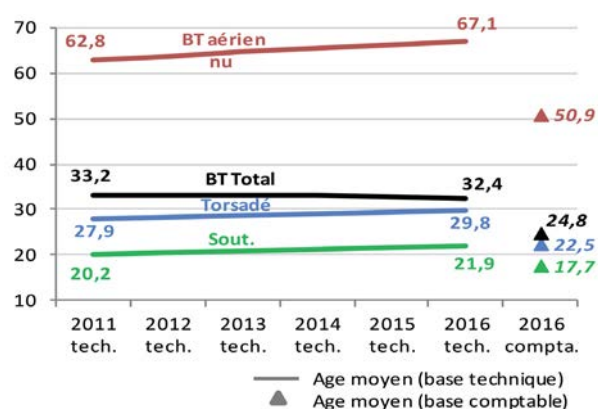
Le réseau BT de la concession



Positionnement de la concession (statistiques exercice 2015)



Âges moyens par technologie de réseau BT

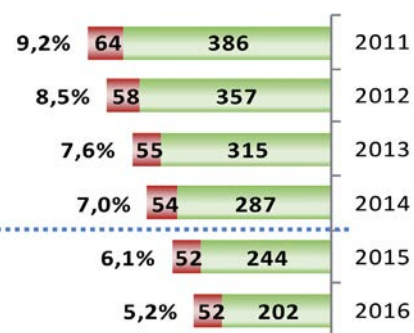


Les âges moyens du réseau BT présentés sur le graphique ci-dessus sont à considérer avec prudence, leur datation selon l'inventaire technique étant approximative. En effet, 27,8% d'entre eux sont datés de 1946. Les âges moyens de la base comptable y sont aussi indiqués pour le dernier exercice, à cause de l'imprécision de la base technique.

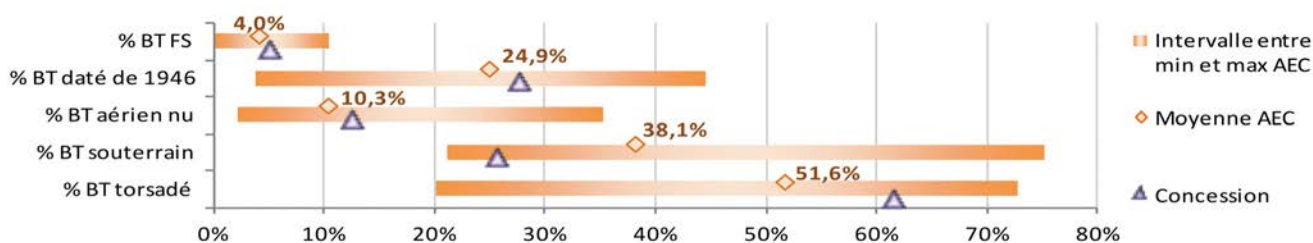
Répartition du réseau BT aérien nu (km)



Évolution du réseau BT aérien de faible section (km)

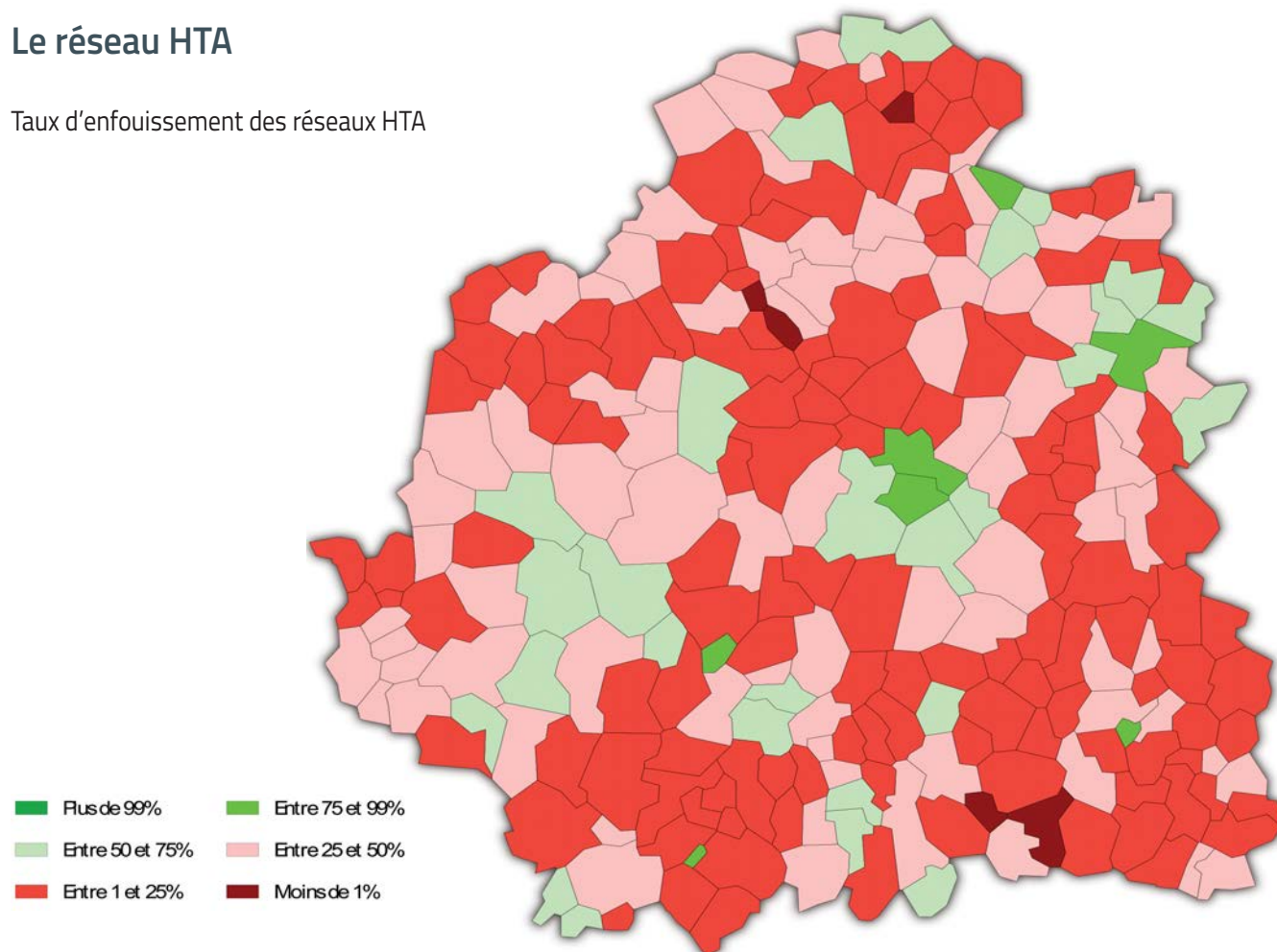


Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC 2015

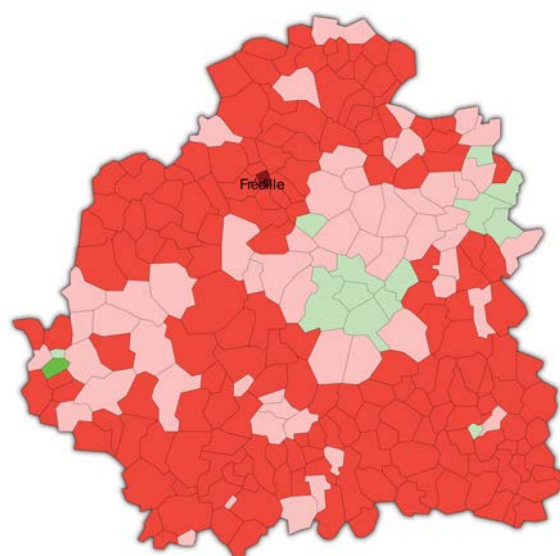


Le réseau HTA

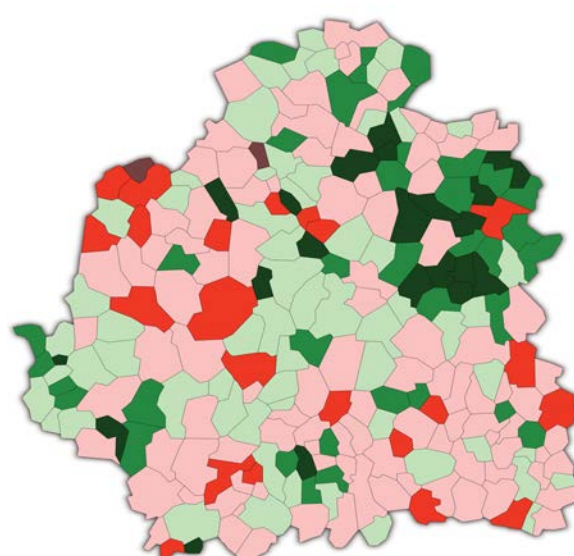
Taux d'enfouissement des réseaux HTA



Taux d'enfouissement des réseaux BT

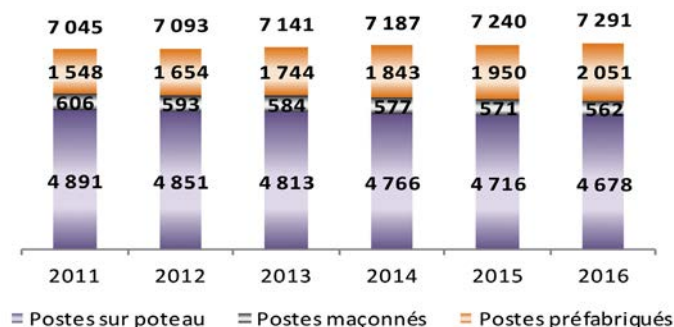


Taux de réseaux BT aérien nu

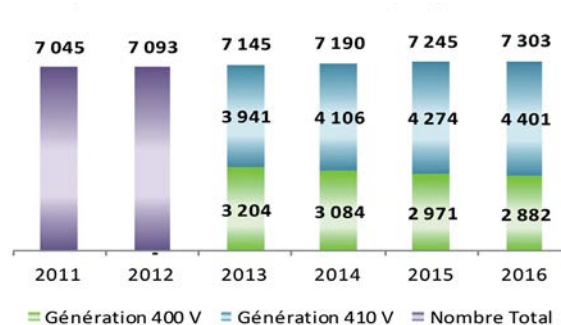


Les postes et les transformateurs HTA/BT

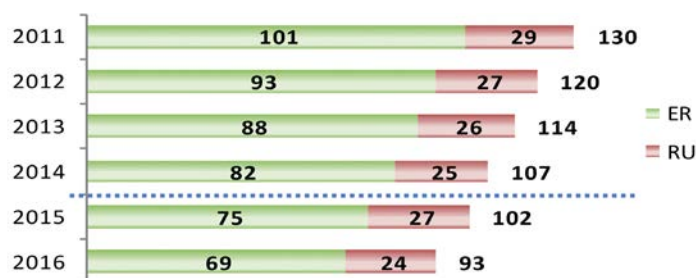
Évolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



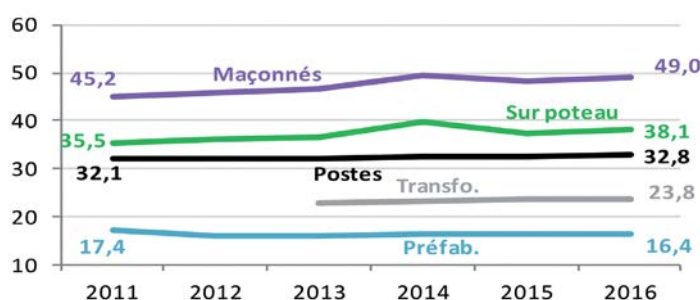
Évolution de la répartition des cabines hautes



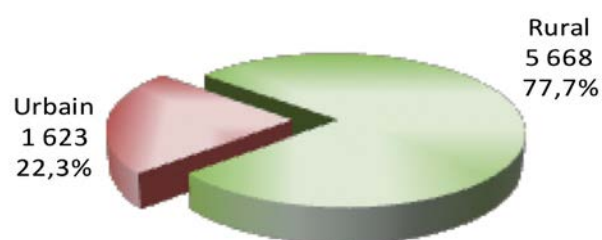
Les transformateurs de type « 400 V » ont été fabriqués jusqu'en 1988, puis ils ont été remplacés par les transformateurs de type « 410 V » qui autorisent désormais un réglage maximal de +5% de la tension, contre +2,5% pour la génération précédente.

Les cabines hautes sont des postes HTA/BT en forme de tour. Elles sont en cours de suppression.

Âge moyen par technologies de postes et de transformateurs

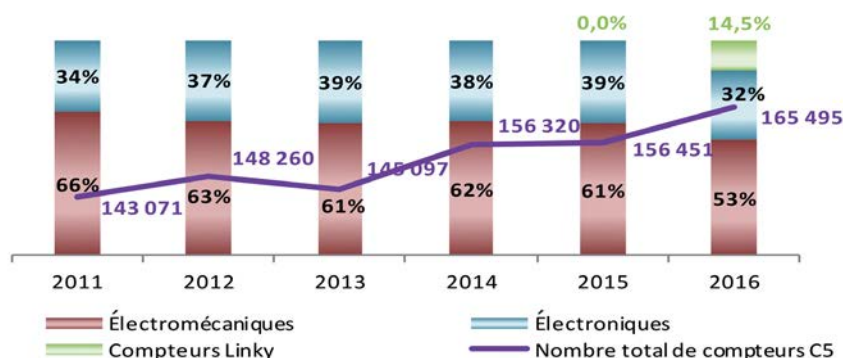


Répartition des postes selon les régimes urbain et rural sur le dernier exercice

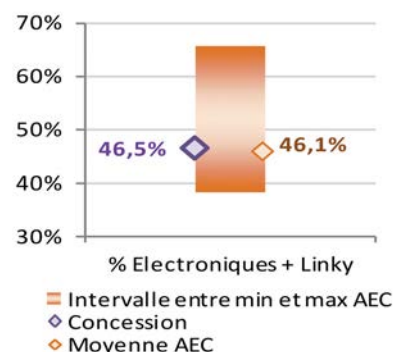


Les appareils de comptage

Évolution de la typologie des appareils de comptage de la concession, pour les usagers C5



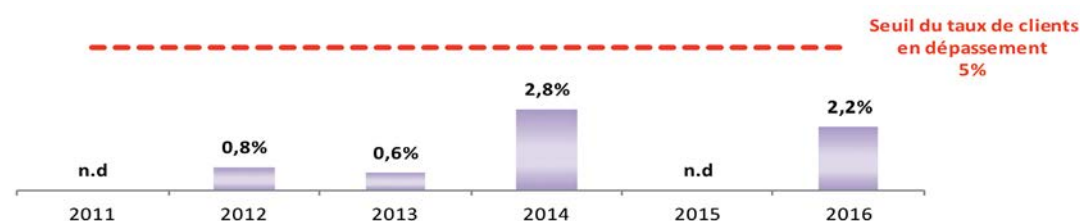
Comparaison de la part de compteurs électroniques + Linky avec les statistiques AEC 2015



Continuité d'alimentation de la concession

Seuils du décret qualité

Taux d'utilisateurs (BT et HTA) de la concession au-delà des seuils sur la continuité de fourniture (6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées)

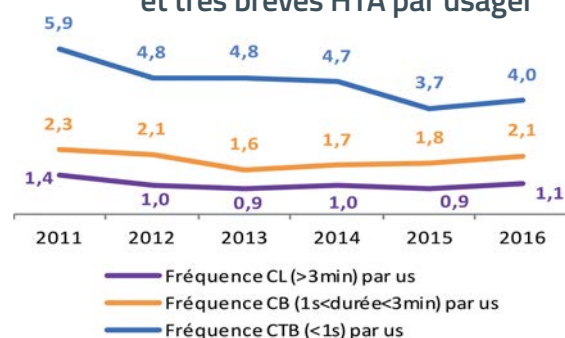


Le décret « Qualité » du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la

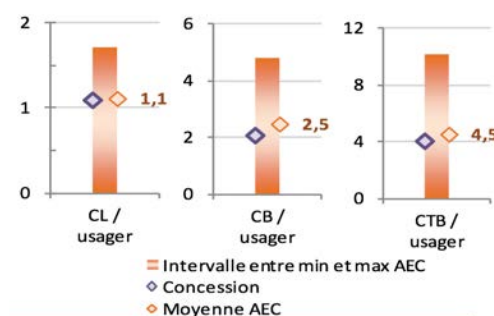
continuité, les seuils sont 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. Lorsque le taux global d'utilisateurs touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE.

Les fréquences de coupure (HIX)

Fréquence de coupures longues, brèves et très brèves HTA par usager

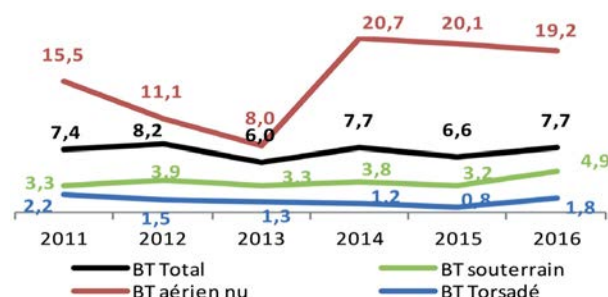


Comparaison des fréquences de coupure avec les statistiques AEC 2015

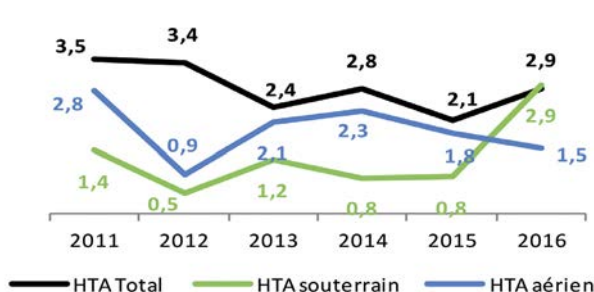


Les taux d'incidents pour 100 km de réseau (HIX)

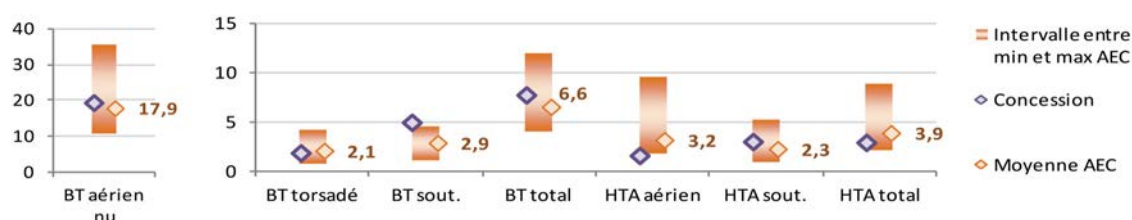
Évolution du nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau (HIX)



Évolution du nombre d'incidents HTA pour 100 km de réseau (HIX)



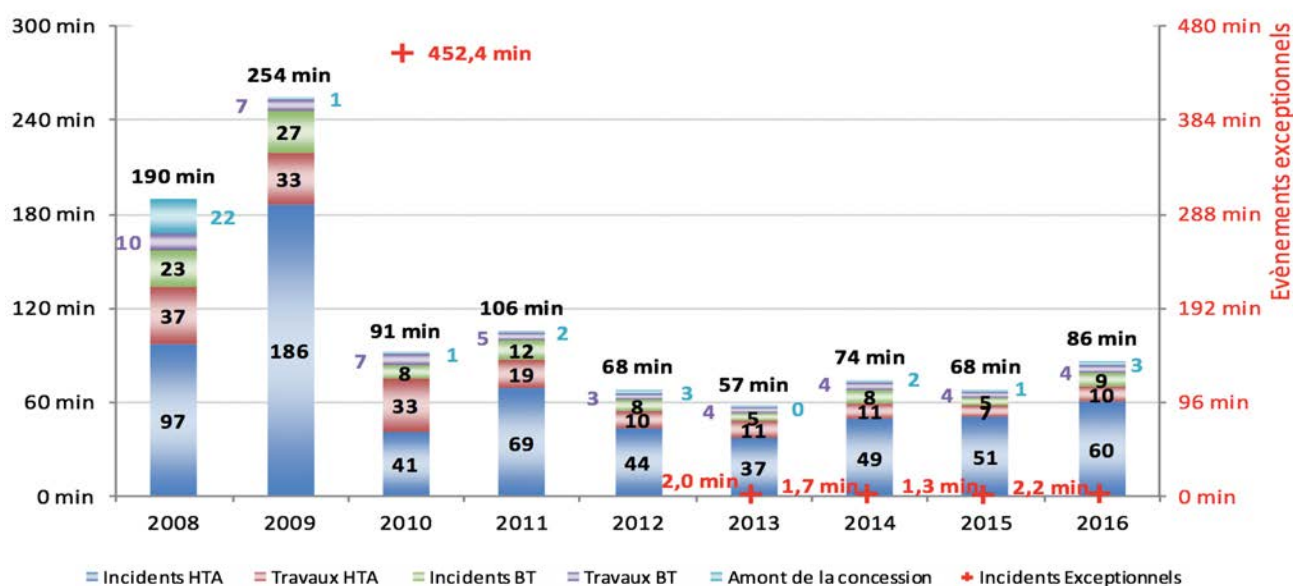
Comparaison des âges moyens HTA avec les statistiques AEC 2015



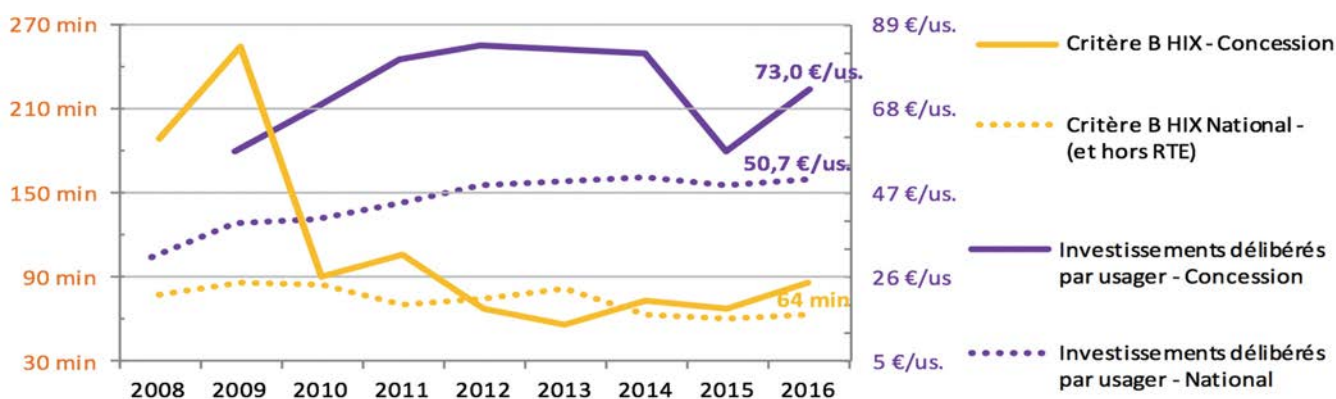
La durée moyenne de coupure

Les évènements exceptionnels sont notamment des incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans. Le critère B TCC (toutes causes confondues) prend en compte ces aléas, a contrario du critère B HIX (hors évènements exceptionnels). Le temps moyen de coupure par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés (HTA, BT et amont).

Évolution et décomposition du critère B de la concession



Croisement du critère B HIX et des investissements délibérés d'Enedis (hors raccordement et hors Linky)



Élagage

Évolution des travaux et des dépannages pour l'élagage (réseaux HTA et BT)

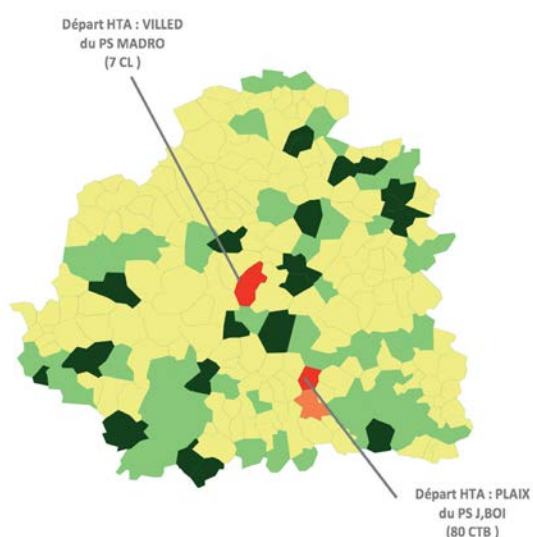


L'ICF est un indicateur établi par agrégation du nombre de coupures HTA longues, brèves et très brèves subies en moyenne par un usager de la concession. Il vaut 100 pour une alimentation continue sans coupure électrique.

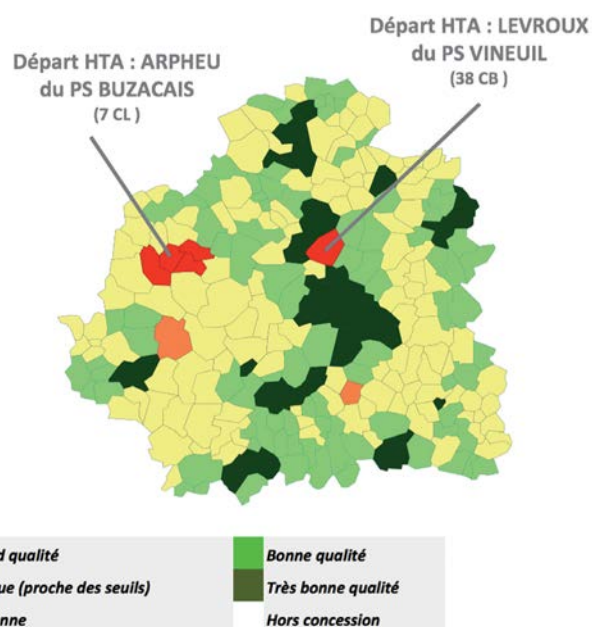
	Très bonne qualité	Bonne qualité	Qualité moyenne	Qualité critique	Hors standard qualité
Coupures longues	<1	1≤...<1,5	1,5≤...<3	3≤...≤6	Au moins supérieur à 1 des seuils (6, 30, 70)
Coupures brèves	<2	2≤...<5	5≤...<18	18≤...≤30	
Coupures très brèves	<4	4≤...<10	10≤...<30	30≤...≤70	

L'indicateur de continuité de fourniture (HIX)

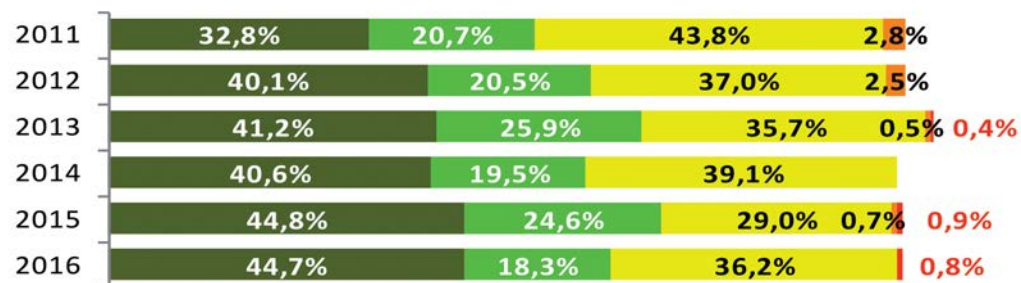
Indice de continuité de fourniture 2016 (HIX)



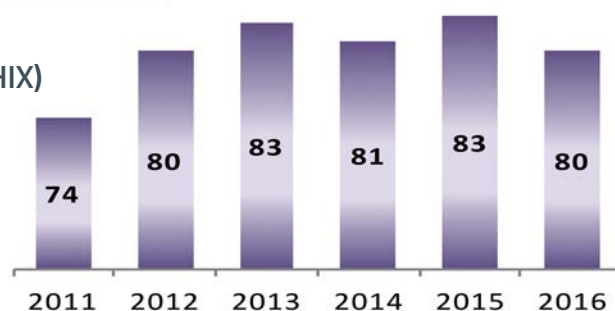
Indice de continuité de fourniture 2015 (HIX)



Évolution du pourcentage d'usagers par niveau de continuité de fourniture (HIX)



Répartition de l'indicateur de continuité de fourniture (HIX)

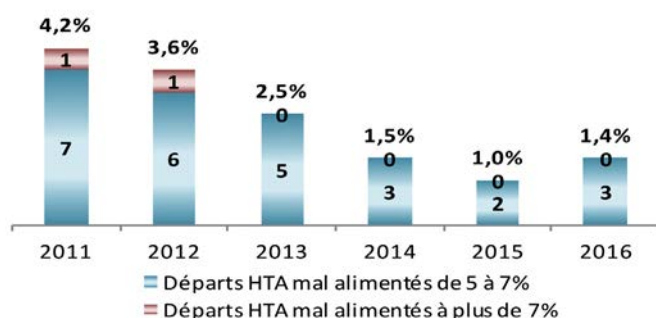


Qualité des ouvrages concédés

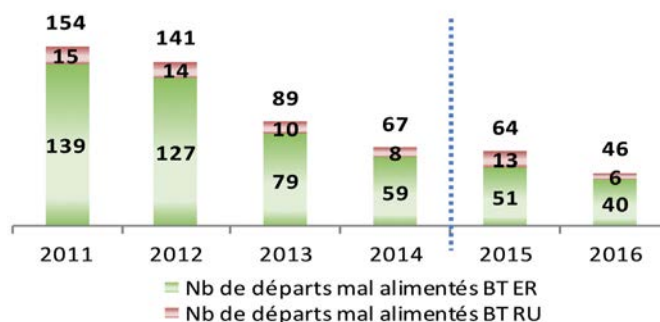
Les contraintes de tension sur les réseaux HTA et BT

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

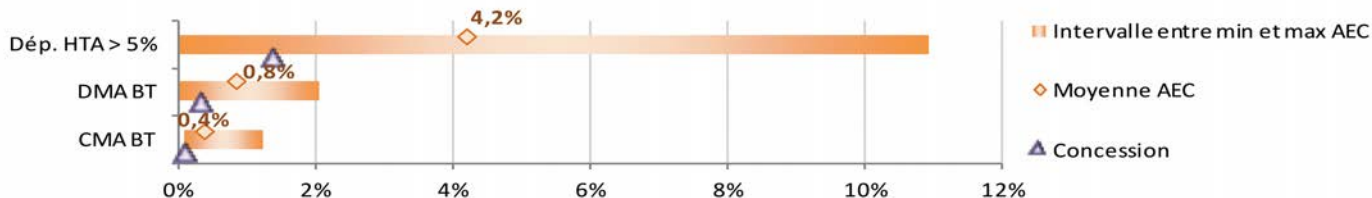
Évolution du nombre et du taux de départs HTA avec une CT supérieure à 5%



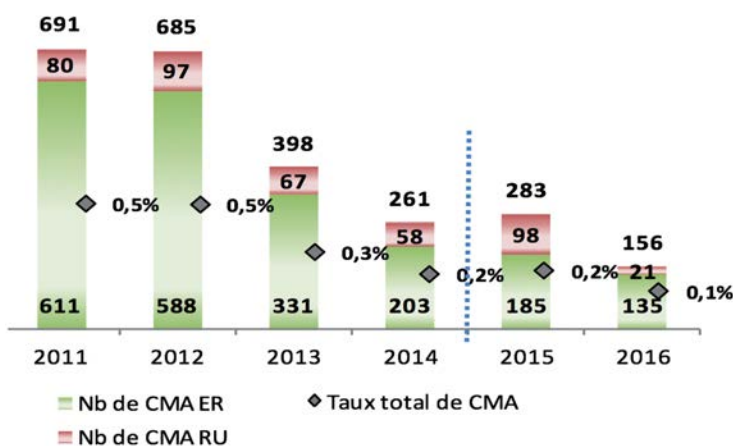
Évolution du nombre de départs BT mal alimentés par zone



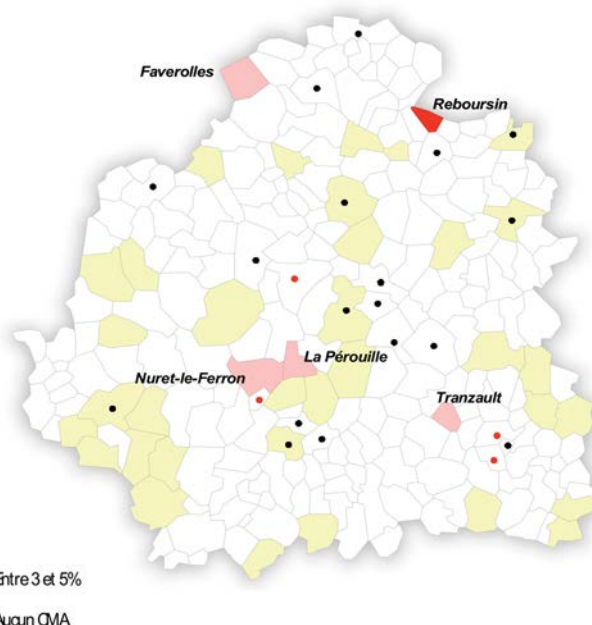
Comparaison avec les statistiques AEC 2015



Évolution du nombre et du taux de CMA selon les zones

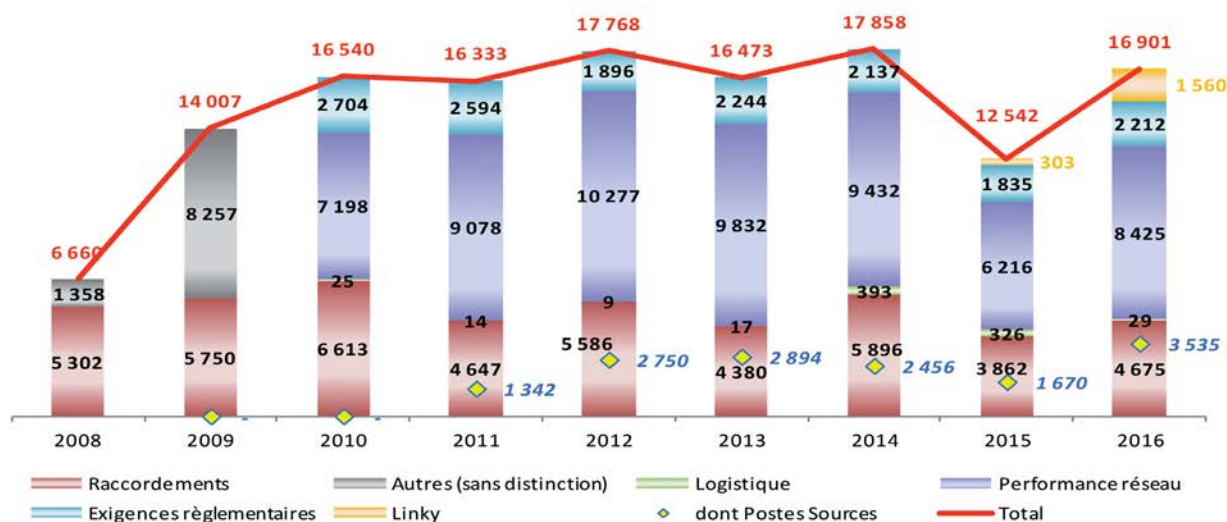


Taux de clients mal alimentés sur la concession



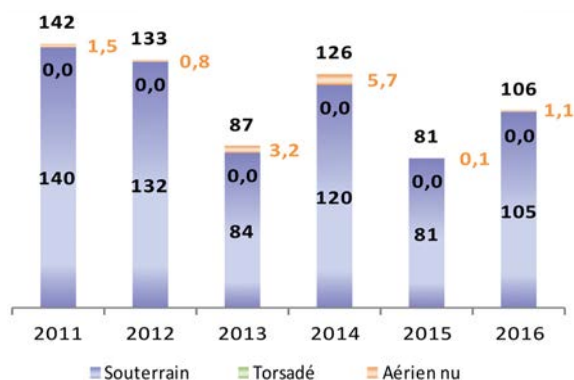
Les investissements du concessionnaire

Montants des investissements du concessionnaire (en k€)

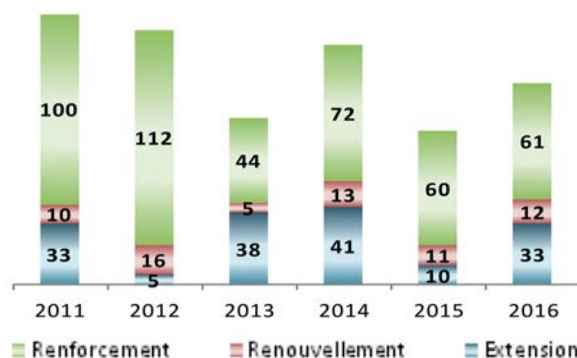


Réseaux HTA mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire

Longueurs HTA mises en service par type d'ouvrage (en km)

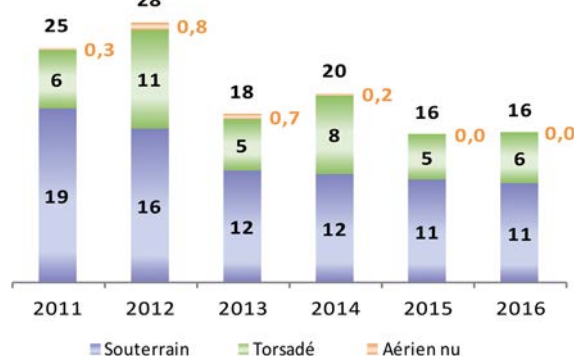


Longueurs HTA mises en service par nature de travaux (en km)

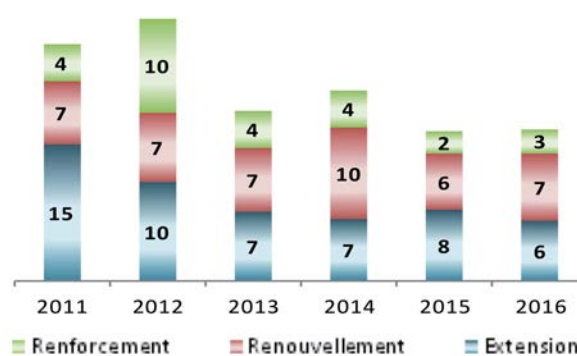


Réseaux BT mis en service sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire

Longueurs BT mises en service par type d'ouvrage (en km)



Longueurs BT mises en service par nature de travaux (en km)



Les éléments patrimoniaux

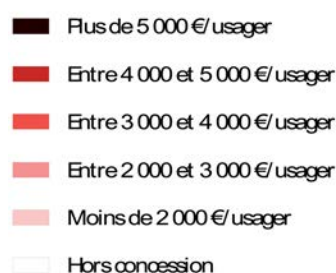
La valorisation du patrimoine concédé

VB : Valeur brute ;

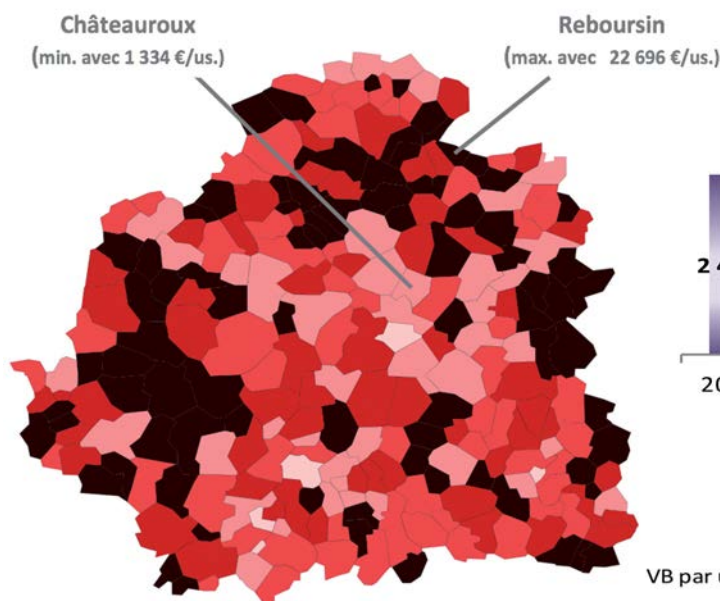
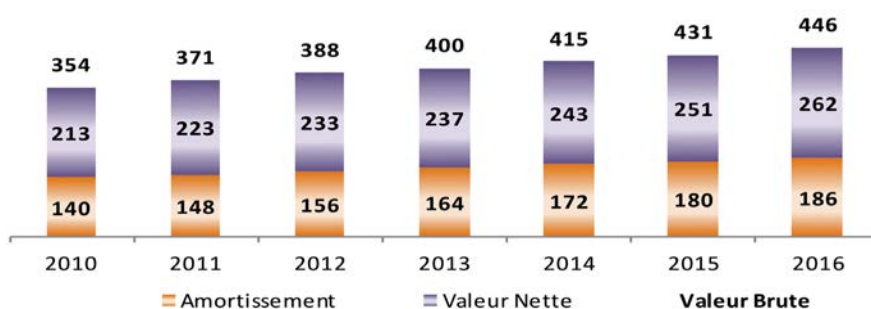
AMORT : Amortissement. Il est linéaire et sa durée varie en fonction de la nature des ouvrages ;

VN : Valeur nette comptable des immobilisations en concession correspondant à la valeur brute diminuée des amortissements.

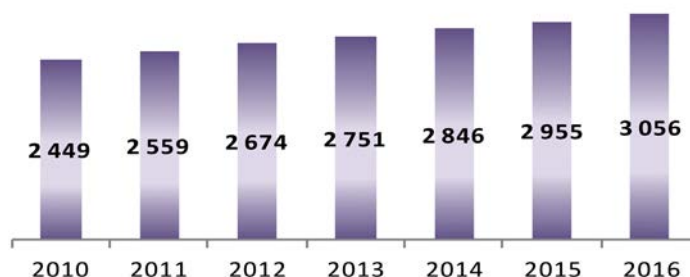
Valeur brute par usager de la concession



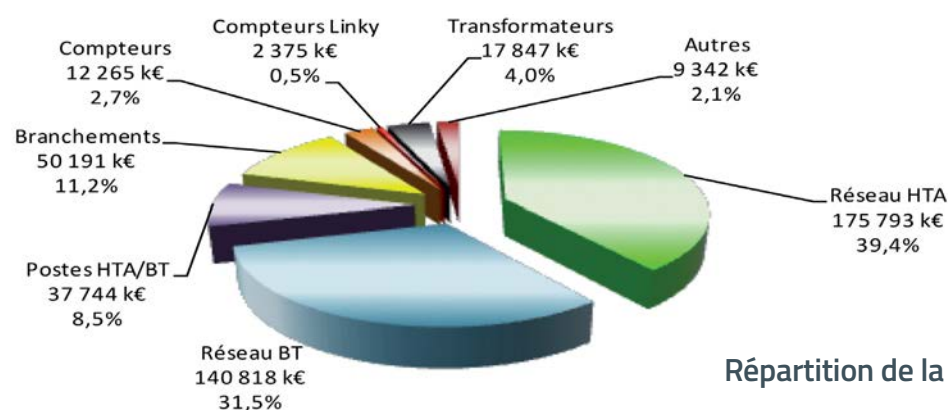
Évolution des immobilisations en concession (en M€)



Évolution de la valeur brute par usager (en €/usager)



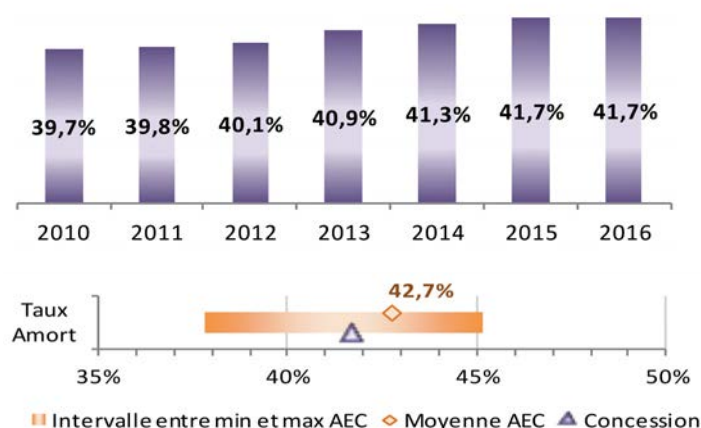
Comparaison du ratio de VB/us avec les statistiques AEC 2015



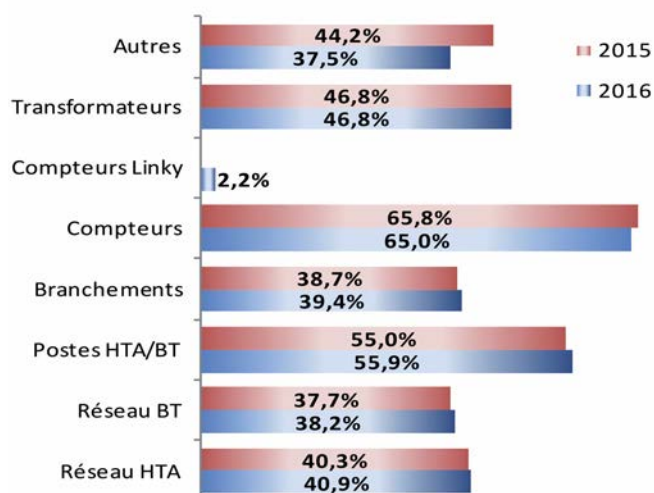
Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage

Le taux d'amortissement des ouvrages

Évolution du taux d'amortissement des ouvrages



Taux d'amortissement par type d'ouvrage



La valeur de remplacement

La valeur de remplacement représente la valeur théorique de renouvellement. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et elle est réévaluée annuellement pour refléter l'évolution des coûts à partir d'un panier d'indices (coûts des travaux publics, de main d'œuvre et d'ingénierie).

A partir de la valeur de remplacement, le concessionnaire calcule annuellement la dotation aux provisions pour renouvellement.

Évolution de la valeur de remplacement (en M€)



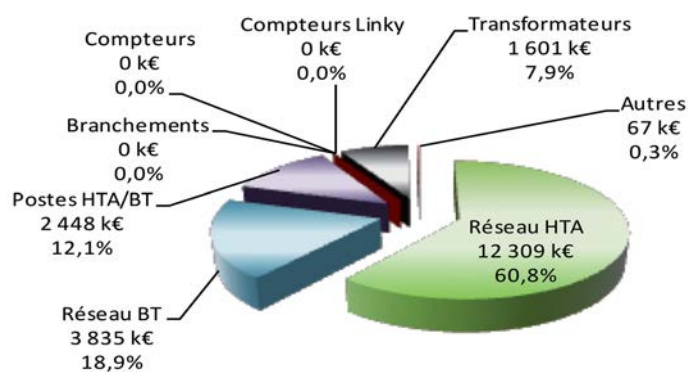
Les provisions pour renouvellement

Les provisions pour renouvellement sont constituées par le concessionnaire pour les ouvrages renouvelables avant la fin de la concession. Elles doivent couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique. Elles ne peuvent être utilisées que pour renouveler l'ouvrage pour lequel elles ont été constituées.

Évolution des provisions pour renouvellement constituées (en M€)



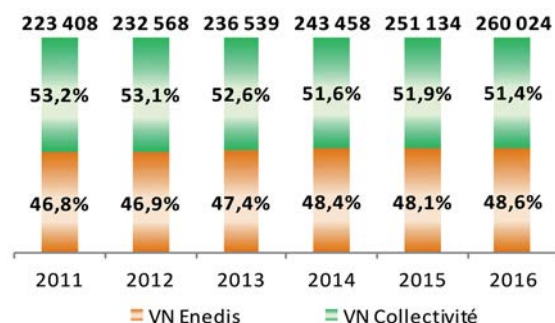
Répartition des provisions pour renouvellement constituées



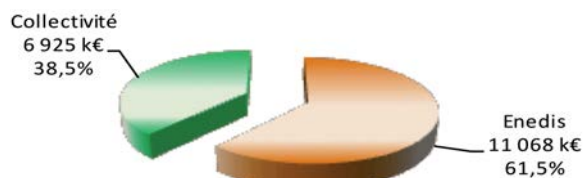
En 2011, l'impact sur le flux annuel de PR de la modification des modalités de calcul de la PR est de -121 k€. Les effets de cette modification se feront ressentir jusqu'à la fin du contrat de concession.

La répartition de l'origine de financement des immobilisations

Évolution de l'origine de financement de la valeur nette des mises en services (en k€)



Origine de financement des ouvrages mis en concession sur le dernier exercice



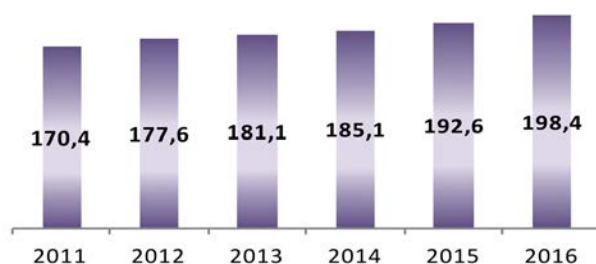
Statistiques AEC 2015

	Financement Enedis	Financement Collectivité	Financement Tiers
Minimum	48%	9%	0%
Moyenne	66%	33%	1%
Maximum	87%	52%	7%

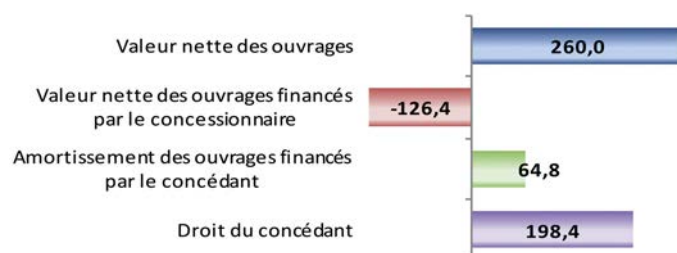
Les droits du concédant

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

Évolution des droits du concédant (en M€)

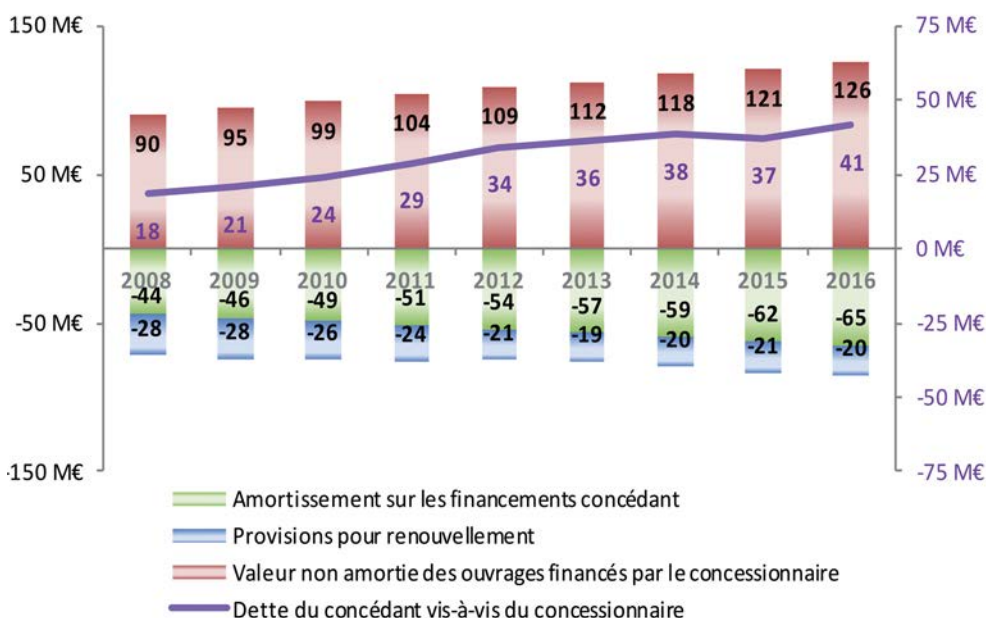


Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



Les dettes et créances réciproques

Évolution des dettes et créances réciproques



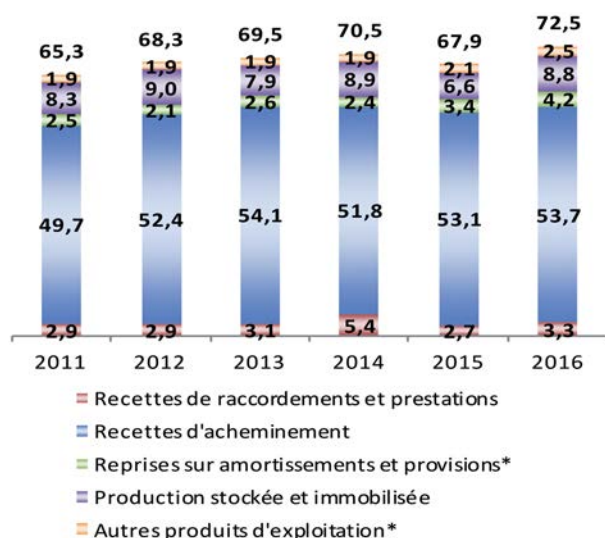
Un solde des dettes et créances réciproques positif traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.

Un solde des dettes et créances réciproques négatif traduit une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité.

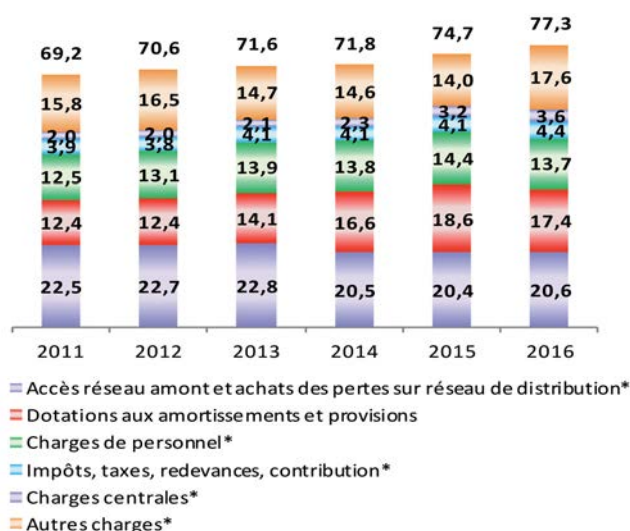
Le compte d'exploitation

Montants des produits et charges d'exploitation du concessionnaire

Évolution des produits d'exploitation (M€)



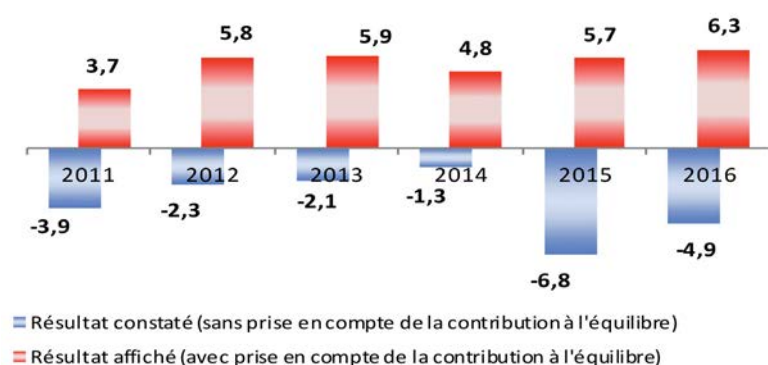
Évolution des charges d'exploitation (M€)



*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif.

Résultats d'exploitation « constaté » et « affiché » de la concession

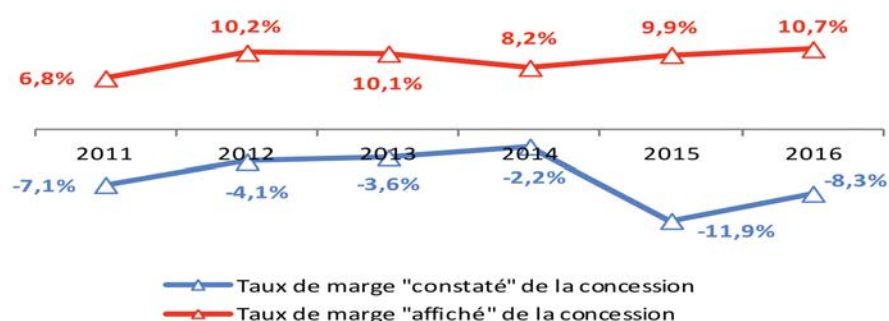
Évolution des résultats « constaté » et « affiché » de la concession (M€)



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

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

Évolution des taux de marge d'exploitation « constaté » et « affiché » de la concession



Le taux de marge « affiché » est identique quelque soit la concession considérée. Ce taux de marge « affiché » est également identique à celui de la société Enedis.

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

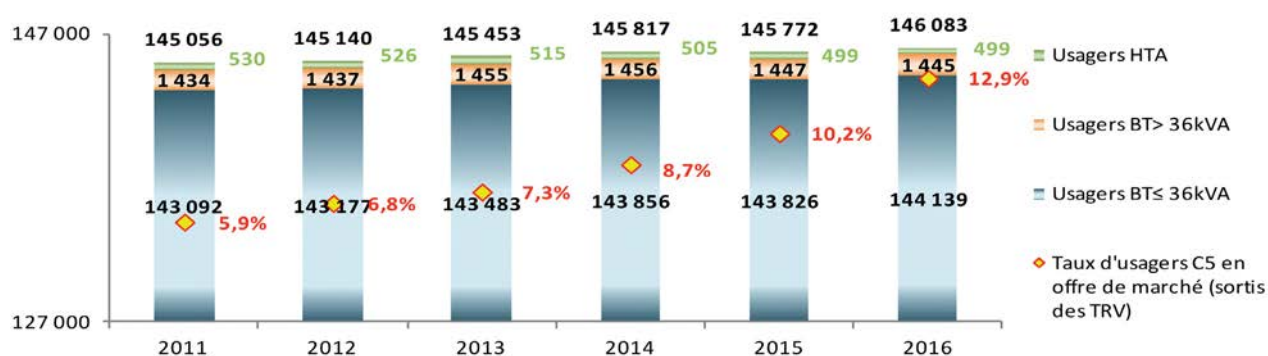
Les usagers de la concession

Les usagers sont répartis selon les niveaux de puissance et segments mentionnés dans le tableau ci-contre.

Segment	C5	C4	C3	C2	C1
Tension	BT		HTA		
Niveau de puissance	≤ 36 kVA	> 36 kVA	< 250 kW	> 250 kW	

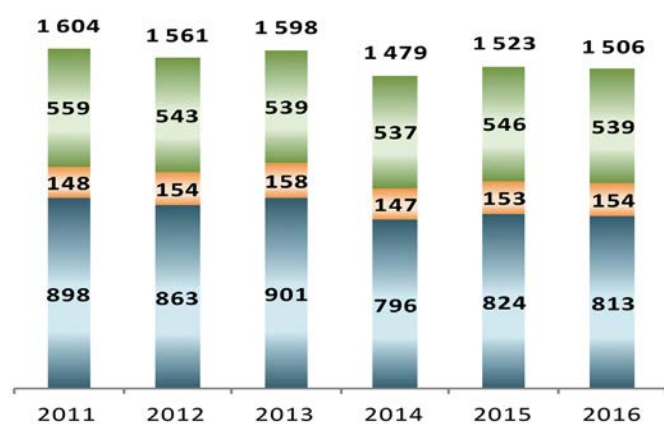
La répartition des usagers

Évolution du nombre d'usagers BT et HTA sur la concession

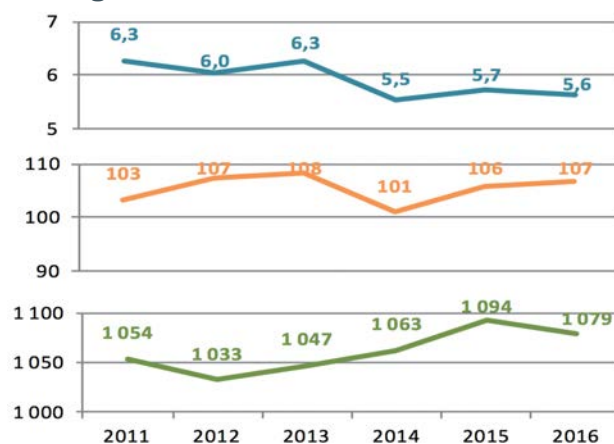


La répartition des consommations des usagers

Évolution des consommations des usagers de la concession (en GWh)

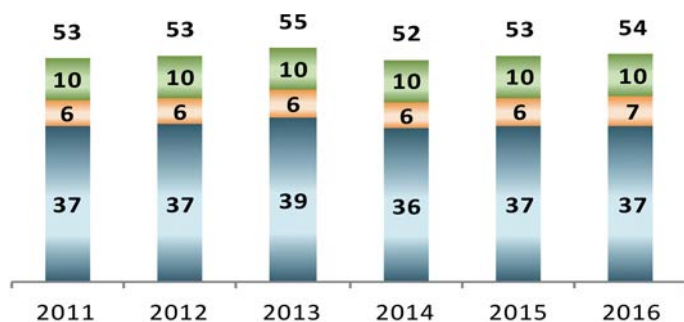


Évolution de la consommation moyenne des usagers de la concession (en MWh)



La répartition des recettes d'acheminement des usagers

Évolution des recettes sur la concession (en M€)

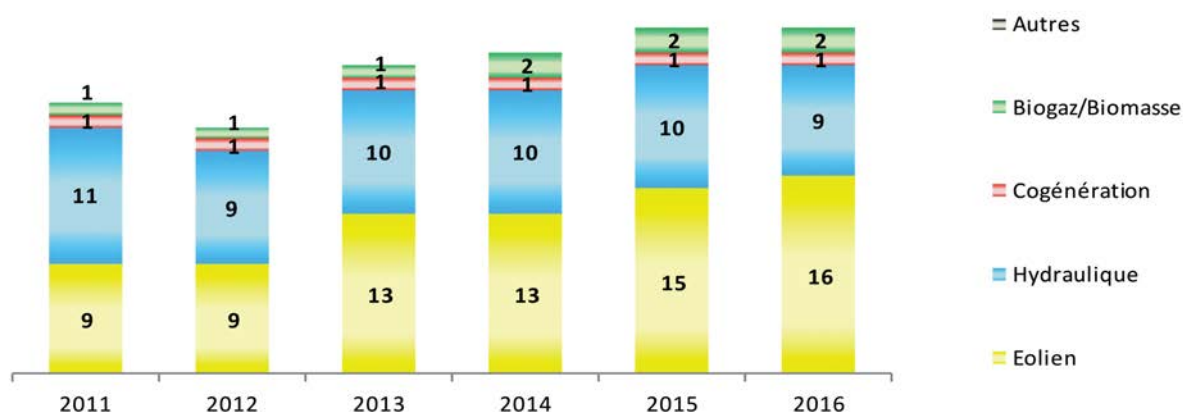


Évolution du prix moyen du kWh sur la concession (en c€/kWh)

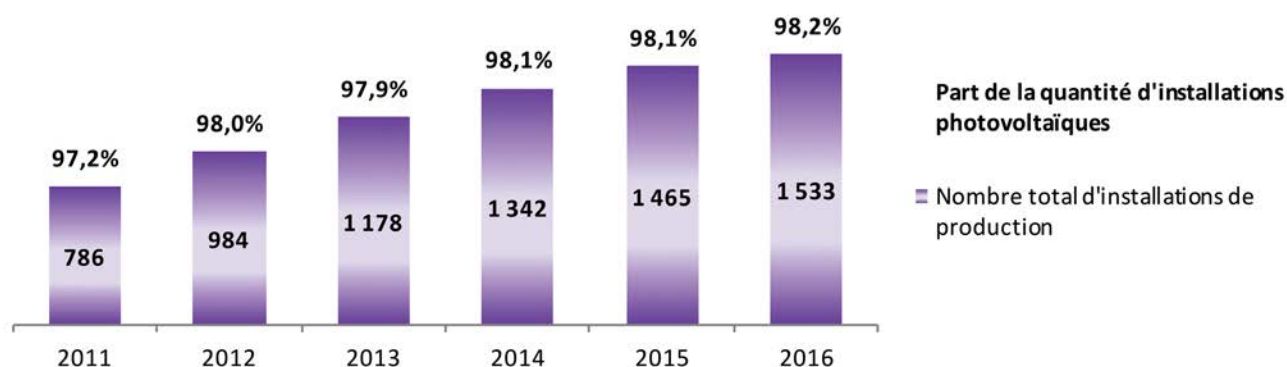


La répartition des producteurs

Évolution de la répartition du nombre d'installations de production par type d'énergie (hors installations photovoltaïques)



Évolution du nombre total d'installations de production et évolution de la part des installations photovoltaïques



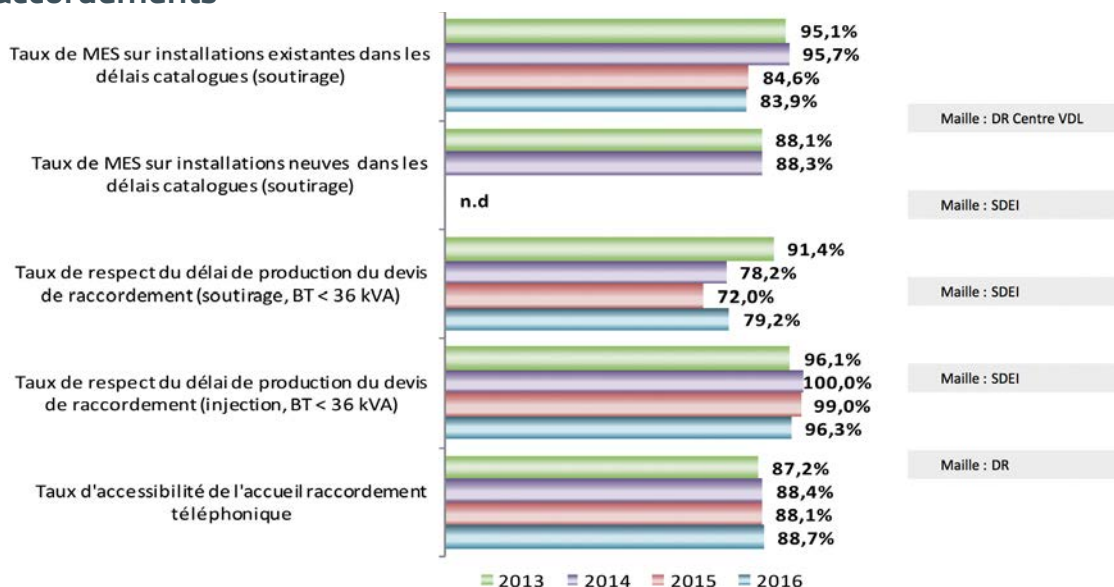
La répartition des puissances de production

Évolution des puissances totales des installations de productions (en MVA)



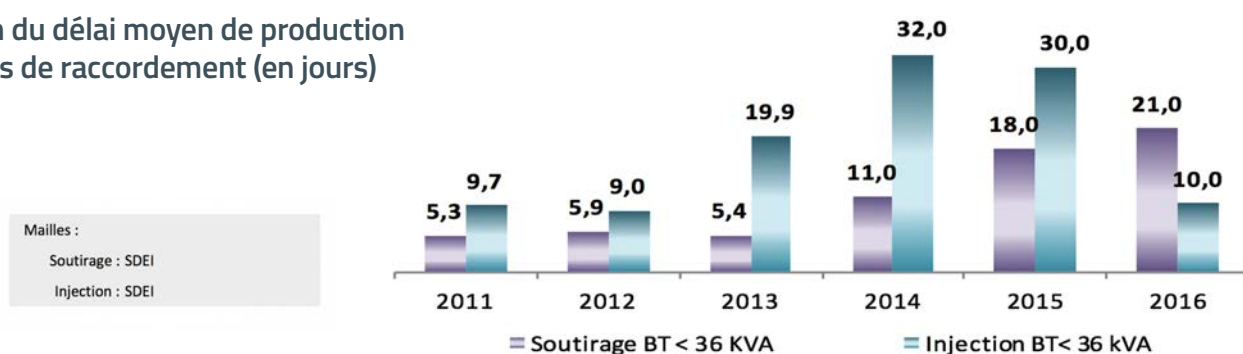
Les raccordements en soutirage et en injection

Indicateurs - Raccordements



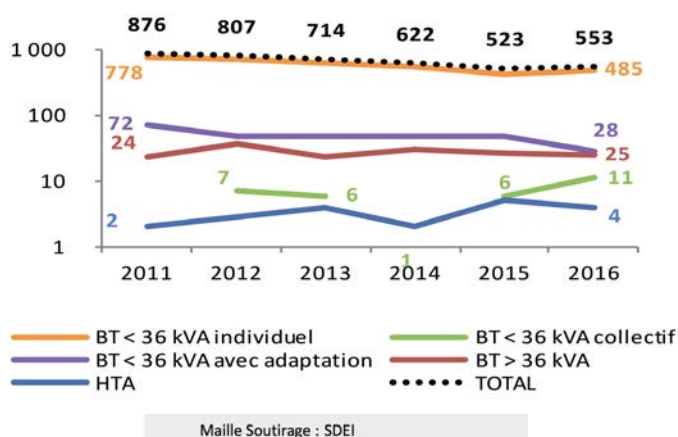
Délai moyen de production de devis pour raccordements

Évolution du délai moyen de production d'un devis de raccordement (en jours)

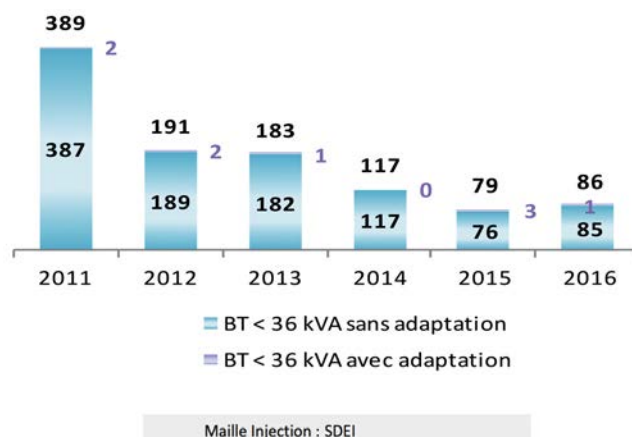


Volume annuel des raccordements

Évolution du nombre de raccordements (HTA et BT) en soutirage



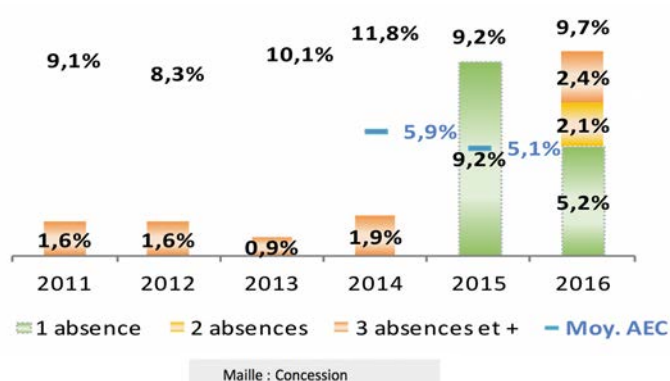
Évolution du nombre de raccordements (BT) en injection



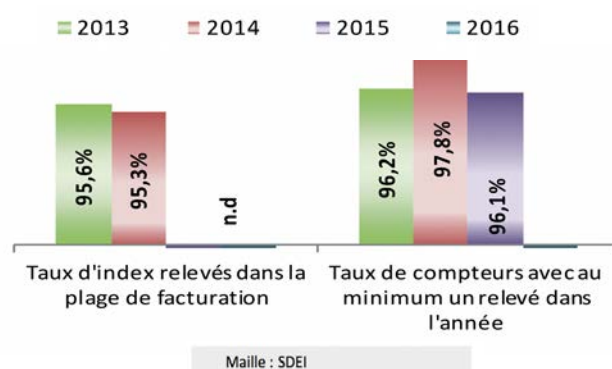
Les services aux usagers du distributeur

La relève

Évolution du taux d'absence à la relève

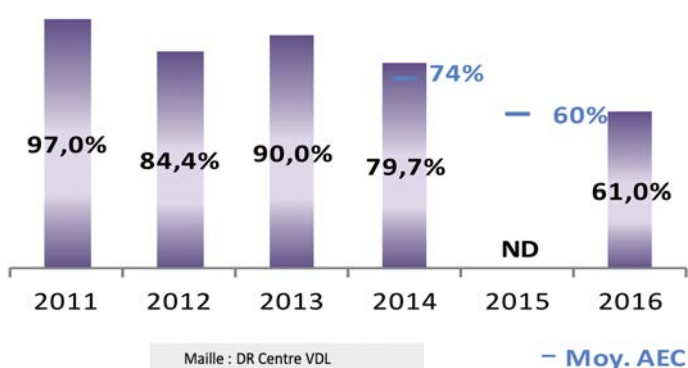


Évolution des taux relatifs à la relève

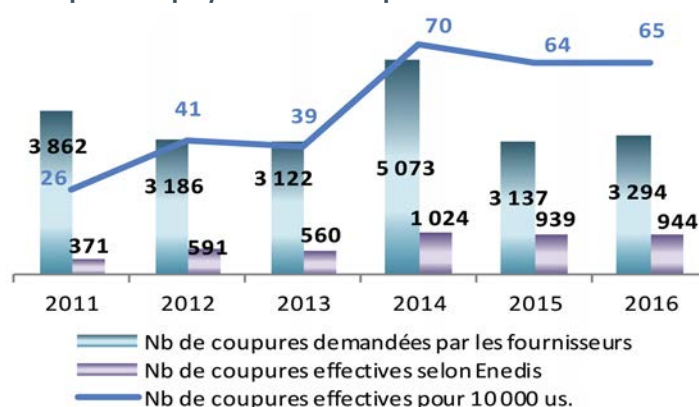


Les coupures pour impayés

Évolution du taux d'intervention pour impayés dans les délais catalogues convenus

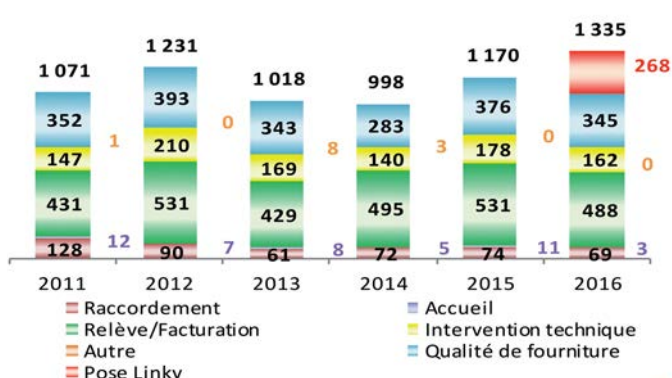


Évolution du nombre de coupures effectives pour impayés réalisées par le distributeur

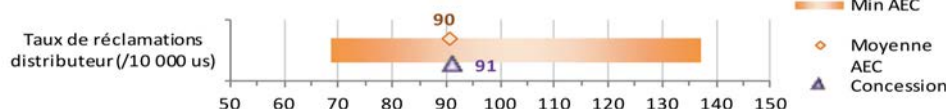
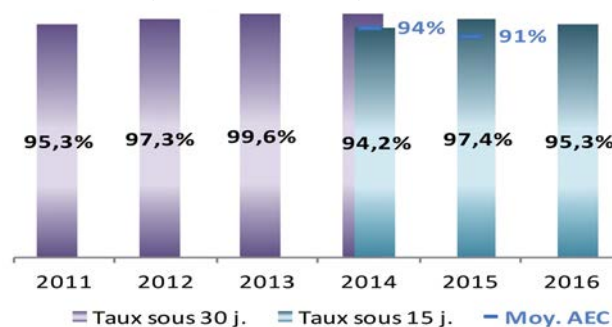


Les réclamations

Évolution de la répartition des réclamations (écrites et orales) par item



Évolution du taux de réponse aux réclamations sous 30 jours et sous 15 jours depuis 2014



Les usagers aux Tarifs Réglementés de Vente de la concession

Tarif Bleu (TB) : alimentation basse tension, tarifs régulés, puissance inférieure à 36 kVA.

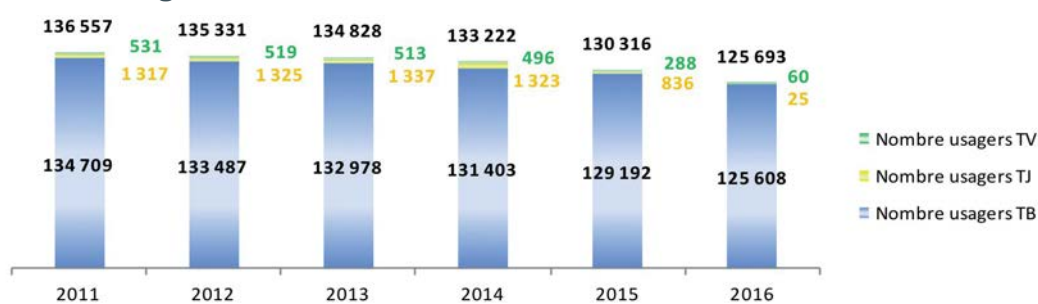
Tarif Jaune (TJ) : alimentation basse tension, tarifs régulés, puissance inférieure à 250 kVA.

Tarif Vert (TV) : alimentation moyenne tension, tarifs régulés, puissance supérieure à 250 kVA.

Au 31 décembre 2015, les tarifs JAUNE et VERT seront supprimés (Loi NOME), les usagers doivent souscrire des offres de marchés pour 2016.

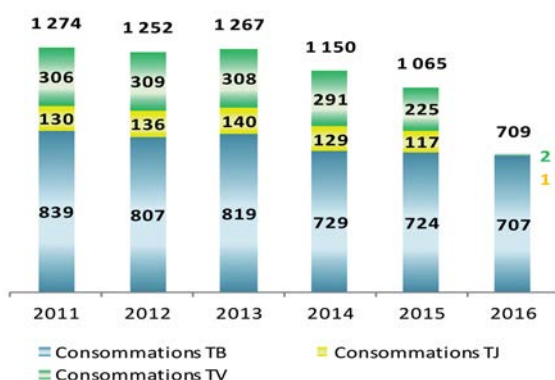
La répartition des usagers aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV)

Évolution du nombre d'usagers total sur la concession

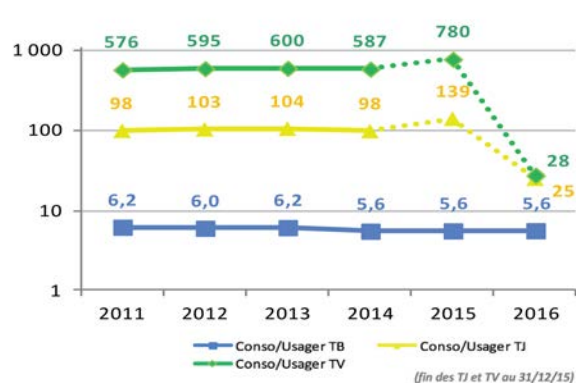


La répartition des consommations des usagers aux tarifs réglementés de vente

Évolution des consommations des usagers aux TRV (en GWh)

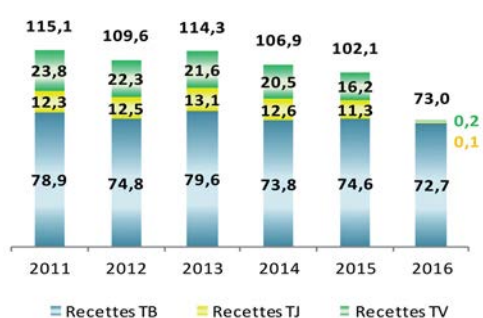


Évolution de la consommation moyenne des usagers aux TRV (en MWh)



La répartition des recettes de fourniture des usagers aux tarifs réglementés de vente

Évolution des recettes sur la concession (en M€ HT)



Évolution du prix moyen du kWh sur la concession (en c€/kWh)



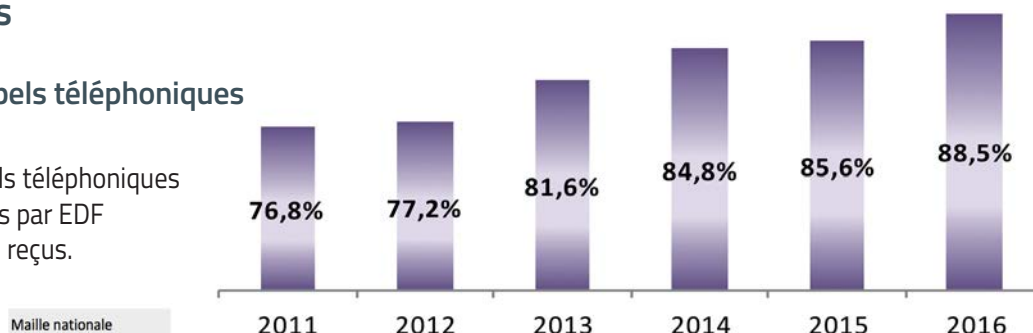
Indicateurs relatifs à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité (EDF)

Les services du fournisseur aux usagers aux tarifs réglementés

L'accueil des usagers

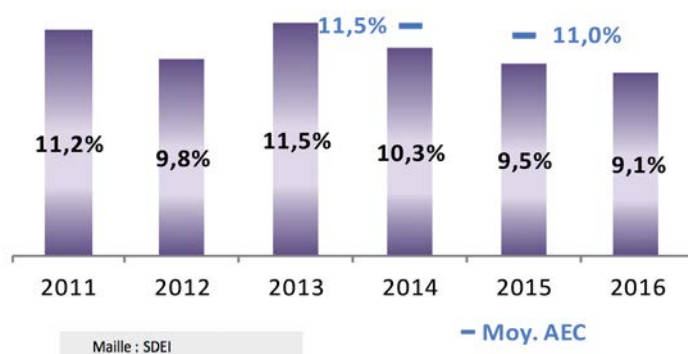
Taux de réussite aux appels téléphoniques

Le taux de réussite des appels téléphoniques est le nombre d'appels traités par EDF rapporté au nombre d'appels reçus.



Les services aux usagers

Pourcentage de contrats optimisés (CTS) dans l'année

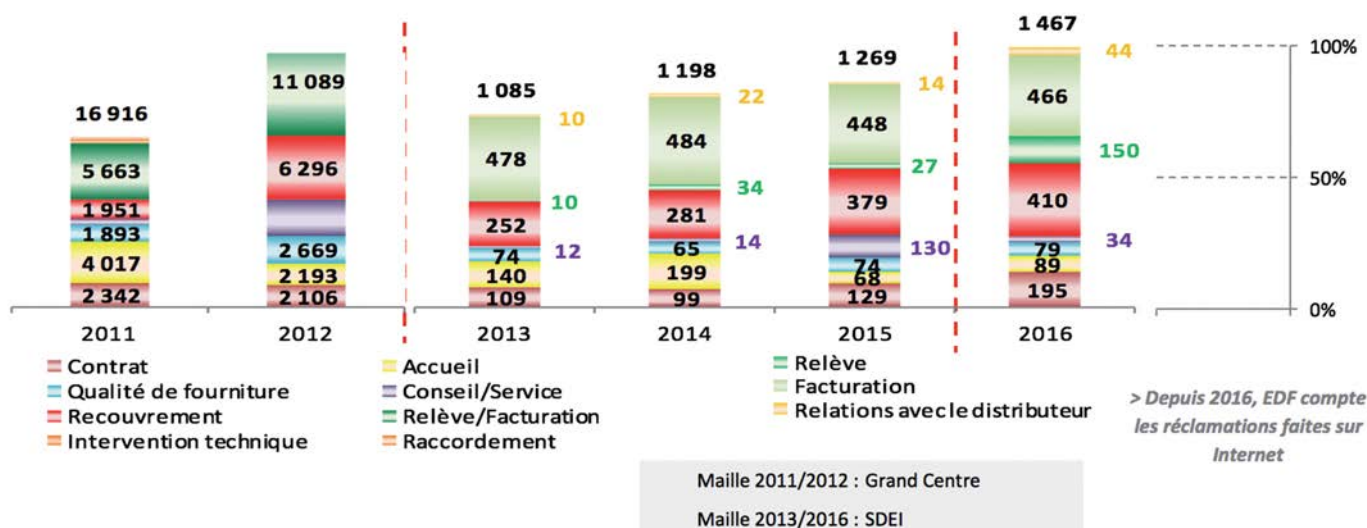


Taux de factures basées sur un auto-relevé



Les réclamations

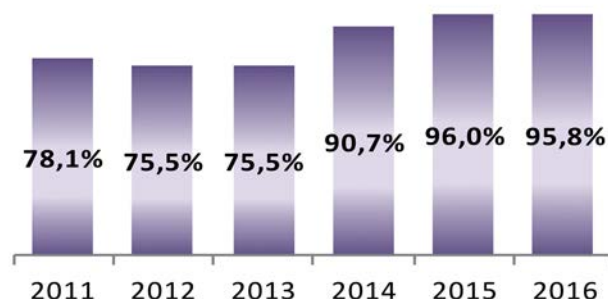
Évolution de la répartition des réclamations par item (clients aux tarifs Bleu Résidentiel)



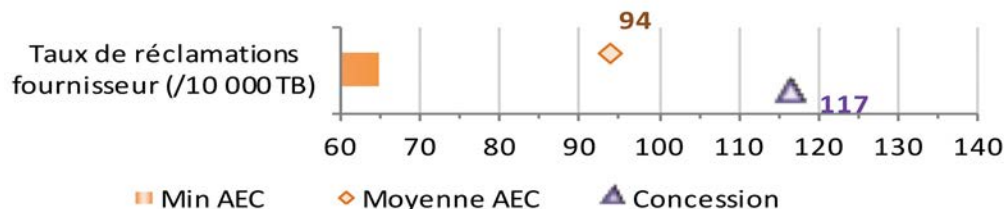
Indicateurs relatifs à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité (EDF)

TABLEAU DE BORD 2017
EXERCICE 2016

Évolution du taux de réponse aux réclamations sous 30 jours



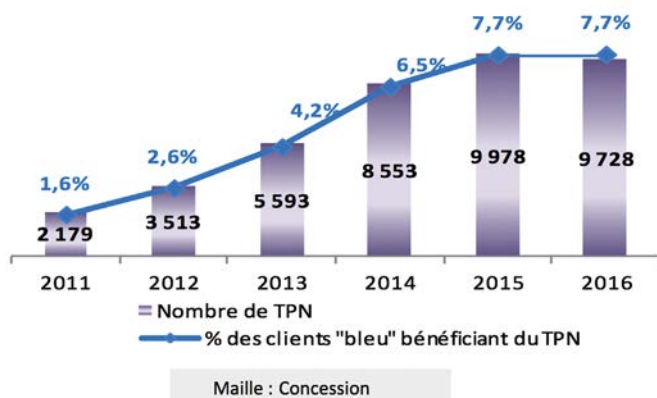
Comparaison des taux avec les statistiques AEC 2015



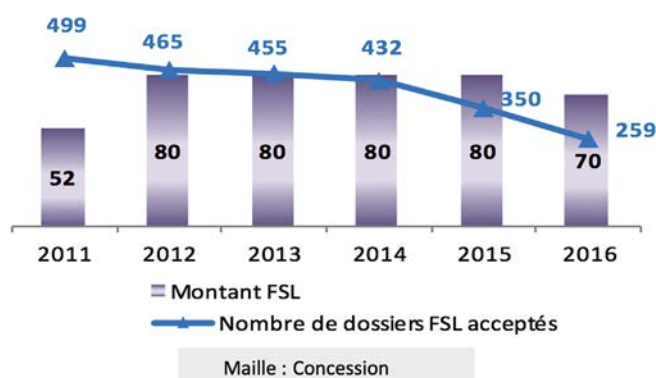
Les usagers en difficultés financières

Le Tarif de Première Nécessité (TPN) est attribué sous conditions de ressources. Le Fonds Solidarité Logement (FSL), qui traite des difficultés de paiement liées au logement, à l'eau, à l'énergie et au téléphone, est cofinancé par EDF.

Évolution du nombre de bénéficiaires du TPN à fin d'année



Évolution du montant alloué par EDF au FSL (en k€) et du nombre de dossiers aidés

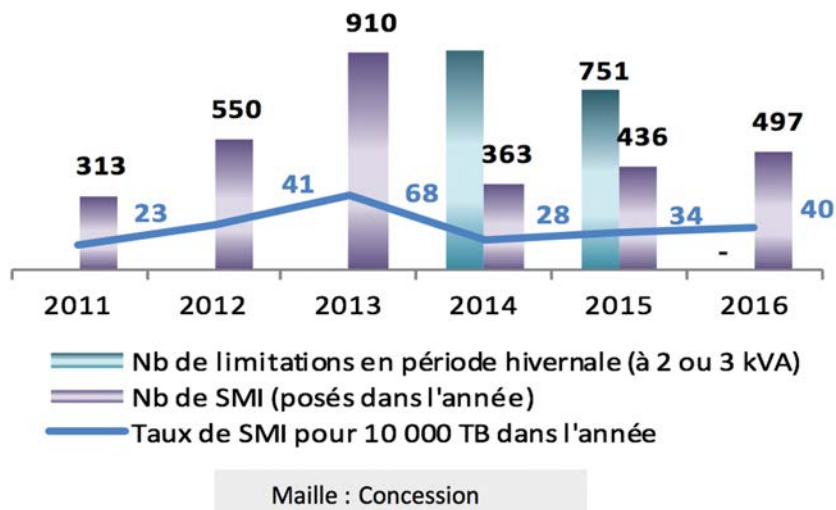


Le Service Minimum de 1 000 watts (SMI) est installé pour les clients en situation d'impayés qui sont absents lors de l'intervention du distributeur.

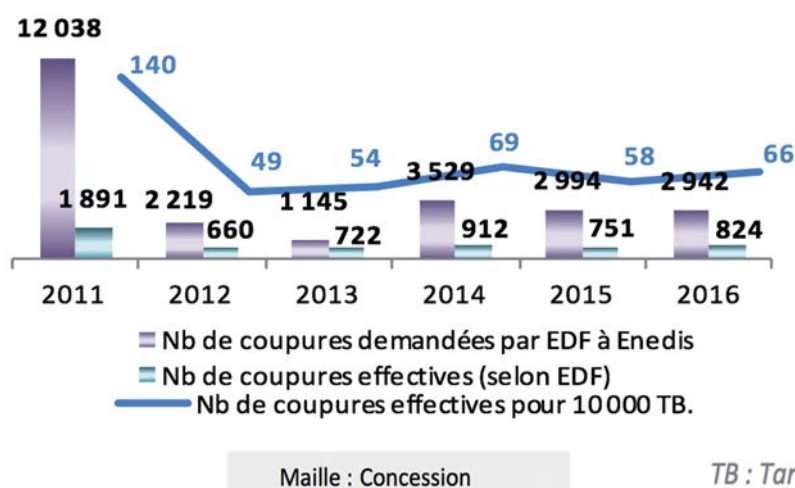
Depuis la parution des textes de la Loi Brottes en avril 2013, les clients en situation d'impayés (hors TPN ou FSL) ne sont plus coupés durant la trêve hivernale, mais leurs puissances est réduite à 3 kVA voire 2 kVA.

Indicateurs relatifs à la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente et au tarif de première nécessité (EDF)

Évolution des réductions de puissance enregistrées par le fournisseur

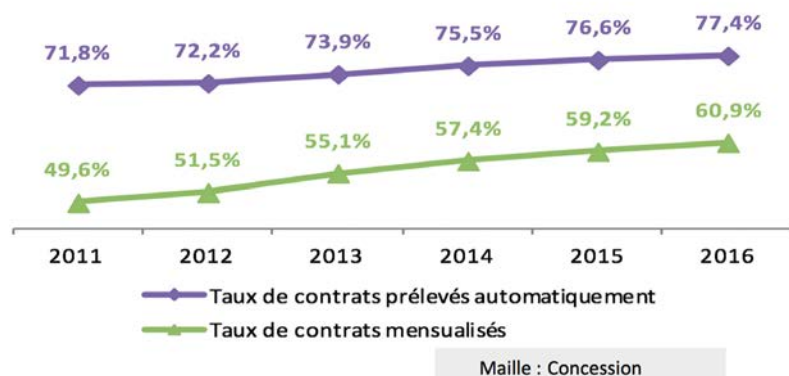


Évolution des coupures effectives pour impayés à la demande du fournisseur

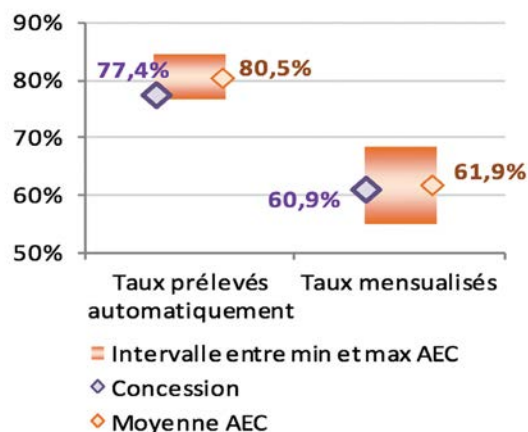


Les facilités de règlement des factures

Évolution des taux de contrats au tarif Bleu Résidentiels mensualisés et prélevés automatiquement



Comparaison des taux avec les statistiques AEC 2015





territoire d'énergie

INDRE

conception **marlene infographie** 02 54 38 16 67 - www.marlene-infographie.fr



SYNDICAT DEPARTEMENTAL D'ENERGIES DE L'INDRE

Centre Colbert – 2 place des Cigarières – Bât. G

CS 60 218 – 36004 Châteauroux Cedex

Tél : 02 54 61 59 59 – Fax : 02 54 61 56 15 – sdei36@sdei36.com

www.sdei36.com