



Distribution publique d'électricité et fourniture d'électricité aux tarifs régulés de
vente

Mission de contrôle 2016

Rapport de contrôle

Concessionnaires Enedis et EDF

SOMMAIRE

1	LES USAGERS	6
1.1	LES DONNEES DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ	6
1.1.1	Le nombre de points de livraison (PDL) et consommations	6
1.1.2	Le nombre d'usagers par segmentation de puissance	7
1.1.3	La consommation en GWh par segmentation de puissance	7
1.1.4	L'accueil téléphonique du distributeur	7
1.1.5	Le catalogue des prestations	8
1.1.6	Le suivi des indemnisations	10
1.1.7	Les réclamations	10
1.2	LES USAGERS AUX TARIFS REGULES	11
1.2.1	Les usagers aux tarifs réglementés de vente	11
1.2.2	La consommation en GWh par segmentation de puissance	12
1.2.3	L'accueil du fournisseur pour les usagers restés aux tarifs régulés	12
1.2.4	La solidarité	13
1.2.5	La facturation	13
1.2.6	Les réclamations	13
1.2.7	Les données financières	14
1.3	LE BILAN DE LA PARTIE USAGERS	14
2	LES TRAVAUX SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET L'ENVIRONNEMENT	15
2.1	LA RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS (mis en service) PAR MAÎTRE D'OUVRAGE	15
2.1.1	Les travaux réalisés par Enedis	16
2.1.2	L'évolution des travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE	20
2.2	LES PRÉVISIONS DE TRAVAUX	21
2.3	L'ENVIRONNEMENT	21
2.3.1	Le respect des zones du cahier des charges de concession	22
2.3.2	Les transformateurs PCB traités	22
2.3.3	Les postes « tour »	23
2.3.4	Les poteaux bétons recyclés	23
2.3.5	Les poteaux résinés	23
2.4	LE BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET ENVIRONNEMENT	23
3	LES OUVRAGES DE LA CONCESSION	25
3.1	LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION PUBLIQUE	25
3.1.1	Linéaire de réseau par tension	25
3.1.2	Décomposition du réseau BT en km par type de commune	25
3.1.3	Décomposition du réseau HTA en km par type de commune	26
3.1.4	Décomposition du réseau BT + HTA en km par type de commune	26
3.2	LES RÉSEAUX FRAGILES	26
3.2.1	Les technologies fragiles	26
3.2.2	La cartographie des réseaux basse tension aériens en fils nus 2014	27
3.2.3	La cartographie des réseaux moyenne tension aériens en fils nus de faible section 2014	28
3.3	LES POSTES DE TRANSFORMATION	28
3.4	LES TRANSFORMATEURS	30
3.5	APPAREILS DE COMPTAGE SUR LA CONCESSION	30

3.6	L'AGE DES RÉSEAUX HTA ET BT	31
3.6.1	L'âge moyen du réseau BT	31
3.6.2	Le linéaire de réseau BT par année de pose	31
3.6.3	Le linéaire de réseau BT par âge	31
3.6.4	L'âge moyen du réseau HTA.....	32
3.6.5	Le linéaire de réseau HTA par année de pose	33
3.6.6	Le linéaire de réseau HTA par âge.....	33
3.7	COMPARAISON DES BASES TECHNIQUES ET COMPTABLES	33
3.7.1	En terme de quantité d'ouvrages à la maille de la concession	33
3.7.2	En terme d'âge moyen des ouvrages à la maille de la concession	33
3.7.3	En terme de typologie d'ouvrages, date et localisation à la maille communale : calcul du taux d'incohérence.....	34
3.8	PRODUCTEURS D'ENERGIE RENOUVELABLE.....	35
3.9	LE BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES DE LA CONCESSION	36
4	LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ.....	37
4.1	la qualité de la tension	37
4.1.1	Les usagers mal alimentés	37
4.1.2	Les chutes de tension HTA.....	38
4.1.3	Les réglages de tension aux postes sources et aux transformateurs HTA/BT	39
4.1.4	Les départs BT mal alimentés.....	39
4.1.5	Les contraintes d'intensité.....	40
4.2	LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE.....	40
4.2.1	Le critère B.....	41
4.2.2	Les seuils de coupure réglementaires.....	42
4.2.3	Les coupures longues (incidents et travaux).....	43
4.3	Les coupures sur le réseau HTA dues aux incidents	44
4.3.1	Sièges et causes des incidents HTA	44
4.3.2	Le taux d'incident pour 100 km de réseau HTA	45
4.3.3	La maintenance lourde sur le réseau HTA (PDV).....	46
4.4	LES COUPURES LONGUES DUES AUX INCIDENTS sur le RESEAU BT	46
4.4.1	Sièges et causes des incidents BT	46
4.4.2	Le taux d'incident pour 100 kms de réseau BT.....	48
4.4.3	L'analyse des incidents sur les postes HTA/BT	49
4.4.4	L'élagage	49
4.5	LE BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ.....	49
5	LES DONNÉES COMPTABLES ET FINANCIERES	51
5.1	LE PATRIMOINE	51
5.1.1	L'évaluation de la valeur brute d'actif et sa répartition	51
5.1.2	La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE	52
5.1.3	Le montant des travaux mis en concession au titre de l'exercice comptable 2014	53
5.1.4	Montant des travaux mis en concession par année de mise en service	53
5.1.5	Montant des travaux mis en concession consolidé par année de mise en service.....	54
5.1.6	Les dépenses d'investissement déclarées par Enedis au titre de la conférence NOME	54
5.1.7	Dépenses d'investissement : focus sur les chantiers de prolongation de la durée de vie (PDV) des canalisations HTA aériennes	55
5.1.8	L'analyse du patrimoine	55
5.1.9	Variation de la valeur des ouvrages en 2015	57
5.2	Dettes et créances réciproques.....	57
5.2.1	Droit du concédant	57
5.2.2	Dettes et créances réciproques dans le cadre d'une fin de concession en 2009.....	58

5.2.3	Impact du décret FACE sur les passifs de la concession	58
5.3	LE COMPTE D'EXPLOITATION.....	59
5.4	RAPPROCHEMENT DES INVENTAIRES.....	60
5.5	LE BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE.....	60

Déroulement de la mission de contrôle 2016

Évènements	Date
Envoi des questions aux concessionnaires posées dans le cadre de la mission de contrôle 2016	29 décembre 2015
Réception des éléments de réponses	30 juin 2016
Présentation de l'activité 2015 par les concessionnaires et analyse des fichiers manquants	8 juillet 2016
Envoi des questions complémentaires aux concessionnaires	2 septembre 2016
Réunions d'audits et échanges sur les fichiers reçus	3, 10, 11 et 13 octobre 2016
Receptions des réponses complémentaires suite aux réunions d'audit	2 décembre 2016
Présentation des conclusions du rapport de contrôle en commission	14 juin 2016 et 30 août 2016

CHIFFRES CLÉS DE LA CONCESSION

Le patrimoine	Réseau basse tension (BT)	Réseau moyenne tension (HTA)
Réseau souterrain en km	5 525	3 597
Réseau torsadé en km	4 495	1
Réseau aérien nu en km	901	5 020
Total	10 921	8 618
Souterrain en %	51%	42%

Energie acheminée	2015	Évolution par rapport à 2014
Nombre d'usagers de la concession ¹	440 832	0,9%
Energie acheminée en GWh	4 278	2,9%
Recettes d'acheminement en K€	152 852	2,8%

¹ Par commodité de langage on entend par nombre d'usagers le nombre de point de livraison (PDL)

SITUATION AU 31/12/2015

Date du contrat liant le concédant et les concessionnaires : 18 décembre 1992

Durée : 25 ans

Date de fin du contrat : 31 décembre 2017

Nombre de communes sur le périmètre de la concession : 706

Nombre de communes classées en régime urbain d'électrification : 93

Nombre de communes classées en régime rural d'électrification : 613

Nombre d'habitants (Population municipale)	Population rurale	Population urbaine
686 279	261 785	427 118
En %	38%	62%

La maîtrise d'ouvrage

L'article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales indique que les collectivités concédantes conservent la faculté de faire exécuter en tout ou partie à leur charge les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution.

La maîtrise d'ouvrage des travaux entre le SDEC ÉNERGIE et Enedis est décrite à l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de la concession.

1 LES USAGERS

Le **SDEC ÉNERGIE** est, conformément à la loi, Autorité Organisatrice de la Distribution Publique de l'électricité (AODE) et de la fourniture d'électricité pour les usagers bénéficiant des Tarifs Régulés de Vente (TRV). La distribution publique a été concédée au distributeur **Enedis** et les tarifs régulés sont proposés exclusivement par le fournisseur historique **EDF**.

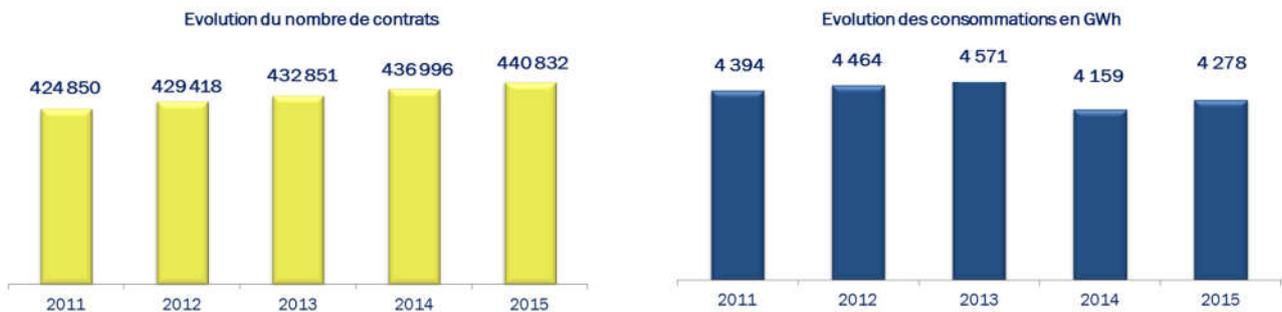
Le tableau suivant indique les dénominations des usagers selon le concessionnaire Enedis en fonction de la puissance souscrite par tranche tarifaire pour les tarifs régulés délivrés par le fournisseur EDF :

Puissance de raccordement	Catégories usagers raccordés (classification Enedis)	Correspondance tarifs réglementés de vente (EDF)	Usagers concernés
P < ou égale à 36 kVA	C5	BLEU	Les usagers domestiques. Quelques petits professionnels, collectivités locales...
36kVA < P < 250 kVA	C4	JAUNE	Collectivités locales, professionnels...
CARD P > 250 kVA	C1	VERT	CARD (Contrat d'Accès au réseau de Distribution) : Fournisseurs d'électricité, industries, gros consommateurs...
P > 250 kVA	C2		Industries, gros consommateurs...
	C3		Industries, collectivités locales.

Il est à noter que la loi NOME a fixé la disparition des tarifs jaunes et verts au **31 décembre 2015** et pose le principe d'un rapprochement entre les TRV et les prix de marché. Il convient de mentionner les modifications de régimes du FACE au 1er janvier 2015. Cela implique donc qu'il est difficile d'interpréter l'évolution des données en qui concernent les communes rurales et urbaines pour ce contrôle 2016.

1.1 LES DONNEES DE LA DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ÉLECTRICITÉ

1.1.1 Le nombre de points de livraison (PDL) et consommations



Le nombre d'usagers du réseau de distribution continue d'augmenter sur le périmètre de la concession (+1%) entre 2015 et 2014. On observe en 2015, une hausse du volume consommé (+3%). Sur dix ans, les consommations ont augmenté de 12%.

1.1.2 Le nombre d'usagers par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2012	2013	2014	2015
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	424 095	427 392	431 462	435 245
Entre 36 et 250 kVA	C4	4 296	4 443	4 529	4 592
> à 250 kVA	C1 à C3	1 027	1 016	1 005	995
Nombre d'usagers de la Concession		429 418	432 851	436 996	440 832

Catégorie Commune ²	Nombre d'usagers en 2015 par tarif			
	C5	C4	C1 à C3	Total
Communes urbaines	301 370	3 784	679	305 833
Communes rurales	133 875	808	316	134 999
Total	435 245	4 592	995	440 832

En 2015, le nombre d'usagers appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente respectivement de 1% et de 1,5%. Dans le même temps, le nombre d'usagers de la catégorie C1 à C3 diminue de 1%. Les usagers de la catégorie C5 représente 99 % de l'augmentation globale du nombre d'usagers (+3846 par rapport à 2014).

Compte tenu des nouveaux régimes du FACE entrés en vigueur en 2015, la part des usagers raccordés en secteur rural diminue, elle s'élève à 31% en 2015 contre 36% en 2014.

1.1.3 La consommation en GWh par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2012	2013	2014	2015
Inférieur ou égal à 36 kVA	C5	2 576	2 694	2 334	2 409
Entre 36 et 250 kVA	C4	527	550	522	543
> à 250 kVA	C1 à C3	1 361	1 327	1 303	1 326
Total		4 464	4 571	4 159	4 278

Catégorie Commune	Consommation en GWh en 2015 par tarif			
	C5	C4	C1 à C3	Total
Communes urbaines	1 403	453	1 129	2 984
Communes rurales	1 007	90	197	1 294
Consommation	2 409	543	1 326	4 278

En 2015, le volume consommé par les usagers a augmenté de 3%, cet état de fait s'explique par l'évolution du nombre des usagers cumulée à une rigueur climatique légèrement plus élevée : 2285 DJU en 2014 contre 2401 DJU en 2015.

La tranche C5 représente 56% du volume consommé global contre 13% pour la tranche C4 et 31% pour la tranche C1 à C3. Le volume consommé par les usagers des communes urbaines représente 70% des consommations globales.

1.1.4 L'accueil téléphonique du distributeur

Les accueils d'Enedis :

² Communes rurales sont les communes rurales bénéficiant des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (FACE).

L'accueil pour le dépannage :

En cas d'incident ou de panne technique, les clients de la concession peuvent joindre Enedis 24h/24 et 7j/7 à l'accueil « Dépannage Électricité » : 09 72 67 50 14.

En fonction des différents profils d'utilisateurs, un plan de numérotation permet de prendre en charge leurs demandes relatives, soit à un raccordement, ou à toute autre problématique hors urgence et dépannage.

Des conseillers spécialisés aux Numéros Cristal ® accueillent aux numéros suivants les utilisateurs :

- Particuliers » : 09 69 32 18 41
- Professionnels » : 09 69 32 18 42
- Entreprises » : 09 69 32 18 99
- Professionnels de l'Immobilier et de la Construction » : 09 69 32 18 77
- Producteurs » : 09 69 32 18 00
- Demandeur d'un branchement de courte durée dans le cadre notamment d'une manifestation festive au 09 69 32 18 22

Pour répondre aux demandes spécifiques liées au déploiement du compteur linky une assistance téléphonique spécifique est mise en place.

1.1.5 Le catalogue des prestations

1.1.5.1 Suivi de l'évolution tarifaire du catalogue des prestations

Prestations C5 (<= 36 kVA) tarif HT		Date actualisation du catalogue de prestations		Observations tarification
		Octobre 2014	Août 2015	
F100b	1 ^{ère} mise en service (M.E.S.)	40,44	40,60	
F120b	Mise en service sur installation existante)	22,66	22,75	
F130	Changement de fournisseur	Non facturé	Non facturé	
F140b	Résiliation (sans dépose du branchement)	Non facturé	Non facturé	Inclus dans le tarif de la prestation de base de M.E.S.
F200b	Intervention pour impayé (coupure)	43,06	43,23	Prestation de réduction de puissance et de suspension de l'alimentation.
	Limitation de puissance à 3 000 W	43,06	43,23	
	Intervention pour impayé (rétablissement)	Non facturé	Non facturé	Inclus dans le tarif des interventions pour impayés
F360	Relevé Spécial standard	25,53	25,63	
F420c	Vérification métrologique du compteur	275,21	276,31	
	Vérification visuelle du compteur	30,29	30,61	
F920	Enquête demande fournisseur	25,53	25,63	Etude de la consommation et vérification si utilisation frauduleuse et dysfonctionnement de comptage
Variation annuelle en %		0,7%	0,4%	

Les prestations réalisées par le gestionnaire de réseaux sont réparties selon quatre catégories :

- les prestations de base qui sont couvertes par le TURPE,
- les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux telles que les mises en service, les modifications de puissance souscrite,
- les prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux publics dans un contexte concurrentiel. Les prix de ces prestations sont librement fixés par les gestionnaires de réseaux,

- les prestations de raccordement aux réseaux dont les tarifs sont régies des dispositions législatives et règlementaires spécifiques.

Les prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux énumérées dans le tableau ci-dessus sont facturées à l'acte. Les prix de ces prestations sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE et évoluent en fonction de l'inflation.

Les tarifs en vigueur à compter du 1er août 2014 sont issus de la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 22 mai 2014 portant application des règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité.

Les tarifs en vigueur à compter du 1er août 2015 sont issus de la Délibération de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 28 mai 2015 portant application des règles tarifaires relatives aux prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité.

Les tarifs des prestations annexes visées par ces règles tarifaires ont évolué au 1er août 2015, de +0,4%.

1.1.5.2 Le suivi des engagements de délai dans le cadre du catalogue de prestations

Prestations	Délai	2014		2015	
		Nombre d'actes C5	Taux de réalisation dans les délais indiqués au catalogue en % - C5	Nombre d'actes C5	Taux de réalisation dans les délais indiqués au catalogue en %
Mise en service réalisées sur installation existante (120 B)	10 jours	57 973	98,37	61 1014	97,70
Changement de fournisseur (130 B)	au 1er du mois suivant	23 192	99,52	12 071	99,32
Dont demande irrecevable		4 164		900	
Résiliation du contrat sans dépose du branchement (MUT 75) (140 B)	5 jours	38 515	99,03	38 216	99,66
Intervention pour impayé réalisée * (200 B)	10 jours ouvrés	12 989	78,42	19 720	85,89
Relevé spécial (360 B)	10 jours	651	86,95	716	NC
Modification contractuelle (170 B à 185 B)	10 jours	9 407	Non suivi	7 359	Non suivi

* Nombre de prestations facturées aux fournisseurs

Le délai moyen de réalisation des travaux en matière de raccordement (entre la date de réception de l'accord sur la proposition de raccordement et la date réelle de mise en service), pour les branchements simples (C5) augmente, passant 41 en 2014 à 51 jours en 2015. Le concessionnaire justifie l'allongement de ce délai de réalisation des travaux par l'anticipation des demandes de raccordement dès la délivrance des permis de construire ; cela permettant ainsi une meilleure organisation des travaux afin de respecter au plus près la date convenue de mise à disposition de l'électricité demandée par l'utilisateur.

Il est à noter une amélioration du délai moyen d'envoi du devis :

- 26 jours en 2014 contre 23 jours en 2015, pour les raccordements de consommateurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA sans adaptation du réseau,
- 32 jours en 2014 et 23 jours en 2015, pour les raccordements de producteurs BT individuels de puissance inférieure ou égale à 36 kVA sans adaptation du réseau.

Le concessionnaire a précisé que l'optimisation de la maîtrise de la plateforme Enedis Connect, par les usagers et ses équipes de l'agence raccordement explique cette évolution et a indiqué que les dates souhaitées de mise en service sont examinées afin de prioriser les dossiers à traiter en priorité.

Le concessionnaire a refusé de transmettre les éléments d'information concernant les prestations suivantes relatives à la qualité de fourniture : Analyse ponctuelle des variations de tension (610) et Analyse ponctuelle de la qualité de l'alimentation (620).

Le concessionnaire n'a pas été en mesure de fournir un certain nombre d'indicateurs de suivi de qualité de service, relatif à la délibération de la commission de régulation (CRE) du 28 mai 2013 dont le traitement serait national.

1.1.6 Le suivi des indemnisations

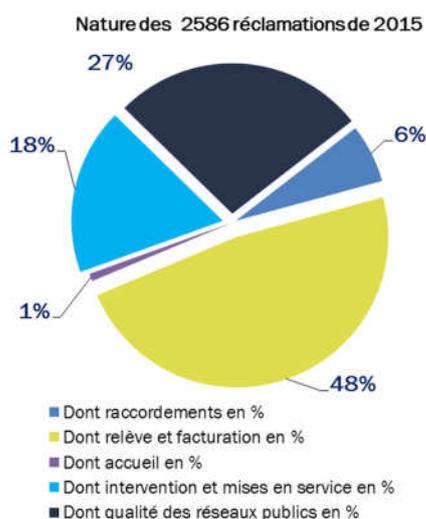
Indemnisation aux usagers	2012	2013	2014	2015
Nombre de dossiers sinistre ³	393	269	345	334
Nombre de sinistrés	NC	NC	NC	NC
Nombre de sinistrés indemnisés	NC	NC	NC	NC
Indemnisation globale en k€	136 000 €	131 423 €	135 877 €	128 901
Montant moyen par sinistre	346 €	489 €	394 €	386 €

Le nombre de dossiers « sinistre » enregistrés a baissé de 3% : 334 dossiers en 2015 contre 345 en 2014. Le montant global des indemnisations s'élève à 128 901€ en 2015. Rappelons qu'au vu des précisions apportées par le concessionnaire concernant l'appréciation de ces évolutions, il n'y a pas de causalité pertinente entre le nombre de dossiers et le montant indemnisé. Le nombre de dossiers correspond au nombre de dossiers ouverts dont le sinistre a eu lieu au cours de l'année N. Le temps de traitement pouvant parfois être long, un dossier peut être glissant sur plusieurs années. Un dossier est considéré clos 3 à 4 mois après l'indemnisation ou la notification du refus d'indemniser ; la responsabilité du gestionnaire de réseau n'étant pas engagée dans toutes les demandes d'indemnisations.

Le concessionnaire a précisé que ces dossiers sont suivis par son service contentieux et refuse de communiquer de détail de ces indemnisations au motif que cela concerne des informations confidentielles concernant les usagers. Un audit spécifique sur pièce a cependant été réalisé à la demande du concédant. Il est à noter que les pièces n'ont pu être conservées par le concédant, certains dossiers étaient partiellement complets.

Par ailleurs, 4 758 usagers ayant subi des coupures supérieures à 6h ont fait l'objet d'une indemnisation systématique du gestionnaire de réseau (pénalité égale à 20% du montant annuel de la part fixe du TURPE). Le concessionnaire n'a pas été en mesure de fournir le montant global de ces indemnisations.

1.1.7 Les réclamations



Volume et nature des réclamations des usagers particuliers (C5) à la maille concession	2014	2015
Nombre total de réclamations	3107	2586
Dont raccordements en %	4%	6%
Dont relève et facturation en %	49%	48%
Dont accueil en %	2%	1%
Dont intervention et mises en service en %	16%	18%
Dont qualité des réseaux publics en %	27%	27%

En 2015, le nombre total de réclamations pour les usagers particuliers (C5) traitées à la maille de la concession est de 2 586 (-17% par rapport à 2014). Il est à noter une baisse continue du nombre des réclamations depuis plusieurs années.

Le concessionnaire explique cet état de fait par l'amélioration de ses processus. Le concessionnaire confirme que dans les données relatives aux réclamations, sont incluses celles qui sont émises oralement, par écrit et saisies en lignes saisies en ligne.

Les réclamations portent au principal sur la relève et la facturation (48%) ainsi que sur la qualité des réseaux publics (27%).

Le concessionnaire indique ne pas être en mesure de relier ses réclamations avec celles saisies auprès du médiateur de l'énergie. Il a d'autre part précisé que ces courriers adressés aux usagers sont indiqués la faculté de saisine du médiateur de l'énergie ainsi que ses coordonnées.

Le délai de traitement des réclamations sous 15 jours est de 96,5% en 2015 contre 95,9% en 2014, cela traduit un délai de traitement des réclamations qui se réduit.

En 2015, le niveau de satisfaction des usagers reste bon (taux de satisfaction : 94 pour les particuliers et 97% pour les professionnels).

1.2 LES USAGERS AUX TARIFS REGULES

Conformément aux dispositions de la loi, le SDEC ÉNERGIE a procédé à un audit spécifique auprès du fournisseur historique EDF pour les usagers bénéficiant des tarifs réglementés⁴.

1.2.1 Les usagers aux tarifs réglementés de vente

Puissance	Tarif	2012	2013	2014	2015
Inférieur ou égal à 36 kVA	BLEU	389 577	385 808	380 911	367 445
Entre 36 et 250 kVA	JAUNE	3 660	3 799	3 816	1 867
> à 250 kVA	VERT	1 336	1 335	1 285	557
Nombre d'usagers de la Concession		393 820	394 573	390 942	369 869

En 2015, le nombre d'usagers bénéficiant des tarifs règlementés de vente continue de diminuer (-4%). Il est à noter que les baisses importantes du nombre d'usagers aux tarifs jaunes (-51%) et verts (-57%) s'explique par la fin des tarifs règlementés de vente au 31 décembre 2015, pour les sites dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVA.

Le concessionnaire a apporté quelques précisions, ainsi, conformément aux articles L.337-09 et L. 445-4 du Code de l'Energie, les Tarifs Règlementés de Vente de l'électricité ne peuvent plus être proposés aux usagers ayant une puissance souscrite supérieure à 36 kVA depuis le 1er janvier 2016. A cette échéance, les usagers devaient avoir souscrit auprès du fournisseur de leur choix un contrat d'électricité à un prix de marché. Le concessionnaire a donc informé à 3 reprises les usagers de cet état de fait (dans le mois suivant la parution au Journal Officiel, 6 mois avant l'échéance puis 3 mois avant l'échéance).

Les contrats des sites concernés par l'extinction des TRV ont été automatiquement résiliés au 31 décembre 2015 en application de l'article L 337-9 du code de l'Energie.

Pour les usagers n'ayant pas souscrit un contrat en offre de marché au 1er janvier 2016, une offre transitoire prévue par la loi du 17 mars 2014 relative à la consommation a été appliquée pour éviter une suspension d'énergie. Ce contrat transitoire d'une durée maximale de 6 mois leur a ainsi laissé un délai supplémentaire pour choisir une offre de marché, ce contrat transitoire s'est achevé au 30 juin 2016. Un dispositif de continuité de fourniture a pris le relais, mis en œuvre par les fournisseurs

retenus suite à l'appel d'offres de la CRE, cette offre de marché dite transitoire, mise en œuvre jusqu'au 30 juin 2016 ne relève pas de l'activité du concessionnaire.

84% des usagers raccordés au réseau de distribution d'électricité bénéficient des tarifs règlementés de vente.

1.2.2 La consommation en GWh par segmentation de puissance

Puissance	Tarif	2012	2013	2014	2015
Inférieur ou égal à 36 kVA	BLEU	2 331	2 352	2 082	2 040
Entre 36 et 250 kVA	JAUNE	460	483	461	395
> à 250 kVA	VERT	867	867	840	682
Consommation en GWh		3 658	3 703	3 383	3 118

Le volume d'électricité consommé par les usagers bénéficiant des tarifs règlementés de vente baisse de 8 % en 2015. Cette baisse est directement liée à la fin des tarifs règlementés pour les sites de plus de 36 kVA.

Les usagers aux tarifs bleus consomment 65% du volume global consommé par les usagers bénéficiant des tarifs règlementés de vente, contre 13% pour les tarifs jaunes et 22% pour les tarifs verts. En 2015, le volume consommé par les usagers bénéficiant des tarifs règlementés de vente représente 73% du volume global consommé sur le périmètre de la concession.

1.2.3 L'accueil du fournisseur pour les usagers restés aux tarifs régulés

Pour les particuliers, un numéro unique national a remplacé les 8 numéros régionaux pour améliorer la visibilité auprès des usagers et faciliter l'accessibilité. Il est à noter que le numéro 09 69 39 33 06 dédié aux particuliers est toujours actif malgré qu'il n'apparaisse plus sur les supports de communication du concessionnaire, ce, afin de maintenir l'accueil aux usagers qui utiliseraient toujours ce numéro.

Dans le cas des Professionnels, le traitement des appels est réalisé aujourd'hui à une maille régionale. Compte tenu de cette nouvelle organisation, le 0810 333 683 a remplacé le numéro national unique pour l'Ouest.

Pour qui?	Pour quoi?	Numéro de téléphone	Coût de l'appel
Les usagers particuliers	Déménagement, contrat, facture	09 69 32 15 15	Coût d'un appel local
Les usagers « grandes entreprise »		0 810 333 005	5 centimes d'€ par minute plus le coût d'un appel
Les usagers « PME PRO »		0 810 333 683	
Les usagers « particuliers et professionnels »	Projets et travaux dans l'habitat	39 29	Coût d'un appel local
Les usagers démunis	Solidarité : Information, orientation	0 800 65 03 09	Coût d'un appel local
	Tarif de Première Nécessité (TPN)	0 800 333 123	N° Vert TPN
Les élus, travailleurs sociaux et associations	Alerte, gestion, suivi des usagers démunis	0 810 810 111	Coût d'un appel local

Le concessionnaire dispose de 3 points d'accueil physique sur le territoire du Calvados :

La boutique EDF	22/24 Rue Saint Pierre 14000 CAEN
	9h30 - 12h30, 13h30-18h00
2 Points information Médiation Multi Services (PIMMS)	
PIMMS Caen	17 Place du Commerce 14000 CAEN
	Tous les matins de 09h00 à 12h30
PIMMS Hérouville St Clair	1020 Quartier Grand Parc 14200 Hérouville St Clair
	Tous les après-midi de 14h00 à 17h30

Les 4 points services de Falaise, Honfleur, Ouistreham et Pont l'Evêque ont été supprimés au 30 juin 2015. La convention nationale avec la poste n'a pas été renouvelée en raison de l'utilisation quasi nulle de ce service par les usagers.

Il convient également de rappeler l'agence en ligne sur Internet (<http://www.edf.fr>).

1.2.4 La solidarité

La loi dite « Brottes » du 15 avril 2013 a décidé de l'ouverture des tarifs sociaux de l'énergie (le Tarif de Première Nécessité (TPN) et le Tarif Spécial de Solidarité pour le gaz TSS) à tous les fournisseurs d'énergie et sortit ce contrôle du périmètre du contrat liant le SDEC ÉNERGIE et le concessionnaire.

Le contrôle de la mise en œuvre des tarifs sociaux de l'énergie est donc désormais mené auprès de l'ensemble des fournisseurs et fait l'objet d'un rapport de contrôle spécifique.

1.2.5 La facturation

Éléments de suivi de la facturation	2014	2015
Nombre de lettres de relance envoyées	142 423	126 361
Nombre de déplacements pour impayés	8 166	6 979
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis sans aboutir à une coupure effective	6 106	4 902
Nombre de coupures effectives sur demande d'EDF	2 060	2 077
Taux d'interruption de fourniture à la demande du fournisseur	25%	29,8%
Nombre de SMI Service Maintien d'Énergie	3 936	5 770

1.2.6 Les réclamations

Le nombre de réclamations écrites baissent de 10% passant de 3096 en 2014 à 2788 en 2015. Pour autant, il convient de signaler que cette baisse est relative puisque les réclamations saisies en ligne sur le site du concessionnaire ne sont pas incluses dans ces données. Or, l'utilisation du web comme canal de communication est en forte croissance.

Le « taux de réponses à réclamation dans un délai de 30 jours » s'améliore : 95.6% en 2015 contre 91.3 en 2014. Le concessionnaire a précisé que sa procédure de traitement des réclamations n'a pas été modifiée mais que des actions spécifiques ont été mises en œuvre pour réduire leur temps de traitement : désignation de référents « Réclamations » au sein de chaque Centre de Relations Client et la montée en compétences des Conseillers Clientèle qui ont suivi des sessions de formations en interne pour améliorer leur geste métier et donc réduire le délai de traitement des réclamations. Les réclamations portent au principal sur la facturation et le recouvrement.

En 2015, 138 réclamations ont été portées en instance d'appel. Le concessionnaire n'a pas été en mesure de fournir pour 2015, le nombre des réclamations portées devant les instances du Médiateur de l'énergie.

1.2.7 Les données financières

Montant des recettes du concessionnaire à la maille de la concession	2013	2014	2015
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs bleus	230 138	212 196	211 405
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs jaunes	43 845	43 098	31 151
Montant des recettes de l'électricité pour les tarifs verts	59 516	57 843	31 209
Total	333 498	214 210	273 765

Les recettes du concessionnaire baissent de 8% par rapport à 2013, les évolutions diffèrent selon les tarifs :

- Les recettes sont stables pour les tarifs bleus,
- les recettes diminuent de 28% pour les tarifs jaunes,
- les recettes diminuent de 46% pour les tarifs verts.

La baisse des recettes s'explique par la baisse du volume d'énergie vendue.

Le SDEC Energie a sollicité la présentation du compte de résultat (charges et produits) de l'activité relative à la fourniture d'électricité bénéficiant des tarifs réglementés de vente pour l'année 2015.

EDF a rejeté cette demande au motif que le caractère péréqué des tarifs de vente et l'organisation qui en découle, imposent la construction de bilans comptables à la maille nationale et non à la maille de la concession.

Cette réponse semble peu pertinente, compte tenu des dispositions du cahier des charges de concession relatives au contenu du compte rendu annuel d'activités.

1.3 LE BILAN DE LA PARTIE USAGERS

Points positifs	
Distributeur Enedis	Amélioration de la prestation de raccordement (délai des travaux et amélioration de la satisfaction des usagers)
Fournisseur EDF	Transmission de nouveaux indicateurs

Points à améliorer	
Fournisseur EDF	Fiabilisation des données d'une année sur l'autre (les requêtages)

Points négatifs	
Distributeur Enedis	Non transmission d'indicateurs de suivi de qualité de service
Fournisseur EDF	Non transmission des informations sollicitées par le concédant en matière d'informations financières

2 LES TRAVAUX SUR LE RÉSEAU ÉLECTRIQUE ET L'ENVIRONNEMENT

En application du cahier des charges de concession, Enedis et le SDEC ÉNERGIE, investissent sur le réseau de distribution publique d'électricité. Le tableau ci-contre présente **une répartition simplifiée de la maîtrise d'ouvrage entre les parties.**

Répartition synthétique de la maîtrise d'ouvrage entre le SDEC ÉNERGIE et Enedis			
Type de travaux	Catégorie de communes(*)		
	A	B	C
Renforcement HTA	Enedis		
Renforcement BT	Enedis	SDEC ÉNERGIE	
Raccordement pour une activité économique ou un usage public	Enedis	SDEC ÉNERGIE	
Autre raccordement	Enedis		
Effacement	SDEC ÉNERGIE		

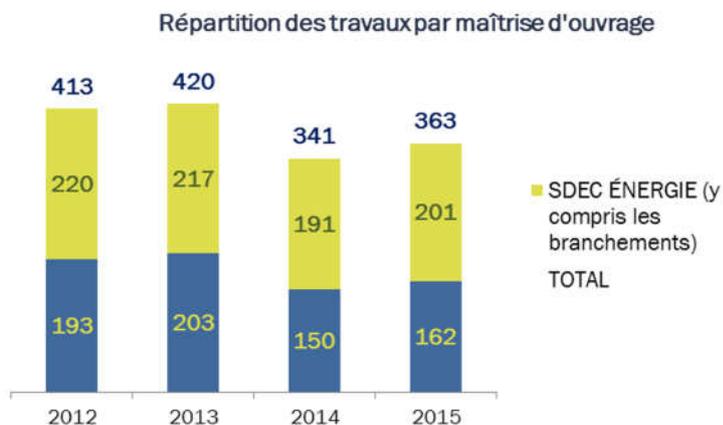
(*) Catégorie A : Communes relevant du régime urbain de l'électrification pour lesquelles le SDEC ÉNERGIE ne perçoit pas la taxe sur l'électricité.

Catégorie B : Communes relevant du régime urbain de l'électrification dont la taxe sur l'électricité est perçue par le SDEC ÉNERGIE.

Catégorie C : Communes relevant du régime rural de l'électrification.

2.1 LA RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS (MIS EN SERVICE) PAR MAÎTRE D'OUVRAGE

Travaux réalisés en km	2012	2013	2014	2015
Enedis (hors branchements)	193	203	150	162
SDEC ÉNERGIE (y compris les branchements)	220	217	191	201
TOTAL	413	420	341	363



Les deux maîtres d'ouvrages ont réalisé 363 km de travaux sur le territoire de la concession en 2015, soit une longueur de réseau mis en service en légère hausse par rapport à 2014 (+6%). Ces travaux sont imputables pour 55% à l'autorité concédante et pour 45% au concessionnaire.

Le linéaire réalisé par le concessionnaire est comptabilisé hors longueur de branchements car Enedis n'est toujours pas en mesure de fournir les caractéristiques techniques des branchements existants et des branchements sur lesquels il est intervenu dans l'année.

Le concédant attend du concessionnaire qu'il lui fournisse, a minima, un inventaire précis (localisation, caractéristiques techniques, nombre) des branchements sur lesquels une intervention (création, modification, suppression) a eu lieu dans l'année (flux). Il s'agit d'une demande récurrente du SDEC ÉNERGIE car le Syndicat souhaite connaître au mieux le patrimoine qu'il a concédé à Enedis, dont les branchements font partie.

2.1.1 Les travaux réalisés par Enedis

2.1.1.1 Le volume de travaux réalisés

Le volume des travaux, déclarés au titre de l'année 2015 par le concessionnaire, est décrit par plusieurs sources :

- le CRAC affiche les données globales (linéaires p. 83 et montants d'investissement p. 37),
- un fichier technique "LO311E" présente les linéaires par commune, type de travaux (extension, renouvellement et renforcement) et type de technique (aérien nu, torsadé, souterrain),
- un échantillon des dépenses réalisées pour travaux argumentant la conférence "loi NOME" précise, par commune ou ensemble de communes, des montants investis et parfois des linéaires correspondants.

Les données fournies par le concessionnaire doivent être considérées avec circonspection. En effet :

- les linéaires déclarés varient en fonction des sources,
- ces linéaires ne peuvent être comparés à ceux mis en concession (fichier comptable) car depuis 2009, ces données sont limitées à la présentation d'un linéaire réalisé, sans précision du montant des dépenses afférentes,
- le concessionnaire refuse de fournir la liste exhaustive et détaillée des travaux qu'il réalise,
- Enedis refuse de fournir les justificatifs des investissements annoncés dans le CRAC.

Le montant d'investissement annoncé dans le CRAC (33 M€ y compris dépenses hors concession), c'est à dire les dépenses réalisées dans l'année, ne recouvre ni la notion de Mise En Service (MES), ni celle de Mise En Concession (MEC).

Lors de la mission de contrôle 2016, en réponse à des écarts observés par le concédant entre les fichiers techniques et comptables, le concessionnaire Enedis a indiqué que "les écarts, constatés entre les linéaires de canalisations mises en service techniquement (fichier L0311e) et comptablement (fichier 2301), découlent d'une absence de prise en compte dans le fichier 2301 de certains mouvements comptables". Il a précisé que "la correction de ces écarts dans la génération du fichier 2301 nécessite une évolution de [ses] systèmes d'information".

BT : linéaire réalisé en km	2012	2013	2014	2015
Aérien torsadé	8	11	6	9
Souterrain	87	86	68	61
Branchement	NC	NC	NC	NC
TOTAL	95	97	74	70

Jusqu'en 2010, le linéaire de réseau basse tension (BT) créé par le concessionnaire était stable avec une moyenne d'environ **50 km** par an. Depuis, celui-ci a augmenté régulièrement pour atteindre **97 Km en 2013**.

Depuis 2014, on constate une diminution de la longueur de réseau mis en service (70 km en 2015 contre 97 km en 2013).

87% des travaux réalisés par le concessionnaire sur le réseau basse tension en 2015, le sont en souterrain.

Il est à noter que les différents fichiers fournis par le concessionnaire [CRAC (p. 83), fichier des mises en service de l'année (L0311e) et fichier des mises en concession (2301)] indiquent la mise en service en 2015 de près de 300 m de réseau basse tension en technique aérien nu (commune de ST DÉSIR) alors que cette technique n'est plus employée depuis le début des années 2000. Interrogé sur la mise en œuvre de cette technique obsolète, le concessionnaire a précisé avoir posé ce "fil nu" dans le cadre d'un chantier de dépannage définitif, mené ainsi afin de ne pas modifier la structure du réseau et ne pas changer les supports. Enedis a refusé d'informer le concédant sur la cause du problème à l'origine de l'opération de dépannage et les critères (paramètres d'investissement) qui ont permis de choisir cette solution.

HTA : linéaire réalisé en km	2012	2013	2014	2015
Aérien nu	3	1	2	1
Souterrain	96	105	75	92
Total	99	106	77	93

Après avoir chuté fortement en 2014, l'évolution du linéaire de réseau HTA posé en 2015 est en forte augmentation par rapport à 2014 (+21%). La quasi-totalité (près de 99%) de ces travaux a été réalisée en technique souterraine.

Globalement, les linéaires de réseau BT et HTA posés en 2015 sont en légère augmentation par rapport à 2014 (+8%), sans toutefois retrouver le niveau observé de 2011 à 2013.

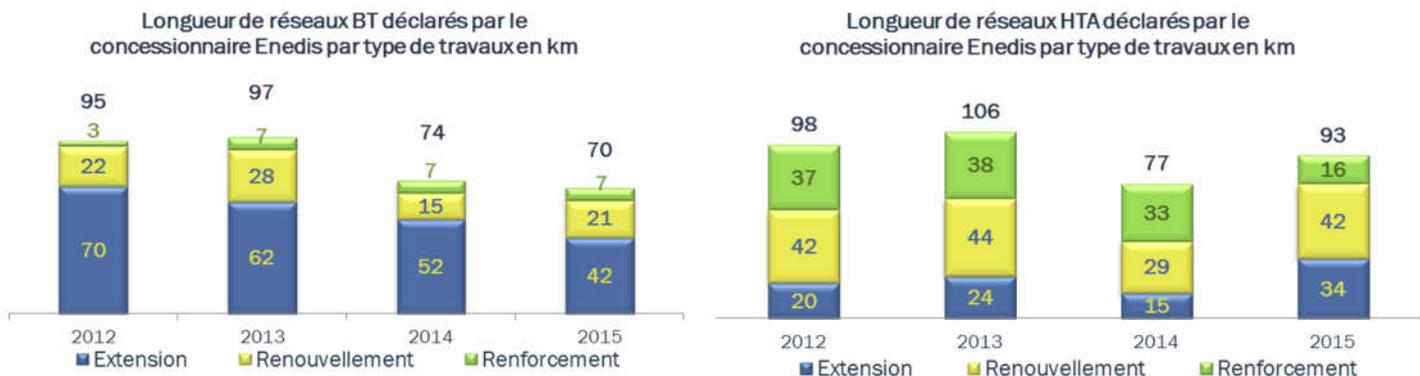
2.1.1.2 Le volume d'ouvrages réalisés par typologie d'opération

Les linéaires de réseau mis en service se répartissent en fonction du type de travaux réalisés, qui sont schématiquement :

- Les extensions du réseau public d'électricité consistent à alimenter en électricité une nouvelle parcelle ou bâtiment ;
- Les renouvellements sont formés des ouvrages créés en remplacement d'ouvrages existants devenus vétustes, incidentogènes, obsolètes, etc. ;
- Les renforcements consistent à réaliser des travaux pour remplacer des ouvrages de capacité insuffisante en fonction des usages du réseau et permettre une distribution d'électricité conforme aux normes (analyse probabiliste par un outil de calcul statistique du concessionnaire) ;
- Les effacements de réseaux consistent à enfouir les lignes électriques (et d'éclairage public, de télécom) aériennes pour mettre en valeur le cadre de vie, le patrimoine bâti ou naturel et/ou sécuriser les réseaux des intempéries (zones boisées, etc.).

Pour ce qui concerne les travaux de raccordement des producteurs, Enedis refuse à nouveau de fournir les linéaires et la liste de ces travaux.

Après des demandes récurrentes du concédant, Enedis a précisé, lors de l'audit 2016, que les linéaires qu'il déclare avoir mis en service en 2015 sont exhaustifs et comprennent les extensions pour raccordement des producteurs.



Depuis 2011, les demandes d'extensions du réseau représentent une part prépondérante (61% en 2014) des travaux sur le réseau basse tension indiqués par Enedis. Le cumul des linéaires de renouvellement et de renforcement BT augmente (+26%) par rapport à 2014, sans toutefois retrouver le niveau de 2013. Il est insuffisant au regard des incidents observés sur le réseau basse tension en fils nus.

Le concessionnaire a créé 8% de linéaire de réseau HTA de plus qu'en 2014, sans atteindre celui observé en 2013. Les travaux HTA déclarés par le concessionnaire se répartissent globalement dans les mêmes proportions depuis 2011 : 47% d'extension et 53% de renouvellements et renforcements. On observe une forte diminution (-42%) du linéaire de réseau renforcé par rapport à 2014.

Le concédant souligne que l'échantillon des investissements présentés en annexe du CRAC est annoncé par Enedis comme étant « la liste détaillée des dépenses d'investissements du concessionnaire en 2015 » (pages 3, 37, 81 et 89 du CRAC). Or, ne figurent sur cette liste que les ""actions principales"", comme le précise le texte p. 89 et 92. Le concessionnaire a précisé en audit qu'il s'agit de « chantiers supérieurs à 20 000 € ».

Le SDEC ÉNERGIE attend d'Enedis une concordance entre les éléments présentés en annexe et le titre de ces mêmes annexes, ainsi que la transmission de la liste détaillée complète (localisation précise, typologie, ouvrages concernés, quantités, montants, finalités) des travaux correspondant aux dépenses d'investissements annoncées.

Le concessionnaire a indiqué au concédant avoir pris en compte sa demande pour le prochain CRAC.

Par ailleurs, le concessionnaire utilise les termes travaux ""réalisés"" comme titre de l'annexe 2 du CRAC (p. 81 et 89) ou encore p. 39. Il a cependant précisé au cours des audits 2015 et 2016 que les chiffrages correspondent à l'ensemble des dépenses d'investissements réalisées par Enedis au cours de l'année considérée, que les ouvrages concernés soient ou non mis en service. Les montants d'investissement présentés dans le CRAC (p. 37), en annexe 2 du CRAC et dans le rapport NOME ne recouvrent pas les ouvrages mis en service sur l'année N mais l'ensemble des dépenses effectuées par le concessionnaire dans l'année, que ce soit sur les biens concédés ou les biens propres.

Le concédant souhaite que les formulations utilisées par Enedis n'apportent pas de confusion au lecteur.

2.1.1.3 Focus sur la Prolongation de Durée de Vie « PDV »

Enedis mets en œuvre depuis 2013 un nouveau mode d'investissement (CAPEX) dénommé Prolongation de Durée de Vie (PDV) ou rénovation. Ce dispositif, consiste à rénover les réseaux HTA aériens en remplaçant certains matériels dégradés de la ligne (renouvellement partiel) plutôt que de la renouveler dans son intégralité.

Selon les éléments fournis par le concessionnaire, les travaux de PDV concernent les réseaux HTA aériens :

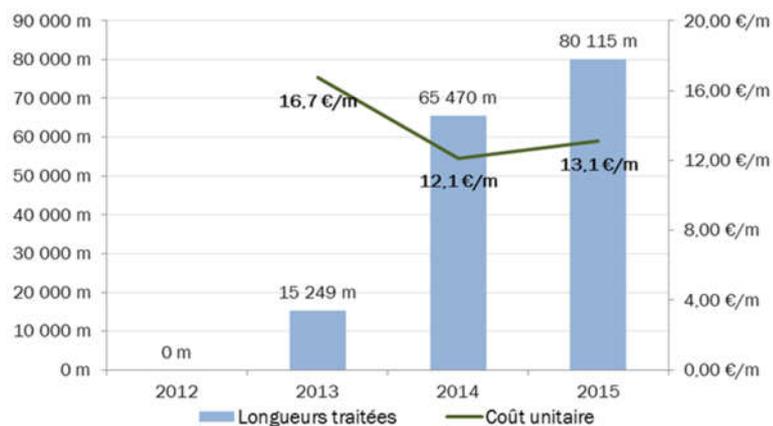
- sur des départs incidentogènes : l'éligibilité de ces départs est liée à une analyse du nombre d'incidents sur des historiques de 5 ans, de 3 ans et à l'année N-1 ;
- âgés de plus de 25 ans ;
- qui ne sont concerné par un programme de renouvellement ;
- qui ne sont pas concernés par le plan aléa climatique (PAC) ;
- dont le coût de rénovation sera inférieur à 70% du coût de renouvellement ;
- dont le coût de rénovation est supérieur au seuil d'OPEX (coût unitaire supérieur à 5 €/m) ;
 - dont le coût de réalimentation sera inférieur à 30% du coût des travaux de PDV ;
 - dont les coûts annexes seront inférieurs à 20% du coût total des travaux de PDV.

Le concessionnaire a traité en PDV en 2015 est de 80 km (en forte hausse : +22%) et 161 km en longueur cumulée depuis 2013.

L'analyse des montants investis et des coûts unitaires des opérations identifiées permettent de vérifier qu'en moyenne les opérations de PDV respectent le principe général énoncé d'un coût unitaire supérieur à 5 €/m tout en restant inférieur à 70% du coût de remplacement de l'ouvrage.

Cependant, ces coûts présentent des variabilités qu'il est souhaitable d'analyser par chantier. En effet, un des risques de la pratique de PDV est de faire reporter des charges de maintenance sur des charges de capital immobilisées. Le seuil de 5 €/mètre doit nécessairement être analysé – à partir de retours d'expérience de chantiers – quant à sa pertinence sur la réalité des rénovations effectuées sur la ligne et permettant de procéder à un allongement de la durée de vie comptable.

Coût unitaire de la PDV



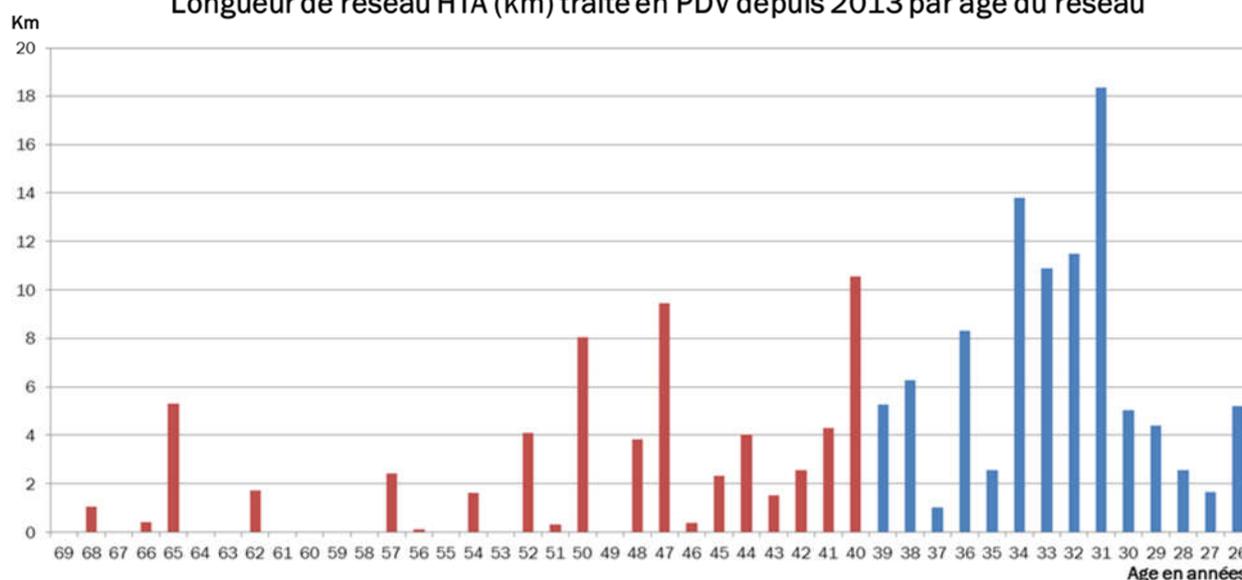
Les millésimes concernés par la PDV sont datés d'au moins 25 ans, conformément à la démarche présentée.

L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV est de 38,5 ans.

Des réseaux de plus de 40 ans et jusqu'à 68 ans ont fait l'objet de PDV, induisant des durées d'utilisation des câbles atteignant plus de 80 ans.

Au vu des risques potentiels sur ce type d'ouvrages, le suivi technique des retours d'expérience sur les linéaires traités doit être très structuré.

Longueur de réseau HTA (km) traité en PDV depuis 2013 par âge du réseau



Sur les 867 k€ de PR constituées sur les ouvrages concernés par la PDV, 9% (77 k€) ont été réaffectée sur les nouveaux ouvrages et 91% (790 k€) remontés au résultat en tant que recette d'exploitation. Cette répartition est représentative de la quote-part d'ouvrages effectivement renouvelés.

Ainsi, le concessionnaire a allongé la durée de vie de 15 ans de l'ensemble de l'ouvrage traité, à partir de la date des travaux, en renouvelant 9% des accessoires (en valeur d'actif).

Les effets de la PDV sur la fiabilité des ouvrages ont fait l'objet d'une information par Enedis septembre 2016. Ainsi, un suivi des incidents sur les tronçons fiabilisés est conduit au fil de l'eau.

Le taux d'incidents pour cause d'usure sur les zones traitées par des opérations de rénovation depuis 2013 dans le Calvados est globalement divisé par 4.

Ce REX porte sur le suivi de 240 km de réseau HTA aérien soit environ 5% du réseau aérien nu HTA de la Concession.

Le concessionnaire refuse toujours de communiquer les :

- études techniques qui ont permis l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 15 ans et fondé la pratique de la PDV-rénovation,
- dossiers d'un échantillon de 6 chantiers, dont 1 PDV (devis, plans de récolement, PV de réception d'ouvrages, factures et justificatifs de la mise à jour des plans des travaux).

Le SDEC ENERGIE attend d'Enedis les arguments technico-économiques de choix entre les opérations de PDV et de renouvellement sur des dossiers précis.

Depuis les données 2013, le concessionnaire a restreint unilatéralement la qualité des informations transmises à l'autorité concédante, ce qui ne permet pas d'approfondir l'analyse.

Par ailleurs, les données transmises pour l'année 2013 présentent une chute de -77% par rapport à celles de l'année 2012. Ces éléments amènent le concédant à douter de la fiabilité des données transmises et à formuler une hypothèse qui devra être confirmée par le concessionnaire : le concessionnaire utilise, depuis 2012, les factures pour dénombrer les branchements créés tandis que les données précédentes étaient basées sur les données à une maille surpaconcessive avec application d'une clé de répartition.

Depuis 2013, le nombre de branchements neufs créés se maintient dans un même ordre de grandeur. En 2015, il a progressé de 6% par rapport à 2014.

Le SDEC ÉNERGIE déplore à nouveau que les informations fournies par Enedis ne soient pas en adéquation avec le protocole signé avec la FNCCR qui prévoyait la localisation des branchements en flux.

Concernant les colonnes montantes électriques, le concessionnaire indique qu'un recensement est en cours sans en préciser le contenu.

2.1.2 L'évolution des travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE

BT : linéaire réalisé en km	2012	2013	2014	2015
Aérien torsadé	42	33	28	26
Souterrain	99	106	101	112
Branchement	54	56	47	47
TOTAL	195	196	176	185

En 2015, le SDEC ÉNERGIE a réalisé 189 km de réseau BT, y compris branchements, soit un linéaire en hausse de +8% par rapport à 2014. Ces travaux portent principalement sur des opérations de renforcement et de sécurisation. Le syndicat a recours principalement (60%) à la technique souterraine pour ses travaux sur le réseau basse tension.

HTA : linéaire réalisé en km	2012	2013	2014	2015
Aérien nu	1	1	0,4	0,2
Souterrain	23	20	14	15
TOTAL	25	21	15	16

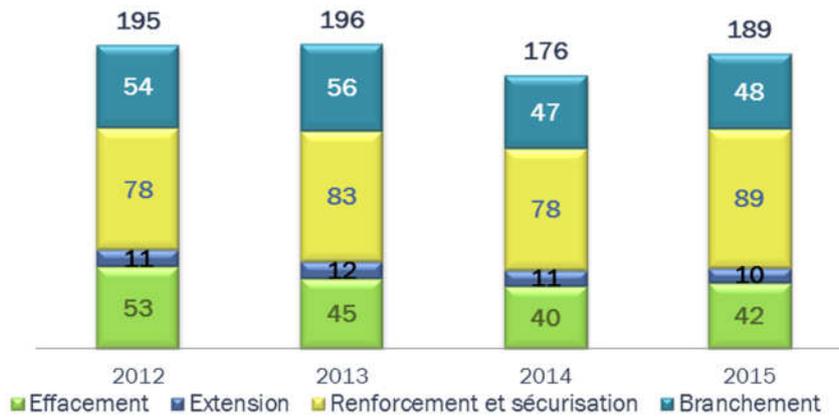
Selon le contrat de concession, la maîtrise d'ouvrage sur la HTA revient principalement au concessionnaire Enedis, néanmoins, dans le cadre de ses activités, le SDEC ÉNERGIE est amené à intervenir sur ce type de réseau.

Après une stabilité jusqu'en 2010 du linéaire de réseau HTA réalisé par le SDEC ÉNERGIE, on observe une diminution de celui-ci depuis 2011. Ce constat répond à la demande du concessionnaire de ne pas voir le concédant travailler sur le réseau HTA.

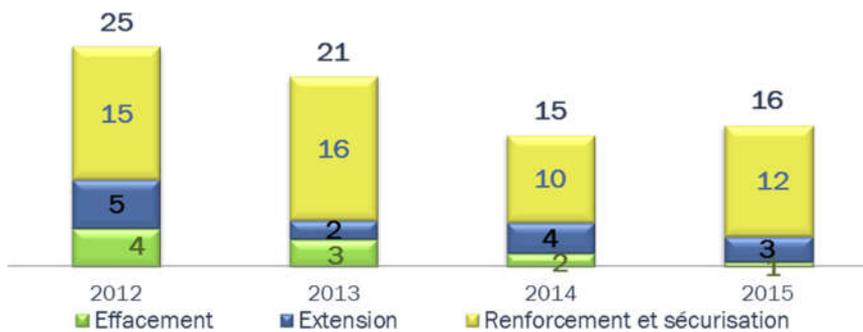
Le SDEC ÉNERGIE privilégie les travaux en souterrain pour la HTA avec un taux de plus de 98,5%. Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont principalement réalisés dans le cadre de renforcements et sécurisations du réseau basse tension.

Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont principalement réalisés dans le cadre de renforcements et sécurisations du réseau basse tension.

Longueur de réseau BT posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km



Longueur de réseau HTA posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km



2.2 LES PRÉVISIONS DE TRAVAUX

Le cahier des charges de concession prévoit à l'article 32 que « le compte rendu annuel comprendra [...] une information sur les perspectives d'évolution du réseau et d'organisation du service envisagées par le concessionnaire pour l'avenir conformément aux dispositions de l'article 12 de l'annexe 1 ».

Le concessionnaire refuse de communiquer ces éléments dans le cadre du CRAC et renvoie vers les informations qu'il transmet dans le cadre de la conférence NOME en précisant que :

- ses prévisions de travaux y sont exhaustives sur 2 ans pour le réseau HTA et sur 3 ans pour le réseau BT ;
- il n'a pas de programme de travaux sur les postes de transformation (les transformateurs pollués sont traités au fur et à mesure des déposes réalisées) ;
- les démolitions de postes tour sont réalisées après priorisation des dossiers ;
- il n'a pas d'échéance pour la résorption des réseaux HTA concernés par le plan aléa climatique.

Il est à noter que le concessionnaire ne libelle pas ses projets de chantiers de façon à les répartir entre les 5 axes prioritaires d'investissement présentés dans le CRAC (renouvellement des câbles souterrains HTA et BT d'anciennes technologies en zone urbaine ; dépose des portions de réseaux à risque ; traitement des portions de réseaux BT en fils nus ; renouvellement des composants les plus sensibles des postes-sources ; amélioration de la sûreté des postes-sources dans les zones urbaines denses).

Enedis précise qu'il ne fixe pas d'objectifs chiffrés concernant les actions d'exploitation des réseaux de la concession. Les travaux d'exploitation sont alimentés selon les besoins.

2.3 L'ENVIRONNEMENT

2.3.1 Le respect des zones du cahier des charges de concession

Pour améliorer l'insertion des ouvrages dans l'environnement, le cahier des charges de concession stipule un taux de linéaire de travaux à réaliser en privilégiant la technique souterraine en fonction du lieu des travaux. Trois zones ont été définies : autour de monuments ou de sites inscrits ou classés, en agglomération et hors agglomération.

L'article 4 de l'annexe 1 du cahier des charges précise ces pourcentages.

Depuis 2011, le concessionnaire fournit au SDEC ÉNERGIE les éléments permettant de s'assurer qu'il respecte bien ses engagements (répartition du linéaire de travaux transmise par zone). Les calculs sont depuis lors basés sur les travaux réalisés par les deux maîtres d'ouvrage.

		Zone 1		Zone 2		Zone 3	
		2014	2015	2014	2015	2014	2015
Objectif du cahier des charges en%	HTA	100	100	85	85	50	50
	BT	100	100	85	85	35	35
Enedis en %	HTA	100	99	99	99	91	99
	BT	100	100	100	100	70	66
SDEC ÉNERGIE en %	HTA	100	100	94	100	97	97
	BT	100	100	84	88	65	59

Pour 2015, les résultats atteignent globalement les objectifs fixés par le cahier des charges de concession, voire les dépassent largement pour les linéaires de réseau posés en zone 3. Seul l'objectif de 100% de souterrain HTA en zone 1 est approché (99%) par Enedis.

2.3.2 Les transformateurs PCB traités

Certains transformateurs sont susceptibles de contenir des polychlorobiphényles (PCB). En raison des risques environnementaux, les postes de transformation avec un taux de PCB > ou = à 500 ppm ont été éliminés à fin 2010 conformément à la réglementation en vigueur.

Le décret n° 2013-301 du 10 avril 2013 portant sur diverses dispositions relatives aux déchets a modifié le code de l'environnement (articles R. 543-17 à R. 543-41). Il prévoit notamment la suppression des transformateurs pollués à plus de 50 ppm pour le 31 décembre 2025. Enedis s'engage à supprimer l'ensemble des postes pollués pour cette date.

Le tableau ci-après présente le nombre de transformateurs concernés par ce décret sur la concession :

Traitement des transformateurs par Enedis (programme d'élimination des transformateurs > 50ppm PCB)	2014	2015
Transformateurs remplacés dans l'année	25	207
Nombre des transformateurs pollués (entre 50 et 500 ppm) restant à traiter au 31/12	616	409

Comme les années précédentes, le concessionnaire a refusé d'apporter au concédant la connaissance précise de son patrimoine en ne communiquant pas la liste des 409 transformateurs recensés comme pollués sur la concession au 31/12/2015.

Afin de palier ce refus, il a été convenu que le SDEC ÉNERGIE fasse parvenir au concessionnaire la listes de ses travaux. Enedis répond en informant du niveau de pollution des postes concernés permettant ainsi d'ajuster les prescriptions à suivre dans le cadre du transport de déchet dangereux aux seuls cas nécessaires.

Cet accord ne répond que partiellement aux attentes du SDEC ÉNERGIE qui souhaite connaître précisément son patrimoine.

Afin d'éliminer la moitié des appareils pollués avant le 1er janvier 2020 (article R543-22 du code de l'environnement), il est nécessaire d'en remplacer en moyenne une cinquantaine par an. En 2014, les travaux menés sur les postes ont permis le traitement de 25 transformateurs pollués. Le

concessionnaire indique en audit qu'il respectera le décret en vigueur relatif à la suppression des postes pollués entre 50 et 500 ppm. Le concédant attire toutefois son attention sur la nécessité de répartir dans le temps le traitement des transformateurs pollués et ainsi les interruptions de fourniture d'électricité des usagers concernés.

Par ailleurs, Enedis a précisé lors de l'audit 2015 que l'obligation réglementaire de traitement des transformateurs pollués était chiffrée en dépense d'investissement. Le SDEC ÉNERGIE s'étonne que cette dépense ne soit pas comptabilisée en charges de fonctionnement.

2.3.3 Les postes « tour »

En décembre 2014, le SDEC ÉNERGIE et Enedis ont signé un avenant au cahier des charges de concession qui prévoit le remplacement de 12 postes de type tour, au minimum, par maître d'ouvrage sur la période 2014-2016.

Convention SDEC ÉNERGIE/Enedis 2014-2016					
Nombre de postes tour remplacés par an	2014	2015	2016	Cumul	Objectif 2016
Enedis	3	1	0	4	12
SDEC ÉNERGIE	2	0	2	4	12
Total	5	1	2	8	24

Le SDEC ÉNERGIE réalise la dépose de postes de transformation de type tour lors de travaux d'effacement des réseaux aériens ou de renforcement. Les postes sont alors analysés afin de savoir s'ils contiennent de l'amiante, puis détruits. Les gravats issus de cette démolition sont ensuite concassés afin d'être utilisés sur des chantiers de travaux publics.

Aucun poste tour n'a été déposé par le SDEC ÉNERGIE en 2015. Cette même année, le concessionnaire a remplacé un poste tour.

2.3.4 Les poteaux bétons recyclés

Le SDEC ÉNERGIE et Enedis déposent des poteaux en béton au cours de leurs chantiers d'effacement, de renforcement et de renouvellement des réseaux. Les 2 maîtres d'ouvrage se sont associés (groupement de commandes) afin de traiter ensemble ces déchets par concassage.

2.3.5 Les poteaux résinés

Le concessionnaire déclare que le résinage de supports en béton peut s'avérer être un moyen efficace et moins onéreux que le renouvellement, de supprimer les risques de chute de béton, notamment en zone urbaine. Il précise qu'un traitement protecteur de l'armature métallique est appliqué sur chaque point d'intervention.

Enedis indique lors de l'audit 2015 qu'il s'assure seulement de la stabilité du support et de la sécurité des piétons et qu'il n'effectue pas de surveillance spécifique des supports résinés.

Le concessionnaire refuse de communiquer au concédant leur localisation, entravant ainsi la connaissance du concédant de son patrimoine.

2.4 LE BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX ET ENVIRONNEMENT

Point positif	Technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT).
----------------------	---

Points à améliorer	Fournir la liste des transformateurs en service pollués par les PCB (> 50 ppm) (demande récurrente).
	Communiquer les caractéristiques techniques des nouveaux branchements et des colonnes montantes (demande récurrente).
	Utiliser des formulations qui ne peuvent pas induire le lecteur en erreur.
	Fournir des données concernant les travaux réalisés cohérentes entre les différentes sources.

Points négatifs	Refus de fournir la liste complète des travaux réalisés, en montant et en linéaire afin de justifier les investissements annoncés.
	Restriction unilatérale des informations transmises au concédant (nombre de branchements supprimés et modifiés).
	Baisse sensible, notamment en renouvellement, du linéaire déclaré posé par le concessionnaire en moyenne (HTA) et basse tension (BT).

De manière générale, le concessionnaire ne répond pas à toutes les attentes de l'autorité concédante en matière de données. La non transmission de certains éléments demandés ne permet pas au SDEC ÉNERGIE d'avoir une analyse pertinente des investissements financiers du concessionnaire au regard des travaux réalisés.

3 LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

3.1 LE RÉSEAU DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

3.1.1 Linéaire de réseau par tension

Réseau BT en km	2012	2013	2014	2015	% par rapport linéaire total
Souterrain	5 032	5 203	5 374	5 525	51%
Aérien nu	1 159	1 064	987	901	8%
Torsadé	4 513	4 522	4 502	4 495	41%
Total réseau BT	10 703	10 789	10 863	10 921	
Évolution N / N-1	1,0%	0,8%	0,7%	0,5%	

Réseau HTA en km	2012	2013	2014	2015	% par rapport linéaire total
Souterrain	3 359	3 456	3 540	3 597	42%
Aérien nu	5 132	5 097	5 039	5 020	58%
Torsadé	1	1	1	1	0%
Total réseau HTA	8 492	8 554	8580	8 618	
Évolution N / N-1	0,5%	0,7%	0,3%	0,4%	

Réseau BT et HTA en km	2012	2013	2014	2015
	19 195	19 343	19 443	19 539
Évolution n / n-1	0,8%	0,8%	0,5%	0,5%

Le linéaire de réseau BT est de 10 921 km, il est constitué de 901 km de réseau aérien nu, de 4 495 km de réseau torsadé et de 5 525 km de réseau souterrain.

Le linéaire de HTA est constitué de 8 618 km, Ce réseau est composé de 5 020 km de réseau aérien et de 3 597 km de réseau souterrain.

Les linéaires de réseau BT et HTA augmente respectivement de +0,5% et de +0,4% en 2015. La croissance des réseaux est en baisse depuis 2014.

Pour les deux types de réseaux, les mises en services sont majoritairement en réseau souterrain, ce qui explique la baisse des linéaires aériens et la hausse de la part enfouie.

Le taux d'enfouissement BT de la concession s'établit à 51%, alors que le taux d'enfouissement HTA de la concession s'établit à 42%.

3.1.2 Décomposition du réseau BT en km par type de commune

2015	TOTAL	URBAIN	RURAL
Souterrain	5 525	2 966	2 559
Aérien nu	901	452	449
Torsadé	4 495	661	3 834
Total réseau BT en km	10 921	4 079	6 842

3.1.3 Décomposition du réseau HTA en km par type de commune

2015	TOTAL	URBAIN	RURAL
Souterrain	3 597	1 935	1 662
Aérien nu	5 020	579	4 442
Torsadé	0,9	0,3	0,5
Total réseau BT en km	8 618	2 514	6 104

3.1.4 Décomposition du réseau BT + HTA en km par type de commune

2015	TOTAL	URBAIN	RURAL
Souterrain	9 122	4 901	4 221
Aérien nu	5 922	1 031	4 891
Torsadé	4 495	661	3 834
Total réseau BT en km	19 539	6 593	12 946

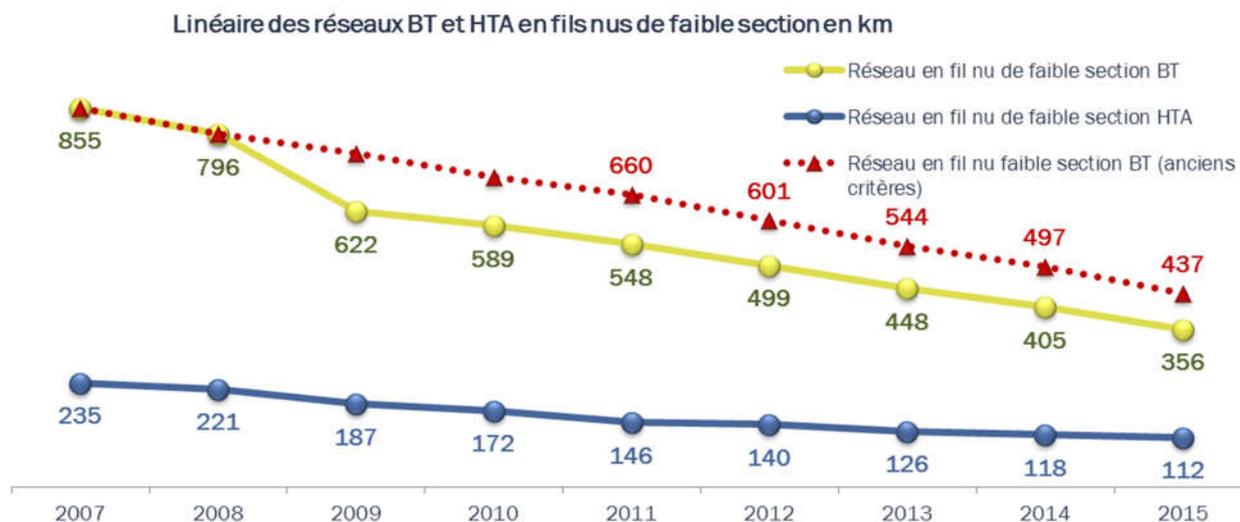
66 % du réseau électrique de la concession du Calvados se trouve dans les communes rurales en 2015, contre 72% précédemment.

Enedis indique ne pas disposer d'éléments techniques sur les branchements existants et refuse de communiquer ces données (localisation, technique de pose) pour les nouveaux branchements.

3.2 LES RÉSEAUX FRAGILES

3.2.1 Les technologies fragiles

Les réseaux sont composés de linéaire de canalisations de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles » car plus sensibles aux incidents que d'autres.



Les réseaux sont composés de linéaire de réseau de différentes technologies. Certaines technologies sont dites « fragiles » car plus sensibles aux incidents que d'autres. Ainsi, en termes de points de vulnérabilité du réseau HTA, la concession compte :

- 112 km de réseau HTA de faible section, soit une proportion de 1,3%. Ces longueurs sont en faible diminution ;
- Une estimation de 117 km de réseau souterrain à isolation papier, soit une proportion de 1,4% du réseau HTA, (estimation SDEC ÉNERGIE).

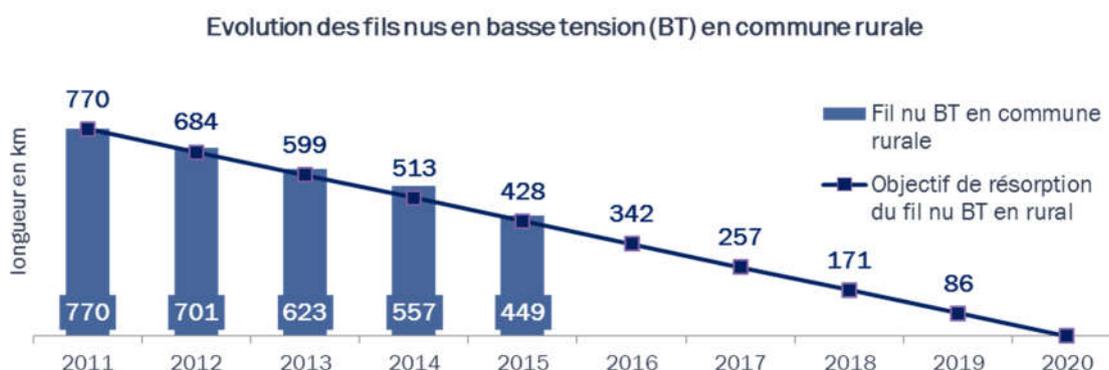
Pour ce qui concerne le réseau BT, la concession compte 901 km de réseau BT aériens nus dont une partie est de faible section (356 km). Depuis 2009, la baisse importante du linéaire de faible section BT présentée par le concessionnaire s'explique par une modification des critères de classification de la faible section. Le SDEC ÉNERGIE n'approuve pas cette décision qui réduit artificiellement le nombre de kilomètre de réseau dit de faible section.

Il est à noter que, le concessionnaire refuse de transmettre les éléments suivants concernant les linéaires de réseau fragiles ;

- les longueurs et la situation des réseaux HTA souterrain à isolation papier,
- La situation et les linéaires des réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale,
- Les longueurs et la situation des réseaux BT à neutre périphérique.

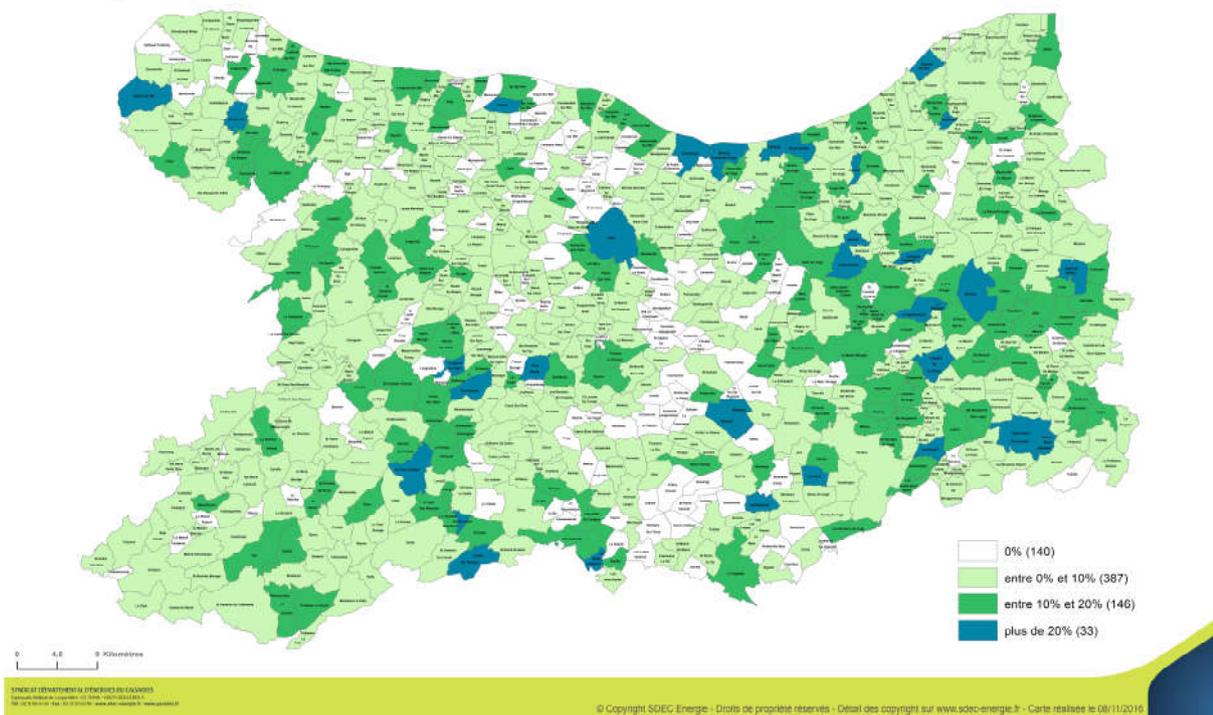


Voici les résultats de la politique active menée par le SDEC ÉNERGIE pour la résorption du réseau BT en fil nu en domaine rural :



3.2.2 La cartographie des réseaux basse tension aériens en fils nus 2014

Le réseau basse tension en fil nu est un réseau qui subit fréquemment les conséquences des phénomènes climatiques. La carte ci-après présente l'implantation de ce type de réseau par commune pour l'année 2015 :



3.2.3 La cartographie des réseaux moyenne tension aériens en fils nus de faible section 2014

3.3 LES POSTES DE TRANSFORMATION

Evolution du nombre de postes par catégorie



Le nombre de poste de transformation augmente légèrement chaque année pour atteindre 11 170 en 2015.

Plus de la moitié de ces postes de transformation sont des postes maçonnés ou préfabriqués.

Les postes sur poteau (H 61) sont en baisse d'environ 40 unités en moyenne par an depuis 2012.

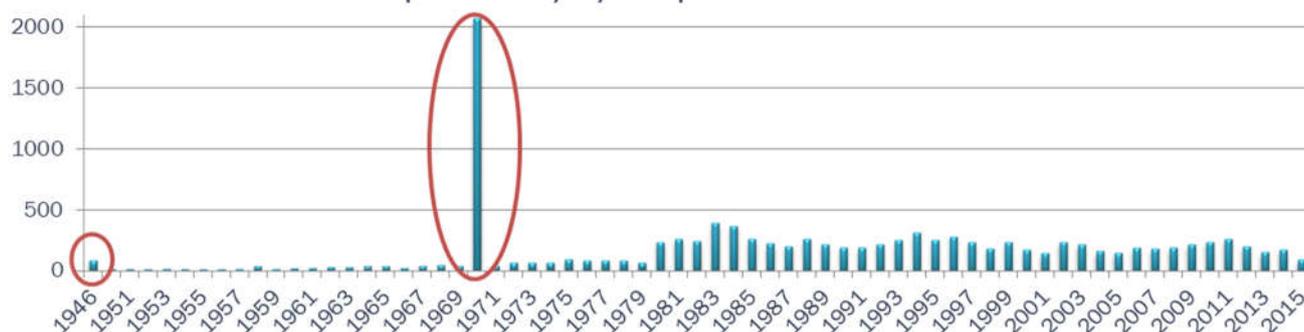
Les postes HTA/BT de la concession sont en moyenne âgés de 27 ans, en hausse de 0,5 an par an, les nouvelles mises en service ne compensant pas le vieillissement global de ces ouvrages.

En particulier, les postes préfabriqués sont relativement jeunes, en moyenne âgés de 16 ans alors que l'âge moyen des postes sur poteau (H61) et des postes maçonnés s'établit respectivement à 35 et 39 ans à fin 2015.

Un croisement entre l'âge des postes HTA/BT et leur taux d'incident fait apparaître une corrélation entre l'âge des postes HTA/BT et le taux d'incidents est constaté. En particulier, les postes de plus de 30 ans présentent une incidentologie importante (taux d'incident de +de 5 % pour 10 000 postes).

Cette analyse rapportée à la technologie des postes HTA/BT fait apparaître la fragilité de certaines typologies de postes telles que les postes ruraux compacts simplifiés et les postes H61.

Nombre de postes au 31/12/2015 par année de construction



Le concédant a détecté que la base technique indique 2 072 postes de transformation HTA/BT avec l'année de construction 1970 (dont 1 068 postes H61), alors que les autres années ne dépassent pas 390 postes. Par ailleurs, la base comptable n'en indique que 98 avec cette même année de construction (dont 94 postes H61).

Interrogé sur ce point, le concessionnaire a indiqué que "Dans l'outil technique précédent (GDO), il n'y avait pas d'obligation de dater les ouvrages BT. Le basculement dans le nouvel outil (SIG) nécessitait cette datation, à la main des centres. Sur le Calvados, la date des postes non datés a été arbitrairement mise à 1970. Néanmoins, la datation comptable était obligatoire, ainsi afin de résorber

l'écart, une réflexion est menée au niveau national pour voir s'il est possible de dater les postes de 1970 dans le SIG à partir de la date de la FIEC correspondante dans IRIS."

Le concédant souhaite que cette réflexion porte à une correction rapide de cette anomalie technique qui fausse l'âge moyen de ces ouvrages et sa connaissance du patrimoine concédé.

3.4 LES TRANSFORMATEURS

Le nombre de transformateurs en fonction sur la concession est de 11 297 (base technique). L'âge des transformateurs est désormais renseigné en base comptable. L'âge moyen des transformateurs sur la concession d'après cette base est de 20 ans et 61% des transformateurs sont datés d'avant 2001.

Il est à noter que 70 transformateurs ont un coefficient d'utilisation (charge) $\geq 100\%$, dont 32 $\geq 110\%$. La surcharge d'un transformateur a lieu lorsque la puissance appelée par le réseau BT qu'il alimente est supérieure à la puissance admissible de ce transformateur. La note technique du concessionnaire "Principes d'étude et de développement du réseau", précise qu'un transformateur est en contrainte d'intensité lorsque sa charge est supérieure ou égale à 110% (puissance 2h). Le nombre de poste de transformation en contrainte de transformation est une des données utilisées afin de calculer le montant des aides du régime rural d'électrification.

Cependant, dans le cadre de la description technique des ouvrages, le concessionnaire souligne la possibilité pour ces ouvrages de supporter une contrainte d'intensité plus importante : « Transformateurs HTA/BT - Par construction les transformateurs ont une puissance assignée qui correspond à la puissance que peut débiter l'appareil en régime permanent. En matière de surcharge (fonctionnement limité à 3 heures), les transformateurs de type « classique » peuvent débiter jusqu'à 120 % de leur puissance sans courir de risque de détérioration. Les transformateurs avec protection-coupure intégrée, en service depuis 2001 sur les réseaux d'EDF, sont conçus pour fonctionner à 150 % de leur puissance assignée en régime de surcharge 3 heures. »

Le concessionnaire a désormais localisé les transformateurs avec indication de l'année de mise en service (base comptable). Cependant, le concédant ne peut contrôler le respect de ces seuils car il ne dispose à ce jour d'aucune donnée concernant la durée de surcharge des transformateurs.

On relèvera de plus, que les transformateurs sont équipés de « prise à vide » permettant de modifier la tension sur le réseau aval.

Ce réglage permet de relever (ou d'abaisser) la valeur de la tension en tête du départ BT en modifiant le rapport de transformation de -2,5%, 0% ou +2,5%.

Un transformateur de 400 V peut ainsi passer à 390 V avec une prise basse (-2,5%) et à 410 V avec une prise haute (+2,5%).

Une nouvelle génération de transformateurs (fabriqué depuis 1987) présente une possibilité de réglage du rapport de transformation à 0%, +2,5% et +5% (tension pouvant passer respectivement à 400 V, 410 V ou 420 V).

L'impact de ce réglage sera abordé dans la partie « qualité » du rapport de contrôle.

3.5 APPAREILS DE COMPTAGE SUR LA CONCESSION

Le nombre de compteur progresse régulièrement. Il s'établit en 2015 à 464 347. Le parc est composé au principal de compteurs C5, la part de compteur de compteurs électroniques représente 43 % du parc. Ils sont en grande majorité accessibles.

Après une forte augmentation en 2011, le nombre de compteur évolue annuellement moins rapidement (+0,89% en 2015).

Le déploiement du compteur Linky a débuté le 1er décembre 2015. Selon le concessionnaire, 952 compteurs Linky ont été posés en 2015 et tous l'ont été sur la ville de Caen.

Enedis a précisé avoir posé 29 896 compteurs Linky au 29/11/2016 dans le Calvados, dont 29 016 à Caen, 446 à St Germain la Blanche Herbe, 169 à St Contest, 130 à Hérouville St Clair, 97 à Authie et 38 à Mondeville. Le concessionnaire poursuit les rencontres, notamment avec les maires des communes concernées par le déploiement (un an avant).

Il est à noter que les compteurs ne sont pas communicant dès leur pose : un délai variable est nécessaire avant l'activation de ses fonctions communicantes.

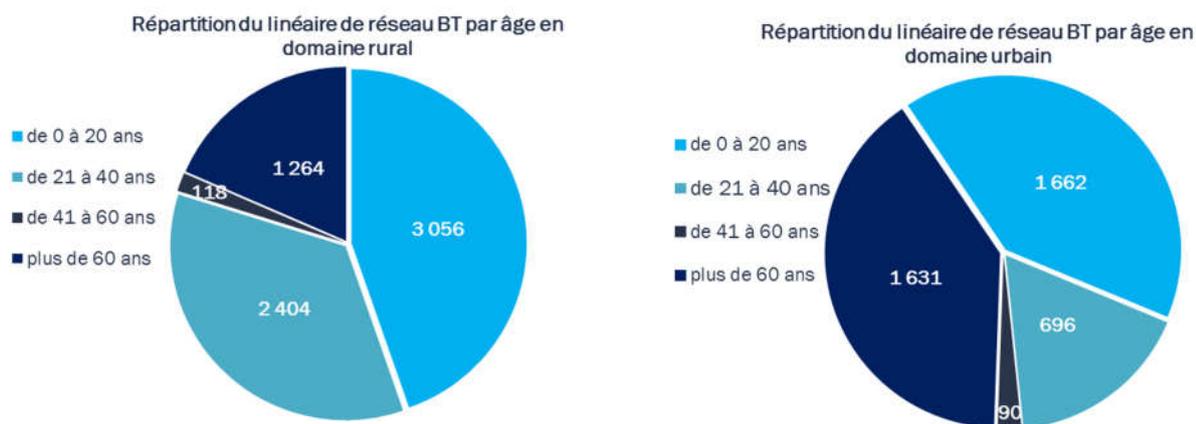
3.6 L'AGE DES RÉSEAUX HTA ET BT

3.6.1 L'âge moyen du réseau BT

Age moyen du réseau BT en années	2012	2013	2014	2015
Concession	31,9	31,8	31,8	31,8
Zone rurale	28,5	28,3	28,3	28,1
Zone urbaine	39,3	39,2	39,4	38,1

Age moyen du réseau BT de faible section	2012	2013	2014	2015
Concession	65	66	67	68

3.6.2 Le linéaire de réseau BT par année de pose

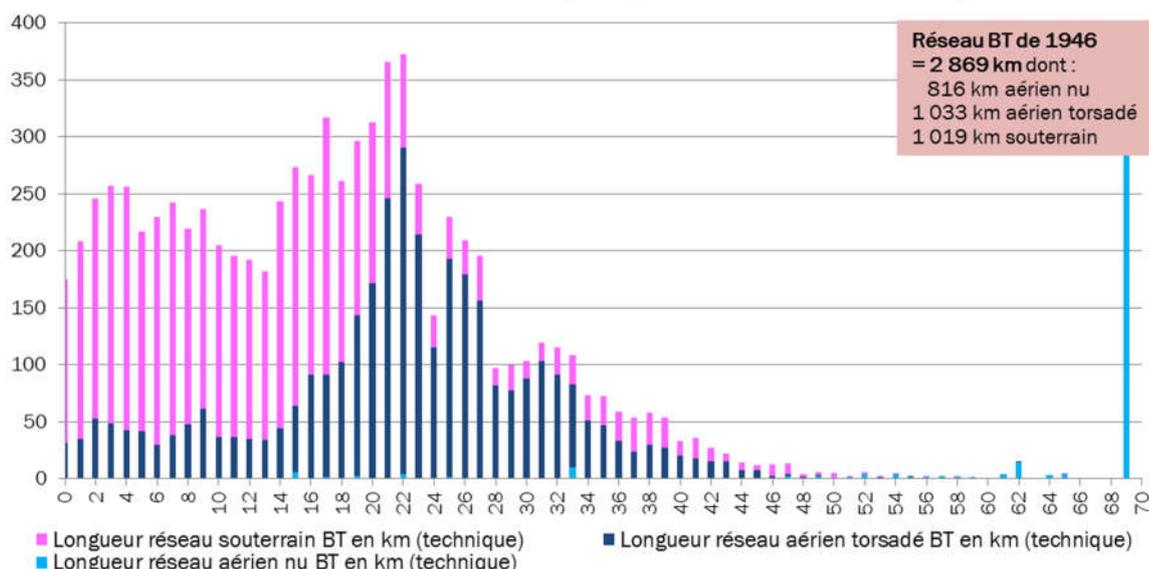


L'âge moyen du réseau BT est de 31,8 an en 2015, il est stable depuis 2007. L'âge moyen des réseaux BT de faible section continue d'augmenter pour atteindre plus de 67 ans en 2015 (contre 63 ans en 2010). L'Age moyen du réseau aérien en fils nus atteint près de 68 ans.

La portée de ces données est à relativiser compte tenu de la datation arbitraire en 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980 par le concédant.

3.6.3 Le linéaire de réseau BT par âge

Linéaire de réseau BT en km et par âge selon l'inventaire technique



Une grande part du réseau BT atteindra sa fin de vie (50 ans pour torsadé et 40 ans pour autres technologies) pendant le prochain contrat.

3.6.4 L'âge moyen du réseau HTA

Age moyen du réseau HTA en années	2012	2013	2014	2015
Concession	25,6	26,1	26,6	27,3
Zone rurale	26,1	26,7	27,3	28,3
Zone urbaine	23,8	23,9	24,2	24,8

Age moyen du réseau HTA de faible section	2013	2014	2015
Concession	54,1	54,9	55,7

L'âge moyen du réseau HTA s'établit à plus de 27 ans en 2015, il progresse de 0,4 an par an en moyenne.

Cette hausse est consécutive au renouvellement non suffisant pour contenir le vieillissement global du réseau HTA.

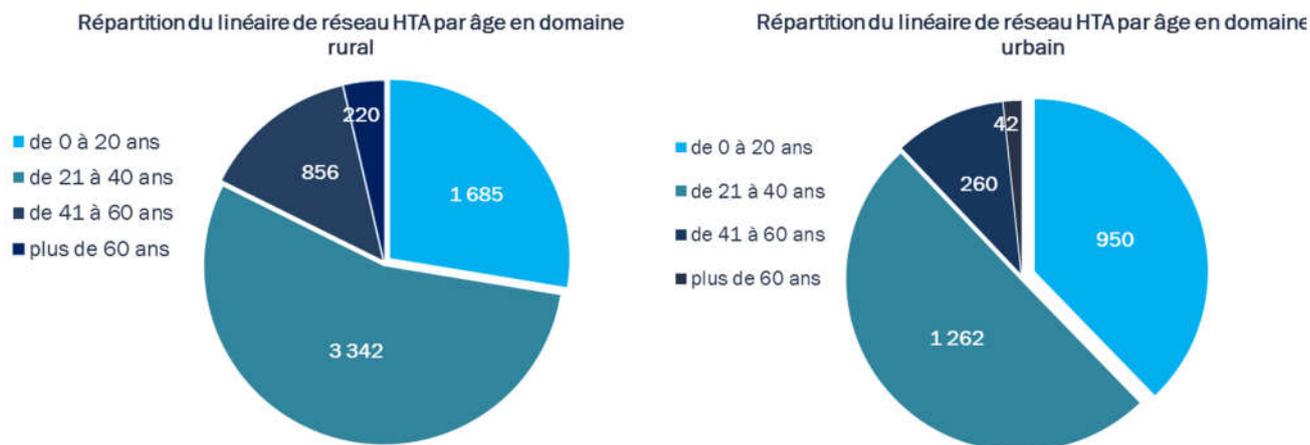
Le réseau souterrain présente un âge moyen augmentation de près de 0,5 an par an. Il s'établit à 17,5 ans à fin 2015.

Le vieillissement du réseau HTA concerne particulièrement les lignes aériennes, dont l'âge moyen progresse de 0,8 an par an depuis 2008 pour s'établir à plus de 34 ans en 2015.

On relèvera plus particulièrement que l'âge moyen du réseau HTA de faible section s'établit à 55,7 an en 2015.

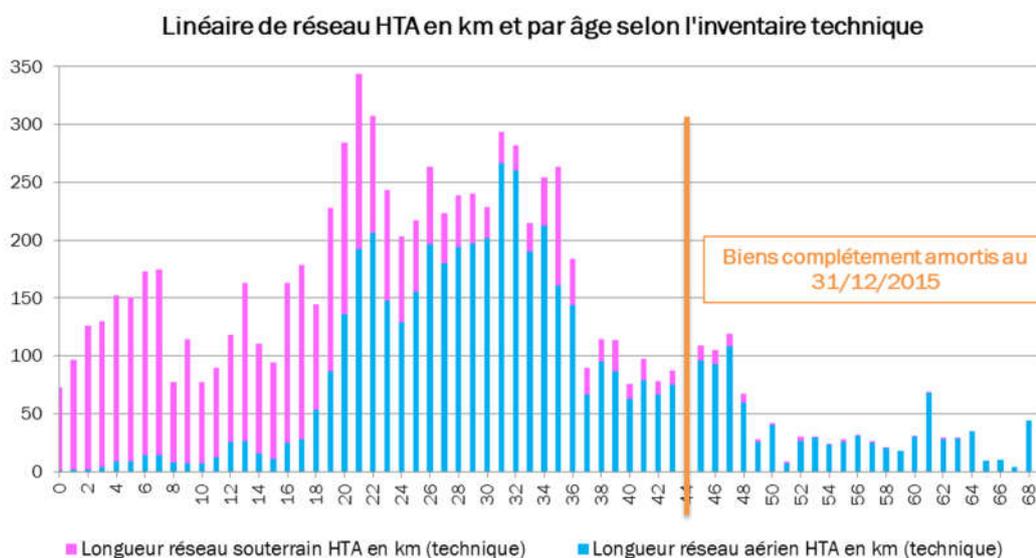
Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire est de procéder au renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens via des opérations de maintenance lourde désormais dénommées « prolongation de la durée de vie (PDV) » ou rénovation. Ces opérations, qui ont débutées nationalement en 2012, ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.).

3.6.5 Le linéaire de réseau HTA par année de pose



Le graphique du linéaire de réseau HTA par décennie de pose met en exergue le niveau important d'investissements du concessionnaire dans les années 80. Depuis, ses investissements ne cessent de baisser, expliquant l'évolution de l'âge moyen du réseau.

3.6.6 Le linéaire de réseau HTA par âge



3.7 COMPARAISON DES BASES TECHNIQUES ET COMPTABLES

3.7.1 En terme de quantité d'ouvrages à la maille de la concession

Les écarts en quantité à la maille de la concession entre les bases techniques et comptables sont les suivants :

- Canalisations BT : 0,3% (0,4% en 2014)
- Canalisations HTA : 0,7% (1,8% en 2014)
- Postes de transformations : 1,3% (0,9% en 2014).

Ces écarts en quantité sont inférieurs aux écarts visés dans l'avenant en date du 12 mars 2014 aux termes duquel le concessionnaire a pris l'engagement de résorber :

- les écarts supérieurs à 2% pour les ouvrages en HTA au plus tard fin 2014,
- les écarts supérieurs à 2% pour les ouvrages en BT au plus tard fin 2015.

3.7.2 En terme d'âge moyen des ouvrages à la maille de la concession

Les écarts d'âge moyen pour ce qui concerne le réseau BT s'explique par :

- la datation arbitraire à 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980 ;
- les retraits des réseaux BT de la base comptable sont réalisés de façon statistique, les réseaux BT les plus anciens de la typologie concernée sur cette commune étant sortis de l'inventaire.

Pour ce qui concerne le réseau HTA, les écarts peuvent s'expliquer par :

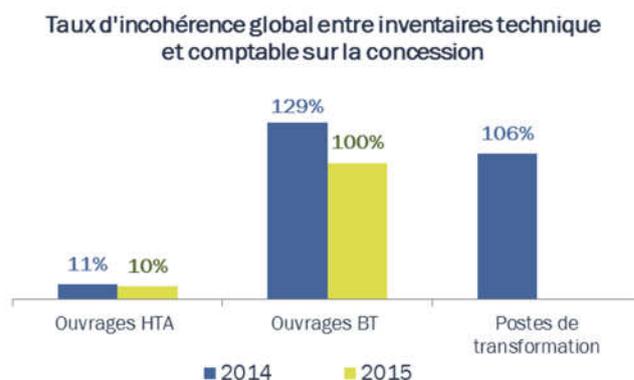
- des erreurs de saisie,
- une mauvaise prise en compte de la dépose,
- des décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année 2015 aient été portés à l'inventaire technique mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2015.

3.7.3 En terme de typologie d'ouvrages, date et localisation à la maille communale : calcul du taux d'incohérence

La méthode de calcul du taux d'incohérence :

- Les quantités techniques et comptables sont quantifiées pour chaque triplet « année / catégorie d'ouvrages ou Elément Technique d'Inventaire (ETI) /code INSEE » ;
- La valeur absolue des différences entre les quantités est calculée pour chaque triplet (écart absolu) ;
- Le taux d'incohérence correspond au pourcentage d'écart absolu cumulé par rapport au linéaire technique ;
- Les analyses peuvent être faites globalement (indicateur global sur la concession) ou par millésime : agrégation de l'ensemble des écarts absolus pour une année donnée.

Taux d'incohérence global sur la concession	2014	2015
Ouvrages HTA	11%	10%
Ouvrages BT	129%	100%
Postes de transformation	106%	



Le taux d'incohérence par millésime fait ressortir :

- Que globalement, jusqu'au millésime 2002, les écarts entre bases technique et comptable persistent sans évolution,
- Avant les années 1970, les écarts sur les réseaux HTA souterrains sont importants en pourcentage mais les linéaires de réseau en jeu sont relativement faibles,
- Entre les millésimes 1970 et 1980, les écarts entre linéaires technique et comptable des réseaux HTA souterrains restent importants alors que les linéaires en jeux prennent de l'importance,
- A partir du début des années 1980 et jusqu'au millésime 2002, la cohérence par millésime entre les bases technique et comptable est très bonne alors que les linéaires en jeux sont extrêmement élevés,
- Que sur la période 2003-2010, on relève une dégradation de la cohérence entre les bases technique et comptable, et ce consécutivement à l'opération de mise en cohérence des bases,
- Que depuis 2010, les flux semblent se fiabiliser, les procédures de fiabilisation des enregistrements arrivant à maturité ; une fiabilisation des bases entre 2003 et 2008 semble indispensable.

Pour les réseaux BT souterrain et torsadé, l'analyse du taux d'incohérence par millésime font ressortir :

- Un « pic » important d'immobilisation technique en 1946 (534 km de réseau BT souterrain immobilisés dans la base technique, contre aucun linéaire immobilisé dans la base comptable),
- Jusqu'au milieu des années 1960, quasiment aucun linéaire immobilisé que ce soit dans la base comptable que la base technique,
- Une importante sur-immobilisation comptable entre le milieu des années 1960 et le début des années 1980, correspondant à un effet de rattrapage, Sur cette période, quasiment aucun linéaire de réseau BT souterrain n'a été intégré à la base technique alors que des linéaires importants ont été immobilisés en comptabilité, rattrapant le retard de comptabilisation du pic technique de 1946,
- Qu'à partir du début des années 1980 et jusqu'au millésime 2002, la cohérence par millésime entre les bases technique et comptable semble s'améliorer,
- Que de 2003 à 2008 les observations d'écarts importants sont faites,
- Que depuis 2008, on constate une nette amélioration de la cohérence entre les bases technique et comptable.

Les efforts de fiabilisation des bases pour les réseaux BT semblent plus conséquents que pour les réseaux HTA, avec un focus particulier sur la période 2003-2008 (comme pour la HTA), il semble indispensable de définir une méthodologie de gestion des réseaux datés de 1946 dans la base technique, et d'obtenir une justification des immobilisations importantes de BT fil nu en 1963.

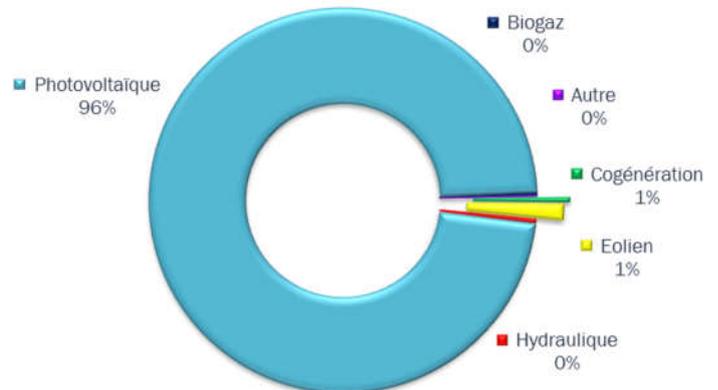
Le taux d'incohérence n'a pas pu être calculé sur les données 2015 car la concessionnaire n'a pas fourni de quantités dans la base comptable. Pour les données 2014, le nombre de postes HTA/BT présentait de grandes incohérences en stock comme en flux entre les deux bases.

3.8 PRODUCTEURS D'ENERGIE RENOUVELABLE

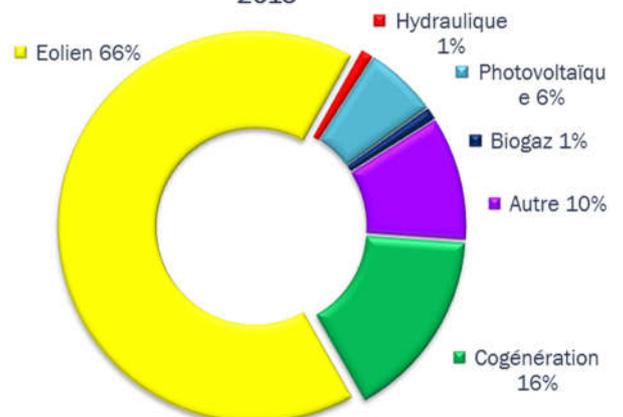
Type de production	Nombre de site de production	
	2014	2015
Cogénération	10	10
Eolien	31	30
Hydraulique	10	8
Photovoltaïque	2 020	2 129
Biogaz	5	5
Autre	3	3
TOTAL	2 079	2 185

Type de production	Puissance en kW sur les réseaux HTA et BT	
	2014	2015
Cogénération	34 626	34 626
Eolien	146 258	146 246
Hydraulique	2 683	2 173
Photovoltaïque	12 257	13 079
Biogaz	2 180	2 180
Autre	22 284	22 284
TOTAL	220 288	220 589

Répartition du nombre de sites de production d'énergie renouvelable en 2015



Répartition de la puissance installée sur les réseaux par type de production d'énergie renouvelable en 2015



Le plus grand nombre de sites de production sur les réseaux HTA et BT concerne les installations photovoltaïques (plus de 97%), néanmoins la puissance injectée sur le réseau public par ces installations (6 %) reste faible contrairement à la production éolienne qui représente 66% de l'ensemble.

Sur les 5 dernières années, le nombre de producteurs augmente constamment. On observe, en 2015, un ralentissement de cette progression était de 5%. Ceci est dû principalement à la croissance du nombre de producteurs photovoltaïques. L'incidence de cette augmentation du nombre de producteurs sur la quantité d'énergie renouvelable produite reste marginale puisque celle-ci augmente de +0,4% en 2015.

Il est à noter que le concessionnaire ne communique pas la localisation précise des producteurs d'énergie renouvelable sur les réseaux HTA et BT.

3.9 LE BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES DE LA CONCESSION

Point positif	Croissance du linéaire des réseaux souterrains.
Points à améliorer	Communiquer les longueurs et la localisation des réseaux HTA et BT souterrain à isolation papier, BT souterrain à neutre périphérique et les réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale.
	Communiquer l'inventaire des branchements individuels et collectifs localisés
	Communiquer le bilan des immeubles mis à disposition du concessionnaire.
	Communiquer la durée de surcharge d'intensité des transformateurs et leur âge
	Rapprocher les inventaires technique et comptable.
Points négatifs	Programmer la suppression des réseaux BT en fils nus en domaine urbain.
	Programmer la suppression des réseaux HTA de faibles sections.

4 LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

4.1 LA QUALITE DE LA TENSION

Les exigences liées à la qualité de la tension d'alimentation sont précisées par le code de l'énergie aux articles D322-1 à D322-10.

Les plages réglementaires d'alimentation en électricité sont :

± 10 % de la tension nominale fixée à 230 V en monophasé et 400 V en triphasé pour la basse tension (BT),

± 5 % de la tension nominale fixée à 15 kV ou 20 kV pour la haute tension de type A (HTA).

L'évaluation globale de la tenue de tension

Obligatoire à compter de 2008, l'évaluation globale de la tenue de tension est fournie par Enedis au SDEC ÉNERGIE pour la 1ère fois concernant les données 2013.

Selon l'évaluation statistique de la tenue globale de tension, la proportion d'utilisateurs mal alimentés en tenue de tension sur la concession est de 0,12% en 2015. Elle se situe très en-dessous du seuil réglementaire de 3%. En complément, une analyse locale évalue plusieurs facteurs d'influence qui enrichissent l'évaluation statistique. L'indice local, calculé sur la base de ces facteurs d'influence, est de 3,41 pour la concession en 2015. Il est également en-dessous du seuil réglementaire de 8.

Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité n'est donc pas tenu de mettre en œuvre un programme d'amélioration de la tenue globale de la tension sur le réseau de la concession.

4.1.1 Les usagers mal alimentés

Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation, moyennée sur 10 minutes, sort une fois dans l'année des plages réglementaires. Ainsi, un usager en monophasé (basse tension) est considéré comme mal alimenté en tenue de tension dès lors que la tension qui l'alimente n'est pas comprise entre 207 et 253 Volts (230V +/- 10%).

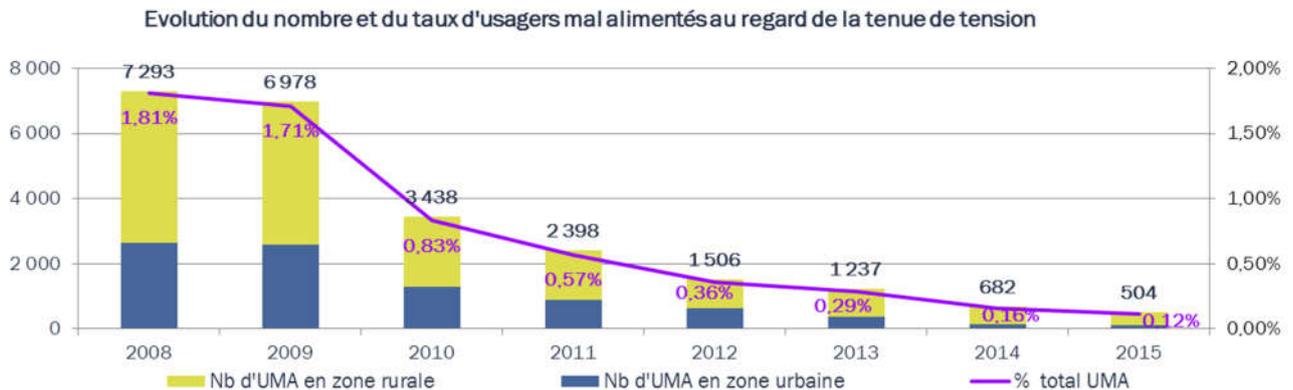
Face à l'impossibilité pratique d'assurer un suivi de la tenue de tension à partir de mesures sur chaque point de livraison, le nombre d'utilisateurs BT mal alimentés (UMA) est estimé par Enedis via l'outil Système d'Information Géographique (SIG). Anciennement appelé GDO-BT, cet outil évalue la tenue de tension sur les réseaux basse tension en s'appuyant sur :

- Une description fine du réseau ;
- Un modèle statistique d'estimation de charges électriques ;
- Un modèle de calcul d'états électriques, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide).

Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Les données présentées ci-après présentent le nombre théorique d'utilisateurs mal alimentés en tenue de tension, calculé par ce logiciel modifié en 2010.

Nombre d'usagers BT mal alimentés	2012	2013	2014	2015
Zone rurale	879	859	545	398
Zone urbaine	627	378	137	106
Total concession	1 506	1 237	682	504
% d'usagers mal alimentés en rural	0,58%	0,56%	0,35%	0,26%
% d'usagers mal alimentés en urbain	0,23%	0,14%	0,05%	0,04%
% usagers mal alimentés	0,36%	0,29%	0,16%	0,12%



Selon les hypothèses du logiciel de simulation d'Enedis, le nombre d'usagers mal alimentés dans le département aurait été réduit de plus de 93% entre 2009 et 2015.

Le concessionnaire justifie ces baisses successives depuis 2010 par l'application du nouveau modèle d'évaluation de la tension et par les opérations sur le terrain. L'évolution du nombre d'usagers mal alimenté sur les deux dernières années correspond suivant le concessionnaire à un flux qui varie en fonction de la vie du réseau : renouvellement du réseau, extension etc...

Depuis 2010, le concessionnaire, sans concertation avec les autorités concédantes, a modifié le logiciel d'évaluation de la tenue de tension sur les réseaux basse tension et a mis en œuvre un nouveau plan de tension sur le réseau HTA.

Le nouveau plan de tension s'adapte au rehaussement de la butée supérieure dans la nouvelle plage réglementaire (passage de [-10% ; +6%] à [-10% ; +10%]) et tient compte des entités de production décentralisées en intégrant :

- Un ajustement du régleur en charge des transformateurs des postes sources ;
- Une optimisation des prises à vides des transformateurs HTA/BT permettant de rehausser la tension en tête des départs BT ;
- Un écrêtage de la chute de tension HTA à 5%, afin de ne pas faire apparaître la mauvaise alimentation BT dont la levée de contrainte de tension passe par des actions sur le réseau HTA.

Il apparaît que la marge admissible sur le réseau BT est supérieure dans le nouveau plan de tension dans la majorité des cas, ce qui explique que son application entraîne la diminution du nombre d'usagers considérés comme mal alimentés.

4.1.2 Les chutes de tension HTA

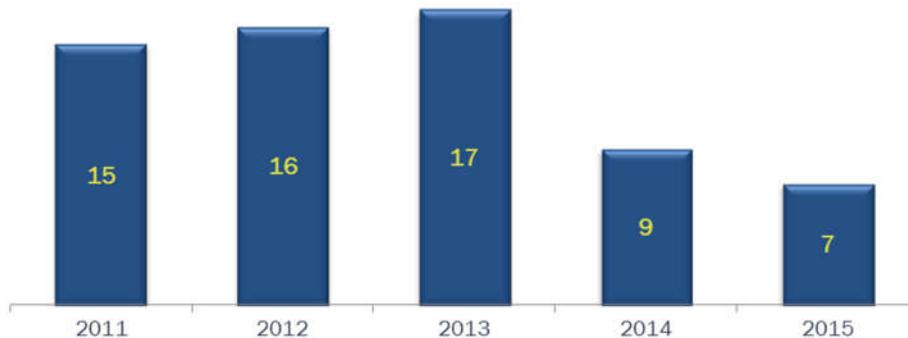
Le cahier des charges de concession prévoit que les variations de tension ne doivent pas dépasser 5% de la valeur contractuelle sur le réseau HTA, au-delà de ce pourcentage, ce réseau est considéré comme étant en chute de tension. Un départ HTA est considéré en contrainte de tension lorsque qu'au

moins un de ses points de livraison (poste de distribution publique, abonné ou mixte) en aval est alimenté par une tension 5% inférieure à la tension en amont (jeu de barre du poste source).

Il est important de noter que le concessionnaire ne tient que partiellement compte des chutes de tension HTA les plus importantes. En effet, la chute de tension HTA amont est écrêtée à 5% dans le modèle de calcul déterminant le nombre d'usagers mal alimentés.

Du fait de l'écrêtage, les UMA dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par le modèle. Le nombre d'UMA communiqué est donc sous-estimé.

Evolution du nombre de départs HTA en chute de tension



Le territoire de la concession est alimenté par 328 départs HTA, sans compter les départs de secours mais en incluant les départs dédiés à la production d'énergie. 7 d'entre eux (soit 2,1%) présentent des chutes de tension supérieures à 5% et ceci depuis au moins 5 ans.

Le nombre des départs HTA en chute de tension a atteint son plus faible niveau depuis 2004. Cependant, Le SDEC ÉNERGIE demande au concessionnaire de supprimer ces chutes sur ces 7 départs HTA afin de les rendre conformes aux dispositions du cahier des charges de concession.

4.1.3 Les réglages de tension aux postes sources et aux transformateurs HTA/BT

Les chutes de tension sont estimées à partir de la description technique du réseau et des estimations des puissances appelées en période de pointe. Elles sont comparées à la marge admissible sur cette chute de tension, marge d'autant plus importante que les réglages de tension aux postes sources et aux transformateurs HTA/BT relèvent la tension.

Le concessionnaire a refusé de transmettre les valeurs de ces réglages de tension. Les valeurs des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA et des prises à vide des transformateurs HTA/BT ont donc été recalculées à partir des restitutions relatives aux chutes de tension fournies par Enedis.

Ces analyses de détail montrent des anomalies et des incohérences :

- des anomalies sont mises en avant sur les valeurs des régleurs en charge des postes source dans le modèle ;
- les valeurs utilisées dans le modèle pour les prises à vides des transformateurs HTA/BT ne sont pas cohérentes avec le plan de tension en présence de producteurs ; ainsi, la mise en conformité des valeurs théoriques des prises à vide amènerait une augmentation du nombre de départs mal alimentés (DMA) éligibles au FACE sur la concession.

4.1.4 Les départs BT mal alimentés

Sur les 27 687 départs BT qui alimentent la concession, les résultats des calculs statistiques du concessionnaire indiquent que 114 alimentent au moins un usager mal alimenté (soit 0,41%).

Enedis ne communique plus l'identification des départs ce qui ne permet plus la localisation des usagers mal alimentés.

4.1.5 Les contraintes d'intensité

Les contraintes d'intensité sur les transformateurs HTA/BT

Un transformateur est en contrainte d'intensité lorsque sa charge est supérieure ou égale à 110% (puissance 2h).

Dans le cadre des études de raccordement au réseau électrique de producteurs, Enedis calcule la charge du transformateur en déduisant la charge minimale du réseau BT. Cette dernière est estimée à 20% de la charge maximale.

Les contraintes d'intensité sur les câbles

Un câble est en contrainte lorsque l'intensité maximale transitant dedans est supérieure ou égale à son intensité maximale admissible (puissance 10 mn).

Enedis utilise une intensité maximale admissible « hiver » dans les études de raccordement de consommateur, et une intensité maximale admissible « été » dans les études de producteur.

4.2 LA CONTINUITÉ DE FOURNITURE

La continuité d'alimentation électrique

La continuité de fourniture perçue par l'utilisateur s'évalue en fonction du nombre et de la durée des coupures qu'il subit par an.

La continuité d'alimentation électrique se mesure pour un usager au cours d'une année par :

- le nombre de coupures longues (+ de 3 mn),
- le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 mn),
- le nombre de coupures très brèves (inférieures à 1s),
- la durée cumulée maximale de coupures longues,
- la durée cumulée moyenne de coupures longues.

Pour chacun de ces critères, une valeur de référence est définie. Au-delà de cette valeur, un usager est considéré comme « mal alimenté au regard de la continuité de fourniture ».

Les perturbations provoquées par ces coupures portent :

- pour les coupures très brèves, sur le fonctionnement des appareils électriques,
- pour les coupures brèves et longues, sur le confort de l'utilisateur et la productivité des entreprises.

Les coupures brèves et très brèves sont dues au réseau de transport et au réseau HTA, elles sont toujours accidentelles.

Les coupures longues sont aussi bien dues au réseau de transport, aux postes source, au réseau HTA, au réseau BT ou aux postes de transformation HTA/BT et peuvent être provoquées, soit par l'exploitant du réseau pour des travaux, soit par des incidents.

Obligatoire à compter de 2009, l'évaluation globale de la continuité de l'alimentation électrique n'est fournie que partiellement par Enedis au SDEC ÉNERGIE :

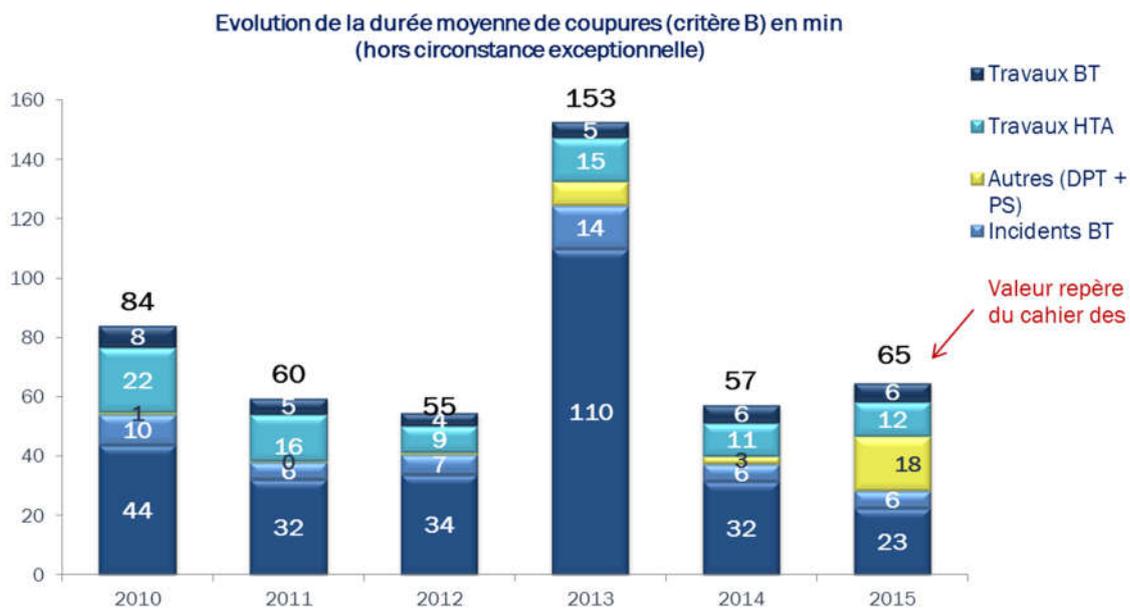
- 1524 usagers ont subi plus de 6 coupures longues (soit 0,35% des usagers),
- aucun n'a subi plus de 35 coupures brèves
- et 1 676 usagers ont subi plus de 13 heures de coupures longues cumulées (soit 0,38% des usagers).

Cependant, le concessionnaire n'a pas transmis la proportion d'usagers mal alimentés en continuité de tension sur la concession en 2015, c'est à dire connaissant un nombre de coupures longues ou de coupures brèves ou une durée cumulée des coupures longues strictement supérieurs aux valeurs limites autorisées. Lorsque cette proportion dépasse 5 %, le niveau de qualité du réseau est réputé non respecté.

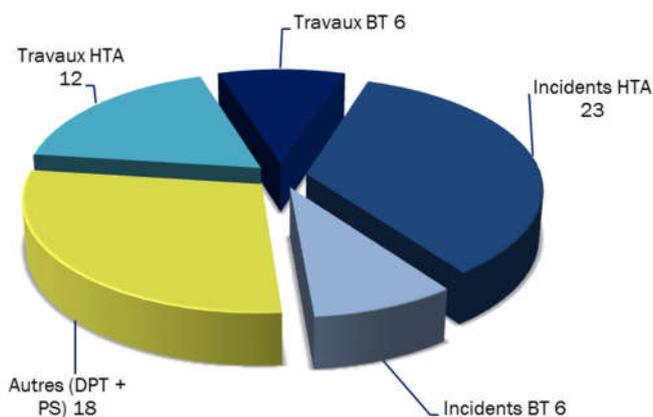
4.2.1 Le critère B

Pour un usager, alimenté en basse tension, la continuité de fourniture est suivie par le critère B. Le critère B correspond au temps, exprimé en minutes, de l'interruption annuelle moyenne de fourniture pour l'ensemble des usagers BT de la concession. Le cahier des charges de concession prescrit que ce critère ne doit pas dépasser 70 minutes.

Le critère B permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux défaillances et aux agressions extérieures ainsi que la réactivité déployée par le concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés (notamment via les organes de manœuvre permettant de tronçonner le réseau et de passer en schéma d'exploitation de secours) et pour réparer les dégâts sur le réseau.



Décomposition du critère B en minutes par cause en 2015



Plusieurs critères B sont présentés dans les rapports de contrôle :

- le critère B toutes causes confondues (TCC), c'est-à-dire comprenant les coupures liées aux incidents climatiques exceptionnels ;

- le critère B hors incidents exceptionnels (HIX), c'est-à-dire comprenant les coupures hors celles liées aux incidents climatiques exceptionnels. Celui-ci est décomposé à la maille concessive par grande catégorie de cause (RTE, incidents, travaux).

Le critère B HIX (hors évènement exceptionnel) de la concession présente des variations assez fortes, notamment lors de la survenue d'évènements climatiques comme en 2013. Ces aléas amènent notamment le critère B de la concession à dépasser le seuil des 70 minutes défini dans le cahier des charges du contrat de concession. Lors d'exercices relativement cléments du point de vue météorologique, le critère B HIX s'établit autour de 60 minutes. C'est le cas de l'année 2015 avec un critère B HIX de 64.9 minutes.

Ce constat amène donc à souligner **l'enjeu de la sécurisation des lignes HTA aux aléas climatiques**. A titre informatif, les incidents sur le réseau HTA contribue à près de 35% du critère B de la concession.

Dans le cadre de la mission de contrôle portant sur l'année 2015, le concessionnaire a refusé à nouveau de communiquer les informations relatives au critère B à la maille communale. Cette information, connue d'Enedis, est transmise agglomérée sur plusieurs années et par intervalle d'une heure, sous forme de carte lors des conférences départementales et des réunions cantonales. Cette présentation n'est pas exploitable par le SDEC ÉNERGIE.

Le concessionnaire n'a communiqué le temps de coupure cumulé de chaque interruption (NiTi) que pour les coupures observées sur l'exercice 2014, alors que cette donnée est fournie, chaque année, sur les autres concessions.

Cette donnée permet de préciser la contribution au temps de coupure de chaque technologie du réseau HTA ramenée pour 100 km. La contribution du réseau souterrain CPI (câble papier imprégné) est importante par rapport à celle du réseau souterrain à isolation synthétique (1,8 minutes pour 100 km, contre 0,1 minute). De même, le réseau aérien de faible section présente une contribution quatre fois supérieure aux autres technologies aériennes.

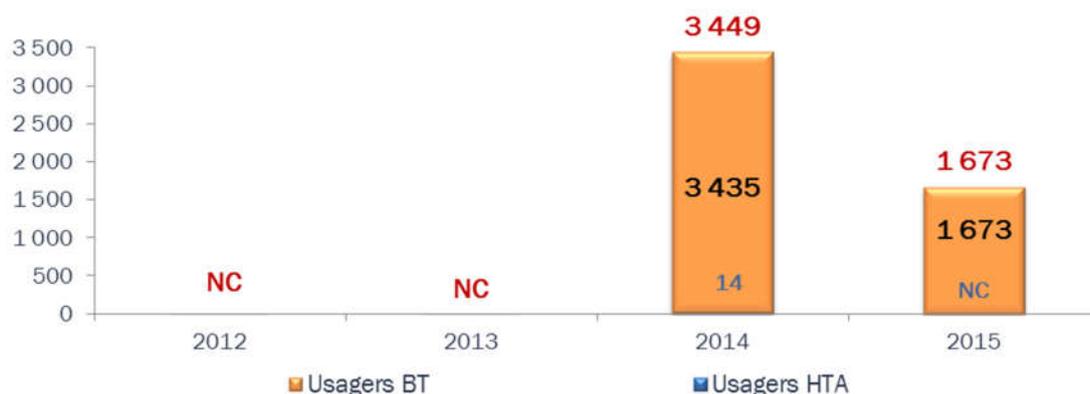
4.2.2 Les seuils de coupure réglementaires

Evolution du nombre d'usagers subissant plus de 6 coupures longues par an



Evolution du nombre d'usagers subissant plus de 13 h cumulées de coupures longues (incidents et travaux) par an

Evolution du nombre d'usagers subissant plus de 13 h cumulées de coupures longues par année



Le nombre d'utilisateur HTA et BT qui a subi plus de 13 heures cumulées de coupures longues (interruptions de plus de 3 minutes) est de 1 673 en 2015, soit une diminution de près de 51% par rapport à 2014.

Les coupures brèves et très brèves sur le réseau HTA

	2012	2013	2014	2015
Nombre de coupures brèves	340	640	604	459
Nombre de coupures très brèves	652	1 325	1 436	1 050

Le cahier des charges de concession stipule qu'aucun usager ne doit subir plus de 32 coupures brèves ou plus 70 coupures très brèves.

On observe, en 2015, une diminution du nombre de coupures brèves et très brèves provenant du réseau HTA par rapport à 2014. Cependant, il ne retrouve pas son niveau de 2012 qui est le plus faible de ces cinq dernières années.

4.2.3 Les coupures longues (incidents et travaux)

Evolution du nombre de coupures longues (dus aux incidents et aux travaux) selon les réseaux



En 2015, on retrouve un nombre de coupures longues similaire à 2013, sans observer d'événements climatiques importants contrairement à 2013. Ce constat est à pondérer puisque seul un 1/3 du total des coupures longues du réseau HTA à pour cause un incident. Le reste est dû à des travaux.

Sur les 2 058 coupures longues déclarées par le concessionnaire, 65% concernent le réseau BT. Les travaux sur le réseau BT constituent 32% du total des coupures longues constatées. Le SDEC ÉNERGIE a signé une convention avec Enedis afin de limiter le nombre de coupures pour travaux. En

effet, lorsque le nombre d'usagers devant être coupés multiplié par le temps de coupure prévue devient trop important, Enedis demande la mise en place de moyens de réalimentation (groupes électrogènes par exemple).

Jusqu'en décembre 2014, le cahier des charges stipule qu'aucun usager ne doit subir plus de 7 coupures longues.

Le concédant demande au concessionnaire de prendre les dispositions nécessaires pour respecter son engagement relatif aux coupures longues et ainsi améliorer la qualité de fourniture.

4.3 LES COUPURES SUR LE RESEAU HTA DUES AUX INCIDENTS

4.3.1 Sièges et causes des incidents HTA

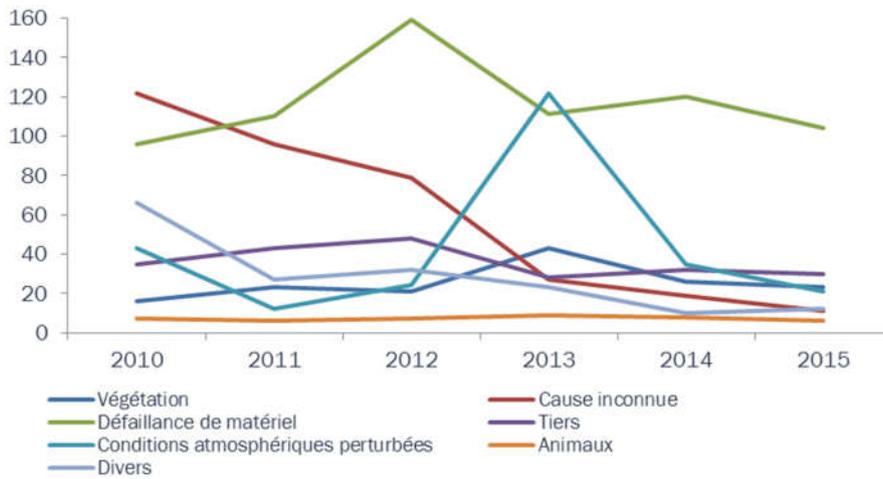
SIEGE DES INCIDENTS	2012	2013	2014	2015
Réseau aérien	168	214	110	90
Réseau souterrain	87	60	62	63
Poste de transformation	64	28	32	19
Divers	9	14	13	13
Sans dégât	42	47	33	22
Nombre total de coupures longues pour incident	370	363	250	207

Depuis 2012, on observe une diminution des incidents sur le réseau HTA et amont (-44%). La baisse est significative notamment au niveau du réseau aérien et des postes de transformation.

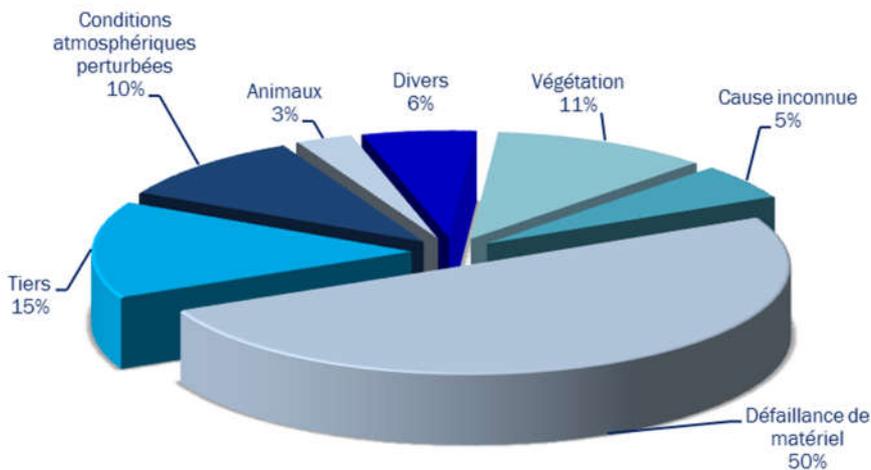


CAUSE DES INCIDENTS	2012	2013	2014	2015
Végétation	21	43	26	23
Cause inconnue	79	27	19	11
Défaillance de matériel	159	111	120	104
Tiers	48	28	32	30
Conditions atmosphériques perturbées	24	122	35	21
Animaux	7	9	8	6
Divers	32	23	10	12
Nombre total de coupures longues pour incident	370	363	250	207

Evolution des causes des incidents sur le réseau HTA



Les xxx incidents HTA en 2015 selon leurs causes



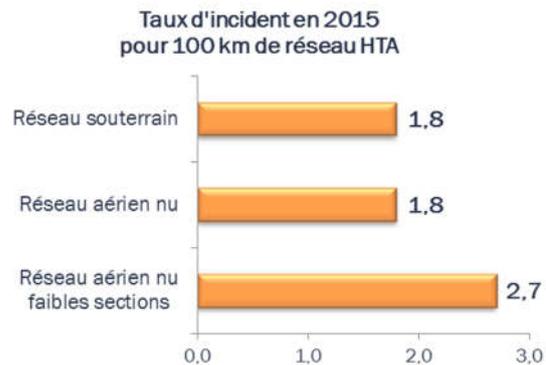
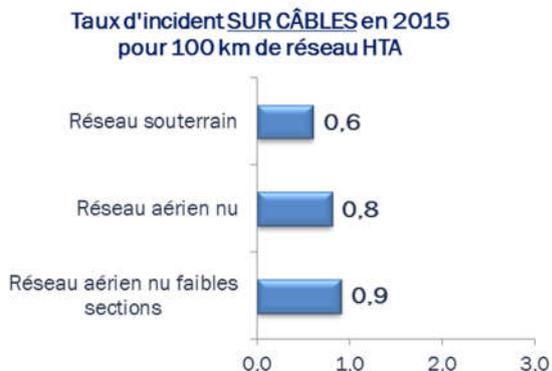
Les années 2014 et 2015 ayant été plus propice climatiquement, le nombre des incidents est retombé à des valeurs comparables aux années antérieures à 2013 pour cet item.

Les incidents dus à la végétation retrouvent un niveau légèrement inférieur à la moyenne constatée sur les 10 dernières années. Enedis a mis en place un programme triennal d'élagage des arbres situés à proximité des lignes aérien HTA. Chaque ligne serait visitée au minimum tous les 3 ans. Cependant, le concessionnaire n'a pas souhaité fournir le détail de cette programmation à l'autorité concédante qui en avait fait la demande.

De 2008 à 2012, le SDEC ÉNERGIE a constaté une progression importante des incidents liés à la défaillance de matériel. Le concessionnaire explique cela par une dégradation de la rigueur dans la saisie. Un rappel de la procédure à suivre pour enregistrer les incidents a été engagé auprès du personnel concerné fin 2012, ainsi qu'une modification des libellés des causes d'incident. Le nombre d'incidents HTA ayant pour cause une "défaillance de matériel" a diminué à partir de 2012 pour retrouver un niveau inférieur à 2011. Il reste cependant élevé au regard des valeurs avant 2009.

L'action menée par le concessionnaire semble avoir un effet qui reste cependant limité. De son propre aveu, cet item reste une cause « fourre-tout » qui est préjudiciable à son analyse.

4.3.2 Le taux d'incident pour 100 km de réseau HTA



Les taux d'incident pour 100 km de réseau HTA aérien nu ont fortement augmentés en 2013. Cette augmentation correspond aux aléas climatiques majeurs rencontrés au cours de cette année (abondantes chute de neige, orage, tempête).

En 2014, ces taux ont retrouvés des valeurs similaires à celles de 2010-2011. Ce phénomène montre la vulnérabilité du réseau aérien face aux conditions climatiques, notamment pour ce qui concerne le réseau aérien nu faible section dont le taux d'incident a le plus fortement augmenté en 2013.

Pour l'année 2015, les valeurs restent stables sauf pour les incidents sur le réseau aérien nu faibles sections qui auraient diminués de plus de 80% (1 seul incident survenu). Cette donnée sera suivie par le SDEC ENERGIE afin de voir l'évolution future.

4.3.3 La maintenance lourde sur le réseau HTA (PDV)

La maintenance lourde correspond à des travaux d'entretien sur les accessoires du réseau HTA aérien (œillet, isolateurs...) pour conserver la fiabilité du réseau sans pour autant le renouveler.



Les dépenses liées à la maintenance lourde réalisée par Enedis sont en constante augmentation depuis 2011.

Enedis a développé un programme visant à prolonger la durée de vie de certains ouvrages (PDV). Le concessionnaire a précisé que ce programme consiste à réaliser des diagnostics complets de départs de plus de 25 ans présentant des problèmes de qualité, une usure prématurée (attaches, œillets), en se basant sur une étude théorique et une visite sur site. Un chiffrage des opérations à réaliser est ensuite établi et une décision d'investissement est prise.

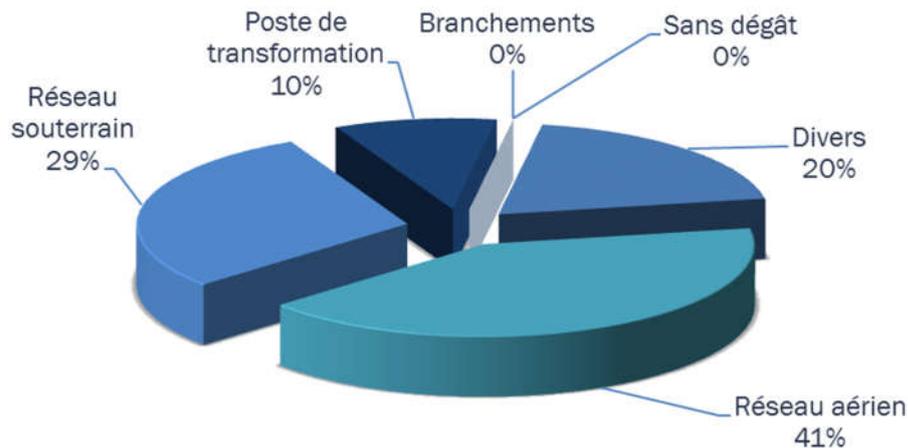
Une fois les travaux de mise en conformité réalisés, la durée de vie de l'installation est alors prolongée sur les plans technique et comptable (prolongation d'au moins 15 ans).

4.4 LES COUPURES LONGUES DUES AUX INCIDENTS SUR LE RESEAU BT

4.4.1 Sièges et causes des incidents BT

SIEGE DES INCIDENTS	2012	2013	2014	2015
Réseau aérien	304	415	255	280
Réseau souterrain	116	143	132	199
Poste de transformation	59	76	56	66
Branchements	61	39	60	Inclus dans souterrain
Sans dégât	80	71	60	Inclus dans divers
Divers	27	90	61	133
Nombre total de coupures longues pour incident	647	834	624	678

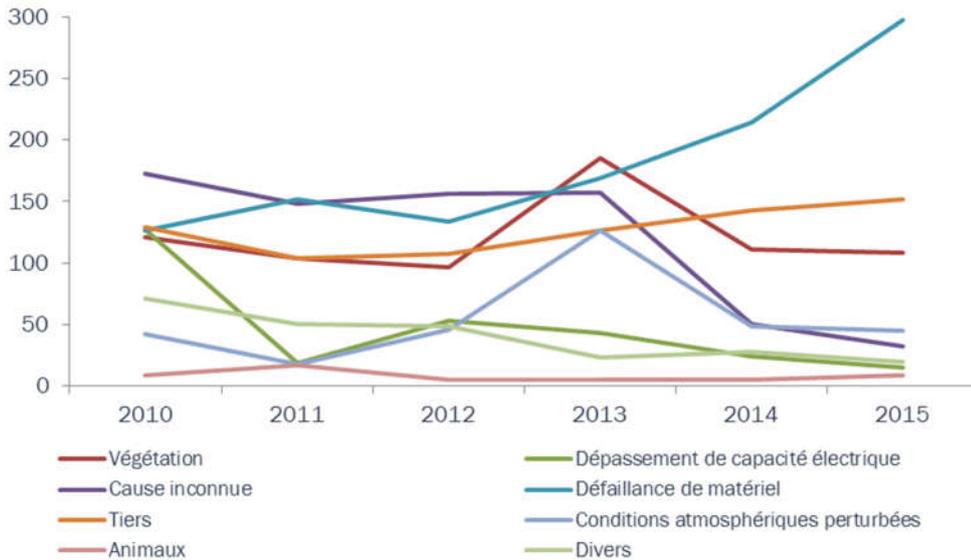
Les 678 incidents BT en 2015 selon leurs sièges



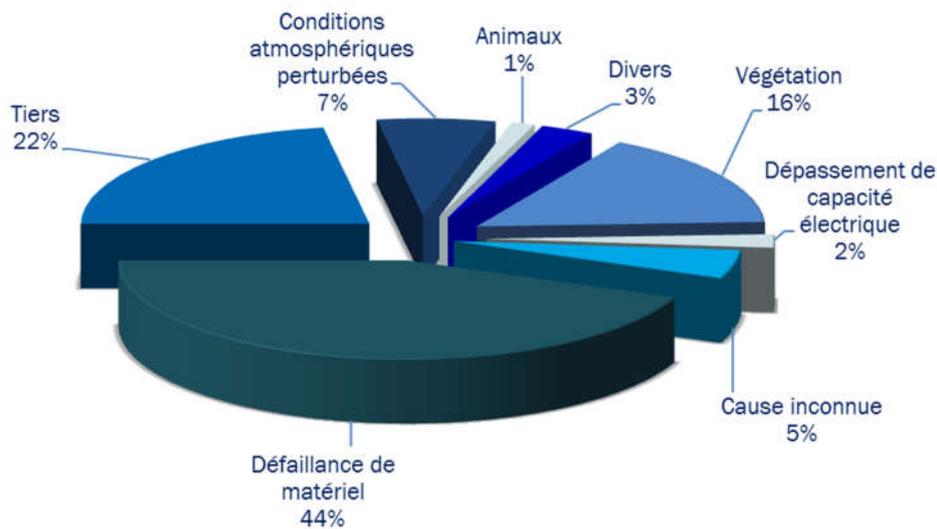
Le nombre des incidents survenus sur le réseau BT est en légère augmentation par rapport à 2014 pour arriver à un total de 678. Le réseau aérien reste celui qui est le plus concerné par les coupures pour incident, avec 41% du nombre total des incidents enregistrés sur le réseau BT.

CAUSE DES INCIDENTS	2012	2013	2014	2015
Végétation	97	185	111	108
Dépassement de capacité électrique	53	43	24	15
Cause inconnue	156	157	50	32
Défaillance de matériel	134	169	214	297
Tiers	107	126	143	152
Conditions atmosphériques perturbées	46	126	49	45
Animaux	5	5	5	9
Divers	49	23	28	20
Nombre total de coupures longues pour incident	647	834	624	678

Evolution des causes des incidents sur le réseau BT

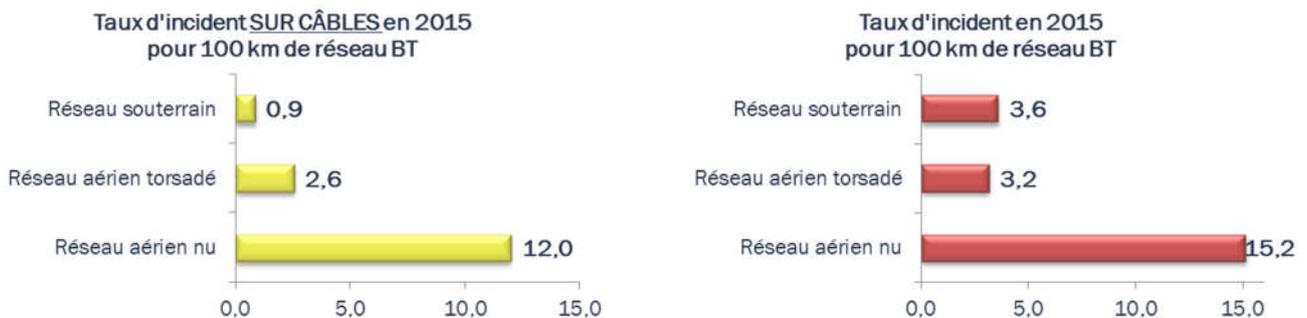


Les xxx incidents BT en 2015 selon leurs causes



Le nombre d'incidents BT recensés comme étant dus à une "défaillance de matériel" ne cesse de croître depuis 2006, cependant le concessionnaire n'a pas constaté d'augmentation du nombre de fiche anomalie matériel. De son propre aveu, cet item reste une cause « fourre-tout » malgré un rappel de la procédure à suivre pour enregistrer les incidents fait auprès du personnel concerné. L'action menée par le concessionnaire semble donc avoir un effet qui reste limité.

4.4.2 Le taux d'incident pour 100 kms de réseau BT



En 2015, le réseau basse tension en fil nu subit 5 fois plus d'incidents que le réseau aérien en torsadé. Compte tenu de ce caractère incidentogène, le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à résorber en 2020, le

réseau BT en fils nus pour les communes rurales où il est le principal maître d'ouvrage. Un effort équivalent est demandé à Enedis, maître d'ouvrage pour les communes urbaines.

4.4.3 L'analyse des incidents sur les postes HTA/BT

Le croisement entre l'âge des postes HTA/BT et le taux d'incident (localisés sur le réseau BT) fait apparaître que les nouveaux postes mis en service présentent des taux d'incidents importants. Une corrélation entre l'âge des postes HTA/BT et le taux d'incidents est constaté. En particulier, les postes de plus de 30 ans présentent une incidentologie importante.

En reportant l'analyse par typologie, les postes de type « poste rural compact simplifié » présentent le taux d'incident le plus important avec 7,1 incidents pour 1 000 postes en moyenne annuelle 2010-2014. Ce constat mettrait en avant une fiabilité moindre de ce type de poste.

En outre, les postes H61 présentent également une vulnérabilité très marquée puisqu'il s'agit de la typologie la plus incidentogène, avec 7,14 incidents pour 1 000 postes.

4.4.4 L'élagage

		2012	2013	2014	2015
HTA	Linéaire en km	1 486	1 703	262	246
	Montant en k€	434	411	727	550
BT	Linéaire en km	1 375	621	82	53
	Montant en k€	459	151	240	163
TOTAL	Linéaire en km	2 861	2 324	344	299
	Montant en k€	893	562	967	713

Les modalités de comptabilisation des longueurs élaguées ayant changé fin 2013. Les données de linéaires 2014-2015 ne sont donc pas comparables aux années précédentes.

En terme d'investissement financier, l'année 2014 était en forte augmentation par rapport à l'année précédente pour retrouver son niveau de 2011. En 2015, ces efforts n'ont malheureusement pas été maintenus puisqu'une baisse de 26% est constatée.

Le SDEC ÉNERGIE approuve le programme d'élagage pour le réseau HTA. Il souhaite par ailleurs en être destinataire, ce qu'a refusé le concessionnaire. En revanche, le SDEC ÉNERGIE déplore l'absence de programme concernant le réseau BT, alors que 16% des incidents observés sur le réseau BT est dû à un problème de végétation.

4.5 LE BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ DE FOURNITURE ET SÉCURITÉ

Point positif	Critère B conforme aux exigences du cahier des charges de concession
Points à améliorer	Etablir un programme de travaux spécifique pour résorber les 7 départs HTA en chute de tension depuis au minimum 5 ans consécutifs dans un délai raisonnable.
	Transmettre le programme d'élagage aux abords du réseau HTA et établir un programme d'élagage pour le réseau BT.

Points négatifs	Communication d'informations défailtantes (demande récurrente), notamment sur :
	- les critères pris en compte pour déterminer le nombre d'UMA (localisation des transformateurs présentant une chute de tension >5%, valeurs des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTA, valeurs réelles et optimisées des prises à vide des transformateurs HTA/BT).
	- le programme «Prolongation de Durée de Vie » des ouvrages HTA
	- la décomposition du critère B à la maille communale
	- les codes de référence associés aux départs HTA et BT, empêchant le suivi de leurs performances dans le temps et la localisation des usagers mal alimentés.
Ce manque de transparence nuit au contrôle réalisé sur la concession du Calvados	

5 LES DONNÉES COMPTABLES ET FINANCIERES

L'audit comptable a été réalisé en collaboration avec le cabinet d'expertise ENTREPRISE et PERFORMANCE.

Le SDEC ÉNERGIE a rencontré des difficultés dans la mise en œuvre de la mission de contrôle comptable 2015 en raison de la non communication d'informations sollicitées ou la transmission d'informations tardives de la part d'Enedis.

5.1 LE PATRIMOINE

5.1.1 L'évaluation de la valeur brute d'actif et sa répartition

	Valeur brute d'actif en k€	Évolution N/N-1 en
2012	971 582	4,5
2013	1 011 788	4,1
2014	1 048 132	3,6
2015	1 078 404	2,9

Au 31-12-2015, les immobilisations de la concession sont estimées à 1 078 404 K€. La valeur de ces immobilisations augmente de 2,9% par rapport à 2014.

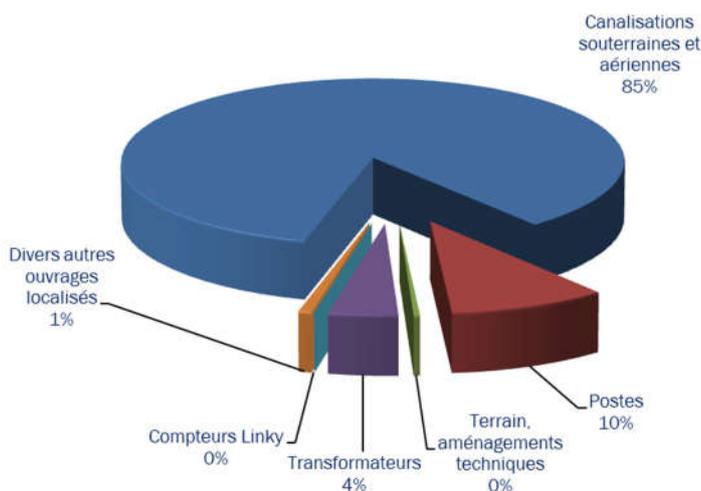
La pertinence de cette valeur est partiellement remise en cause car :

- d'une part malgré les demandes récurrentes du concédant, le concessionnaire n'a pas fourni au concédant un inventaire exhaustif des biens de la concession (biens de retour, biens de reprise et biens propres)
- et d'autre part une partie de ces immobilisations sont des biens dits non localisés, c'est à dire enregistrés sur un territoire plus large que la concession (branchements individuels et collectifs, matériel de comptage et autres biens non localisés dont la valeur est calculée de manière forfaitaire).

Cette simplification comptable et l'absence d'un inventaire exhaustif altère fortement la connaissance du patrimoine de la concession. On notera néanmoins qu'en 2015, deux familles d'ouvrages ont été localisées : les transformateurs et les compteurs Linky ce qui réduit la part de biens non localisés sur la concession.

Les mises en service les plus significatives ont été réalisées sur les communes de Caen, Deauville, Honfleur. On note un ralentissement de la progression de la valeur brute (30 M€ en 2015) lié au volume significatif des retraits réalisés en 2015 pour 10,1 M€ (dont 5,5 M€ relatifs aux compteurs et matériels de comptage).

Répartition de la valeur brute des ouvrages 2015



La valeur des biens localisés sur périmètre de la concession représente 79% de la valeur brute des immobilisations de la concession. La valeur des biens non localisés représente 21 % de cette valeur brute. Le rapport entre immobilisations localisées et non localisées évolue en 2015 puisque la part non localisée passe de 24% à 21% du fait de la localisation des transformateurs.

L'accroissement du patrimoine observé en 2015 se répartit principalement sur les canalisations hautes et basses tensions (Ouvrages localisés) à hauteur de 22,5 M€ et sur les branchements (Ouvrages non localisés) pour 8,2 M€.

La valeur brute des transformateurs localisés s'établit à 35,6 M€ : la localisation des transformateurs a généré une correction de valeur de -1,2 M€ soit 3,20% de la valeur des transformateurs auparavant affectés à la concession quand ceux-ci n'étaient pas localisés. Ce constat milite en faveur d'une localisation de l'intégralité du patrimoine en concession car on peut craindre que le même degré d'imprécision que celui observé pour les transformateurs frappe le reste du patrimoine non localisé.

5.1.2 La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE

Valorisation Enedis	Nombre de dossiers	Coût réel financé par le SDEC ÉNERGIE en €	Montant valorisé par Enedis en €	Ecart
2012	464	20 800 493	20 958 743	0,76%
2013	300	13 016 395	12 636 490	-2,92%
2014	431	18 636 325	18 571 793	-0,35%
2015	342	12 413 369	12 891 256	3,85%

La collectivité réalise chaque année des travaux rentrant dans le périmètre de la concession. A la suite de la remise de ces travaux en exploitation et afin de mettre en concession ces biens, Enedis ne prend pas le coût réel de ces prestations financées par le SDEC ÉNERGIE mais les valorisent selon un barème propre au concessionnaire.

Cet écart est estimé au 31-12-2014 à 32.5 M€. Des accords devront être trouvés pour résoudre cet arriéré.

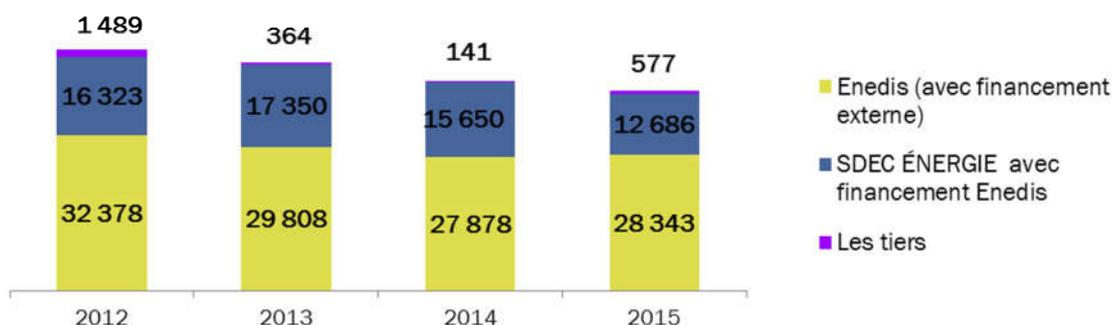
Pour limiter cet écart, une convention a été signée entre le SDEC ÉNERGIE et Enedis le 6 avril 2010. Depuis sa mise en place effective, en juin 2010, l'écart entre la valeur réelle des biens remis et leur valorisation a été nettement réduit. Cette convention est aujourd'hui caduque, n'a pas été renouvelée mais les procédures mises en œuvre ont été maintenues au-delà de son terme.

Le tableau ci-dessus présente le nombre de dossiers de travaux valorisés au cours de l'année 2015 quelle que soit la date de mise en service de ces ouvrages. On note en 2015 un écart positif de valorisation de 3,85%.

5.1.3 Le montant des travaux mis en concession⁵ au titre de l'exercice comptable 2014

Montant des travaux mis en concession en k€ par	2012	2013	2014	2015
Enedis	32 378	29 808	27 878	28 343
dont participation de tiers	2 054	1 798	1 340	1 962
SDEC ÉNERGIE	16 323	17 350	15 650	12 686
Les tiers	1 489	364	141	577
Total	50 190	47 522	43 668	41 606

Montant des travaux mis en concession en k€



La variation des actifs concédés qui figure dans le CRAC présente la variation d'investissements par nature de financeur.

Cette entrée en concession correspond aux mises en service de l'exercice 2015 mais également à des mises en services portant sur des exercices antérieurs.

Les retraits d'immobilisations correspondent en principe aux immobilisations sorties du patrimoine lors des renouvellements ou des abandons.

Les investissements inscrits en comptabilité au titre de l'exercice 2015 représentent au total 41,6 M€, soit 4,2% de la valeur brute du réseau en début de période. Ils sont en baisse par rapport à l'exercice 2014 qui avait enregistré des investissements sur le réseau à hauteur de 42,3 M€. On constate une baisse constante des travaux mis en concession par Enedis depuis 2012. Sur les mises en concession de l'exercice 2015, ENEDIS a financé 27,3 M€ (soit 65,5%) contre 14,3 M€ pour les apports externes (soit 34,5%). Cette répartition sera corrigée à posteriori puisque l'on constate chaque année que les mises en concession de l'exercice peuvent concerner les années antérieures.

5.1.4 Montant des travaux mis en concession par année de mise en service

⁵ Un ouvrage mis en concession est un ouvrage immobilisé à l'inventaire.

Montant des travaux mis en concession en k€ par année de mise en service	2013	2014	2015	TOTAL
Enedis (avec participation de tiers)	635	5 310	22 016	28 343
Enedis (dont financement externe)	42	402	1 505	1 962
SDEC ÉNERGIE (avec financement Enedis)	81	6 938	5 505	12 686
SDEC Energie (dont financement Enedis)	17	764	100	905
Les tiers	19	205	256	577
Total	735	12 453	27 777	41 606

Réalisé à partir du tableau des mouvements de l'exercice (état 2301 et 2311), le tableau suivant fait apparaître les valeurs inscrites à l'inventaire comptable au cours de l'exercice 2015 en les éclatant par année de mise en service.

Il met en évidence les retards de mise à jour de l'inventaire comptable puisque plus de 35% du patrimoine inscrit en 2015 correspond à des biens dont les dates de mise en service sont antérieures à l'exercice en cours : Certaines corrections portant sur des mises en services ayant eu lieu, pour certaines d'entre elles, il y a plus de 10 ans, on est en droit de s'interroger sur la fiabilité de l'inventaire comptable des biens en concession.

5.1.5 Montant des travaux mis en concession consolidé par année de mise en service

Montant des travaux mis en concession en k€ par année de mise en service	2013	2014	2015
Enedis (sans financement externe)	26 242	23 682	20 506
Enedis (dont financement externe)	1 684	1 509	1 510
Sous total	27 926	25 191	22 016
SDEC ÉNERGIE (sans financement Enedis)	15 289	15 492	5 406
SDEC Energie (dont financement Enedis)	1 016	1 010	100
Les tiers	302	340	256
Total	44 533	42 034	27 777
Total Financement Enedis	27 258	24 693	20 605

Le concessionnaire corrigeant tous les ans les valeurs comptables biens mis en concession antérieurement, le tableau ci-dessus présente les montants des travaux mis en concession consolidés au 31-12 2015 par financeurs. Les données 2012-2014, font apparaître une diminution du financement net d'Enedis et un investissement stable pour le SDEC ENERGIE en 2013 et 2014. Les valeurs 2015 étant incomplètes (mise en concession partielle), elles seront analysées lors du prochain contrôle.

5.1.6 Les dépenses d'investissement déclarées par Enedis au titre de la conférence NOME

Investissements Enedis en k€	2013	2014	2015	Evolution en %
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	14 617	16 134	14 214	-11,90%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	21 468	19 532	18 339	-6,11%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	855	821	595	-27,53%
Total	36 940	36 488	33 148	-9,15%
Dont investissements postes source	2 418	3 498	2 160	-38,25%
Total investissement hors postes source	34 523	32 990	30 988	-6,07%

ENEDIS présente dans le CRAC un tableau intitulé « Investissements ENEDIS ». Ce tableau fait état d'un montant total de dépenses d'investissements à hauteur de 33 148 K€, soit un écart de 8,9 M€ par rapport aux apports nets ENEDIS qui figurent dans le tableau ci-dessus (22 016 K€). Une partie de cet écart provient des postes sources pour 2,1 M€. Interrogé depuis plusieurs années au sujet de cet écart, ENEDIS avait précisé lors du contrôle précédent que « le montant des investissements du tableau NOME repris dans le CRAC de l'exercice N représente les dépenses d'investissements réalisés par ENEDIS l'année N, sur l'ensemble des chantiers (qu'ils soient en cours ou terminés) ».

ENEDIS a complété son explication en précisant, comme sur le contrôle précédent, que la différence provenait :

- du décalage temporel entre le moment où est réalisée la dépense d'investissement et le moment où l'ouvrage est effectivement mis en service,
- du fait que les financements ENEDIS du tableau qui retrace la variation des actifs concédés au cours de l'année 2015 sont nets des financements externes (ex : participations) alors que le tableau NOME présente des dépenses brutes,
- du fait que la variation des actifs concédés qui figurent dans le tableau relatif à la variation des actifs concédés ne tient pas compte des ouvrages hors concession dont ENEDIS est propriétaire mais qui servent également à la concession (exemple : postes sources, outils cartographiques, agence de conduite).

Dans un deuxième temps, ENEDIS a transmis une segmentation des dépenses d'investissement NOME : (dépenses localisées, dépenses non localisées) : les informations communiquées ne permettent toujours pas de produire un état de réconciliation entre les différentes données communiquées par le concessionnaire.

5.1.7 Dépenses d'investissement : focus sur les chantiers de prolongation de la durée de vie (PDV) des canalisations HTA aériennes

	2012	2013	2014	2015
Linéaire de réseau HTA - aérien traité (m)		15 249	57 381	80 115
Dépenses immobilisées (€)		255 211	653 928	1 050 953
Coût unitaire moyen €/m		17	12	13
Provision pour renouvellement constituée sur le tronçon traité en €				867 199
Provision pour renouvellement reprise en résultat en tant que recette d'exploitation en €				790 331
Provision pour renouvellement réaffectée sur les ouvrages mis en service en €				76 868
% de la provision pour renouvellement réaffectée sur les ouvrages mis en service en €				8,86%

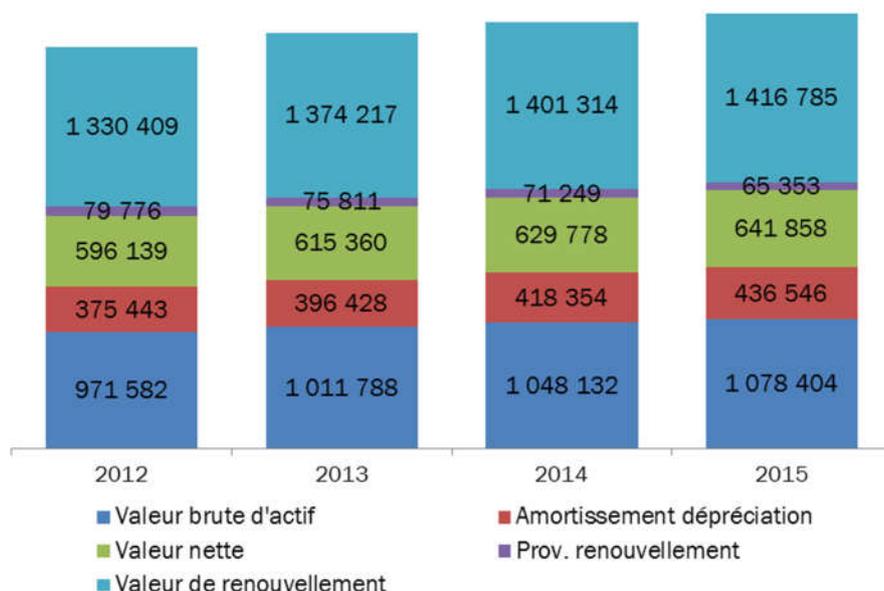
La PDV consiste à remettre à niveau les tronçons de réseau HTA aérien défaillants. Elle ne se substitue pas à l'entretien ni à la maintenance des réseaux (élagage, remplacement isolé de supports,...). La PDV vient donc en complément de la maintenance et des actions qui visent à sécuriser le réseau aérien. Ces travaux garantiraient pour 15 ans, un fonctionnement satisfaisant de la ligne dans des conditions atmosphériques normales, avec un entretien régulier. Ils sont opérés sur des lignes anciennes (de plus de 25 ans), dont la pérennité est assurée (pas de programme délibéré prévu à moyen terme).

Une opération de PDV correspond à un renouvellement partiel d'ouvrage et se traduit donc sur le plan comptable par :

- un retrait partiel d'actif,
- une mise en immobilisation des dépenses,
- un prolongement de la durée de vie de l'ouvrage,
- éventuellement, une reprise de provision.

5.1.8 L'analyse du patrimoine

Les valeurs comptables



Au 31/12/2015, les immobilisations en service de la concession sont évaluées à :

- 1 078 404 K€ de valeur brute comptable
- 641 858 K€ de valeur nette comptable
- 65 353 K€ de provisions pour renouvellement
- 1 416 785 K€ de valeur de remplacement.

Cette année, le concessionnaire ayant à nouveau refusé de communiquer le montant des amortissements, le SDEC ÉNERGIE estime le cumul des amortissements à 436 546 K€. Le taux d'amortissement continue de dériver de manière continue : de 36.1% en 2007 à 40,5% en 2015.

C'est là un indicateur objectif de vieillissement du patrimoine qui, en l'absence d'informations sur les anticipations d'investissement de renouvellement nécessaires au maintien du réseau dans un état satisfaisant, porte le concédant à s'interroger sur le maintien de la valeur d'usage du patrimoine concédé.

En 2015, le stock des provisions pour renouvellement diminue de 8,3% soit -5,8 M€ pour s'établir à 65 353 K€. Cette évolution provient principalement des provisions pour renouvellement sur les biens non localisés du fait du retrait des branchements et colonnes montantes (impact provision : -3 M€) et de la localisation des transformateurs (impact provision (-1 M€)). Il convient également de noter que les opérations de Prolongation de Durée de Vie engagées ces dernières années (notamment en 2014 et 2015) concourent également à la baisse de la provision pour renouvellement.

Comme les années précédentes, le concessionnaire relève que le concessionnaire constitue des provisions de renouvellement pour une partie seulement des biens concédés (contrairement aux dispositions du cahier des charges). Il rappelle que le stock de provision a fortement décliné les années précédentes, cette diminution étant liée à l'allongement de leur durée de vie et à la mise en œuvre de la gestion probabiliste des provisions pour renouvellement.

L'audit mené par le SDEC ÉNERGIE révèle à nouveau l'opacité liée aux variations de stock de provisions pour renouvellement. En effet, le concessionnaire refuse de transmettre au concédant, malgré des demandes répétées :

- La variation du stock des provisions pour renouvellement par origine de variation (stock, dotation annuelle, transfert en droit du concédant à l'occasion de renouvellement, reprise en résultat).

- Les études complètes qui ont fondé son choix d'allonger les durées d'amortissement de certains ouvrages ainsi que celles qui ont présidé à la mise en place d'une gestion probabiliste de la provision pour renouvellement et leurs impacts financiers (Communication des tables détaillées de probabilités de retrait des différentes catégories d'ouvrage en fonction de leur âge).
- Le montant des provisions pour renouvellement à hauteur de 20% de la valeur des biens ruraux à la maille nationale.

5.1.9 Variation de la valeur des ouvrages en 2015

En k€	Valeur brute des ouvrages au 31/12/2014	Apports Enedis nets	Apports externes nets (concedants & tiers)	Retrait	Valeur brute au 31/12/2015
Ouvrages localisés	791 704	18 995	11 160	4 130	817 728
Canalisations souterraines et aériennes	703 327	15 425	10 384	3 297	725 839
Postes	79 032	1 521	356	251	80 658
Transformateurs		603	380	464	518
Compteurs linky					0
Divers autres ouvrages localisés	9 344	1 446	40	117	10 714
Ouvrages non localisés	256 428	8 291	3 161	16 114	251 766
Transformateurs	37 920				37 920
Branchements	179 914	6 279	3 161	1 178	188 175
Comptages	35 766	1 647		4 733	32 681
Autres comptages non localisés	2 829	364		81	3 112
Total	1 048 132	27 286	14 320	10 122	1 079 616

La variation des actifs concédés qui figure dans le CRAC présente la variation d'investissements par nature de financeur.

Cette entrée en concession correspond aux mises en service de l'exercice 2015 mais également à des mises en services portant sur des exercices antérieurs.

Les retraits d'immobilisations correspondent en principe aux immobilisations sorties du patrimoine lors des renouvellements ou des abandons.

On note un volume significatif de retraits puisqu'ils représentent sur l'exercice 10,1 M€ contre 5,5 M€ en moyenne sur les 4 années antérieures. Cet effet s'expliquerait par le programme de remplacement des compteurs qui a conduit à pratiquer des retraits importants sur les ouvrages. Les compteurs étant des biens non localisés cette information n'a pu être recoupée au niveau local : En effet, pour les biens non localisés, le concessionnaire réalise des sorties automatiques en fin de vie théorique, même lorsque ces biens restent en service. Ainsi, au titre de 2015, l'intégralité des branchements et colonnes montantes datant de 1975, et compteurs datant de 1985, ont été sortis de l'inventaire des biens non localisés, pour un total de 2,1 M€ (et une diminution de provisions de 3 M€).

5.2 DETTE ET CREANCE RECIPROQUE

5.2.1 Droit du concédant

Le compte "droit du concédant" correspondra en fin de concession à la valeur des biens remis "gratuitement" à l'autorité concédante.

En 2005, le concessionnaire a modifié les règles comptables et revient aux traitements comptables des immobilisations en vigueur en 1998 ; il n'est donc pas possible de comparer l'évolution des postes constituant le droit du concédant pour les années antérieures à 2005.

Droit du concédant en k€	2012	2013	2014	2015	Évolution 2014/2015
Droits en nature	596 196	615 387	629 790	641 866	2%
Créance en espèce vis à vis du concédant	-258 698	-267 854	-273 910	-280 128	2%
Dette en espèces vis à vis du concédant	129 931	137 411	145 006	152 069	5%
Total des droits du concédant	467 429	484 944	500 886	513 807	3%

Droits en nature : Les droits en nature correspondent à la valeur non amortie des biens, soit la valeur nette comptable des ouvrages de la concession.

Créance en espèces du concessionnaire vis-à-vis du concédant : La créance correspond à la valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire.

La dette en espèces du concessionnaire vis-à-vis du concédant : La dette en espèces correspond à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire sur le financement des ouvrages par le concédant.

Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire.

En 2015, le droit du concédant communiqué dans le CRAC enregistre une progression de 13 M€ (soit +2,6%) et s'établit à 514 M€. Cette valeur recalculée par le Concédant s'établit à 513 807 K€. Le SDEC Energie ne dispose d'aucun élément lui permettant d'assurer la traçabilité entre les éléments de la comptabilité d'Enedis et les valeurs des agrégats qui lui sont ainsi communiqués.

Comme en 2013 et 2014, le concédant a sollicité la ventilation des droits du concédant selon l'origine des droits (apports de la collectivité, utilisation de provisions...ni d'une ventilation bien par bien) : ces données n'ont pas été communiquées, Enedis se disant dans l'incapacité de fournir ce détail notamment au motif que les amortissements de financement du concédant et les utilisations de provisions ne peuvent être distingués.

Il est à noter enfin, que les droits du concédant sont sous-évalués pour les motifs suivants :

- Enedis ne constate pas les amortissements de travaux dont le syndicat a été le maître d'ouvrage,
- Enedis n'intègre pas les contributions aux raccordements qu'il réalise dans les droits du concédant,
- Enedis minore les provisions pour renouvellement.

5.2.2 Dette et créance réciproque dans le cadre d'une fin de concession en 2009

Si l'autorité concédante met fin prématurément au contrat de concession, elle aurait à indemniser le concessionnaire (ticket de sortie) dans le cadre de l'article 31 du cahier des charges. Cette indemnisation résulte de la compensation entre le "rachat" des ouvrages de la concession financés et non amortis par le concessionnaire (réévalués) et la dette du concessionnaire correspondant aux provisions de renouvellement et aux amortissements sur les financements du concédant.

5.2.3 Impact du décret FACE sur les passifs de la concession

Conformément aux dispositions du décret n°2013-46 du 14 janvier 2013, la liste des communes relevant du régime de l'Électrification Rurale (ER), c'est-à-dire les communes sur le territoire desquelles les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes sont éligibles aux aides du compte d'affectation spéciale intitulé « financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale » est désormais arrêtée, dans chaque département, dans les six mois suivant le renouvellement général des conseils municipaux.

La première mise à jour générale de la liste des communes relevant du régime de l'Électrification Rurale est intervenue par les arrêtés du 30/09/2014 et du 27/10/2014 pour une application au 1er janvier 2015.

Le fait générateur du changement de traitement comptable étant constitué au 1er janvier 2015, les passifs de concession ont été ré-estimés en tenant compte des conséquences des modifications de régime des communes concernées.

Ainsi, au 31/12/2015, 30 communes ont basculé du régime rural vers le régime urbain et 1 (Potigny) du régime urbain vers le régime rural. 17 communes ont bénéficié d'une dérogation préfectorale pour conserver le régime rural.

La valorisation des impacts sur le territoire de la concession qui est présentée dans le CRAC (page 77) est la suivante :

- Amortissement du financement du concédant : 1 303 K€
- Provision pour renouvellement : 26 K€.

Malgré les demandes de l'Autorité Concédante, le concessionnaire n'a pas réalisé de présentation détaillée sur ces deux bascules permettant d'identifier précisément les impacts, notamment en matière de droit du concédant et les enjeux éventuels que cela pourrait susciter. On soulignera que lors de cet audit le concédant a confirmé qu'il n'amortissait pas les financements du concédant en zone rurale.

5.3 LE COMPTE D'EXPLOITATION

Produit en k€	2012	2013	2014	2015	Evolution 2014/2015
Acheminement	150 391	156 490	148 653	152 852	2,8%
Recettes de raccordement et prestations	9 049	9 776	9 561	9 216	-3,6%
Autres produits	25 550	26 650	26 802	37 730	22,1%
Total des produits avant la contribution à l'équilibre	184 990	192 916	185 016	194 798	5,3%
Contribution d'équilibre	1 212	2 066	119	2 945	2 374,8
Total des produits	186 202	194 982	185 135	1 97 743	6,8%

Charge en k€	2012	2013	2014	2015	Evolution 2014/2015
Charges d'exploitation hors personnel	63 092	67 395	65 929	67 996	3,1%
Charges de personnel	31 171	32 603	32 222	30 162	-6,4%
Accès réseau RTE	39 036	41 006	36 938	42 692	15,6%
Redevance de concession (R1, R2) et FACE	7 661	8 385	7 883	7 738	-1,8%
Dotation aux amortissements et provisions	23 364	22 997	22 936	24 777	8,0%
Contribution aux charges centrales	5 178	5 384	5 886	7 861	33,6%
Total des charges avant la contribution à l'équilibre	169 503	177 770	171 794	181 226	5,5%
Contribution à l'équilibre	0	0	0	0	0
Total des charges	169 503	177 770	171 794	181 226	5,5%

Le concessionnaire indique que les principes d'élaboration du compte d'exploitation suivants sont retenus :

- un certain nombre de produits et de charges font l'objet d'une affectation directe à la maille locale (concession ou commune).
- pour le reste, le concessionnaire ne réalise pas l'affectation directe des charges et produits sur le périmètre de la concession mais procède par répartition à partir d'une collecte réalisée au niveau supra-concessif.

Il est à noter qu'en 2015, la maille inter-régionale a été remplacée par la maille régionale. Le CRAC 2015 prend donc en compte l'évolution d'ENEDIS vers une organisation en DR et les données relatives aux consommations externes sont désormais fournies avec un niveau de détail supplémentaire, permettant d'identifier les principaux inducteurs de coûts.

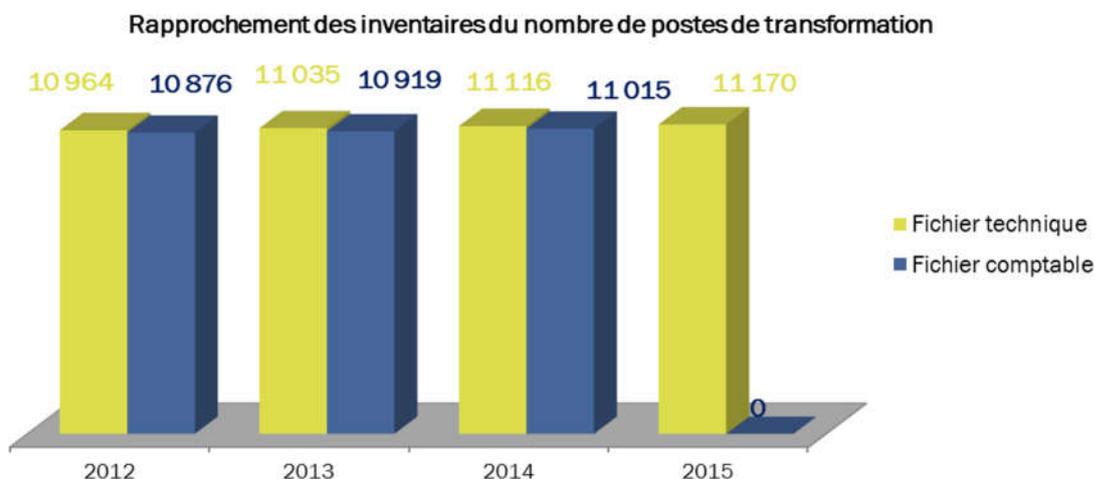
On rappellera ensuite que depuis 2014, le compte d'exploitation produit fait apparaître la notion de « charges centrales ». Ces charges sont présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession. L'agrégat « charges centrales » ne correspond pas à une notion comptable normalisée et il est donc impossible de définir la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées.

Au total, il est très délicat de réaliser une analyse sur des comptes qui ont subi des évolutions importantes au cours du temps et qui ne présentent qu'un lien souvent indirect – particulièrement en ce qui concerne les charges - avec le domaine concédé. Par ailleurs, il convient également de rappeler que l'analyse est également limitée par l'absence complète de traçabilité des charges et produits agrégés dans le compte de résultat, y compris ceux en lien direct avec le patrimoine concédé et son financement (dotations et reprises d'amortissements et de provisions).

5.4 RAPPROCHEMENT DES INVENTAIRES

Linéaire HTA en km	2012	2013	2014	2015
Fichier technique HTA	8 492	8 554	8 580	8 618
Fichier comptable HTA	8 659	8 715	8 739	8 680
Ecart technique/comptable HTA	-167	-161	-159	-61

Enedis enregistre les ouvrages de la concession dans deux fichiers indépendants, l'un technique et l'autre comptable. On constate en 2015, un écart de linéaire de réseau entre les données techniques par rapport aux éléments comptables de - 0,3% pour la BT et de -0,7% pour la HTA.



5.5 LE BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE

Point positif	La réduction des écarts de la sous-valorisation des ouvrages réalisés par le SDEC Energie.
Points à améliorer	La traçabilité des investissements réalisés par le concédant en fonction des différents fichiers et données communiqués.

Points négatifs récurrents	La limitation à 20% des provisions pour renouvellement des biens ruraux.
	Le non-amortissement des biens financés par le SDEC Energie.
	L'absence d'information sur l'origine de financement des biens engendrant une surestimation des investissements net d'Enedis.
	L'opacité de gestion de la provision pour renouvellement.
	La non-transmission des études sur le rallongement de la durée de vie des ouvrages BT aérien et des transformateurs, et celles relatives à la gestion probabiliste des provisions.
	L'absence d'information sur la variation du droit du concédant.
	L'absence de communication d'un compte de résultat à la maille de la concession pour la distribution.