



Contrôle de la concession de distribution publique d'électricité confiée à Enedis et EDF

Exercice 2018



Historique des révisions

VERSION	DATE	COMMENTAIRES	REDIGE PAR	VERIFIE PAR
2	23/11/2020	Compléments financiers	FN	FN
1	07/10/2020	Création de document	AD	FN

Maître d'ouvrage : Syndicat intercommunal d'énergie du département de la Haute Saône

Mission : Contrôle de la concession de distribution publique d'électricité Enedis et EDF

Affaire n° : C1900678

En date du : 23/11/2020

Contact : Franck NAUDIN
Consultant
franck.naudin@naldeo.com

Adresse : Naldeo, département Conseil,
55 rue de la Vilette,
FR-69425 LYON Cedex 03
Tél. : 04 72 91 83 70
Fax : 04 78 53 39 22

Clause de confidentialité

Les informations contenues dans le présent document sont strictement confidentielles et sont réservées à l'usage exclusif de la personne destinataire. Celle-ci s'engage à ne pas les divulguer ou à ne pas les communiquer à des tiers, par quelque moyen que ce soit.

TABLE DES MATIERES

TABLE DES MATIERES	3
1 INTRODUCTION	6
2 LE DISPOSITIF CONTRACTUEL	7
2.1 Les caractéristiques du contrat	7
2.1.1 Les pièces contractuelles	7
2.1.2 La nature du contrat	9
2.2 L'objet du contrat	11
2.3 La durée du contrat	12
2.4 Le périmètre concédé	12
2.5 Les biens concédés	12
2.5.1 Le régime juridique des biens	12
2.5.2 Les biens matériels du service	14
2.5.3 Les biens immatériels du service	17
2.6 La maîtrise d'ouvrage des travaux	18
2.7 L'économie de la concession	20
2.7.1 La tarification de l'acheminement et de la fourniture	20
2.7.2 Les redevances de concession	20
2.7.3 La redevance d'occupation du domaine public	21
2.7.4 Les conditions de révision du contrat	21
2.8 L'amortissement et les provisions pour renouvellement	22
2.8.1 Les obligations du concessionnaire	22
2.8.2 Le devenir des provisions pour renouvellement en fin de contrat	23
2.9 La fin de contrat	24
2.9.1 Les enjeux	24
2.9.2 Les modalités	24
2.9.3 L'indemnisation du concessionnaire	25
3 L'ANALYSE TECHNIQUE DU PATRIMOINE CONCEDE	26
3.1 Description générale	26
3.2 Le périmètre des ouvrages exploités par Enedis et la SICAE Est	27
3.3 Les ouvrages de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est	27
3.4 Les ouvrages de la concession DP entre le SIED70 et Enedis	28
3.5 Les postes sources	28
3.5.1 Régime de propriété	28
3.5.2 Caractéristiques	29
3.5.3 Niveau de tension secondaire	29
3.5.4 Schéma d'exploitation	30
3.5.5 Régime de protection	30
3.5.6 Contrôle commande	30
3.5.7 Taux d'utilisation	31
3.5.8 Capacités affectées et disponibles	31
3.6 Le réseau HTA	32
3.6.1 Typologies	32
3.6.2 Enfouissement	33
3.6.3 Longueur des départs	34
3.6.4 Age des linéaires	35

3.6.5	Prolongation de la durée de vie des ouvrages (PDV)	37
3.6.6	Réseaux soumis aux aléas climatiques	38
3.6.7	Technologies vulnérables	40
3.6.8	Réactivité du réseau	41
3.7	Les postes de transformation HTA/BT	43
3.7.1	Typologies	43
3.7.2	Age des postes HTA/BT	44
3.7.3	Age des transformateurs HTA/BT	44
3.7.4	Technologie des transformateurs	45
3.8	Le réseau BT	45
3.8.1	Typologies	45
3.8.2	Enfouissement et sécurisation	46
3.8.3	Longueur des départs	47
3.8.4	Age des linéaires	47
3.8.5	Technologies vulnérables	47
4	LA MAINTENANCE DES OUVRAGES	50
4.1	Préalable	50
4.2	Elagage des lignes HTA et BT	50
4.3	Traitement des PCB et PCT	52
4.4	Suivi des mesures de terre	52
4.4.1	Préalable	52
4.4.2	Protection des réseaux HTA	53
4.4.3	Protection des réseaux BT	53
4.4.4	Conditions d'interconnexion et de séparation	54
4.4.5	Mesures de terre réalisées	54
4.5	Maintenance des équipements	55
5	LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE	56
5.1	Evolutions	56
6	LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE	57
6.1	La continuité de fourniture	57
6.1.1	Définition	57
6.1.2	Critère B	58
6.1.3	Coupures longues	60
6.1.4	Coupures brèves et très brèves	61
6.2	La tenue en tension	61
6.2.1	Chutes de tension sur le réseau HTA	61
6.2.2	Chutes de tension sur le réseau BT	62
7	LA VALORISATION COMPTABLE DES BIENS	63
7.1	Le classement des biens	63
7.1.1	Biens propres	63
7.1.2	Biens de reprise	63
7.1.3	Biens de retour	64
7.2	La valorisation comptable des biens de retour	65
7.2.1	L'inventaire détaillé et valorisé	65
7.2.2	Les sources de financement des ouvrages	67
7.2.3	La valeur brute	67
7.2.4	L'amortissement	70

7.2.5	La Valeur nette comptable.....	74
7.2.6	valeur de remplacement.....	74
7.2.7	Les provisions pour renouvellement.....	75
7.3	Les droits du concédant.....	82
7.3.1	Calcul théorique.....	82
7.3.2	Impacts possibles du futur inventaire FACE sur les droits du concédant.....	83
7.4	Le bilan patrimonial de la concession.....	83
7.5	Les dettes et créances réciproques.....	85
7.6	L'indemnité théorique du concessionnaire en cas de fin de contrat.....	86
7.7	Impacts de la méthode comptable du concessionnaire.....	87
7.7.1	Enregistrement des contributions de tiers aux raccordements en financement du concessionnaire.....	87
7.7.2	Sous-actualisation des valeurs de remplacement des canalisations.....	88
7.7.3	Retrait des biens non localisés de l'inventaire comptable lorsqu'ils sont totalement amortis et qu'ils continuent à être exploités.....	90
7.7.4	Absence de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en communes rurales.....	90
7.7.5	Arrêt des provisions pour renouvellement sur les biens renouvelables au-delà du terme contractuel.....	91
7.7.6	Absence d'amortissement industriel du financement concédant sur les réseaux BT et postes HTA/BT en communes rurales.....	91
7.7.7	Modification de la durée de vie comptable des ouvrages.....	91
7.7.8	Localisation de certains biens (transformateurs, ouvrages collectifs de branchement, ...).....	92
7.7.9	Mise en place du calcul probabiliste sur les dotations annuelles.....	92

1 INTRODUCTION

Le Syndicat intercommunal d'énergie du département de la Haute-Saône (SIED70) est l'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité du département. Il est propriétaire des ouvrages associés des communes adhérentes.

Le syndicat a le pouvoir de déléguer l'exploitation des ouvrages et réalise la maîtrise d'ouvrage des travaux d'électrification rurale.

Le SIED70 a signé le 30 novembre 1995 un contrat de concession d'une durée de 30 ans EDF GDF FRANCHE-COMTE NORD (séparé depuis entre Enedis et EDF), pour l'exploitation du service public de distribution d'électricité et la fourniture aux tarifs réglementés de vente de la Haute-Saône.

A fin 2018, le syndicat regroupait 419 communes réparties sur le département (au sens des communes fractionnées et du FACÉ).

Les données transmises par Enedis et EDF prennent en compte le périmètre du contrat hors fusions de communes, soit un total de 419 communes.

Dans le cadre de ses missions, le syndicat a l'obligation de contrôler la bonne application, par le concessionnaire, des dispositions techniques, financières et contractuelles prévues au contrat de concession.

Pour effectuer le contrôle de l'exercice d'exploitation 2018, l'autorité concédante s'est adjointe des services de Naldeo Stratégies Publiques.

Une demande d'informations a été adressée au concessionnaire le 04 mars 2020, afin d'examiner les caractéristiques techniques et comptables de l'exploitation des ouvrages et la qualité du service public. Les données ont été transmises à l'autorité concédante par plusieurs envois successifs jusqu'à la journée d'audit du 1^{er} juillet 2020 qui s'est tenue dans les locaux du concessionnaire.

De nouveaux envois ont ensuite été apportés par le concessionnaire en réponse aux questions complémentaires adressées par le concessionnaire.

Le présent rapport présente les résultats du contrôle de la concession.

2 LE DISPOSITIF CONTRACTUEL

L'analyse qui suit a pour objet de présenter les principales caractéristiques du dispositif contractuel en vigueur au cours de l'exercice, préalablement au renouvellement anticipé du contrat de concession et à l'établissement du bilan de fin de contrat.

2.1 Les caractéristiques du contrat

2.1.1 Les pièces contractuelles

Le contrat de concession de service public de la distribution publique d'énergie électrique entre le Syndicat intercommunal d'électricité de la Haute-Saône, autorité concédante, et EDF GDF FRANCHE-COMTE NORD (séparé depuis entre Enedis et EDF), concessionnaire rendu exécutoire le 26 décembre 1995.

Le contrat de concession est composé de :

- Une convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique
- Un cahier des charges de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique
- Et 4 annexes au cahier des charges :
 - Annexe 1 définissant les modalités concernant notamment le montant de la redevance, l'intégration des ouvrages dans l'environnement, la répartition de la maîtrise d'ouvrage et la qualité de l'électricité distribuée
 - Annexe 2 définissant la participation des tiers aux frais de raccordement et de renforcement
 - Annexe 3 définissant les barèmes de prix de vente et d'achat de l'électricité
 - Annexe 3 bis définissant le catalogue des prestations et des services
 - Annexe 4 ter définissant les conditions générales d'accès au réseau

Il a été modifié par 29 avenants successifs, dont :

- Avenant n°1 à la convention de concession - Intégration des communes de Angirey, Besnans, Betoncourt Saint pancras, breuches les Luxeuil, Chambornay les Pin, Citey, Couthenans, errevet, Gy, Héricourt, Hurecourt, Lure, Menoux, Mignavillers, Neurey-en-Vaux, Saint Sauveur, Selles, Varogne, Villers la Ville, reçu en Préfecture le 12 décembre 1996
- Avenant n°2 à la convention de concession - Intégration des communes de Belverne, Chalonvillars, Echenans-sous-Mont-Vaudois et le Tremblois, Saint-Valbert, Moimay et Velorcey, Auvet-et-Chapelotte, Battrans, Bouhans-et-Feurg, Charcenne, Chenebier, Echenoz-la-Meline, Fahy-les-Autrey, Saint-Lou-Nantouard, Saint-Rémy, Tavey et Vouhenans, reçu en Préfecture le 17 juin 1998
- Avenant n°3 à la convention de concession – Intégration des communes de Chevigney et Montagney, reçu à la Préfecture le 14 octobre 1998
- Avenant n°4 à la convention de concession – Intégration des communes de La Chapelle-Saint-Quillain et La Creuse, reçu à la Préfecture le 16 décembre 1999

- Avenant n°5 à la convention de concession – Intégration de la commune de Montboillon, reçu à la Préfecture le 02 février 2000
- Avenant n°6 à la convention de concession – Intégration de la commune de Ehuns, reçu à la Préfecture le 03 janvier 2001
- Avenant n°7 à la convention de concession – Modification de l'article 4 et 4-B de l'Annexe 1 au cahier des charges relatif à la contribution du concessionnaire à l'intégration des ouvrages dans l'environnement, aux taux de technique discrète à réaliser à l'intérieur des périmètres définis ; au cahier des charges relatif à la répartition de la maîtrise d'ouvrage selon la nature, reçu à la Préfecture le 09 mai 2001
- Avenant n°8 à la convention de concession – Intégration des communes de Velleclaire et Villers-Chemin-Et-Mont-Les-Etrelles, reçu à la Préfecture le 25 mai 2001
- Avenant n°9 à la convention de concession – Intégration des communes de Baudoncourt, Chenevray-Morogne, Magnivray et Vregille, reçu à la Préfecture le 13 décembre 2001
- Avenant n°10 à la convention de concession – Intégration de la commune de Gézier-Et-Fontenelay, reçu à la Préfecture le 19 juin 2002
- Avenant n°11 à la convention de concession - Intégration des communes de Cresancey et Greucourt, reçu en Préfecture le 18 avril 2003 Avenant n°11 à la convention de concession - Intégration des communes de Cresancey et Greucourt, reçu en Préfecture le 18 avril 2003
- Avenant n°12 à la convention de concession - Intégration de la commune de Membrey, reçu en Préfecture le 10 novembre 2003
- Avenant n°13 à la convention de concession - Retrait de la commune de Recologne-Les-Rioz, reçu en Préfecture le 18 juin 2004
- Avenant n°14 à la convention de concession - Intégration de la commune de Champlitte, reçu en Préfecture le 13 octobre 2005
- Avenant n°15 à la convention de concession - Intégration des communes de Larians-Munans, Perrouse, Aulx-les-Cromary et Villafans, reçu en Préfecture le 07 décembre 2006
- Avenant n°16 à la convention de concession - Intégration de la commune de Vy-Les-Lure, reçu en Préfecture le 28 février 2008
- Avenant n°17 à la convention de concession - Intégration des communes de Beaumotte-les-Pin, Dampierre-sur-Salon, La Vernotte, Vesoul et Chancey, reçu en Préfecture le 26 novembre 2008
- Avenant n°18 à la convention de concession - Intégration des communes de Bousseraucourt et Jonvelle, reçu en Préfecture le 03 février 2009
- Avenant n°19 à la convention de concession - Intégration des communes de Bussièrès, Champey, Crevans-et-la-Chapelle-lès-Granges, lieucourt, Malans, marnay, montot, Saint-Sulpice et Savoyeux, reçu en Préfecture le 15 juillet 2009
- Avenant n°20 à la convention de concession - Intégration des communes de Lieffrans, Gray, Motey-Besuche, Arsans, Sornay, Girefontaine, La Grande Résie, Venere et Senoncourt, reçu en Préfecture le 17 novembre 2009
- Avenant n°21 à la convention de concession - Intégration des communes de Bourguignon-Les-La-Charité, Chaumercenne et Mandrevillars, reçu en Préfecture le 11 mai 2010

- Avenant n°21 bis à la convention de concession relatif à la mise en œuvre du protocole relatif au versement de la part des coûts de raccordement couverts par le tarif (PCT), reçu en Préfecture le 11 mai 2010
- Avenant n°22 à la convention de concession - Intégration de la commune de Sauvigney-les-Pesmes, reçu en Préfecture le 25 novembre 2010
- Avenant n°23 à la convention de concession - Intégration des communes de Andornay, Brésille, Chagey, Champvans, Chavanne, Contreglise, Corre, Courcuire, Creveney, Cugney, Ecuelle, Faverney, Hugier, Maizières, Mantoche, Mont-le-Vernois, Noiron, Palente, Recologne-les-Rioz, La-Résie-Saint-Martin, Rigny, Sainte-Reine, Trésille et Valleriois-Lorioz issues du Comité syndical du syndicat intercommunal d'électrification rurale de Ray-Cendrecourt (SIER), reçu en Préfecture le 09 juin 2011
- Avenant n°24 à la convention de concession - Intégration des communes de Demangevelle et Oppenans, et portant le périmètre du SIED70 aux 545 communes du département, reçu en Préfecture le 06 décembre 2012
- Avenant n°25 à la convention de concession – Application de l'avenant du 18 juillet 2012 au protocole PCT du 26 juin 2009 prenant effet le 1^{er} janvier 2013 jusqu'au 31 décembre 2015, reçu en Préfecture le 06 décembre 2013
- Avenant n°26 à la convention de concession – Application du protocole d'accord FNCCR ERDF du 18 septembre 2013 sur la concession du SIED70, reçu en Préfecture le 25 février 2014
- Avenant n°27 à la convention de concession – Application de l'avenant du 1^{er} janvier 2016 au protocole PCT du 26 juin 2009 prenant effet le 1^{er} janvier 2016 jusqu'au 31 décembre 2016, reçu en Préfecture le 30 janvier 2017
- Avenant n°28 à la convention de concession – Application de l'avenant du 1^{er} janvier 2017 au protocole PCT du 26 juin 2009 prenant effet le 1^{er} janvier 2017 jusqu'au 31 décembre 2021, reçu en Préfecture le 12 avril 2018
- Avenant n°29 à la convention de concession – Approbation de l'accord-cadre national relatif à la mise en œuvre du nouveau modèle de contrat de concession, reçu en Préfecture le 25 septembre 2018

2.1.2 La nature du contrat

2.1.2.1 LOI DE NATIONALISATION DU 08 AVRIL 1946

La loi municipale du 5 avril 1884 a donné compétence aux communes pour organiser les services publics de distribution d'électricité et de gaz.

L'ampleur des investissements et la durée d'amortissement des biens ont conduit à légiférer le 15 juin 1906 sur la concession comme principal mode de gestion de ce service public.

Le 08 avril 1946, par la loi n°46-628 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les activités des concessions de droit privé et quelques structures publiques du domaine ont été fusionnées entre les opérateurs EDF et GDF.

2.1.2.2 ROLE DE L'AUTORITE CONCEDANTE ET DU GESTIONNAIRE DU RESEAU DE DSITRIBUTION

La loi n° 82-213 du 02 mars 1982 relative aux droits et libertés des communes, des départements et des régions, loi de décentralisation, a conduit les communes à organiser les délégations de service public de gaz et d'électricité, jusqu'alors établies par décrets d'état (décrets 56-1225 et 60-1288), dans le cadre de modèles

de cahier des charges portés par la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et des Régies (FNCCR) en qualité de leur représentant.

A ce titre, les collectivités territoriales compétentes sont à la fois autorités organisatrices et autorités concédantes :

« Les compétences générales des collectivités territoriales en tant qu'autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité et de gaz et en tant qu'autorités concédantes de l'exploitation des réseaux publics de distribution sont énoncées à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales » (article L.111-51 du code de l'énergie). »

Aux termes du I de l'article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), les collectivités territoriales ou leurs établissements publics négocient et concluent, en qualité d'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité, les contrats de concession :

« Sans préjudice des dispositions de l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions ».

Ces contrats de concession sont confiés aux gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, prévus à l'article L111-52 du Code de l'énergie :

« Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont, dans leurs zones de desserte exclusives respectives :

1° La société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par Electricité de France en application de l'article L. 111-57 ;

2° Les entreprises locales de distribution définies à l'article L. 111-54 ou les entreprises locales de distribution issues de la séparation entre leurs activités de gestion de réseau public de distribution et leurs activités de production ou de fourniture, en application de l'article L. 111-57 ou de l'article L. 111-58 ;

3° Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité est, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, l'entreprise Electricité de France ainsi que la société mentionnée à l'article L. 151-2 ».

2.1.2.3 PRINCIPES D'ATTRIBUTION DE DROITS EXCLUSIFS

Sur le territoire métropolitain, Enedis et les entreprises locales de distribution sont les seuls gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité et disposent d'un monopole législatif.

Ce monopole dont bénéficie Enedis avait conduit à exclure les concessions de distribution d'électricité de toute règle de publicité et de mise en concurrence, tel que prévu à l'article 1411-12 du CGCT :

« Les dispositions des articles L. 1411-1 à L. 1411-11 ne s'appliquent pas aux délégations de service public : a) Lorsque la loi institue un monopole au profit d'une entreprise »

Ces dispositions ont été abrogées par l'Ordonnance n°2016-65 du 29 janvier et remplacées par l'article L3214-1 du Code de la commande publique, qui exclut l'application des dispositions de droit commun applicables aux concessions pour les contrats conclus avec un opérateur bénéficiant de droits exclusifs.

Et les articles L111-52 et L121-5 du Code de l'énergie attribuent aux sociétés Enedis – EDF et aux entreprises locales de distribution dans leurs zones de desserte des droits exclusifs au sens de l'article 106 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE), qui énonce le principe selon lequel elles doivent être regardées comme « *chargées de la gestion de services d'intérêt économique général* » (paragraphe 2).

Et par un arrêt récent du 10 juillet 2020 (n°423901), le Conseil d'Etat a considéré que, dès lors que l'autorité concédante fixe une durée à la concession de distribution d'électricité, le caractère permanent des droits exclusifs accordés aux gestionnaires de réseaux de distribution est « sans incidence sur leur compatibilité » avec le droit européen.

Ainsi, le Conseil d'Etat confirme le monopole des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité ainsi que celui d'EDF pour la fourniture aux tarifs réglementés de vente.

L'article L3221-1 du Code de la commande publique exclut l'application des règles générales applicables aux contrats de concession et aux mesures de publicité et de mise en concurrence avant leur passation.

Toutefois, l'article L3221-2 prévoit l'obligation de publier un avis d'attribution.

2.1.2.4 NATURE JURIDIQUE DU CONTRAT

Le contrat de concession de distribution publique d'électricité constitue un **contrat de type concessif** compte tenu notamment du risque supporté par le concessionnaire qui gère le fonctionnement du service public et l'exploite à ses risques et périls.

La convention de concession stipule que « *l'autorité concédante concède, dans les conditions prévues par la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie électrique et par le code des communes, au concessionnaire qui accepte, la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des communes dont la liste figure à l'article 4 de la présente convention, aux conditions du cahier des charges ci-après annexé* » (Article 1er de la convention de concession pour le service public de la distribution électrique).

La responsabilité résultant de l'existence des ouvrages et de l'exploitation du service concédé à ses risques et périls incombe au concessionnaire, comme le mentionne l'article 1 du cahier des charges de concession.

S'agissant de la fourniture d'électricité, l'article 26 du cahier des charges mentionne les principes d'égalité de traitement, de tarif réglementé par l'Etat et de publicité sur les prix appliqués.

2.2 L'objet du contrat

Le contrat de concession a un double objet. Il concède à la fois le service public de la distribution et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés à destination des usagers :

- La distribution publique d'électricité correspondant à l'acheminement de l'électricité de l'aval des postes sources jusqu'aux consommateurs finals, sous la responsabilité d'Enedis ;
- La fourniture aux tarifs réglementés de vente correspondant à la commercialisation de l'électricité jusqu'aux consommateurs finals, sous la responsabilité d'EDF Branche Commerce.

- Depuis le 1^{er} janvier 2016, seuls les consommateurs de France métropolitaine souscrivant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA peuvent bénéficier des tarifs réglementés de vente, qu'EDF et les entreprises locales de distribution sont les seuls à pouvoir mettre en œuvre.

2.3 La durée du contrat

Aux termes de l'article 30 du cahier des charges avec Enedis et EDF, la durée de la concession a été fixée à **30 ans**.

La CAA de Lyon du 05 juillet 2018 a rappelé « *qu'il appartient à l'autorité concédante, sous le contrôle du juge, de fixer la durée de la concession accordée à la société ERDF, au regard des **considérations d'efficacité et d'équilibre économique propres à la justifier*** », conformément aux dispositions de l'article 24 de la directive 2009/72/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009, qui stipule :

« Les États membres désignent, ou demandent aux entreprises propriétaires ou responsables de réseaux de distribution de désigner pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique, un ou plusieurs gestionnaires de réseau de distribution. »

La Cour a également observé que ces considérations d'efficacité et d'équilibre économique propres au contrat s'apprécient selon la nature et l'importance des investissements prévus par le concessionnaire sur le périmètre concédé.

Le nouveau modèle national de cahier des charges établi par l'accord cadre FNCCR France Urbaine Enedis et EDF de décembre 2017 prévoit une durée de concession normalement comprise entre 25 et 30 ans :

« Compte tenu de l'équilibre nécessaire entre les diverses dispositions du cahier des charges, et notamment celles créant des droits et obligations à la charge du concessionnaire, la durée de la concession est normalement comprise entre 25 et 30 ans. »

2.4 Le périmètre concédé

L'autorité concédante concède au concessionnaire la distribution de l'énergie électrique sur l'ensemble du territoire des communes listées à l'article 4 de la convention de concession.

A fin 2018, le périmètre concédé défini à l'article 4 de la convention de concession signée le 30 novembre 1995, et modifiée par les avenants successifs n°1 à n°29, comprend 419 communes du département de la Haute-Saône.

2.5 Les biens concédés

2.5.1 Le régime juridique des biens

Les ouvrages de distribution d'électricité sont la propriété des collectivités concédantes du réseau public de distribution, comme le précise l'article L322-4 du Code de l'énergie :

« Sous réserve des dispositions de l'article L. 324-1, les ouvrages des réseaux publics de distribution, y compris ceux qui, ayant appartenu à Electricité de France, ont fait l'objet d'un transfert au 1er janvier 2005, appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements désignés au IV de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales. »

Même si les concessions de distribution et de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente bénéficient d'un régime dérogatoire du droit commun des concessions de service, du fait de la situation de

monopole dont disposent Enedis et les distributeurs non nationalisés (DNN), certaines règles du Code de la commande publique demeurent toutefois applicables aux concessions de distribution publique d'électricité :

- Régime des biens de retour, de reprise et les biens propres de la concession (article L3132-4 du Code de la commande publique) :

« Lorsqu'une autorité concédante de droit public a conclu un contrat de concession de travaux ou a concédé la gestion d'un service public :

1° Les biens, meubles ou immeubles, qui résultent d'investissements du concessionnaire et sont nécessaires au fonctionnement du service public sont les biens de retour. Dans le silence du contrat, ils sont et demeurent la propriété de la personne publique dès leur réalisation ou leur acquisition ; »

Les biens de retour sont considérés comme étant la propriété du concédant, et ce même dans les cas où ils ont été financés par le concessionnaire.

« 2° Les biens, meubles ou immeubles, qui ne sont pas remis au concessionnaire par l'autorité concédante de droit public et qui ne sont pas indispensables au fonctionnement du service public sont les biens de reprise. Ils sont la propriété du concessionnaire, sauf stipulation contraire prévue par le contrat de concession ; »

Les biens de reprise peuvent toutefois devenir la propriété du concédant au terme de la concession dans le cas où il exerce son droit de reprise en contrepartie d'un prix à déterminer, sans que le concessionnaire ne puisse s'opposer à cette reprise comme le prévoit l'article L3132-5 du Code de la commande publique.

« 3° Les biens qui ne sont ni des biens de retour, ni des biens de reprise, sont des biens propres. Ils sont et demeurent la propriété du concessionnaire. »

Dans le silence du contrat, le juge administratif tient compte du caractère nécessaire au fonctionnement du service public et donc indispensable à sa continuité pour identifier la catégorie à laquelle appartient les biens concédés, comme le rappelle un arrêt de principe du Conseil d'Etat du 21 décembre 2012, Commune de Douai, où il est ainsi jugé que :

« dans le cadre d'une délégation de service public ou d'une concession de travaux mettant à la charge du cocontractant les investissements correspondant à la création ou à l'acquisition des biens nécessaires au fonctionnement du service public, l'ensemble de ces biens, meubles ou immeubles, appartient, dans le silence de la convention, dès leur réalisation ou leur acquisition à la personne publique ».

- Devenir des biens au terme du contrat (article L3132-5 du Code de la commande publique) :

« Au terme du contrat de concession de travaux ou du contrat concédant un service public, les biens de retour mentionnés à l'article L. 3132-4 qui ont été amortis au cours de l'exécution du contrat de concession font retour dans le patrimoine de la personne publique gratuitement, sous réserve des stipulations du contrat permettant à celle-ci de faire reprendre par le concessionnaire les biens qui ne seraient plus nécessaires au fonctionnement du service public.

L'octroi au concessionnaire, pour la durée du contrat, de la propriété des biens nécessaires au service public autres que les ouvrages établis sur la propriété d'une personne publique ou certains droits réels sur ces biens ne peut faire obstacle au retour gratuit de ces biens dans le patrimoine de la personne publique, sous réserve des stipulations permettant à celle-ci de faire reprendre par le concessionnaire les biens qui ne seraient plus nécessaires au fonctionnement du service public. »

2.5.2 Les biens matériels du service

2.5.2.1 DEFINITION DES BIENS MATERIELS

L'article 2 du cahier des charges de la concession fixe le périmètre des ouvrages à l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du contrat au moment de la signature, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63 000 volts, qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire.

La loi du 09 août 2004 dispose que le réseau de distribution publique d'électricité est constitué des ouvrages de tension inférieure à 50 kV. Tous les ouvrages de tension égale ou supérieure à 50 kV relèvent du réseau public de transport d'électricité (RTE).

En sus des réseaux de distribution publique d'électricité de tension strictement inférieure à 63 kV, les ouvrages concédés comprennent également :

- Les branchements visés à l'article 15 du cahier des charges
- Les moyens de desserte décentralisés non connectés à l'ensemble du réseau pour le cas de fournitures en des points éloignés du réseau existant si de telles solutions sont conformes à l'intérêt général
- Les circuits aériens d'éclairage publics situés sur les supports du réseau concédé et les circuits souterrains inclus dans les câbles dudit réseau et les branchements qui en sont issus. Le cahier des charges précise toutefois que les appareils d'éclairage public, les lignes spéciales et les supports d'éclairage indépendants du réseau de distribution publique

L'article 2 du cahier des charges de la concession prévoit toutefois une exception pour « *certaines ouvrages de moyenne tension (HT) ayant vocation, du fait de leur rôle de répartition de l'énergie ou de desserte de plusieurs concessions, à être ou à rester intégrés dans le réseau d'alimentation générale, sans préjudice des reclassements qui peuvent notamment résulter de la constitution d'un organisme de regroupement des collectivités concédantes* ».

Il s'agit des ouvrages réseaux HTA de répartition de l'électricité depuis les postes d'alimentation générale jusqu'au réseau de distribution alimentant les communes du périmètre de la concession de distribution publique d'électricité.

Il s'agit de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est présentée au paragraphe suivant.

2.5.2.2 FOCUS SUR LA CONCESSION DSP ENTRE L'ETAT ET LA SICAE EST

Pour rappel, les dispositions de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie prévoyaient deux types de concession :

- Les concessions qui ont pour objet d'assurer la fourniture d'électricité aux particuliers, attribuées par les collectivités territoriales, dites « *concessions de distribution d'électricité* », et
- Les concessions assurant localement (sur des zones étendues et à des tensions plus élevées) l'alimentation des réseaux publics de distribution (éclairage, réseaux de tramway, ...) attribuées par l'Etat, dites « **concessions de distribution aux services publics** »

Lors de l'adoption de la loi du 15 juin 1906, il n'existait pas encore de réseau de transport d'électricité à proprement parler : le transport d'électricité sur de longues distances était seulement en cours d'expérimentation à cette époque.

Pour assurer la desserte de certains territoires, l'Etat avait donc conclu localement des concessions de distribution aux services publics avec certains concessionnaires privés, dont la SICAE de Ray-Cendrecourt.

Certains de ces concessionnaires, à la suite de la nationalisation du secteur de l'électricité en 1946, n'ont pas été fédérés au sein d'EDF et sont devenus des entreprises locales de distribution, également appelées « distributeurs non nationalisés ».

En 1946, l'ensemble des biens et des droits relatifs au réseau de transport d'électricité a été transféré à EDF, qui est devenu le concessionnaire unique du réseau de transport dénommé « réseau d'alimentation générale » (RAG).

Néanmoins, les concessions de distribution aux services publics conclues par l'Etat avec les entreprises locales de distribution ont subsisté.

L'article L342-1 du Code de l'énergie dispose que : « *Les ouvrages qui relevaient au 11 août 2004 d'une concession de distribution d'électricité aux services publics, délivrée par l'Etat, demeurent soumis à cette concession. De nouveaux ouvrages peuvent être établis dans le cadre géographique de ces concessions qui peuvent faire l'objet d'un renouvellement* ».

En l'état, il existe encore cinq concessions de distribution aux services publics : trois dans les DOM et deux en France métropolitaine, qui sont conclues respectivement avec Electricité de Strasbourg et la CESML (L. Poniatowski, Rapport n° 386 fait au nom de la commission des Affaires économiques et du Plan du Sénat sur le projet de loi relatif au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières, déposé le 30 juin 2004).

Certains réseaux de distribution d'électricité en moyenne tension HTA et postes de transformation HTA/BT (bâti et tableaux HTA associés), exploités par la SICAE Est, sont restés intégrés au réseau d'alimentation concédé par l'Etat.

Ces ouvrages font l'objet d'une **concession conclue entre l'Etat et la SICAE Est** de Distribution aux Services Publics de l'énergie électrique, dite « *concession DSP* » et comprennent les réseaux HTA de répartition de l'électricité depuis les postes d'alimentation générale jusqu'au réseau de distribution alimentant les communes du périmètre de la concession de distribution publique SIED70 – Enedis-EDF Est dite « *concession DP Enedis-EDF* ».

La convention de concession DSP a été signée le 04 novembre 1925, renouvelée par avenant le 29 février 1968, puis prorogée le 14 septembre 1987 par le Directeur du gaz, de l'électricité et du charbon du Ministère de l'Industrie, des Postes et Télécommunications et du Tourisme.

La convention de concession DSP a pour objet « *la distribution publique d'énergie électrique aux services publics organisés en vue des transports en commun, de l'éclairage public ou privé ou de la fourniture de l'énergie aux particuliers, ainsi qu'aux services publics organisés en vue de l'alimentation en énergie des services publics énumérés ci-dessus* ».

La concession DSP s'étend sur 133 communes de Haute-Saône dont 12 communes du périmètre DP concédé par le SIED70 à Enedis.

Les limites physiques des ouvrages relevant de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est et les ouvrages relevant de la concession DP entre le SIED70 et Enedis-EDF sont susceptibles de varier selon le schéma d'exploitation retenu par le concessionnaire et selon les extensions HTA du réseau de distribution.

Il est recommandé à l'autorité concédante de demander au concessionnaire Enedis de réaliser le suivi annuel des réseaux HTA et des postes HTA/BT ayant fait l'objet d'un changement de concession (de DP à DSP ou de DSP à DP) et de propriété.

2.5.2.3 FOCUS SUR L'INVENTAIRE DES BIENS CONCEDES

L'article 32 du cahier des charges en vigueur et l'article 12 de l'Annexe 1 ne prévoient pas la constitution d'un inventaire des ouvrages concédés au cours de l'exécution du contrat et d'un inventaire de fin de contrat.

Or la législation impose aux gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité de tenir à disposition de l'autorité concédante un inventaire détaillé et localisé des ouvrages :

- Article L2224-31 du Code général des collectivités locales :

« Un inventaire détaillé et localisé de ces ouvrages est également mis, à leur demande, à la disposition de chacune des autorités concédantes précitées, pour ce qui concerne la distribution d'électricité. Cet inventaire distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres. Un décret fixe le contenu de ces documents ainsi que les délais impartis aux gestionnaires de réseaux pour établir des inventaires détaillés. »

- Article D2224-45 du Code général des collectivités locales, créé par l'article 1 du Décret n°2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité :

« L'inventaire détaillé et localisé des ouvrages, distinguant les biens de retour, les biens de reprise de la concession et les biens propres affectés au service, est communiqué, à sa demande, à l'autorité concédante par l'organisme de distribution d'électricité. Le contenu de l'inventaire et ses délais de production sont arrêtés par le ministre chargé de l'énergie, après avis des organismes représentatifs des autorités concédantes et des organismes de distribution d'électricité. »

- Arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages, entrant en vigueur à compter de sa date de publication :

« L'inventaire [...] est constitué d'un état complet des ouvrages utilisés par le concessionnaire [...]. Figurent notamment dans cet inventaire tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages. » (article 1)

« Lors de sa demande, l'autorité concédante précise si elle souhaite recevoir l'inventaire des ouvrages soit au niveau de détail le plus fin de la comptabilité du gestionnaire du réseau [...]. La liste indicative des catégories d'ouvrages concernées figure en annexe 1 au présent arrêté. » (article 2)

« Les informations associées aux immobilisations figurant dans l'inventaire détaillé sont celles mentionnées dans l'annexe 2 du présent arrêté. [...]. A la demande de l'autorité concédante, le gestionnaire du réseau public de distribution transmet simultanément les données techniques et cartographiques complémentaires disponibles sur les biens couverts par l'inventaire dans des fichiers numériques séparés. Dès que cela est possible, les biens couverts par l'inventaire disposent d'un identifiant identique dans chacun des fichiers transmis. » (article 7)

« L'ensemble des informations est mis à disposition à compter du 1^{er} juin 2020 sur la base de l'exercice comptable 2019 ». (Annexe 2 relative aux informations qualifiant les ouvrages dans l'inventaire détaillé)

La concession DP Enedis-EDF dispose à fin 2018 d'un inventaire comptable détaillé et en partie localisé des immobilisations des ouvrages à la maille de la commune présentant notamment les : date de mise en service, valeur brute (y compris origines de financement), amortissements (y compris origines de financement), valeur nette comptable, provisions pour renouvellement et valeur de remplacement.

Cet inventaire comptable constitue un inventaire détaillé et en partie localisé des biens concédés par le SIED70 et offre la possibilité à l'autorité concédante de connaître et de suivre l'état des ouvrages concédés.

L'inventaire des biens de retour présenté par le concessionnaire constitue un inventaire détaillé et en partie localisé des ouvrages concédés par le SIED70. Il distingue depuis l'exercice 2018 les origines de financement (concessionnaire et tiers) et permet à l'autorité concédante de connaître et de suivre l'évolution de la valorisation comptable du patrimoine.

Il est toutefois recommandé de faire la distinction entre les biens de 1^{er} établissement et les biens de renouvellement, et de préciser le maître d'ouvrage de chaque immobilisation afin de clarifier les modalités de constitution des amortissements et des provisions pour renouvellement propres à chaque bien.

Il est également recommandé au concessionnaire de présenter les inventaires détaillés des biens propres et des biens de reprise de la concession. Interrogé à ce sujet lors de l'audit sur site, le concessionnaire a indiqué que les données n'étaient pas disponibles pour ce contrôle.

2.5.2.4 FOCUS SUR LES POSTES SOURCES

Les postes sources sont les ouvrages faisant la jonction entre le réseau de transport exploité par RTE et le réseau de distribution exploité par Enedis. Les postes sources sont la propriété du gestionnaire du réseau public de distribution, comme le prévoit l'article L322-4 du code de l'énergie :

« [...] les ouvrages des réseaux publics de distribution, y compris ceux qui, ayant appartenu à Electricité de France, ont fait l'objet d'un transfert au 1^{er} janvier 2005, appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements [...].

Toutefois, la société gestionnaire du réseau public de distribution, [...], est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite. »

Ainsi les postes sources appartiennent au gestionnaire du réseau de distribution.

2.5.2.5 FOCUS SUR LES DISPOSITIFS DE COMPTAGE

Les ouvrages de branchement et de comptage font partie du réseau de distribution publique d'électricité appartenant aux collectivités territoriales compétentes en application de l'article L.322-4 du Code de l'énergie.

Le branchement inclut l'accessoire de dérivation et les installations de comptage, comme le prévoit l'article D342-1 du Code de l'énergie.

2.5.3 Les biens immatériels du service

Sont susceptibles d'entrer dans la catégorie des biens immatériels :

- Les données géoréférencées du système d'information géographique du concessionnaire associées à l'ensemble des ouvrages concédés ainsi que leurs accessoires ;

- Les données techniques détaillées présentant les caractéristiques des ouvrages et la qualité de distribution de l'électricité (état, qualité de service, contraintes, ...);
- Les données comptables détaillées présentant la valorisation comptable des biens concédés (valeur d'origine, valeur nette, valeur de remplacement, origines de financement, le cas échéant : provisions pour renouvellement);
- Les données financières détaillées présentant le compte d'exploitation de la concession (produits et charges);
- Les données clientèles détaillées de l'acheminement (contrats, qualité de service, réclamations, indemnisations, ...);
- Les données de consommation et de production, et les données permettant d'élaborer et d'évaluer les schémas régionaux du climat;
- Les données relatives aux services de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés (contrats, qualité de service, réclamations, indemnisations).

Les données brutes élémentaires d'exploitation du service public, sans mise en forme originale, produites ou collectées à l'occasion de l'exploitation du service public objet du présent contrat ne font l'objet d'aucun droit susceptible d'appropriation.

Ainsi, en fin de contrat, ces données doivent être remises dans leur intégralité et gratuitement à l'autorité concédante sans que le concessionnaire ne puisse opposer l'existence d'un quelconque droit susceptible d'appropriation portant sur ces données.

Le cahier des charges ne contient pas de clauses définissant le sort des biens immatériels et notamment des bases de données du service.

Il est recommandé au concessionnaire de déterminer par avenant le sort à réserver à ces catégories de biens.

2.6 La maîtrise d'ouvrage des travaux

La maîtrise d'ouvrage des travaux est répartie entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution de manière à assurer l'égalité d'accès au réseau des différentes parties du périmètre de la concession, notamment des territoires ruraux.

Ainsi, l'article L2224-31 du Code général des collectivités territoriales prévoit que :

« En application des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, les collectivités et établissements précités peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz. »

De même l'article L322-6 du Code de l'énergie indique la nature des travaux relevant de la maîtrise d'ouvrage du concédant. Les travaux de renouvellement du réseau de distribution ne sont pas explicitement mentionnés :

« Les autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité ont la faculté de faire exécuter en tout ou en partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution. »

Et l'article L322-8 du Code de l'énergie précise le rôle et les missions du gestionnaire du réseau de distribution dans sa zone de desserte exclusive conformément au cahier des charges de concession.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le concessionnaire et le concédant tient compte de l'appartenance des communes de la concession au régime urbain ou au régime rural d'électrification. Et en principe, dans les communes rurales, le concessionnaire intervient sur le réseau HTA et l'autorité concédante intervient sur le réseau BT pour les travaux d'extension, de renforcement et d'esthétique.

Le cahier des charges prévoit également des interventions coordonnées entre le concessionnaire et le concédant.

A fin 2018, 400 communes de la concession avec Enedis sont en régime d'électrification rural, ce qui signifie que les travaux de création et de renforcement des postes HTA/BT, ainsi que les travaux d'extension et de renforcement des canalisations BT relèvent de la maîtrise d'ouvrage du concédant.

S'ajoutent à ces travaux les chantiers d'intégration des ouvrages BT dans l'environnement, également appelés travaux d'effacement, réalisés avec la contribution financière du concessionnaire conformément à l'article 8 du cahier des charges.

Les canalisations HTA et le renouvellement des canalisations BT en commune rurales sont réalisés par le concessionnaire.

Par ailleurs, la concession compte 19 communes en régime d'électrification urbain, ce qui signifie que le concessionnaire réalise la maîtrise d'ouvrage de tous les travaux portant sur les canalisations HTA et BT ainsi que les postes HTA/BT, à l'exception des chantiers d'intégration des ouvrages BT dans l'environnement pouvant être mis en ouvre par l'autorité concédante au titre de l'article 8.

La répartition de la maîtrise d'ouvrage est définie par l'article 5 de l'Annexe 1 au cahier des charges de concession, représentée par les tableaux ci-après.

Les communes de catégorie A représentent les communes de régime d'électrification urbain.

Les communes de catégorie B représentent les communes de régime d'électrification rural.

Modifié suite à lettre ERDF du 28 janvier 2008

Modifié suite à Lettre ERDF du 23 décembre 2014

NATURE DES OPERATIONS	MAITRE D'OUVRAGE DANS LES COMMUNES DE CATEGORIE	
	A	B
Renforcement des canalisations HT	concessionnaire	concessionnaire
Renforcement des postes de transformation et des canalisations BT	concessionnaire	collectivité autorité concédante
Raccordement relevant du ticket vert (1)	concessionnaire	concessionnaire
Raccordement relevant du ticket jaune	concessionnaire (1)	Collectivité (2) autorité concédante
Extension correspondant au ticket bleu individuel ou collectif et desserte extérieure de zone	concessionnaire (1)	Collectivité (3) (2) autorité concédante
Partie des extensions situées à l'intérieur des lotissements, groupements d'habitation ou de zones d'activités (3) (2)	collectivité autorité concédante	collectivité autorité concédante
Branchement individuel relevant du ticket bleu (4)-(3)	concessionnaire	concessionnaire
Intégration des ouvrages dans l'environnement	collectivité autorité concédante	collectivité autorité concédante

(1) L'exercice de la maîtrise d'ouvrage par le concessionnaire ne fait pas obstacle à ce que l'autorité concédante verse à celui-ci, en se substituant au bénéficiaire de certaines extensions présentant un intérêt économique et social ou contribuant à l'aménagement du territoire, les participations visées à l'article 16 du cahier des charges.

(2) La collectivité peut exercer la maîtrise d'ouvrage des branchements s'ils sont réalisés en même temps qu'une extension dont elle est maître d'ouvrage. Le concessionnaire, qui dans tous les cas aura à fournir et raccorder les appareils de mesure et de contrôle définis à l'article 19 du cahier des charges facturera ses prestations au coût réel des travaux.

(3) Les branchements sont définis à l'article 15 du cahier des charges de concession. "

2.7 L'économie de la concession

2.7.1 La tarification de l'acheminement et de la fourniture

L'article 1 du cahier des charges en vigueur prévoit que « *le concessionnaire est autorisé à percevoir auprès des usagers un prix destiné à rémunérer les obligations mises à sa charge* ».

Les modalités de tarification du service sont décrites aux articles 26 à 29 du cahier des charges.

La tarification obéit aux principes d'égalité de traitement et de péréquation tarifaire sans distinction de l'activité du concessionnaire, entre la gestion du réseau de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente.

2.7.2 Les redevances de concession

L'article 4 du cahier des charges prévoit le versement par le concessionnaire de redevances à l'autorité concédante « *en contrepartie des financements que l'autorité concédante supporte au titre d'installations dont elle est maître d'ouvrage et intégrées dans la concession, ou de la propre participation de cette autorité à des travaux dont le concessionnaire est maître d'ouvrage, ou de toute dépense effectuée par l'autorité concédante pour le service public faisant l'objet de la présente concession* ».

Cette redevance a pour objet de faire financer par le prix du service rendu aux usagers et par l'impôt :

- Des frais entraînés, pour l'autorité concédante, par l'exercice du pouvoir du concédant ;
- Une partie des dépenses effectuées par celle-ci sur les réseaux électriques.

Cette redevance comporte deux parties :

- **La redevance de « fonctionnement » (R1)** qui vise à financer des dépenses annuelles de structure supportées par l'autorité concédante pour l'accomplissement de sa mission :
 - Contrôle de la bonne exécution du contrat de concession
 - Conseils donnés aux usagers pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs
 - Règlement des litiges entre les usagers et le concessionnaire
 - Coordination des travaux du concessionnaire et de ceux de voirie et des réseaux
 - Etudes générales sur l'évolution du service concédé

- **La redevance d'« investissement » (R2)** qui représente chaque année N une fraction de la différence, si elle est positive, entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante durant l'année N-2 :

Cette redevance n'appelle pas d'observations juridiques.

2.7.3 La redevance d'occupation du domaine public

Pour le calcul de cette redevance, le cahier des charges renvoie aux dispositions de la loi du 1er août 1953 fixant le régime des redevances dues pour l'occupation du domaine public par les ouvrages de transport et de distribution d'électricité et de gaz, par les lignes ou canalisations particulières d'énergie électrique et de gaz.

2.7.4 Les conditions de révision du contrat

L'article 2 de la convention de concession pour le service public de la distribution d'énergie électrique, les cas dans lesquels les parties devront se rencontrer en vue d'examiner l'opportunité d'adapter par avenant leur situation contractuelle, sont énumérés :

- De manière systématique, tous les cinq ans ;
- En cas d'urgence, dans la période suivant la précédente rencontre quinquennale, d'au moins l'un des éléments ci-après :
 - Variation de plus de 25% du volume des ventes effectuées auprès de l'ensemble des clients de la concession ;
 - Variation de plus de 30% sur le territoire de la concession, du prix moyen de vente de kWh de l'une au moins des trois catégories de fournitures : sous faible, moyenne ou forte puissance
 - En cas de publication d'un nouveau cahier des charges
 - En cas de modification substantielle du cadre législatif et réglementaire de la distribution publique d'électricité

Les conditions de mise en œuvre de cette clause sont relativement précises.

Sans préjudice de l'appréciation du juge en cas de contentieux, il pourrait être soutenu que dans l'hypothèse où les concessions de distribution d'électricité se trouvaient soumises aux règles du code de la commande publique relatives à l'exécution des contrats de concession, la clause de revoyure pourrait entrer dans l'une des hypothèses de modification du contrat (article L.3135-1 et suivants du code de la commande publique).

2.8 L'amortissement et les provisions pour renouvellement

2.8.1 Les obligations du concessionnaire

2.8.1.1 AMORTISSEMENTS INDUSTRIELS

Le concessionnaire est tenu dans le cadre du contrat, vis-à-vis du concédant, aux obligations financières associées au renouvellement des ouvrages concédés :

- L'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe ;
- L'obligation de constituer des droits du concédant pour la comptabilisation des biens mis en concession à titre gratuit (biens en provenance du concédant ou de tiers), correspondant à une obligation de restitution du concession à l'issue du contrat

Celles-ci sont décrites à l'article 10 du cahier des charges en vigueur :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique "immobilisations du domaine concédé" et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

Le concessionnaire déclare ne pas procéder à l'amortissement industriel du financement du concédant (pas de constitution d'une dette potentielle envers celui-ci) des canalisations BT et postes HTA/BT situés sur les communes relevant du régime d'électrification rurale.

Le concessionnaire ne respecte pas les obligations, décrites à l'article 10 du cahier des charges de concession, de constituer l'amortissement industriel de l'ensemble des biens concédés.

2.8.1.2 PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT

Le renouvellement des ouvrages du réseau de distribution publique d'électricité incombe au concessionnaire.

L'article 10 du cahier des charges prévoit que le concessionnaire est tenu de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées.

La provision pour renouvellement dotée par le concessionnaire est destinée à compléter l'amortissement industriel normalement comptabilisé afin de reconstituer la valeur de remplacement de l'ouvrage. Cette dernière est déterminée par application, à la valeur historique, d'indices tenant compte des évolutions des techniques, des coûts de construction et des prix des matériels.

Effectuées pour le compte du concédant, les provisions pour renouvellement viennent en déduction des résultats de l'entreprise, sont dotées au cours de chaque exercice en fonction du coût prévisionnel de remplacement à l'identique de l'immobilisation devant être renouvelée pendant la durée de la concession.

La provision pour renouvellement est calculée pour un montant égal à la différence entre le coût estimé de remplacement et le coût d'achat du bien.

Au niveau national, le nouveau modèle de cahier des charges établi par l'accord cadre FNCCR France Urbaine Enedis et EDF de décembre 2017 prévoit l'abandon des dotations aux provisions pour renouvellement, en contrepartie de garanties d'investissements à moyen et long termes (élaboration d'un schéma directeur et de plans pluriannuels des investissements).

Les avis des entreprises locales de distribution sont partagés entre le maintien des dotations aux provisions autorisant des déductions fiscales, et leur abandon pour éviter de s'exposer aux risques fiscaux inhérents à une mauvaise utilisation/gestion de ces fonds.

Certaines entreprises locales de distribution continuent à doter des provisions sur la base de travaux prévus à courts termes sur les exercices suivants dans le cadre d'un plan de renouvellement des ouvrages, avec l'accord des services fiscaux locaux.

Le concessionnaire ne dote plus de provisions pour le renouvellement des ouvrages, depuis une série de contrôles fiscaux entrepris entre 1976 et 2003 et une série d'arrêts du Conseil d'Etat et de la Cour administrative d'appel de Nancy¹.

Le concessionnaire déclare ne procéder à la constitution de provisions pour renouvellement qu'à hauteur de 20% de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des canalisations BT et postes HTA/BT situés sur les communes relevant du régime d'électrification rurale.

Le concessionnaire ne respecte pas les obligations, décrites à l'article 10 du cahier des charges de concession, de constituer les provisions pour renouvellement de l'ensemble des biens concédés.

2.8.2 Le devenir des provisions pour renouvellement en fin de contrat

L'article 31 du cahier des charges prévoit que :

- En cas de renouvellement de la concession, le concessionnaire remette au concédant l'excédant éventuel des provisions constituées :

« En cas de renouvellement de la concession, l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations sera remis à l'autorité concédante, qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé, à l'exclusion de toute autre dépense. »

- En cas de non renouvellement ou de résiliation de la concession, le concessionnaire reverse le solde des provisions constituées complété des amortissements constitués dans la proportion de la participation du concédant :

« le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant »

¹ Conseil d'Etat, 9 / 7 SSR, du 1^{er} avril 1992, 64738, recueil Lebon *; Cour Administrative d'Appel de Nancy du 08 novembre 2001, Tribunal administratif de Besançon du 28 juin 2002

Et l'article 32 du cahier des charges prévoit que soit annexé au compte rendu annuel du concessionnaire « *l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages de la concession, ainsi que la valeur des ouvrages concédés, dont la partie non amortie* ».

Néanmoins la Cour des Comptes précise, dans la partie dédiée aux concessions de distribution d'électricité de son rapport général de 2013, les modalités de constitution des provisions et leur devenir en fin de contrat :

- Les provisions sont constituées par concession et par ouvrage, sur leur durée de vie comptable, en prenant en compte la différence entre la valeur d'origine de l'ouvrage et sa valeur de remplacement à l'identique, estimée à partir de l'évolution des coûts et des techniques
- La politique de renouvellement d'ERDF (devenue Enedis) ne tient en réalité pas compte de la constitution de ces provisions et de leur montant : un ouvrage est renouvelé dès lors qu'il est défectueux, et un ouvrage n'est pas renouvelé du seul fait qu'une provision a été constituée à cet effet s'il est en bon état
- La loi autorise la constitution de provisions dans la perspective d'un changement de concessionnaire ou d'une reprise en régie de ces concessions, changement que la loi du 10 février 2000 rend par ailleurs impossible
- Bien que ce ne soit pas possible dans le cadre juridique actuel, à l'occasion d'un renouvellement du contrat de concession, les provisions constitueraient bien une dette vis-à-vis du concédant si celui-ci venait à choisir un autre concessionnaire.

2.9 La fin de contrat

2.9.1 Les enjeux

La situation de monopole d'Enedis pour la distribution publique d'électricité limite l'impact des opérations de fin de contrat. Cela se traduit par des clauses peu nombreuses portant sur ces modalités.

Dans le cas présent, ces opérations revêtent néanmoins une importance particulière pour la préparation du renouvellement du contrat.

L'article 31 du cahier des charges en vigueur prévoit : « *Un an au moins avant le terme de la concession, les deux parties se rapprocheront aux fins d'examiner les conditions ultérieures d'exploitation du service public de distribution d'électricité.* »

2.9.2 Les modalités

En cas de non-renouvellement ou de résiliation de la concession par l'autorité concédante :

- Le concessionnaire est tenu de remettre les ouvrages et le matériel « *en état normal de service* »
- Le concessionnaire reçoit de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement
- Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur des ouvrages, complétés des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant

Le cahier des charges préconise la réévaluation de la valeur non amortie des ouvrages au TMO, correspondant à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'Etat ou assimilés, constituait une bonne approximation du taux moyen des financements à long terme du concessionnaire.

En cas de renouvellement, le cahier des charges prévoit que « *l'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations* » est remis à l'autorité concédante, qui a « *l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé, à l'exclusion de tout autre dépense* ».

2.9.3 L'indemnisation du concessionnaire

L'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat correspond à une créance liée à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire.

Plus précisément, l'indemnisation correspond au montant que le futur concessionnaire devra éventuellement payer au concessionnaire actuel en fin de concession.

Il est calculé par la formule suivante, les provisions pour renouvellement non constituées devant être restituées au concédant :

Indemnisation du concessionnaire : = Valeur nette réévaluée des biens financés par le concessionnaire - Amortissement industriel des financements du concédant - Provisions pour renouvellement non utilisées
--

A fin 2018, le concessionnaire n'a pas intégré les remises gratuites du concédant à l'inventaire comptable des biens concédés et n'a pas constitué de provisions pour renouvellement.

Le montant de l'indemnisation de fin de contrat est égal à la valeur nette réévaluée des biens financés par le concessionnaire, après déduction de l'amortissement industriel des financements du concédant et du stock des provisions pour renouvellement.
--

3 L'ANALYSE TECHNIQUE DU PATRIMOINE CONCEDE

3.1 Description générale

Le réseau d'alimentation générale d'électricité est composé de réseaux de très haute tension (THT : 400 kV ou 225 kV) et de haute tension (HTB : 90 kV ou 63 kV) utilisés par le réseau public de grand transport, d'interconnexion et de répartition de l'électricité. Il dessert les réseaux de distribution publique via les postes sources et alimente les gros clients industriels.

La gestion des réseaux d'électricité est confiée, par l'article 2 de la loi du 10 février 2000 :

- d'une part, au gestionnaire du réseau de transport qui exploite le réseau de haute et de très haute tension, propriété de RTE EDF Transport, filiale d'EDF à 100%,
- d'autre part, aux gestionnaires des réseaux de distribution qui exploitent les réseaux de moyenne tension (HTA) et de basse tension (BT), propriété des communes, confiés à Enedis (pour 95% du territoire métropolitain continental), filiale d'EDF à 100%, et à des entreprises locales de distribution telles que la SICAE Est faisant l'objet sur la Haute-Saône du contrat DSP avec l'Etat pour la partie des départements HTA transfrontaliers.

Les communes se sont regroupées en syndicats intercommunaux, ou départementaux, comme le Syndicat Intercommunal de la Haute Saône. Le réseau de distribution (HTA et BT) est propriété du syndicat pour le compte des communes adhérentes.

La loi du 7 décembre 2006 a donné aux collectivités le rôle d'autorité concédante pour la distribution et la fourniture d'électricité (ou autorité organisatrice de la distribution d'électricité). Au 1^{er} janvier 2008, les activités de fourniture et de réseaux au sein d'EDF ont été séparées et matérialisées par la création d'ERDF, filiale dédiée à la distribution.

Le SIED70 a délégué l'exploitation du réseau de distribution et la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés à EDF GDF SERVICES FRANCHE-COMTE NORD (devenu depuis Enedis et EDF Branche Commerce), sous la forme d'une concession de service public, pour le compte de 419 communes adhérentes, signée le 30 novembre 1995 pour une durée de 30 ans.

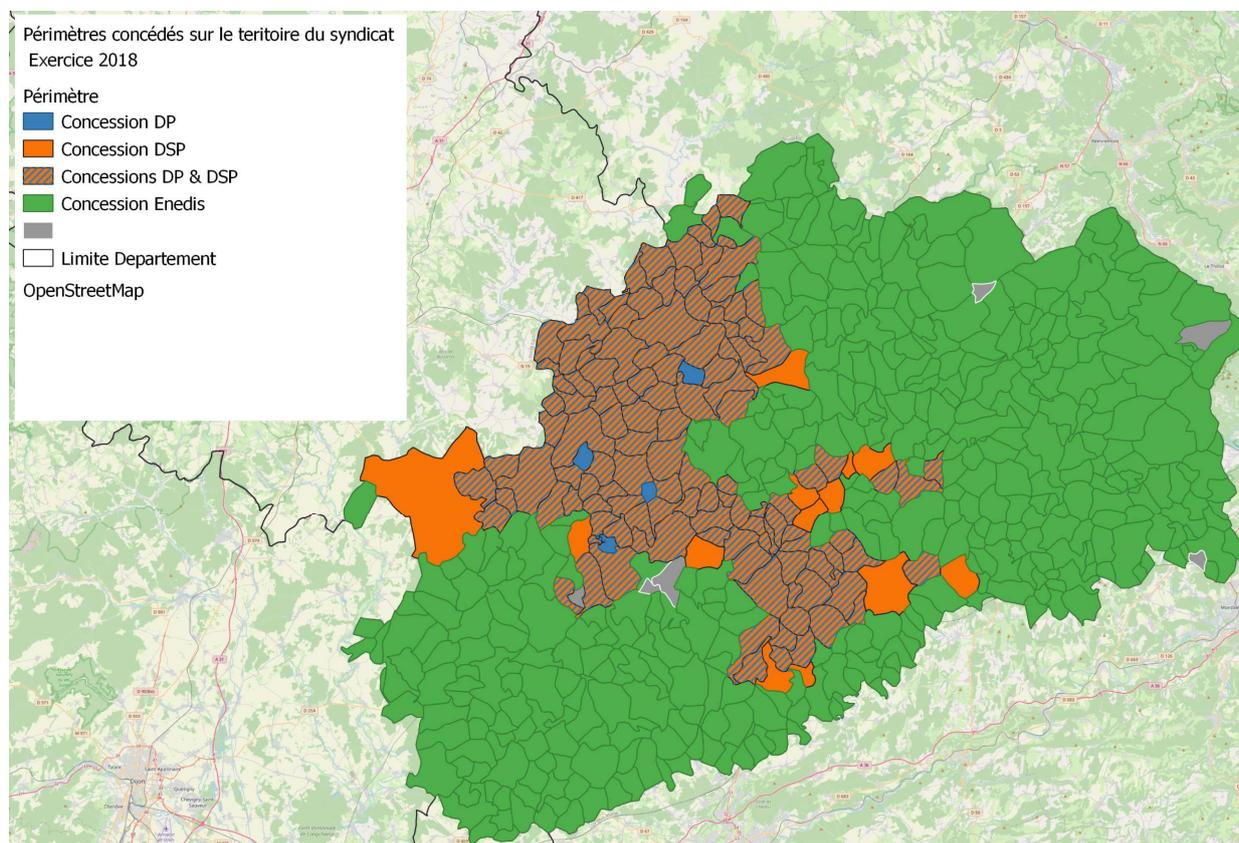
La particularité du territoire faisant l'objet du contrôle réside dans le fait qu'une délégation de service public de type concessif a été signée entre l'Etat et la SICAE Est pour les ouvrages HTA d'amenée de l'électricité depuis les sources d'alimentation générale vers les communes (indiquée DSP dans le présent rapport).

Ainsi, plusieurs périmètres concessifs cohabitent sur le même département de la Haute-Saône :

- La concession DP de distribution publique d'électricité signée entre le SIED70 et la SICAE Est (125 communes)
- La concession DP de distribution publique d'électricité signée entre le SIED70 et Enedis-EDF (419 communes)
- La concession DSP de Distribution aux Services Publics de l'énergie électrique signée entre l'Etat et la SICAE Est (133 communes) regroupant des réseaux HTA et des postes HTA/BT, et s'étendant notamment sur le territoire de 121 communes dont les réseaux de distribution publique sont concédés par le SIED70 à la SICAE Est et 12 communes dont les réseaux de distribution publique sont concédés par le SIED70 à Enedis

3.2 Le périmètre des ouvrages exploités par Enedis et la SICAE Est

Les périmètres sur lesquels Enedis et la SICAE Est exploitent des ouvrages sont représentés sur la carte suivante :



3.3 Les ouvrages de la concession DSP entre l'Etat et la SICAE Est

Les ouvrages appartenant à l'Etat et exploités par la SICAE Est, n'étant pas intégrés au patrimoine concédé du réseau DP entre le SIED70 et la SICAE Est :

- Relèvent exclusivement de la tension HTA ;
- Sont principalement des lignes de bouclage ;
- Incluent les postes de transformation HTA/BT comprenant le bâti et les tableaux HTA associés ;
- Desservent une concession DP ou alimentent des points de livraison privés.

Les réseaux HTA issus d'un poste source relèvent de la concession DSP, a minima jusqu'au premier poste HTA/BT. Un réseau bouclé relève de la concession DSP.

Si dans le cadre de travaux de structure, un réseau - qui initialement ne desservait qu'une commune et relevait de la concession DP - est destiné à alimenter plusieurs communes, il relèvera après travaux de la concession DSP.

Lors de la création de nouveaux ouvrages, leur répartition entre les concessions DSP et DP se réalise en fonction des configurations rencontrées :

- Raccordement d'un poste HTA/BT sur un réseau DSP existant
- Raccordement d'un poste HTA/BT sur un réseau DP existant
- Raccordement de postes privés sur un réseau DSP existant
- Raccordement de postes privés sur un réseau DP existant
- Renouvellement d'ouvrages DSP ou DP à structure identique
- Renouvellement d'ouvrages DSP ou DP avec modification de structure
- Travaux de bouclage

3.4 Les ouvrages de la concession DP entre le SIED70 et Enedis

Les réseaux de distribution concédé par le SIED70 à Enedis sont alimentés par 27 postes sources HTB/HTA, dont 12 postes sources situés sur le territoire concédé et desservent les usagers finals en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (particuliers, tertiaire, TPE-TPI).

Fin 2018, le réseau de distribution publique comprend 3 106 km de réseaux HTA, 3 303 postes HTA/BT et 3 255 km de réseaux BT qui alimentent 123 153 points de livraison en soutirage et 2 055 points de livraison en injection répartis sur les 419 communes du territoire concédé :

Caractéristiques générales des réseaux de distribution exploités par Enedis en Haute-Saône - Année 2018 -	Concession DP du SIED70
Nb communes du département	539
Nb communes du périmètre concédé	419
Dont communes en régime d'électrification rural	400
Dont communes en régime d'électrification urbain	19
Nb postes sources alimentant la concession	27
Nb postes sources sur la concession	12
Puissance postes sources (MVA)	1 278
Population municipale de la concession	211 999
Nombre de points de livraison en soutirage	123 153
Nombre de points de livraison en injection	2 055
Longueur du réseau HTA (mètres)	3 105 896
Nb postes HTA/BT	3 303
Longueur du réseau BT (mètres)	3 255 069
Longueur du réseau HTA + BT (mètres)	6 360 965

3.5 Les postes sources

Les postes source HTB/HTA réalisent l'interface entre le réseau public de transport et le réseau de distribution publique d'électricité (concession DP).

3.5.1 Régime de propriété

Les postes sources sont la propriété d'Enedis en application de l'article 36-II de la loi du 9 août 2004, reprise à l'article L322-4 du Code de l'énergie :

« Sous réserve des dispositions de l'article L. 324-1, les ouvrages des réseaux publics de distribution, y compris ceux qui, ayant appartenu à Electricité de France, ont fait l'objet d'un transfert au 1er janvier 2005, appartiennent aux collectivités territoriales ou à leurs groupements désignés. Toutefois, la société gestionnaire du réseau public de distribution, ..., est propriétaire de la partie des postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qu'elle exploite ».

Les postes sources sont considérés comme des biens propres au contrat de concession DP du SIED70.

3.5.2 Caractéristiques

Au total, 27 postes sources exploités par Enedis desservent la concession DP de distribution publique d'électricité de Haute-Saône :

Code INSEE	Commune	Nombre de transformateurs de puissance	Puissance installée totale couplage HTA ouvert (MVA)	Tension primaire HTB (kV)	Tension secondaire HTA (kV)
25003	ABBENANS	2	40	63	20
90004	ARGIESANS	2	56	20	15
21038	AUXONNE	2	40	63	20
88029	BAINS-LES-BAINS	2	40	63	20
25047	BAUME-LES-DAMES	2	40	63	20
25057	BETHONCOURT	3	50	63	20
52060	BOURBONNE-LES-BAINS	1	20	63	20
70168	CONFLANS-SUR-LANTERNE	2	40	63	20
70421	PORT-SUR-SAONE	2	72	63	20
88065	BONVILLET	2	40	63	20
90010	BELFORT	3	92	63	15
70387	NOIDANS-LE-FERROUX	1	36	63	20
70245	FOUGEROLLES	2	72	63	20
25265	GENEUILLE	2	40	63	20
90052	GIROMAGNY	1	20	63	20
70026	ARC-LES-GRAY	3	76	63	20
70282	GY	2	40	63	20
70285	HERICOURT	2	40	63	20
70310	LURE	3	60	63	20
70311	LUXEUIL-LES-BAINS	2	40	63	20
21383	MARCILLY-SUR-TILLE	2	40	63	20
70245	FOUGEROLLES	2	40	63	20
70429	PUSY-ET-EPENOUX	1	20	63	20
70451	RONCHAMP	2	40	63	20
88468	LE THILLOT	2	72	63	20
21556	SAINT-LEGER-TRIEY	2	40	63	20
70550	VESOUL	2	72	63	20

La puissance installée des 27 postes sources est de 1278 MVA.

3.5.3 Niveau de tension secondaire

Les postes sources desservent les départs HTA de la concession en 20 kV, à l'exception postes situés sur les communes d'ARGIESANS et de BELFORT qui utilisent l'ancien palier de tension de 15 kV.

L'ancien palier de tension 15 kV concerne le secteur de Vesoul. Les départs HTA concernés desservent 73 postes HTA/BT, soit 2,2% des postes de distribution publique.

En France, conformément à la note NOI-RES_07E d'Enedis du 01/03/2017, le niveau de tension en HTA est de 20 kV entre phases ce qui permet d'alimenter sans chute de tension excessive des points éloignés des postes source existants et de limiter ainsi le nombre d'injections HTB/HTA à créer, notamment en zone rurale nécessitant des départs longs.

La note d'Enedis indique également qu'il restait à fin 2004, au niveau national, environ 11% du réseau HTA exploité en 15 kV ou sous une tension historique inférieure.

Interrogé à ce sujet lors de l'audit, Enedis n'envisage pas de travaux de changement de tension en 20 kV dans ce secteur à court – moyen termes.

3.5.4 Schéma d'exploitation

Le concessionnaire n'a pas précisé le schéma d'exploitation du réseau HTB. Il conviendra d'obtenir les précisions nécessaires à ce sujet lors des prochains contrôles.

3.5.5 Régime de protection

Le régime de protection des postes sources majoritairement utilisé est celui du neutre compensé (impédance variable en continu en fonction des caractéristiques du réseau).

Cette technique de protection du réseau est notamment préconisée pour satisfaire les contraintes liées à l'accroissement de la mise en souterrain des réseaux et à l'évolution des caractéristiques des départs HTA.

La mise en œuvre du régime neutre compensé permet de limiter la valeur du courant de défaut monophasé à 40 A, les valeurs des prises de terre étant conservées sur les réseaux. Ceci a notamment pour effet de diminuer les creux de tension, les coupures brèves et les micro-coupures.

Il est recommandé au concessionnaire de fournir la liste des postes sources disposant d'un régime de protection en neutre compensé.

3.5.6 Contrôle commande

Le concessionnaire engage régulièrement des investissements pour le renouvellement du contrôle commande des postes HTB/HTA, avec la mise en œuvre du palier de contrôle commande numérique (PCCN), permettant notamment de répondre aux nouveaux besoins liés au déploiement des productions d'électricité décentralisée et du smart grid.

Avec le palier numérique, lorsqu'un défaut réseau survient sur un départ dont la protection numérique s'est déclarée hors-service, l'arrivée donne un ordre d'ouverture, en secours, au disjoncteur du départ concerné. Ainsi la non-distribution d'électricité est limitée à un seul départ.

Au contraire, sur les paliers de technologie plus ancienne, la défaillance des protections d'un départ entraîne en cas de défaut réseau, l'ouverture du disjoncteur de l'arrivée privant ainsi d'électricité une demi-rame entière.

Il est recommandé au concessionnaire de fournir la liste des postes sources disposant d'un contrôle commande numérique.

3.5.7 Taux d'utilisation

Le concessionnaire ne communique pas les taux d'utilisation des postes sources. Il s'agit d'une position nationale de l'entreprise que les interlocuteurs locaux refusent de déroger.

3.5.8 Capacités affectées et disponibles

Le préfet de région a approuvé le 12 septembre 2014 le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables de Franche-Comté (S3REnR). Il définit les ouvrages du réseau électrique à renforcer ou à créer pour mettre à disposition des capacités de raccordement pour la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables.

En décembre 2019, le Préfet de Région a demandé à RTE de mettre en œuvre la procédure de révision du S3REnR de Franche-Comté, dont le périmètre concernera dorénavant l'ensemble de la région Bourgogne Franche-Comté en application de la loi NOTRe du 07 août 2015.

Le projet de révision du schéma sera élaboré par RTE en concertation avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution de la Région (Enedis et la SICAE Est), et après récolte des projets potentiels auprès des acteurs du territoire afin de définir les travaux nécessaires à l'atteinte des objectifs et les capacités réservées.

Et conformément à l'article L321-7 du Code de l'énergie, la capacité globale du S3REnR révisé devra prendre en compte l'ambition 2030 de la programmation pluriannuelle de l'énergie, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et de la dynamique de développement des énergies dans la région.

Les capacités d'accueil des postes sources déterminées par RTE pour le raccordement aux réseaux de distribution publique d'électricité des installations de production d'électricité sont les suivantes :

Libellé poste source	S3REnR	Puissance EnR déjà raccordée (MVA)	Puissance des projets EnR en développement (MVA)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR qui reste à affecter (MVA)	Capacité réservée aux EnR au titre du S3REnR (MVA)	Quote-Part (k€/MW)	Puissance des projets en développement du S3REnR en cours (MVA)	Capacité d'accueil réservée au titre du S3REnR, restante sans travaux sur le poste source (MVA)	Puissance en file d'attente hors S3REnR majorée de la capacité réservée du S3REnR (MVA)
ABBENANS	FRANCHE-COMTE	45,3	0,4	0,4	45	15,83	0,1	0,4	45,3
ARGIESANS	FRANCHE-COMTE	0,1	0,2	1,0	1	15,83	0	1	1,2
AUXONNE	BOURGOGNE	1,4	0,2	11,6	12	23,86	0	11,6	12,2
BAINS-LES-BAINS	LORRAINE	2	0,1	0,0	0,7	21,78	0,1	0,3	0,8
BAUME-LES-DAMES	FRANCHE-COMTE	61,1	0,9	0,0	57,1	15,83	0,2	0	57,9
BETHONCOURT	FRANCHE-COMTE	0	0	2,0	2	15,83	0	2	2
BOURBONNE	CHAMPAGNE-ARDENNE	1,5	14	0,0	14,2	55,28	13,9	0	15,4
CONFLANS	FRANCHE-COMTE	1,2	0,8	1,0	2	15,83	0,5	1	2,3
LA DANCE	FRANCHE-COMTE	0,6	3	0,0	3	15,83	3	0	3
DARNEY	LORRAINE	9	15,6	0,1	15,5	21,78	15,2	0	15,8
ESSERT	FRANCHE-COMTE	0	0	1,0	1	15,83	0	1	1
FOUGEROLLES	FRANCHE-COMTE	1,3	0	1,9	2	15,83	0	1,9	2
GENEUILLE	FRANCHE-COMTE	1,4	0,5	1,5	2	15,83	0,3	19,6	20,3
GIROMAGNY	FRANCHE-COMTE	0,1	0,2	0,9	1	15,83	0,1	0,9	1,1
GRAY	FRANCHE-COMTE	4,5	67,2	8,8	60,6	15,83	50,9	0	76
GY	FRANCHE-COMTE	1,6	0,6	0,9	2	15,83	0	0,9	3,1
HERICOURT	FRANCHE-COMTE	0,1	0	1,0	1	15,83	0	1	1
LURE	FRANCHE-COMTE	0,4	0,9	2,4	3	15,83	0,4	4,3	5,5
LUXEUIL	FRANCHE-COMTE	0,8	0,2	1,5	2	15,83	0,1	1,5	2,1
MARCILLY	BOURGOGNE	42,2	24,7	2,6	66	23,86	24,2	0	66,5
PLOMBIERES	FRANCHE-COMTE	0,6	0,1	8,9	9	15,83	0,1	8,9	9
PUSY	FRANCHE-COMTE	0,6	1	0,0	1	15,83	0,7	0	1,3
RONCHAMP	FRANCHE-COMTE	0,6	0	0,9	0,9	15,83	0	2	0,9
LE THILLOT	LORRAINE	2,2	0	0,0	0,1	21,78	0	0,9	0,1
TRIEY	BOURGOGNE	12,9	0,6	6,6	18,4	23,86	0,1	14,2	19
VESOUL	FRANCHE-COMTE	2	34,1	0,0	32,6	15,83	34,1	0	34,1
TOTAL		193,5	165,3	55,0	355,1		144,0	73,4	398,9

A la date du 17 février 2020, la capacité d'accueil en injection des postes sources réservée R, restante sans travaux sur le poste source, est égale à 73,4 MVA sur les postes sources exploités par Enedis.

La puissance des projets EnR en file d'attente hors S3REnR (398,9 MVA) majorée de la capacité réservée du S3REnR inscrite (355,1 MVA) est de 754 MVA.

Et la capacité d'accueil réservée du S3REnR restante sans travaux sur les postes sources est de 73,4 MVA.

Les projets de production EnR sont soumis au paiement d'une quote-part du S3REnR égale à 15,83 k€/MW (Franche-Comté), 23,86 k€/MW (Bourgogne), 21,78 k€/MW (Lorraine) ou 55,28 k€/MW (Champagne-Ardenne) devant être versée par les producteurs afin de contribuer au financement des investissements de création d'ouvrages engagés par les gestionnaires du réseau de distribution. Les investissements supplémentaires supportés par les GRD sont financés par le TURPE.

Le S3REnR de Franche Comté présente un taux d'affectation des capacités réservées de 65%.

Le concessionnaire a remis les caractéristiques techniques des postes sources.

Celles-ci nécessiteraient néanmoins d'être davantage détaillées en précisant les modalités d'exploitation des postes, ainsi que les régimes de protection et de commande.

3.6 Le réseau HTA

Le réseau haute tension (HTA) est la partie de la distribution d'électricité située entre les postes source et les postes de transformation HTA/BT.

Le réseau HTA est constitué par l'ensemble des départs issus des postes sources. Il dessert les postes HTA des utilisateurs raccordés en HTA et les postes HTA/BT de distribution publique servant à l'alimentation des utilisateurs basse tension.

Le réseau HTA est en triphasé (trois fils conducteurs ou phases).

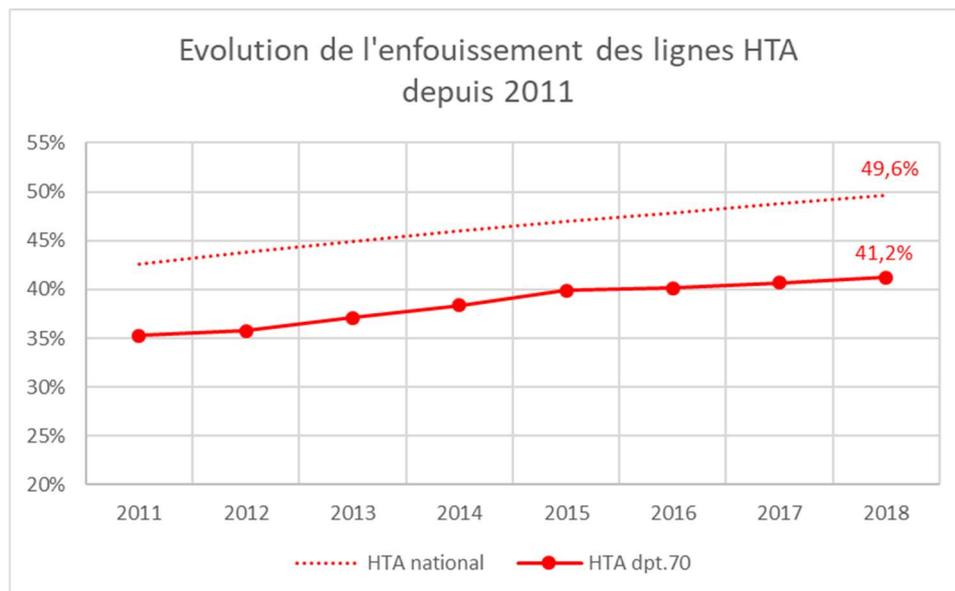
3.6.1 Typologies

A fin 2018, les réseaux HTA exploités par Enedis sur le département de la Haute-Saône ont une longueur de 3 105 km.

Typologie des réseaux HTA (km) - Inventaire technique -	2016	2017	2018	% linéaire total
Aérien nu	1 834,8	1 822,8	1 812,1	58,4%
Aérien torsadé	18,5	18,4	18,3	0,6%
Souterrain	1 233,0	1 253,8	1 274,7	41,1%
Linéaire total	3 086,3	3 095,0	3 105,1	
<i>Evolution n/n-1</i>		+0,3%	+0,3%	

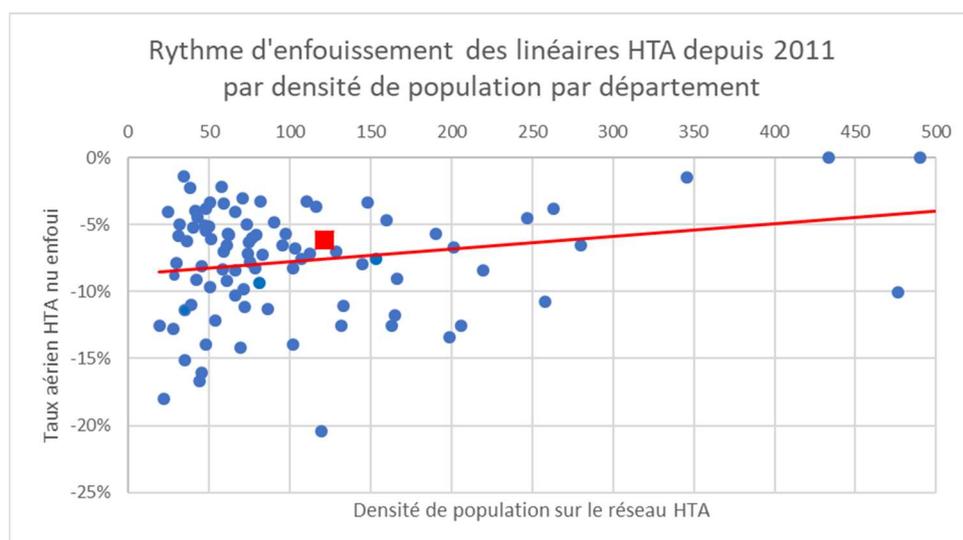
3.6.2 Enfouissement

A fin 2018, le taux d'enfouissement des réseaux HTA exploités par Enedis en Haute-Saône est de 41,1%, ce qui est nettement inférieur à la moyenne nationale de 49,6%.

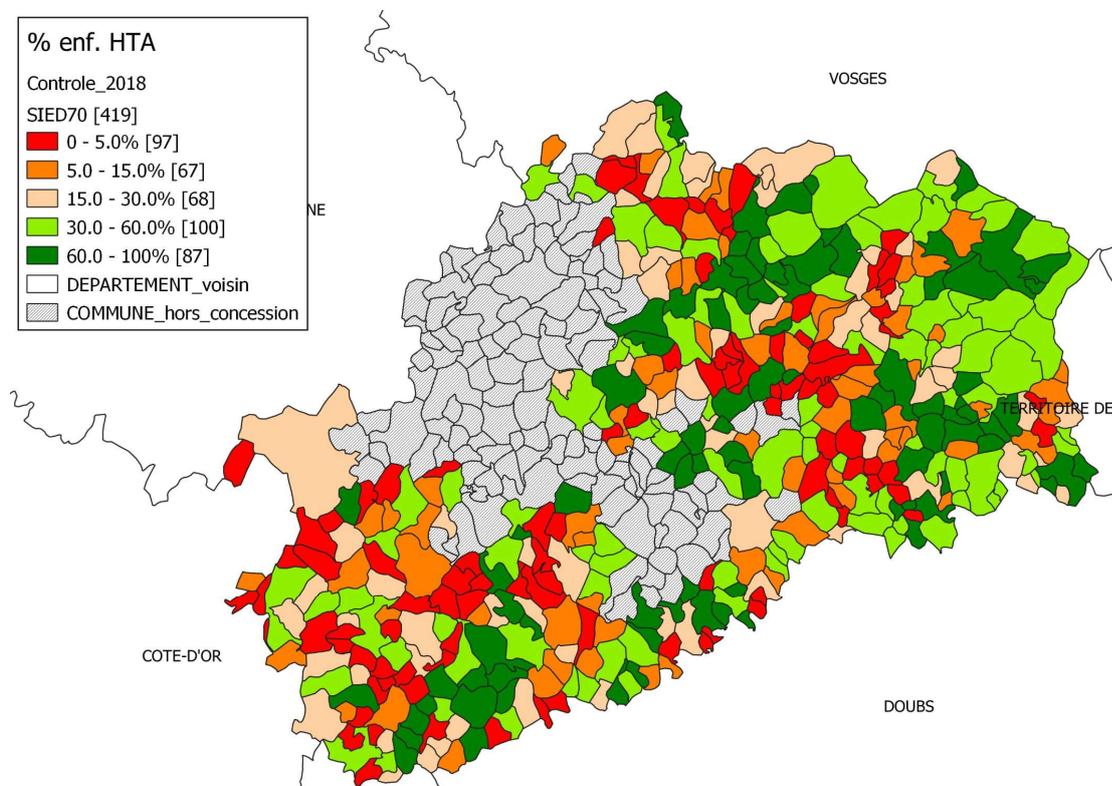


L'enfouissement des réseaux de la concession est légèrement inférieur à la moyenne des départements de densité de population équivalente.

Et sur la chronique 2011 – 2018, le rythme d'enfouissement des réseaux HTA de la concession est inférieur à la moyenne des départements de densité de population équivalente, avec un taux de 6,3%, soit 122 km de réseaux aériens nus enfouis.



L'enfouissement des réseaux HTA à la maille communale est représenté sur la carte suivante :



3.6.3 Longueur des départs

Enedis exploite 125 départs HTA sur le département dont la longueur moyenne de 39,5 km. Le départ le plus long s'étend sur 91 km (départ RENEVE), et le départ le plus court fait 221 mètres (départ S-MECA).

Le département comptabilise 8 départs de grande longueur supérieure à 70 km : ESPREL, MESAND, SCEY/S, CHAZEU, COLOMB, BARTHE, MELISE, RENEVE.

Les opérations de réduction de longueur des départs HTA sont déterminées par le concessionnaire à partir du Schéma d'orientation du réseau électrique - vision du réseau à 30 ans (SCORE) de chaque secteur géographique lorsqu'ils subissent des contraintes électriques.

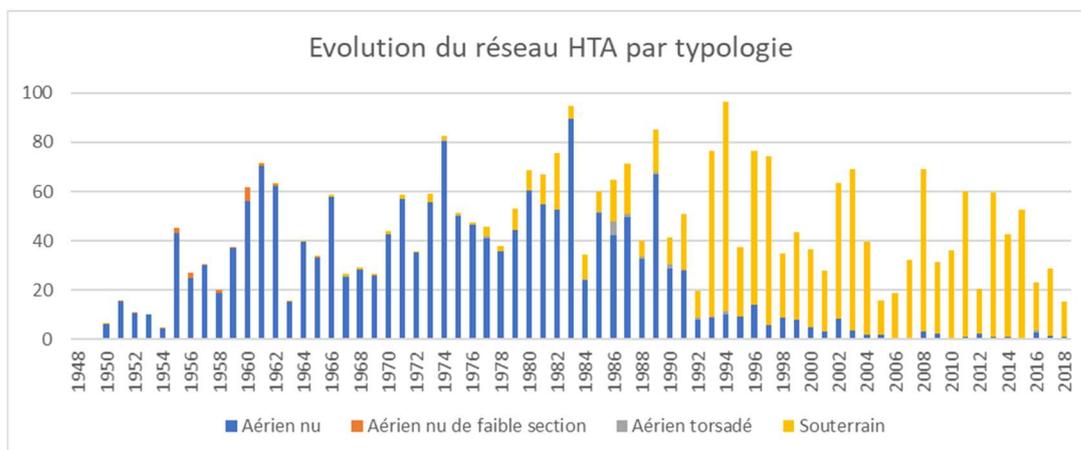
Enedis a indiqué lors de l'audit que les départs les plus longs ne sont pas pénalisés par des contraintes électriques. Le concessionnaire n'envisage pas à court – moyen termes d'opération particulière en ce sens.

La vigilance doit être maintenue sur les départs les plus longs car la réduction des longueurs favorise l'amélioration de la qualité de distribution d'électricité.

3.6.4 Age des linéaires

Les réseaux HTA de la concession ont un âge moyen de 32,1 ans et comportent 1095 km de tronçons ayant dépassé leur durée de vie comptable de 40 ans (ou durée de vie technique probable), représentant 35,3% des linéaires.

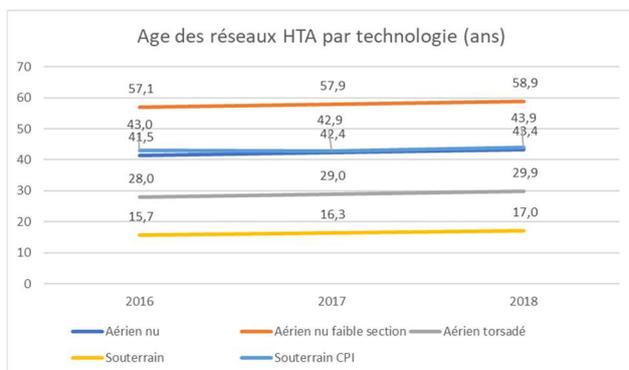
La pyramide des âges du réseau HTA est présentée ci-après :



Les linéaires de réseaux par tranches d'âges sont les suivants :

Age des réseaux HTA (km) - Inventaire technique -	2016		2017		2018	
Longueur totale	3 086		3 095		3 106	
Age moyen (ans)	29,9		30,6		31,2	
< 10 ans	422,3	13,7%	415,6	13,4%	370,3	11,9%
de 10 à 20 ans	424,7	13,8%	382,2	12,4%	416,0	13,4%
de 20 à 30 ans	597,8	19,4%	600,1	19,4%	594,1	19,1%
de 30 à 40 ans	610,8	19,8%	630,7	20,4%	630,0	20,3%
de 40 à 50 ans	472,7	15,3%	486,4	15,7%	488,2	15,7%
de 50 à 60 ans	428,3	13,9%	421,7	13,6%	430,9	13,9%
≥ 60 ans	129,6	4,2%	158,3	5,1%	176,1	5,7%

Le calcul de l'âge par technologie met en évidence des moyennes d'âge élevées pour les technologies incidentogènes d'aérien faibles sections et de souterrain en câbles à papier imprégné (CPI) :



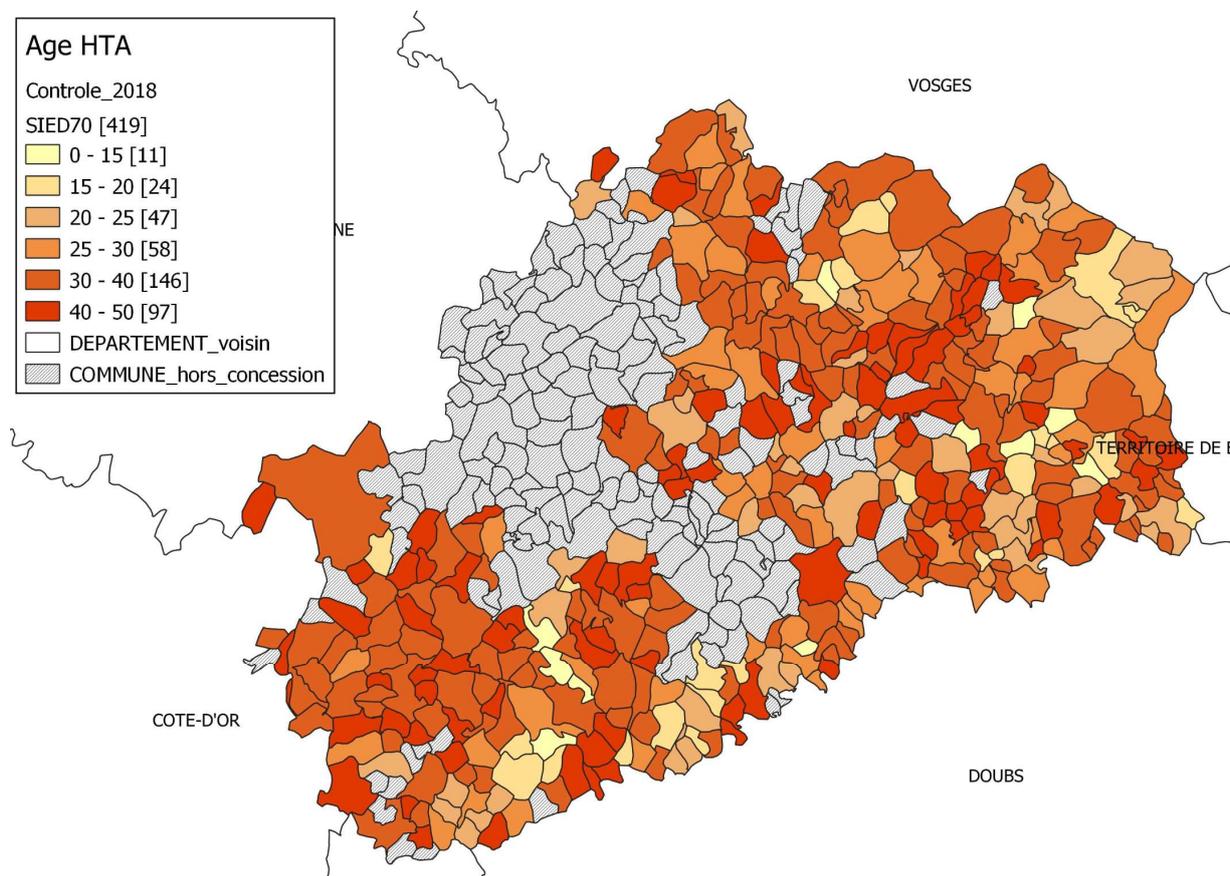
Interrogé à ce sujet lors de l'audit, le concessionnaire indique que l'âge des ouvrages n'est pas le critère qui fonde sa politique d'investissement.

Enedis explique exploiter un réseau qui se compose de technologies différentes, exposé à des contraintes d'exploitation très variables. Certaines technologies peuvent nécessiter d'être renouvelées avant leur fin de durée de vie comptable lorsque par exemple des défauts génériques sont identifiés sur un composant, ce qui a été le cas pour les composants de jonction de câbles, ou à la suite d'une tempête.

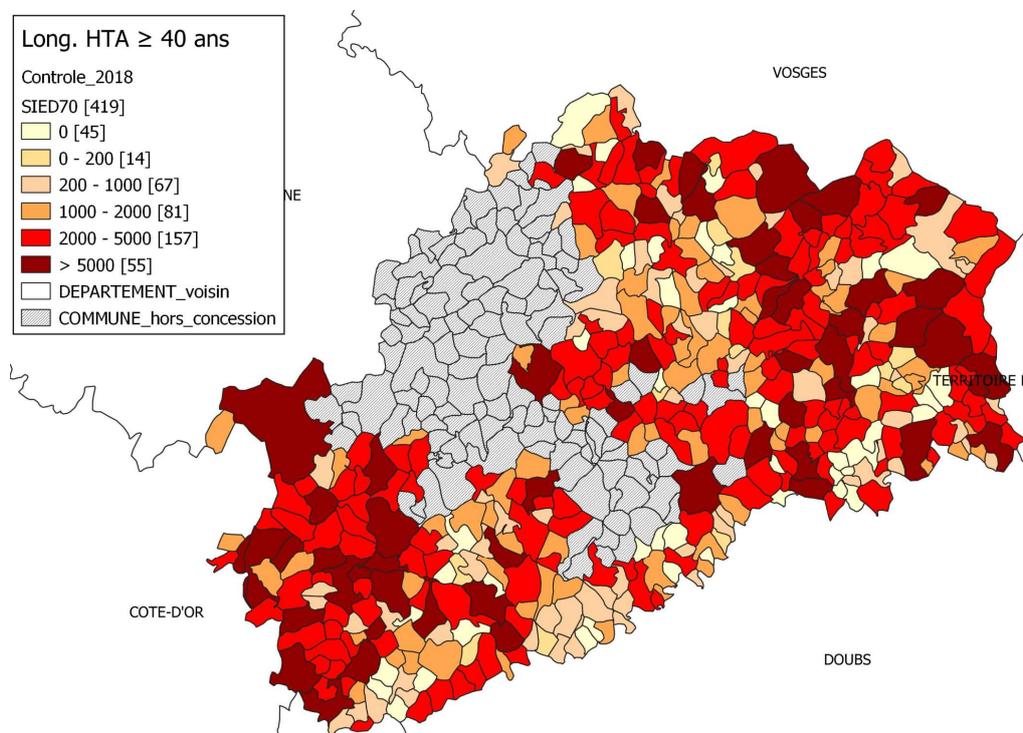
En revanche, d'autres ouvrages sont exploités au-delà de la durée de vie comptable lorsque le niveau de la qualité est satisfaisant.

Il est recommandé au concessionnaire de réaliser un suivi régulier de la qualité de distribution des tronçons les plus anciens et dont la technologie est vulnérable, et de prévoir des opérations de maintenance lourde ou de renouvellement en cas de défaillances répétées.

L'âge moyen des réseaux HTA à la maille communale :



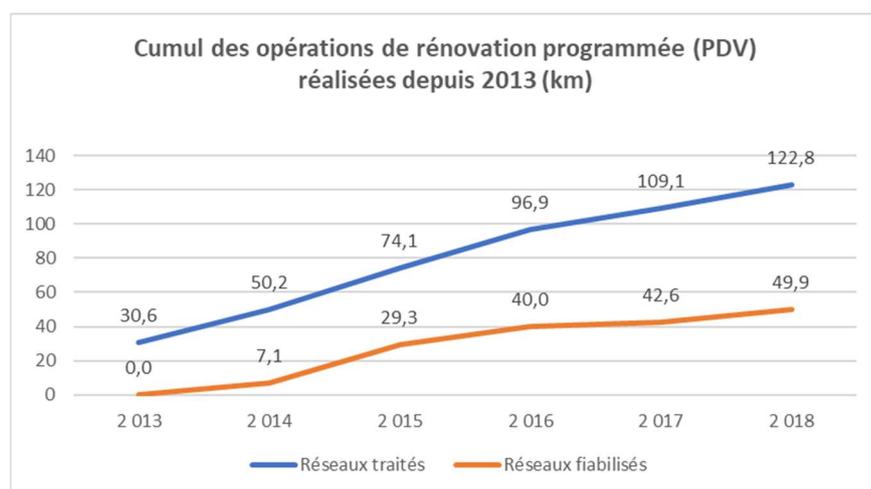
Et les lignes de plus de 40 ans :



3.6.5 Prolongation de la durée de vie des ouvrages (PDV)

A fin 2018, 94% du réseau aérien de la concession a plus de 25 ans (soit 1 705 km) et est donc éligible aux opérations de prolongation de la durée de vie des ouvrages (remplacement de supports, armements, poteaux, ...).

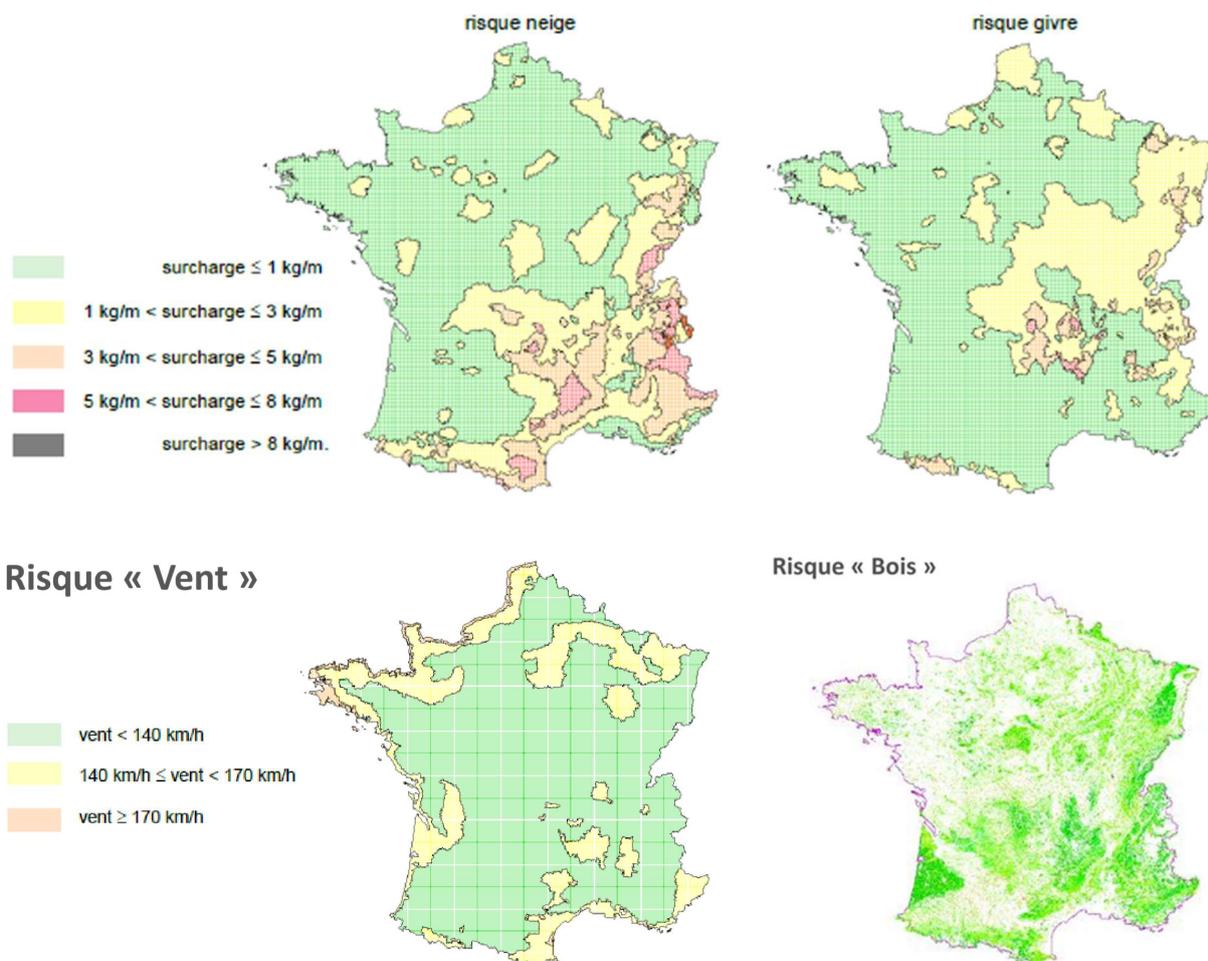
Depuis 2013, près de 123 km de tronçons HTA aériens ont été traités en PDV et ont fait l'objet d'une prolongation de 15 ans de leur durée de vie comptable :



3.6.6 Réseaux soumis aux aléas climatiques

Les réseaux HTA aériens de la Haute-Saône sont soumis à des risques bois et neige/givre liés aux conditions météorologiques du département (chutes d'arbres, chutes de câbles, ...).

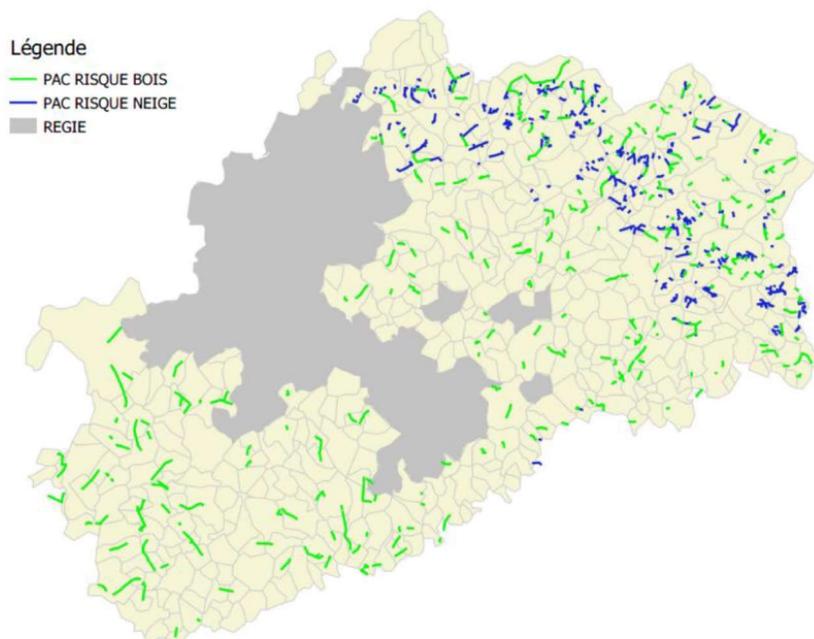
Les cartes suivantes montrent les risques auxquels sont soumis les réseaux du département.



Le réseau HTA aérien compte 1 838 km de réseaux HTA soumis au Plan Aléas Climatiques, dont 352 km à risques avérés (bois, vent, neige) comprenant notamment 78 km d'ossatures principales. Vingt chantiers de traitement des linéaires à risques avérés PAC ont été entrepris par le concessionnaire au cours de l'exercice.

Réseaux HTA aériens soumis au Plan Aléas Climatiques (PAC) Année 2018	
Linéaire HTA aérien PAC (km)	1 831,0
Dont risques avérés PAC (km)	305,0
Taux de risques avérés PAC (%)	16,7%
Dont linéaire en ossature principale 2017 (km)	78,0
Taux RA PAC principales . RA PAC total 2017	22,2%

Carte des départs HTA à risques avérés PAC :



L'amélioration de la réactivité et l'enfouissement des lignes doivent être considérés comme une solution privilégiée aux coupures d'alimentation provoquées notamment par les aléas climatiques. Ces dernières années ont connu la survenue d'évènements météorologiques qui viennent conforter la nécessité de sécuriser les réseaux de moyenne tension.

Les ouvrages de distribution, et notamment les postes HTA/BT, sont également soumis aux risques inondation caractérisés dans les zones de crues définies dans les plans de prévention des risques naturels prévisibles (PPR) instaurés par la loi du 02 février 1995.

Aucun capteur DINO n'a été déployé par le concessionnaire au cours de l'exercice pour équiper les postes HTA/BT à risque inondation de la concession. Chaque boîtier DINO est installé à dix centimètres au-dessus du sol. Il émet un signal géolocalisé à destination d'une application centralisée du concessionnaire. Les capteurs DINO communiquent en temps réel pour dresser une cartographie des ouvrages inondés.

Les PPR constituent l'un des instruments essentiels de l'action de l'Etat en matière des risques naturels. Pour le département de la Haute-Saône, les services de la Préfecture n'ont pas mis en ligne les données cartographiques correspondantes, ce qui ne nous permet pas de mettre en évidence les ouvrages soumis à cette nature de risque.

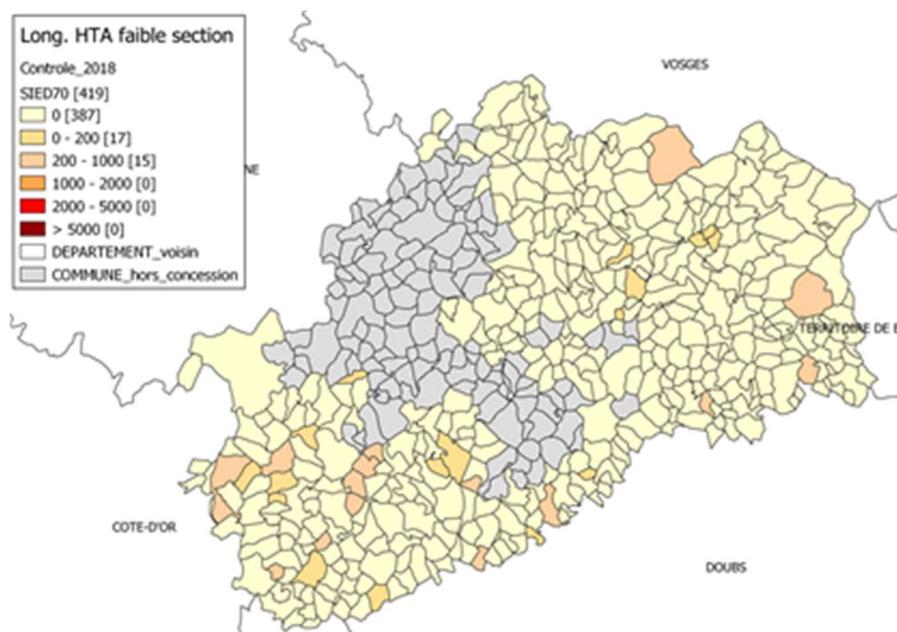
Enedis doit poursuivre ses efforts d'investissements engagés depuis plusieurs années en faveur du traitement et du renouvellement des linéaires HTA aériens soumis aux aléas climatiques.

Il est recommandé au concessionnaire de transmettre chaque année à l'autorité concédante la liste détaillée des linéaires PAC et à risques avérés PAC par départ HTA, par nature de risque (bois, vent, neige) et par typologie d'exploitation (ossature principale, secondaire bouclée, antenne) pour que le SIED70 soit en capacité de suivre l'évolution de la vulnérabilité des ouvrages.

L'enfouissement des lignes principales et/ou secondaires peut être considéré comme l'une des priorités du concessionnaire pour améliorer la qualité, la sécurité et la continuité de l'alimentation en électricité de la concession.

3.6.7 Technologies vulnérables

A fin 2018, Enedis exploite encore des technologies sensibles ou incidentogènes, comprenant 15,2 km de d'aérien nu de faibles sections (câbles Cu $\leq 14,5 \text{ mm}^2$ et autres conducteurs $\leq 22 \text{ mm}^2$) :



La longueur des tronçons HTA de faibles sections reste réduite sur la concession, mais le rythme de résorption est lent avec seulement 1,6 km enfouis au cours des trois dernières années :

Focus câbles HTA de faible section (km) - Inventaire technique -	2016	2017	2018
Aérien nu faible section	16,8	15,4	15,2
% aérien nu faible section / aérien	0,9%	0,8%	0,8%
% aérien nu faible section / total	0,5%	0,5%	0,5%

Les tronçons HTA souterrains à isolation en papier imprégné (CPI) sont très incidentogènes (facteur 8 par rapport à la moyenne des réseaux souterrains²). Ils représentent 21,7 km à fin 2018.

De même, les câbles souterrains synthétiques de 1^{ère} génération ont succédé à la technologie CPI et présentent généralement une incidentologie supérieure à la moyenne. Nous avons estimé leur longueur sur la concession à partir du type d'isolant et l'année de mise en service.

Evolution des câbles souterrains CPI et synthétiques de 1^{ère} génération :

Focus réseaux HTA de type papier imprégné (km) - Inventaire technique -	2016	2017	2018
Linéaire HTA avec CPI	22,3	21,9	21,7
Linéaire HTA synthétique de 1 ^{ère} génération (estimation Naldeo)	NC	NC	3,1
% total souterrain	-	-	1,9%

Nous avons estimé la présence de câbles synthétiques de 1^{ère} génération en identifiant les isolants SE (câble à isolant PVC, PE ou Butyle - pose entre 1958 et 1965) et SR (câble à isolant PR ou EPR - pose entre 1965 et 1985) de la concession.

Le concessionnaire a indiqué n'avoir traité aucun linéaire synthétique dans le cadre du programme travaux de l'exercice 2018. Le renouvellement de cette technologie est étudié au cas par cas en fonction de l'incidentologie des tronçons. Enedis accorde la priorité à la résorption des câbles CPI.

Le réseau HTA exploité par Enedis comporte près de 40 km de câbles en technologies sensibles ou incidentogènes. Leur résorption est lente sur la concession.

Il est recommandé au concessionnaire d'envisager une résorption plus rapide de ces technologies pour favoriser l'amélioration de la qualité de distribution.

3.6.8 Réactivité du réseau

Le respect des seuils réglementaires et contractuels de qualité par client et l'obtention d'une qualité de distribution d'électricité croissante en limitant le nombre de clients coupés sont deux axes majeurs de la politique mise en place par le concessionnaire en matière de réactivité.

La réactivité du réseau HTA est ainsi assurée par des Organes de Manœuvre Télécommandés (OMT) permettant de modifier les schémas d'alimentation et de réalimenter des clients après incident. Ces OMT accompagnent les fonctions avancées de conduite (auto-cicatrisation du réseau) permettant ainsi de réduire à la fois le nombre de clients coupés et le temps de coupure lors d'incidents HTA.

Les OMT, pilotés par le concessionnaire, sont déployés afin de limiter la taille des poches de clients entre deux OMT.

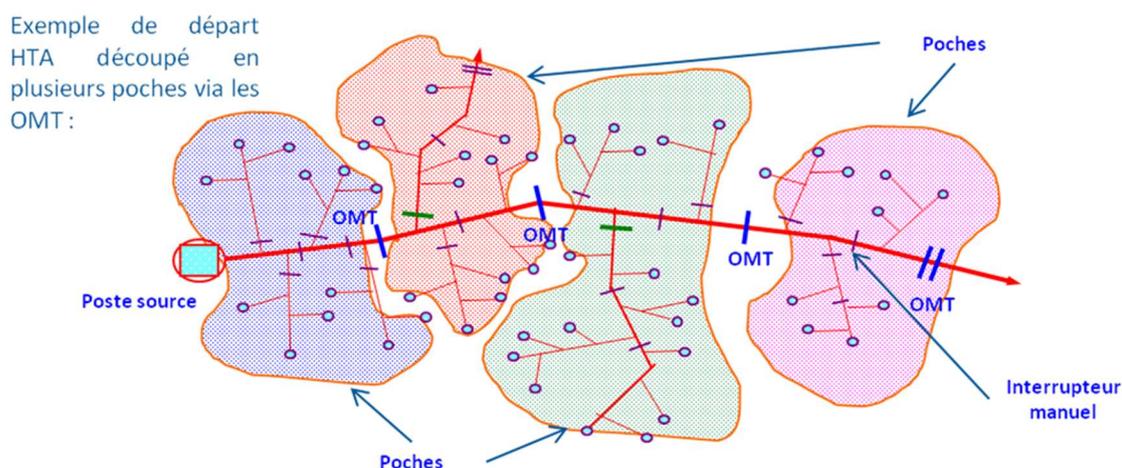
Des actions de maintenance préventives et pluriannuelles garantissent le maintien en condition opérationnelle de ces organes (par exemple batteries ILD, liaisons télécoms, entretien mécanique).

La réactivité sur incident est aussi améliorée par :

- L'augmentation du nombre de départs HTA par restructuration du réseau,

² Rapport CRE, 2010, Rapport sur la « qualité de l'électricité » : Diagnostics et propositions relatives à la continuité de l'alimentation en électricité, page 112

- La diminution des longueurs des départs par changement du schéma de conduite (cf. action sur les départs HTA longs de la concession).



Interrogé à ce sujet lors de l'audit, le concessionnaire indique que la politique de mise en service des OMT intervient sur deux axes de la qualité :

- Obtention d'un critère B incident HTA satisfaisant en limitant le nombre de clients coupés.
- Respect des seuils réglementaires et contractuels de qualité par client.

La méthode d'étude des poches des départs HTA (urbains et ruraux) vise à respecter pour chaque poche les seuils par zones d'alimentation.

Repères pour le dimensionnement maximal d'une poche télécommandée (en fonction de la zone d'alimentation) :

- Défauts HTA x kVA < à 900 ou 1250 (gain END)
- Défauts HTA x clients BT < à 300 ou 500 (enjeu critère B)

Les réseaux exploités par Enedis comportent 250 OMT sur le périmètre concédé, ce qui est jugé inférieur à la moyenne observée pour des concessions similaires.

Il est recommandé au concessionnaire de poursuivre la mise en service régulière de nouveaux interrupteur mécaniques télécommandés, et d'analyser régulièrement leur fonctionnement afin d'évaluer la qualité de la télécommunication et la fiabilité des matériels, et établir d'éventuels plans d'actions de fiabilisation pour améliorer la réactivité et la réalimentation du territoire.

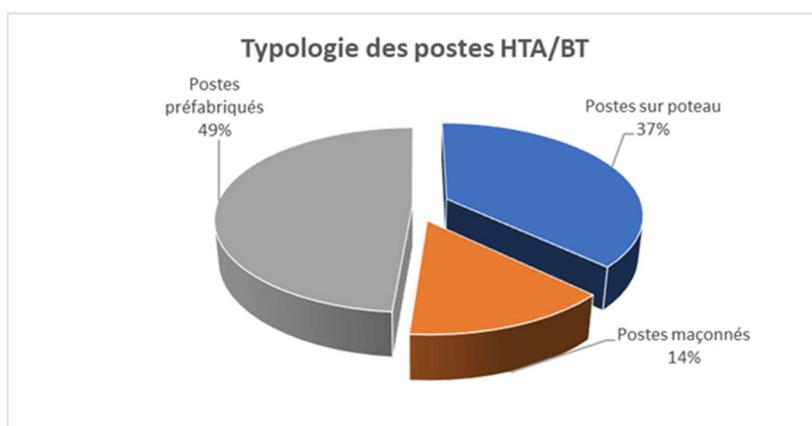
3.7 Les postes de transformation HTA/BT

Les postes de transformation font le lien entre les réseaux HTA et les réseaux BT en abaissant la tension de 20 kV / 15 kV à 400/410 V en triphasé et 230 V en monophasé pour raccorder les usagers BT.

Il est le plus souvent constitué d'une enveloppe mécanique (génie civil), d'interrupteurs HTA, d'un transformateur et d'un tableau basse tension. L'ensemble fait partie des ouvrages de distribution publique d'électricité.

3.7.1 Typologies

Le tableau suivant présente les typologies des 3 303 postes HTA/BT exploités par Enedis sur le territoire concédé à fin 2018 :



Typologie des postes HTA/BT - Inventaire technique -	2016	2017	2018	%
Postes sur poteau	1 241	1 232	1 226	37,1%
Postes maçonnés	474	471	469	14,2%
Postes préfabriqués	1 555	1 580	1 605	48,6%
Total	3 273	3 286	3 303	

La concession alimente près de 12 153 usagers en basse tension, soit un ratio moyen de 37 usagers par poste.

Les typologies des postes mis en service au cours des trois derniers exercices sont :

Postes HTA/BT mis en service au cours des 3 derniers exercices - Inventaire technique -	2016	2017	2018	%
Postes sur poteau	9	3	2	7,7%
Postes maçonnés	1	0	0	0,0%
Postes préfabriqués	28	19	24	92,3%
Total	38	22	26	

Il subsiste 220 postes de type cabine haute sur le périmètre concédé. Au-delà des aspects esthétiques, leurs technologie et modalités d'exploitation sont en effet très contraignantes (tenue à l'isolement réduite, capacités des tableaux BT limitées, inappropriés aux travaux sous tension, exploitation difficile).

Egalement appelés postes « tours », ce sont des ouvrages maçonnés de grande hauteur qui furent construits lors des travaux d'électrification des zones rurales et dont l'intégration dans l'environnement ne correspond plus aux critères d'aujourd'hui.

**La concession compte un nombre important de cabines hautes.
 Une réhausse de leur résorption permettrait de renforcer la fiabilité des équipements et d'améliorer la qualité de distribution d'électricité des départs BT associés.**

3.7.2 Age des postes HTA/BT

A fin 2018, près de 31% des postes HTA/BT ont plus de 40 ans sur le périmètre concédé. Leur proportion augmente significativement :

Focus postes HTA/BT anciens - CRACs et inventaire technique -	2016	2017	2018
Nb de postes ≥ 40 ans	870	951	1 024
<i>% total</i>	<i>26,6%</i>	<i>28,9%</i>	<i>31,0%</i>
Dont postes H61	446	499	559
Dont postes en immeuble	60	62	63
Dont cabines hautes	223	219	218
Dont cabines basses	111	129	139
Nb de postes > 50 ans	304	332	369
Nb de postes > 60 ans	127	140	152

L'âge moyen des postes HTA/BT est de 29,5 ans.

La majeure partie des postes HTA/BT a un âge inférieur à 40 ans : c'est le cas de près de 88% des postes installés sur le périmètre concédé DP et de 84% des postes installés sur le périmètre concédé DSP hors DP.

L'âge moyen de près de 29,5 ans des postes HTA/BT exploités par Enedis est relativement élevé. L'éradication des postes les plus anciens (notamment les 218 cabines hautes) doit être renforcée.

3.7.3 Age des transformateurs HTA/BT

Le tableau suivant présente la répartition des transformateurs HTA/BT exploités par Enedis par périmètre concédé :

Ancienneté des transfos HTA/BT en poste - Inventaire technique -	2018
Age moyen	20,9
Nb transfos ≥ 40 ans	327
% total	9,9%
Nb transfos ≥ 50 ans	62
Nb transfos ≥ 60 ans	0

L'âge moyen des transformateurs HTA/BT est de 20,8 ans.

3.7.4 Technologie des transformateurs

La répartition des tensions de sortie des transformateurs HTA/BT (400V / 410V) dans l'inventaire technique des ouvrages est la suivante :

Génération de transformateur - Inventaire technique -	2018	% total
Ancienne génération (400V)	991	29,9%
Nouvelle génération (410V)	2 321	70,1%
Total	3 312	100,0%

Il est constaté que près de 70% des postes sont d'une génération récente, ce qui est satisfaisant et offre davantage d'opportunités de réduction du nombre de clients mal alimentés.

3.8 Le réseau BT

Le réseau basse tension (BT) est la partie terminale de la distribution d'électricité.

3.8.1 Typologies

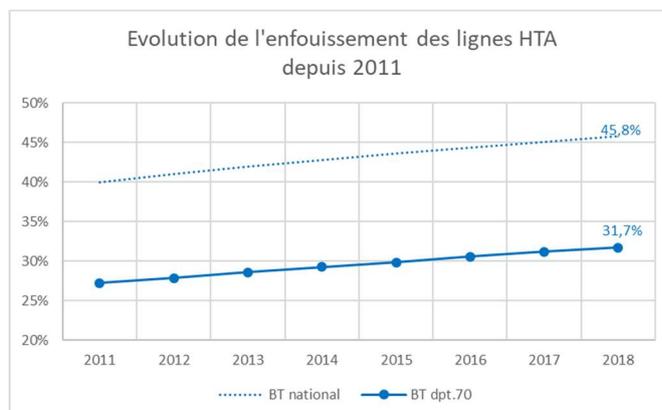
A fin 2018, les réseaux BT exploités par Enedis sur la concession ont une longueur totale de 3255,1 km :

Typologie des réseaux BT (km) - Inventaire technique -	2016	2017	2018	% linéaire total
Aérien nu	295,2	285,5	265,4	8,2%
Aérien torsadé	1 927,2	1 929,6	1 956,5	60,1%
Souterrain	978,5	1 005,0	1 033,1	31,7%
Linéaire total	3 201,0	3 220,2	3 255,1	
<i>Evolution n/n-1</i>		0,6%	1,1%	

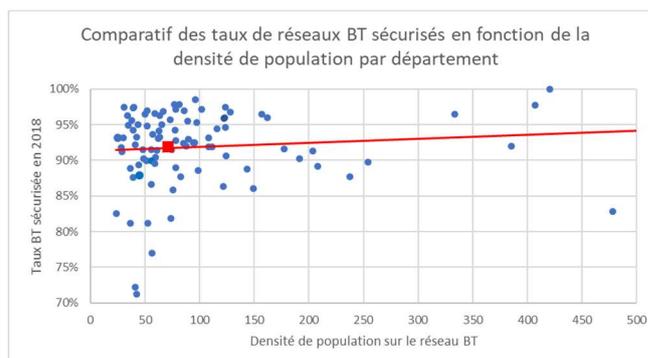
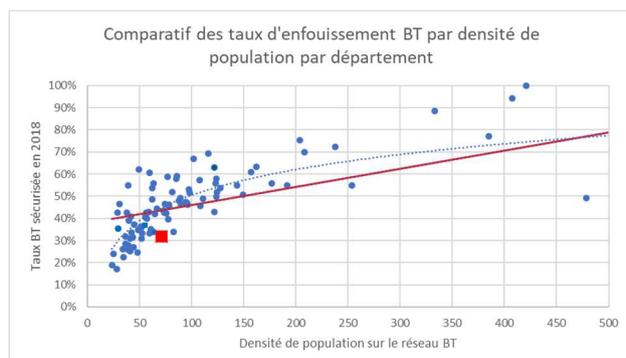
3.8.2 Enfouissement et sécurisation

Le taux d'enfouissement des réseaux BT exploités par Enedis est de 31,7% sur la concession, et le taux de sécurisation BT est de 91,8% (aérien torsadé et souterrain).

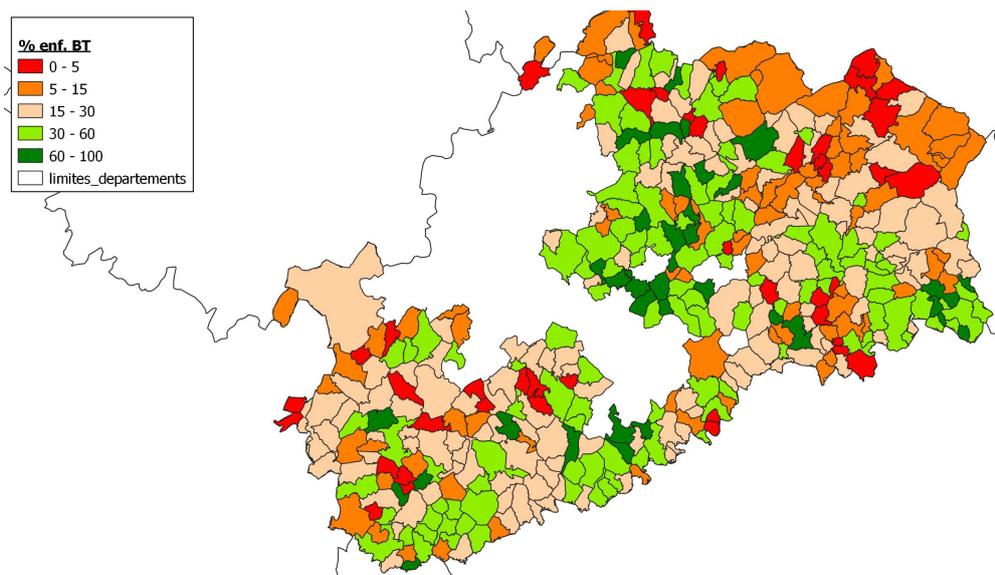
L'enfouissement des lignes BT est nettement inférieur à la moyenne nationale de 45,8% :



L'enfouissement et la sécurisation des lignes BT sont respectivement nettement inférieur et égal à la moyenne observée dans des départements de densité de population similaires :



L'enfouissement à la maille communale des réseaux BT est le suivant :



3.8.3 Longueur des départs

Le concessionnaire exploite 7583 départs BT sur le département dont la longueur moyenne de 430 mètres.

Le réseau BT comprend 184 départs de grande longueur supérieure à 1500 mètres. Le départ le plus long s'étend sur 4,3 km (commune de Ternuay-Melay-et-Saint-Hilaire).

La réduction des longueurs des départs BT participe à la réduction des risques de dégradation de la qualité de de distribution de l'électricité.

Caractéristiques des départs BT - Inventaire technique -	2018
Nb départs BT	7 583
Longueur moy. des départs BT (m.)	430
Nb départs BT > moy. nat. (425 m.)	2 945
Nb départs BT > 1500 m.	184
Nb départs BT > 2500 m.	20
Longueur départ BT le plus long (m.)	4 285
Commune du départ BT le plus long	TERNUAY- MELAY-ET- SAINT-HILAIRE

3.8.4 Age des linéaires

L'inventaire technique des réseaux BT présente un âge moyen de 42,1 ans qui n'est pas représentatif de l'âge moyen réel des ouvrages concédés.

En effet, l'inventaire comporte 42% de linéaires non datés (indiqués « 1946 »), pour lesquels le concessionnaire n'a pas la connaissance de la date de mise en service, et pour lesquels la nature du câble est souvent erronée.

Ces incohérences rendent impossible toute analyse de l'âge des réseaux BT.

Comme pour la HTA, il est recommandé au concessionnaire de réaliser un suivi régulier de la qualité de distribution des tronçons les plus anciens, et de prévoir leur renouvellement en cas de défaillances répétées.

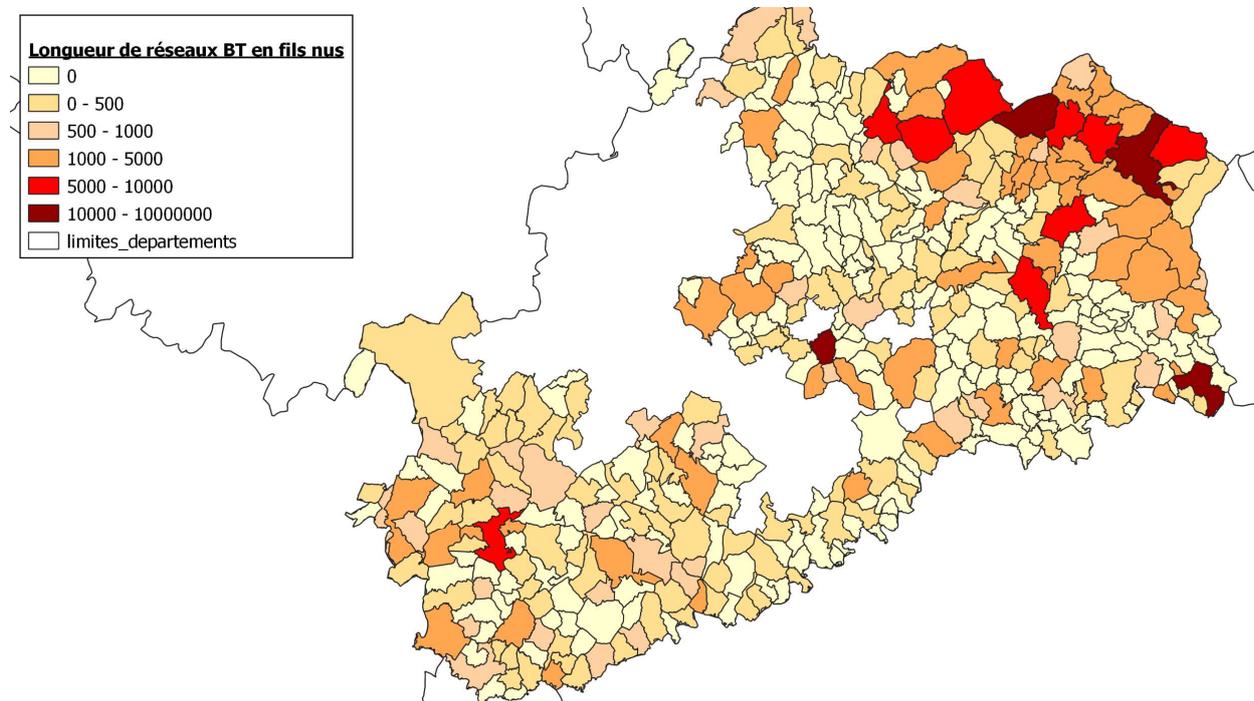
Le travail de fiabilisation de l'inventaire technique doit être poursuivi afin de corriger les nombreuses incohérences constatées sur les dates de mise en service.

3.8.5 Technologies vulnérables

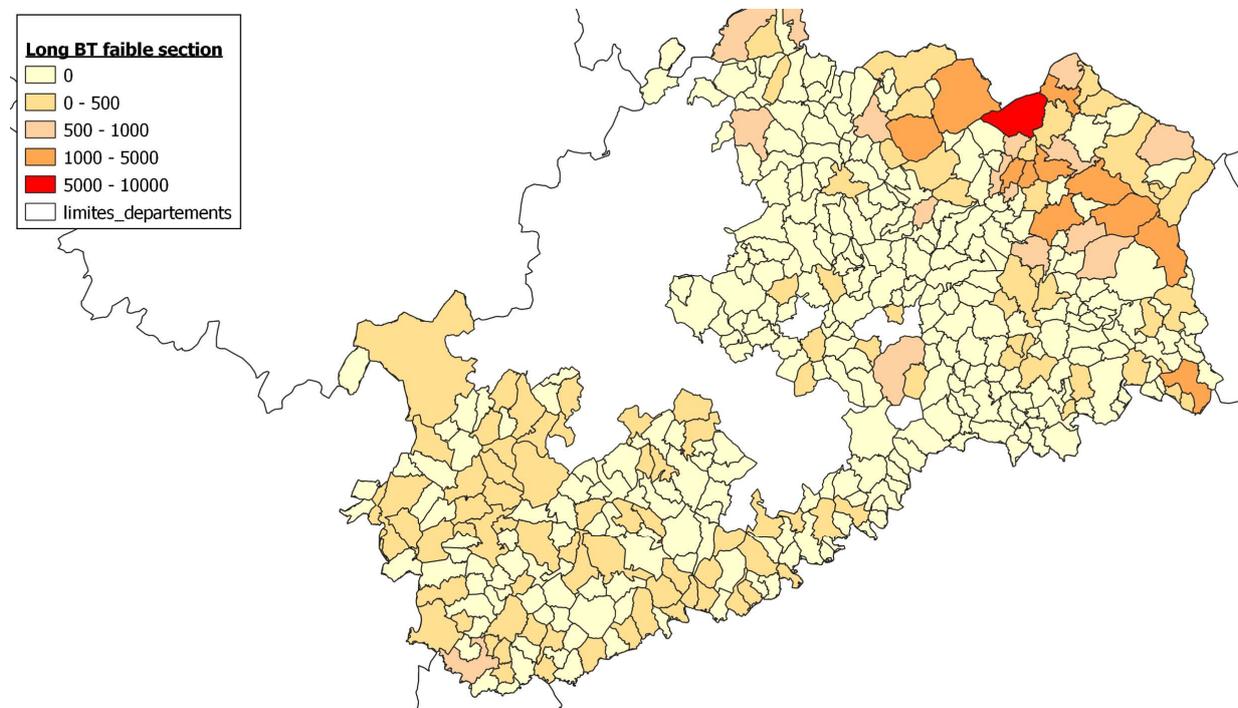
A fin 2018, Enedis exploite encore des technologies sensibles ou incidentogènes, comprenant 265 km d'aérien nu dont 50 km de faibles sections (câbles Cu $\leq 14,5 \text{ mm}^2$ et autres conducteurs $\leq 22 \text{ mm}^2$) :

Focus câbles BT incidentogènes (km) - Inventaire technique -	2016	2017	2018
Aérien nu faible section	69,0	67,0	50,0
Linéaire BT souterrain CPI	NC	NC	3,5
Linéaire BT souterrain neutre périphérique	NC	NC	7,4
% lignes	2,16%	2,08%	1,87%

Carte des réseaux BT aériens nus :



Carte des réseaux BT aériens de faibles sections :



Les réseaux BT à fils nus et de faible section constituent de véritables « points noirs » en termes de continuité d'alimentation en régime normal d'exploitation.

Le rythme de renouvellement doit être maintenu, en se concentrant prioritairement sur les faibles sections.

4 LA MAINTENANCE DES OUVRAGES

4.1 Préalable

Conformément à l'article 10 du cahier des charges de concession et dans le respect des réglementations en vigueur, le concessionnaire est tenu de maintenir et d'entretenir les réseaux électriques qui lui ont été confiés par le SIED70 :

« L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le concessionnaire, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire. »

Les actions de maintenance légère et/ou lourde engagées préservent le matériel en état de bon fonctionnement et améliorent la durée de vie des ouvrages. Certaines actions de maintenance sont inscrites dans des cadres normatifs pour la préservation des risques techniques et environnementaux et la préservation de la sécurité des personnes et des biens.

Les opérations de maintenance engagées par le concessionnaire sur le réseau de distribution regroupent notamment les interventions suivantes :

- Elagage périodique des lignes HTA et BT
- Plan d'élimination des PCB (polychlorobiphényles) ou PCT (polychloroterphényles)
- Suivi des mesures de terre et amélioration des terres
- Maintenance des appareils de coupure
- Opérations de prolongation de la durée de vie (non mises en œuvre)

4.2 Elagage des lignes HTA et BT

Le défaut d'élagage périodique des lignes sous tension peut provoquer des accidents par chutes de câbles, entraîner des accidents corporels graves et conduire à des coupures d'alimentation.

Le cahier des charges de la concession, conclue entre le SIED70 et Enedis, prévoit explicitement que la responsabilité de l'élagage des végétaux à proximité des lignes électriques incombe au concessionnaire (cf article 10 cité dans l'introduction). Ainsi, le concessionnaire doit entreprendre les travaux de maintenance comprenant les travaux d'élagage des linéaires.

La périodicité des actions d'élagage doit être planifiée de façon à respecter en permanence les distances minimales de sécurité entre la végétation et les câbles sous tension. Les dégâts occasionnés par des intempéries traduisent l'importance d'un élagage régulier des arbres situés à proximité des lignes électriques.

Si la responsabilité de l'élagage à proximité des lignes revient généralement au concessionnaire, la responsabilité du propriétaire peut être engagée dans les deux cas suivants :

- Si l'arbre planté en domaine privé, déborde sur le domaine public où est située la ligne électrique conformément au Code de la voirie routière ;
- Si l'arbre planté en domaine privé ou public après la construction de la ligne électrique, ne respecte pas les distances réglementaires minimales prescrites dans la norme NFC 11-201.

Au cours de l'exercice 2018, Enedis a indiqué dans le CRAC avoir élagué près de 521 km de lignes HTA et 66 km de lignes BT sur le territoire concédé, pour un montant de 743 k€, ce qui est stable par rapport au précédent exercice.

Et lors de l'audit sur site, le concessionnaire a mentionné avoir élagué 93,9 km de lignes HTA et 30,3 km de lignes BT, ce qui est incohérent avec les résultats présentés dans le CRAC.

Le concessionnaire a néanmoins apporté des précisions sur la méthode d'élagage employée.

Pour l'élagage HTA, Enedis veille à maintenir la continuité de fourniture selon l'importance de la durée cumulée de coupure provoquée (NiTi). Au-delà d'un certain seuil (non indiqué), Enedis met en place des groupes électrogènes pour réalimenter le maximum d'usagers.

Pour les usagers de grandes puissances, l'intervention d'Enedis dépendra des engagements prévus au contrat d'acheminement (réalimentation par le concessionnaire ou par l'utilisateur).

Les critères retenus par le concessionnaire pour établir le programme d'élagage HTA sont :

- L'ancienneté du dernier élagage retenu uniquement sur la remise à niveau
- Les incidents ayant pour cause élagage insuffisant
- L'interprétation des données de qualité de fourniture identifiées sur les départs
- Les ossatures de réseaux HTA devant être traitées progressivement et restructurées pour fiabilisation

Les critères retenus pour établir le programme d'élagage BT sont :

- Le kilométrage de fils nus BT
- Les incidents ayant pour cause élagage insuffisant
- Le nombre de réclamations des usagers et la remontée ponctuelle des agents
- L'ancienneté du dernier élagage sur la commune

Les prestataires d'inventaire réalisent la visite complète des départs HTA à hauteur d'un tiers des départs de la Direction Régionale par an. Une fois les travaux sur un départ terminés, Enedis procède au contrôle des prestations sur le terrain (visite à pied ou par drone).

Les usagers concernés par une coupure sont avertis des travaux par courriers (minima 10 jours avant les travaux). Enedis leur adresse un email en complément le cas échéant. Ils sont également sollicités par les entreprises d'élagage lors de la préparation du chantier et sont tenus informés de la date et de l'heure de l'intervention.

Le concessionnaire semble remplir ses obligations d'élagage des lignes HTA et BT pour maintenir les réseaux en bon état de fonctionnement.

Il serait cependant souhaitable d'améliorer la cohérence et la qualité des transmissions adressées à l'autorité concédante dans le cadre du contrôle annuel, en produisant a minima la liste détaillée des longueurs HTA élaguées par départ et les longueurs BT élaguées par commune.

La périodicité des travaux d'élagage sur les réseaux HTA et BT n'a peut-être pas été véritablement appréciée par l'autorité concédante tant que le concessionnaire n'apportera pas plus de précisions dans ses restitutions.

4.3 Traitement des PCB et PCT

Les PCB (polychlorobiphényles) ou PCT (polychloroterphényles) sont plus connus sous le nom de Pylalène (également Arochlor ou Askarel) et peuvent se retrouver en faibles proportions dans certains transformateurs HTA/BT installés avant 1987, année de l'entrée en vigueur de l'interdiction de vente en France d'appareils en contenant (décret du 2 février 1987).

La directive 96/59/CE du 16 septembre 1996 relative à l'élimination des PCB et PCT prévoit l'élimination des PCB et PCT à partir d'inventaires constitués sur la base de la déclaration des détenteurs d'appareils en contenant, avec une échéance fixée au 31 décembre 2010.

La Décision de la commission Européenne du 16 janvier 2001 oblige à effectuer les analyses pour déterminer le taux de pollution conformément à la norme IEC 61619 et/ou EN 61619, plus exactement l'analyse du diélectrique par chromatographie en phase gazeuse.

Le décret n°2013-301 du 12 avril 2013 prévoit une seconde phase de décontamination et d'élimination du PCB et PCT en fonction de l'année de fabrication de l'appareil.

Les échéances réglementaires sont les suivantes :

- Echéance au 1er janvier 2017 pour les appareils mis en service avant le 1er janvier 1976
- Echéance au 1er janvier 2020 pour les appareils mis en service avant le 1er janvier 1981
- Echéance au 1er janvier 2023 pour les appareils mis en service après le 1er janvier 1981

Le concessionnaire déclare qu'il n'y a plus de poste sur poteaux « H61 » pollué, ni de transformateur des postes cabines « non conformes » (par exemple sans bac de rétention ou de fosse), ni de transformateur de plus de 500 ppm.

4.4 Suivi des mesures de terre

4.4.1 Préalable

La mise à la terre des réseaux publics de distribution HTA et BT s'effectue en reliant les masses ou le neutre ou les protections contre les surtensions atmosphériques à une prise de terre.

Dans toute installation, le raccordement d'une prise de terre est indispensable pour garantir la sécurité du réseau électrique. L'absence de prise de terre peut entraîner de réels dangers pour la vie des personnes et des dommages aux installations électriques et aux biens.

La prise de terre est un corps conducteur incorporé dans le sol ou dans un milieu conducteur en contact électrique avec la terre. La mise à la terre permet de relier à une prise de terre, par une câblette (câble en cuivre nu de 25 mm²), un piquet ou une grille, les masses métalliques qui risquent d'être mises accidentellement en contact avec le courant électrique par suite d'un défaut d'isolement ou d'une surtension atmosphérique (foudre).

Le courant de défaut ou de surtension atmosphérique peut ainsi s'évacuer par la terre sans danger pour les personnes, les animaux et les biens.

La valeur individuelle de la prise de terre ne doit pas dépasser la valeur ohmique recommandée et être indépendante des prises de terre des réseaux voisins (usagers, éclairage public, télécommunications, paratonnerre, canalisations gaz, ...).

Pour y parvenir, les paramètres suivants doivent être considérés : la résistivité du sol, la forme géométrique de la prise de terre et de la distance entre les prises de terre.

Il est nécessaire de contrôler régulièrement les valeurs de résistance de terre afin de garantir la sécurité des installations électriques.

Le rôle des prises et réseaux de terre est de garantir :

- La sécurité des personnes
- La protection des installations de puissance
- La protection des équipements sensibles
- Le maintien d'un potentiel de référence.

La réalisation des réseaux publics de distribution d'électricité est notamment soumise à :

- La **norme NFC 11-201** d'octobre 1996 et son amendement A1 de décembre 2004 ;
- L'arrêté interministériel du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique ;
- La publication UTE C15-900 (2006-03-01) notamment relative aux précautions à prendre du fait de la proximité entre réseaux de communication et réseaux d'énergie.

4.4.2 Protection des réseaux HTA

Le régime de protection des réseaux HTA est celui de la mise à la terre du neutre en seul point, au transformateur HTB/HTA du poste source par l'intermédiaire d'une résistance. Cela consiste à installer une impédance de faible valeur de limitation du courant de défaut franc à la terre :

- Limitation à 1000 A en zone urbaine comportant des réseaux souterrains
- Limitation à 150 A en zones rurales et péri-urbaines.

Les conséquences de ces dispositions techniques sont la détection et la mise hors tension du départ HTA siège d'un défaut d'isolement et la limitation, au moment du défaut, des surtensions à une valeur compatible avec les niveaux d'isolement des matériels HTA et BT.

Le plan de protection des réseaux aériens et mixtes consiste à programmer une série d'ouvertures et fermetures du disjoncteur du départ HTA sur détection de défaut (cycles de ré-enclenchements rapides et lents).

4.4.3 Protection des réseaux BT

Le régime de protection des réseaux BT est fixé par l'article 45 de l'arrêté interministériel fixant les conditions techniques de distribution: « Les distributions triphasées doivent comporter un conducteur neutre relié à un point neutre et mis directement à la terre ».

Les mises à la terre du neutre et des masses métalliques doivent être distinctes (schéma des liaisons de type « TT »).

En zones rurale et péri-urbaine, la terre des masses est fixée au maximum à 10 ohms et celle du neutre à 5 ohms, avec la possibilité d'interconnecter les terres des masses et du neutre en respectant une valeur globale inférieure à 2,5 ohms.

En zone urbaine, les terres des masses et du neutre sont interconnectées pour une valeur globale inférieure à 1 ohm.

Chaque départ BT est ensuite protégé par un jeu de fusibles placé en sortie de transformateur et dont le calibre dépend de l'intensité nominale admissible dans le câble.

4.4.4 Conditions d'interconnexion et de séparation

Le contrôle et la mesure des prises de terre doit être réalisé de la façon suivante :

- En zone urbaine :
 Il n'est pas possible de réaliser de mesure de terre correcte, compte tenu du fort couplage existant entre les piquets auxiliaires et la terre à mesure. Il est cependant important de vérifier que les circuits de terre sont bien connectés dans chaque poste HTA/BT au maillage des câbles.
 → Un **contrôle visuel** est **nécessaire tous les 10 ans** pour vérifier que les différents équipements sont bien reliés au circuit de masses du poste HTA/BT (écrans ou armures des câbles HTA et raccordement du neutre au circuit de masse).
- En zone rurale et péri-urbaine :
 - Si les prises de terre des **masses HTA et du neutre BT** sont **séparées** : la prise de terre des masses du poste HTA/BT, la prise de terre globale du neutre BT et le couplage doivent être mesurés.
 - Si les prises de terre des **masses HTA et du neutre BT** sont **interconnectées** : la valeur de la prise de terre globale de la zone doit être contrôlée tous les 10 ans, ainsi que la continuité des écrans et le raccordement du neutre.

Les valeurs réglementaires des prises de terre et de l'indépendance des terres sont les suivantes :

Conditions d'interconnexion et de séparation entre la prise de terre des masses HTA et la prise de terre du neutre BT des postes HTA/BT	Valeur maximale
Prise de terre individuelle des masses : réseau HTA et poste HTA/BT	30 Ω
Prise de terre globale du neutre : réseau BT	15 Ω
Prise de terre globale des masses de l'ensemble interconnecté : réseau HTA, poste HTA/BT et neutre BT	2,5 Ω en zones rurale et péri-urbaine 1 Ω en zone urbaine
Indépendance des terres : coefficient de couplage entre la prise de terre des masses HTA et la 1ère prise de terre du neutre BT	15%

4.4.5 Mesures de terre réalisées

Les valeurs des différentes terres des réseaux sont saisies dans la GMAO d'Enedis lors de la mise en service de l'ouvrage.

Les contrôles réglementaires (vérification, mesure, ...) sont réalisés systématiquement tous les 10 ans.

Le concessionnaire n'a pas communiqué le résultat des mesures de terre réalisées au cours de l'exercice.

Il est recommandé au concessionnaire de restituer à l'autorité concédante les résultats détaillés des mesures de terre des interrupteurs, postes HTA/BT et réseaux BT dans le cadre du contrôle annuel.

Le SIED70 doit être en capacité de suivre régulièrement les résultats des interventions réalisées par le concessionnaire.

4.5 Maintenance des équipements

La maintenance des équipements doit être réalisée régulièrement.

La concession regroupe les équipements suivants :

- 891 interrupteurs lumineux de défaut (ILD), dont 281 sur des organes PPI
- 885 interrupteurs aériens à commande manuelle (IACM),
- 9 261 interrupteurs répartis dans 3913 postes HTA/BT.
- Deux tableaux HTA de poste HTA/BT ont été remplacés au cours de l'exercice, au titre de la maintenance corrective et de la restructuration du réseau.

Le concessionnaire a déclaré avoir réparé ou remplacé 27 ILD et avoir remplacé les batteries de 94 OMT au cours de l'exercice.

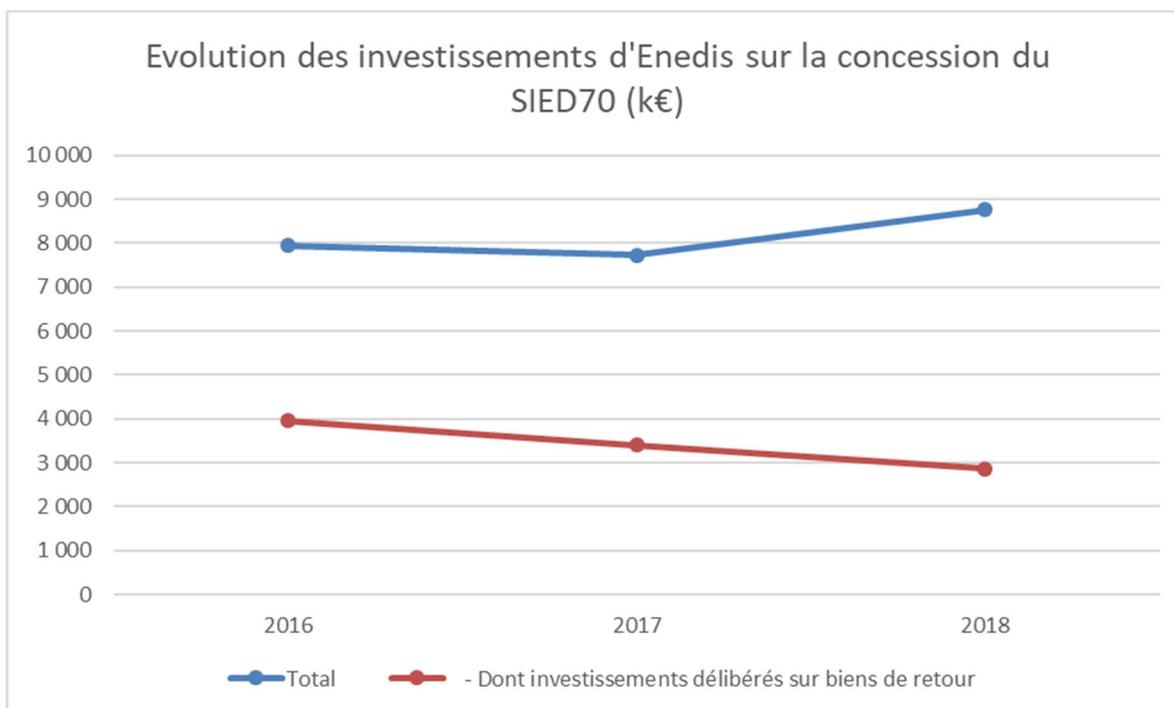
Il est recommandé au concessionnaire de restituer à l'autorité concédante les résultats détaillés des actions de maintenance des équipements dans le cadre du contrôle annuel.

Le SIED70 doit être en capacité de suivre régulière les résultats des interventions réalisées par le concessionnaire.

5 LES INVESTISSEMENTS DU CONCESSIONNAIRE

5.1 Evolutions

Les investissements engagés par Enedis sur le périmètre concédé sont les suivants :



Investissements du concessionnaire (k€)	2016	2017	2018
Raccordements des consommateurs et producteurs	2 855	2 603	2 505
Investissements pour la performance et la modernisation du réseau	4 156	3 835	3 591
<i>Dont renforcement</i>	127	476	96
<i>Dont climatique</i>	625	785	666
<i>Dont modernisation</i>	2 880	2 326	2 778
<i>Dont moyens d'exploitation</i>	524	248	51
Exigences environnementales et réglementaires	848	1 173	1 198
<i>Dont environnement</i>	200	241	214
<i>Dont sécurité et obligations réglementaires</i>	328	537	607
<i>Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers</i>	320	395	377
Linky et smart grids	85	75	1 464
Investissements de logistique	0	42	1
Total	7 944	7 728	8 759
<i>- Dont investissements postes-sources</i>	200	429	733
<i>- Dont article 8</i>	200	241	214
- Dont investissements délibérés sur biens de retour	3 956	3 406	2 858

Les investissements du concessionnaire s'élèvent à 8,8 M€ en 2018, dont 2,9 M€ dédiés aux investissements délibérés portant sur les biens de retour.

Les investissements délibérés sont en baisse au cours des trois dernières années.

6 LA QUALITE DE L'ELECTRICITE DISTRIBUEE

La qualité de l'électricité recouvre principalement deux notions différentes : la continuité d'alimentation (coupures d'électricité) et la qualité de tension délivrée aux usagers (notamment la tenue aux contraintes de puissance).

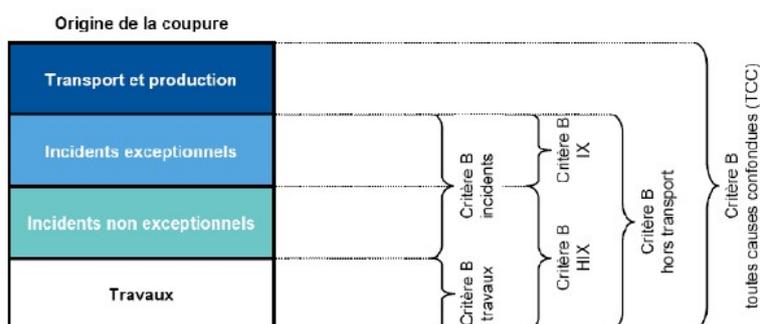
Il est de la responsabilité des gestionnaires de réseaux publics de garantir un certain niveau de qualité de l'électricité aux utilisateurs. Cette responsabilité est partiellement encadrée par des textes législatifs et réglementaires.

6.1 La continuité de fourniture

6.1.1 Définition

Le critère B est la durée moyenne annuelle de coupure par utilisateur du réseau public de distribution raccordé en basse tension, quel que soit la cause de l'interruption de fourniture (travaux ou incident sur le réseau de distribution publique ou incident en amont du réseau de distribution publique). Il ne tient compte ni de la puissance souscrite ni de la consommation et est calculé sur l'ensemble de la concession.

Le critère B est subdivisé selon l'origine des coupures :



La réglementation encadrant les exigences minimales de qualité imposées à Enedis est le décret d'application n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

Il est complété d'un arrêté d'application du 24 décembre 2007, modifié le 28 août 2012 et repris par le Code de l'énergie aux articles L321-18 et L322-12.

Pour ne pas être considéré comme « mal alimenté », un utilisateur ne doit pas subir, dans une même année, hors événements exceptionnels, un nombre de coupures longues ou de coupures brèves ou une durée cumulée de coupures longues qui excèdent un seuil fixé par l'arrêté d'application. La part maximale des usagers mal alimentés est fixée à 5 %.

La norme technique considère qu'une coupure est : longue lorsqu'elle est d'une durée supérieure à 3 mn ; brève lorsque sa durée est comprise entre 1 seconde et 3 mn et très brève lorsque sa durée est inférieure à 1 seconde.

Pour rappel, une coupure est considérée comme longue lorsqu'elle est d'une durée supérieure à 3 mn ; comme brève lorsque sa durée est comprise entre 1 seconde et 3 mn ; comme très brève lorsque sa durée est inférieure à 1 seconde.

6.1.2 Critère B

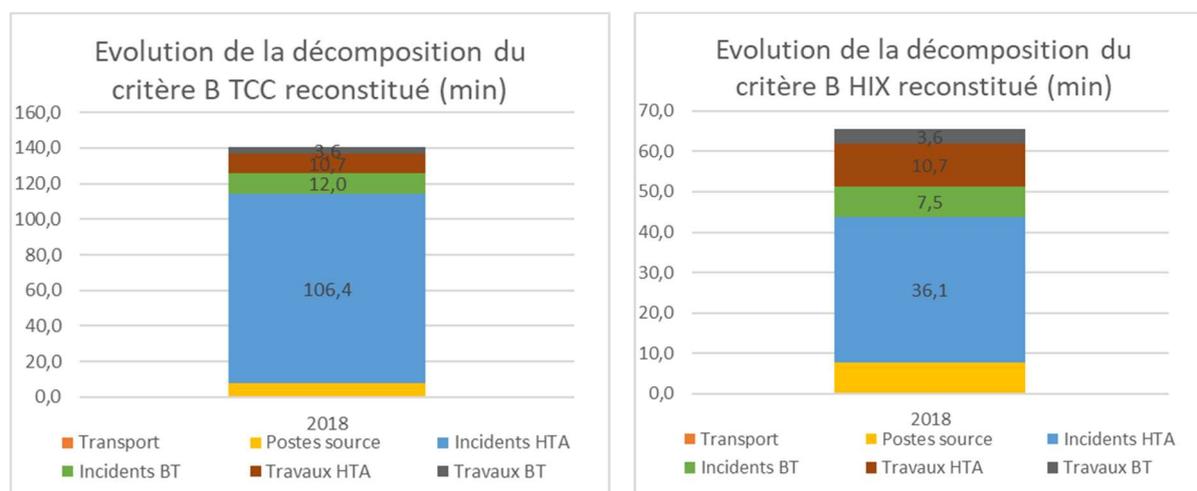
Le critère B se décompose selon les deux causes d'interruption de fourniture (incidents et travaux) sur : les réseaux de transport d'électricité et les postes source (hors concession) ainsi que les réseaux de distribution publique d'électricité HTA et BT.

L'analyse de la durée de coupures par usager est réalisée toutes causes confondues (TCC) et hors événements exceptionnels (HIX).

Le paragraphe 1 de l'annexe 4 de la délibération CRE n°2018-148 du 28 juin 2018 relative au TURPE 5 HTA-BT définit les événements exceptionnels dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation comme étant :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles
- Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006)
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

L'évolution des critères B TCC et Hix reconstitués de la concession :



Critère B TCC reconst. (min)	2018
Toutes causes confondues (crit B TCC)	140,3
Dont origine RTE (incident sur le réseau de transport)	0,3
Dont incident sur le réseau de distribution publique	125,7
Dont incident Poste source	7,4
Dont incident réseau HTA	106,4
Dont incident réseau BT	12,0
Dont travaux sur le réseau de distribution publique	22,7
Dont travaux réseau HTA	10,7
Dont travaux réseau BT	3,6

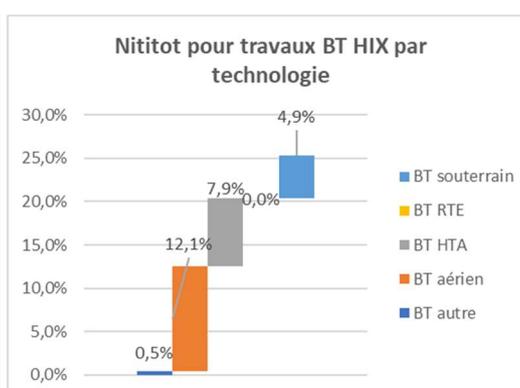
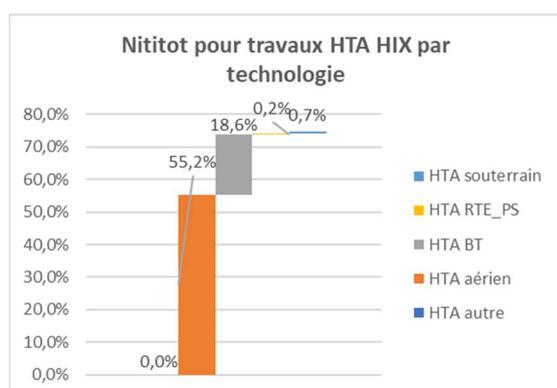
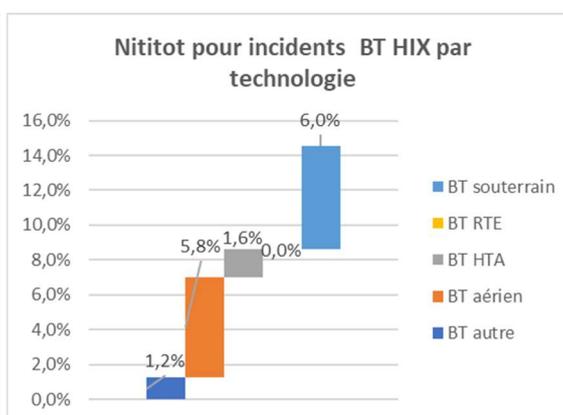
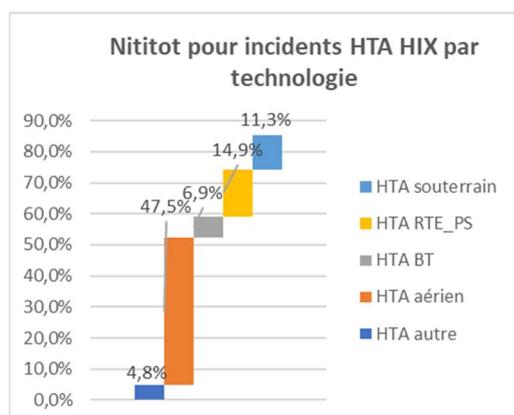
Critère B HIX reconst. (min)	2018
Toutes causes confondues hors incidents exceptionnels (crit B HIX)	65,5
Dont origine RTE (incident sur le réseau de transport)	0,3
Dont incident sur le réseau de distribution publique	50,9
Dont incident Poste source	7,4
Dont incident réseau HTA	36,1
Dont incident réseau BT	7,5
Dont travaux sur le réseau de distribution publique	18,1
Dont travaux réseau HTA	10,7
Dont travaux réseau BT	3,6

Le critère B toutes causes confondues (TCC) est en forte hausse à 140,4 mn à fin 2018, contre 69,4 mn lors du précédent exercice, du fait du passage de la tempête Eleanor sur la Franche Comté avec des vents supérieurs à 100 km/h et des fortes précipitations ayant affectés près de 24 000 foyers en Haute-Saône.

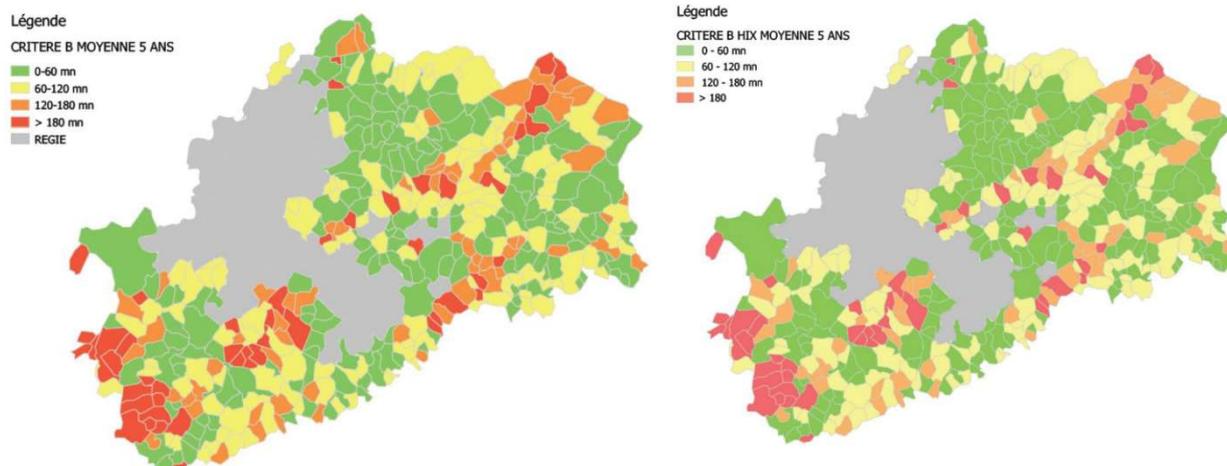
La forte hausse du critère B TCC en 2018 par rapport à 2017 est essentiellement liée à cet évènement exceptionnel.

Le critère B hors évènements exceptionnels (Hix) est en légère baisse à 65,5 mn en 2018, contre 68,7 mn en 2017, du fait de l'amélioration de la continuité de distribution du réseau HTA dont le temps moyen de coupure diminue de 7 mn.

Les décompositions de durées cumulées de coupure par sièges sont les suivantes :



La décomposition du critère B TCC et Hix à la maille communale sur la chronique 2013-2017 :



6.1.3 Coupures longues

Les statistiques de coupures HTA et BT hors événements exceptionnels sont les suivantes :

Coupures longues HTA (HIX)	2018	Coupures longues BT (HIX)	2018
Nombre de coupures	282	Nombre de coupures	447
- Dont nombre de coupures pour incidents	111	- Dont nombre de coupures pour incidents	210
- Dont nombre de coupures pour travaux	171	- Dont nombre de coupures pour travaux	237
Durée moyenne de coupure par usager BT coupé (mn)	71	Durée moyenne de coupure par usager BT coupé (mn)	210
- Durée moyenne par incident	65	- Durée moyenne par incident	237
- Durée moyenne par travaux	111	- Durée moyenne par travaux	96
Total cumulé d'usagers coupés (cumul)	94 140	Total cumulé d'usagers coupés (cumul)	210
- Dont nombre d'usagers coupés pour incidents	82 356	- Dont nombre d'usagers coupés pour incidents	237
- Dont nombre d'usagers coupés pour travaux	11 784	- Dont nombre d'usagers coupés pour travaux	96
Nombre moyen d'usagers coupés par coupure	334	Nombre moyen d'usagers coupés par coupure	210
- Dont nombre d'usagers coupés pour incidents	742	- Dont nombre d'usagers coupés pour incidents	237
- Dont nombre d'usagers coupés pour travaux	69	- Dont nombre d'usagers coupés pour travaux	96

Les taux d'incidents hors événements exceptionnels restent inférieurs aux moyennes nationales :

Taux d'incidents Hix pour 100km de réseau	2018
Réseaux aériens HTA	2,79
Réseaux souterrains HTA	1,49
Réseaux aériens BT	4,23
Réseaux souterrains BT	2,81

Les fréquences de coupure par usager sont également inférieures aux moyennes nationales :

Fréquence de coupure pour 1000 usagers	2018
Coupures longues pour incidents sur le réseau HTA	2,76
Coupures brèves sur le réseau HTA	1,11
Coupures longues pour incidents sur un poste source	0,07
Total	3,93

6.1.4 Coupures brèves et très brèves

Le réseau de distribution publique a subi 353 coupures brèves et 586 coupures très brèves sur le réseau HTA au cours de l'exercice 2018.

Les principaux départs HTA impactés par les coupures brèves sont : LONGIN (25) et S-VALB (24).

Les principaux départs HTA impactés par les coupures très brèves sont : VSELOI (36), MARPAI (35), VELCLA (28), S-VALB (23), LONGIN (21).

Ces données n'étaient pas communiquées par le concessionnaire lors des précédents exercices. Le suivi de leur évolution sera nécessaire pour les prochains contrôles annuels.

La forte hausse de la durée moyenne de coupure observée en 2018 est un marqueur de la vulnérabilité du réseau HTA de la concession.

Les efforts engagés ces dernières années par le concessionnaire pour : la fiabilisation du réseau, le renouvellement des technologies incidentogènes et le traitement des tronçons soumis aux risques climatiques, doivent être poursuivis et amplifiés pour améliorer la résilience du réseau.

Il est recommandé au concessionnaire de transmettre au SIED70 les valeurs décomposées du critère B annuel à la maille communale, de façon à ce que l'autorité concédante soit en capacité de suivre l'évolution de la continuité de distribution sur les territoires de la concession.

6.2 La tenue en tension

La qualité de tension s'apprécie selon les dispositions de l'arrêté du 24 décembre 2007.

6.2.1 Chutes de tension sur le réseau HTA

La chute de tension maximale admise en moyenne tension (HTA) est de 7%. Les chutes de tension comprises entre 5% et 7% font l'objet d'une analyse et d'une surveillance particulière.

Pour l'exercice 2018, seulement un départ HTA a une chute de tension supérieure à 5%. Il s'agit du départ VILLER, qui génère un DU/U supérieur à 5% pour 22 postes HTA/BT de la concession alimentés en 20 kV.

Les 124 autres départs HTA ont une chute de tension largement inférieure au seuil de contrainte de 5%.

6.2.2 Chutes de tension sur le réseau BT

La réglementation fixe la valeur efficace des tensions nominales correspondant aux tensions BT à 230 V pour le courant monophasé et 400 V pour le courant triphasé.

Un usager est considéré comme mal alimenté lorsqu'il est constaté une tension efficace inférieure ou supérieure de plus de 10%. La tension au point de livraison doit donc être comprise entre 207 et 253 Volts pour en monophasé et entre 360 et 440 Volts pour le triphasé.

Le niveau de qualité de tension d'un réseau de distribution n'est pas respecté lorsque le nombre d'usagers concerné par des variations de tension supérieures ou inférieures de plus de 10% de la tension nominale dépasse 3%, conformément à l'arrêté du 18 février 2010. Ce n'est pas le cas pour la concession.

Les résultats de l'évaluation de la qualité de tension des départs BT exploités par Enedis sont les suivants :

Evolution des départs mal alimentés (DMA)	2018
Nb total départs BT	7583
Longueur tronçons mal alimentés (km)	0
- Dont faibles sections	0
Nb départs BT comportant au moins un CMA	70
Taux de départs BT mal alimentés	0,9%
- En zone urbaine	0,5%
- En zone rurale	1,2%

Evolution des départs BT en contrainte de tension	2018
Chute de tension supérieure à 30%	-
Chute de tension comprise entre 20% et 30%	1
Chute de tension comprise entre 10% et 20%	80
Nb départs BT en contrainte (DU/U > 10%)	81
% départs BT en contrainte - concession	1,1%

Evolution des clients mal alimentés (CMA)	2018
Total clients mal alimentés	503
Taux de clients mal alimentés	0,41%
- En zone urbaine	0,21%
- En zone rurale	0,54%

En 2018, 70 départs BT et 504 usagers BT sont considérés comme mal alimentés en terme de qualité de tension, ce qui représente une proportion de 1,1% des usagers, bien inférieure au seuil réglementaire.

Les départs BT les plus impactés sont situés sur les communes en régime urbain de Champagny, Froideconche et Vesoul, et sur les communes en régime d'électrification rurale de Boulton, Champlite, Chenevrey-et-Morogne et Plancher-les-Mines.

7 LA VALORISATION COMPTABLE DES BIENS

7.1 Le classement des biens

Conformément à l'article 153 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (TECV), au décret n°2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité et à l'arrêté du 10 février 2020, fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité, il est prévu, pour les autorités concédantes demandeuses, la mise à disposition d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages de la concession, qui distingue les biens de retour, les biens de reprise et les biens propres affectés au service.

Figurent notamment dans cet inventaire tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages.

L'arrêté prévoit la mise à disposition de l'état complet des ouvrages utilisés pour 2022.

7.1.1 Biens propres

Les biens propres sont constitués des biens appartenant au concessionnaire, qui n'ont pas été remis par l'autorité concédante au concessionnaire en vue de la gestion par celui-ci et qui ne sont pas qualifiés de biens de retour ou de biens de reprise.

Les biens propres comprennent notamment les postes sources affectés à plusieurs concessions et les ouvrages nécessaires à leur exploitation, ainsi que les ouvrages des agences de conduite éventuelles.

La partie des postes sources exploitée par le concessionnaire et affectée à plusieurs concessions de distribution publique d'électricité figure dans l'inventaire des biens propres de chacune d'entre elles.

L'arrêté du 10 février 2020 prévoit la mise à disposition à l'autorité concédante de l'inventaire des biens propres comportant notamment la partie des postes de transformation de haute ou très haute tension en moyenne tension (postes source) exploitée par le gestionnaire du réseau de distribution

S'agissant des postes source, à chaque article figurant à l'inventaire doivent être associées :

- L'adresse et le nom (libellé long et libellé court) ;
- La date de mise en service ;
- Les tensions amont et aval ;
- Le nombre de transformateurs installés ;
- La puissance unitaire et l'année de fabrication de chaque transformateur ;
- Les communes desservies, en conditions normales d'exploitation.

Le concessionnaire a transmis l'inventaire détaillé des biens propres, mais celui-ci n'est pas valorisé.

7.1.2 Biens de reprise

Les biens de reprise sont composés des biens constitués ou acquis par le concessionnaire, qui demeurent la propriété du concessionnaire pendant toute la durée du contrat de concession mais qui, étant

directement affectés à l'exploitation ou à l'entretien du service de distribution publique d'électricité, pour lesquels l'autorité concédante dispose du droit de les acquérir sous réserve de convenir avec le concessionnaire de leur prix de rachat.

L'arrêté du 10 février 2020 prévoit la mise à disposition à l'autorité concédante des informations suivantes pour ce qui concerne les biens de reprise :

- Identifiant d'immobilisation ;
- Nature de l'ouvrage ;
- Catégorie d'ouvrages ;
- Commune ;
- Date de mise en service.

Les biens de reprise peuvent notamment comprendre, sans préjudice des dispositions du cahier des charges de concession :

- Les locaux et notamment les immeubles à usage d'atelier, de bureau, de magasin, de laboratoire ou autres construits sur les terrains du concessionnaire ;
- Les engins spécialisés, outillages, stocks ;
- Les inventaires constitués par le concessionnaire pour la gestion du service ;
- Les fichiers et bases de données techniques (bases données GDO-SIG) et clientèles ;
- La documentation relative aux ouvrages concédés ;
- Les installations nécessaires au service public tels que les dispositifs de suivi intelligent, de contrôle, de coordination et de stockage des flux électriques, d'injection et de soutirage, qui viendraient à être installés par le concessionnaire sur le réseau pendant la durée du contrat ;
- Les analyses fonctionnelles et tables des variables d'échanges automate – supervision, les schémas détaillés du réseau informatique relatif au service concédé avec adresses des constituants, les schémas électriques des ouvrages concédés.

Le concessionnaire n'a pas transmis l'inventaire détaillé et valorisé des biens de reprise.

7.1.3 Biens de retour

Les biens de retour sont constitués des biens, meubles ou immeubles, réalisés ou acquis par le concessionnaire ou financés par un tiers dans le cadre du contrat de concession, et qui sont indispensables au fonctionnement service public.

Les parties disposent de la faculté de qualifier de biens de retour, par stipulation contractuelle, des biens qui n'apparaissent pas nécessaires mais seulement utiles à l'exploitation du service³.

Ces biens sont réputés appartenir à l'autorité concédante dès leur réalisation ou leur acquisition. Au terme du contrat, les biens de retour reviennent gratuitement à l'autorité concédante.

³ Conseil d'État, Assemblée, 21/12/2012, req. n°342788, Cne de Douai, Publié au recueil Lebon

Le caractère gratuit du droit de retour tient au fait que, la durée du contrat de concession devant tenir compte de la nature et du montant des investissements demandés au concessionnaire, ce dernier doit en principe être en mesure d'amortir, au cours de l'exécution du contrat, les installations réalisées.

Toutefois, dans l'éventualité où, à la date de leur restitution à l'autorité concédante, ces biens n'auraient pas été intégralement amortis, le concessionnaire est fondé à demander une indemnisation à hauteur de leur valeur non amortie (valeur nette comptable).

L'arrêté du 10 février 2020 prévoit la mise à disposition d'un inventaire comprenant les principales catégories d'ouvrages suivantes :

- Pour les réseaux HTA et BT :
 - les canalisations HTA aériennes en conducteurs nus ;
 - les canalisations HTA aériennes en conducteurs isolés ;
 - les canalisations HTA souterraines ;
 - les canalisations BT aériennes en conducteurs nus ;
 - les canalisations BT aériennes en conducteurs isolés ;
 - les canalisations BT souterraines ;
- Pour les ouvrages de branchement :
 - les liaisons réseau ;
 - les ouvrages collectifs de branchement ;
 - les dérivations individuelles (y compris autres matériels de comptage) ;
 - les compteurs ;
 - les disjoncteurs (ou modems) ;
- Les transformateurs HTA/BT ;
- L'équipement électrique des postes HTA-BT ;
- Les concentrateurs de grappes de compteurs ;
- Les enveloppes de génie civil des postes HTA-BT ;
- Les terrains des postes HTA-BT.

7.2 La valorisation comptable des biens de retour

7.2.1 L'inventaire détaillé et valorisé

L'inventaire détaillé des biens de retour est établi et mis à jour par le concessionnaire.

Les valeurs comptables qui y sont présentées sont les suivantes :

- La **valeur brute** correspond à la valeur d'origine du bien lors de sa mise en service. Elle est établie pour l'ensemble des biens de retour de la concession sur le périmètre des ouvrages exploités par Enedis (financement concessionnaire et financement concédant).
- L'**amortissement**, calculé sur la valeur brute du bien, et constitué de façon linéaire sur sa durée de vie comptable.

L'amortissement consiste à répartir le coût d'un élément d'actif sur sa durée d'utilisation prévue par le concessionnaire, lorsque celle-ci est limitée dans le temps en raison d'un critère physique (usure), technique (obsolescence), juridique (période de protection légale ou contractuelle) ou économique (cycle de vie des produits générés).

Du fait des règles comptables, le concessionnaire doit, dans les comptes individuels et dans les comptes consolidés, mettre en œuvre la méthode d'amortissement par composants, où chaque élément est comptabilisé séparément et où un plan d'amortissement propre à chacun d'eux est retenu⁴.

- La **valeur nette comptable**, ou valeur non amortie des ouvrages, correspond à la valeur brute diminuée des amortissements pratiqués selon le mode linéaire sur la durée de vie du bien.
- La **valeur de remplacement** représente l'estimation du coût du remplacement du bien à fonctionnalités et capacités identiques, estimé par revalorisation annuelle calculée au 31 décembre de l'exercice.

Cette revalorisation est calculée par application à la valeur brute, d'indices liés à la profession et issus de publications officielles, tenant compte des évolutions des techniques, des coûts de construction et des prix des matériels.

La valeur de remplacement permet de calculer la provision pour renouvellement.

- La **provision de renouvellement**, destinée au renouvellement des biens avant le terme de la concession, est assise sur la différence entre la valeur de remplacement à capacité et fonctionnalités identiques et la valeur brute.

Elle est destinée à compléter l'amortissement industriel normalement comptabilisé afin de reconstituer la valeur de remplacement de l'ouvrage.

La provision couvre l'augmentation du prix d'achat du bien par rapport à sa valeur d'origine.

Les valeurs comptables prennent en compte la totalité des biens de retour associés à la distribution publique à la maille de la concession :

- Les **biens localisés**, rattachés à leur commune de localisation et disposant d'un inventaire technique et comptable, sont pris en compte pour la valeur inscrite dans la comptabilité.

Ce sont les réseaux HTA et BT, les postes de distribution publique, les transformateurs HTA/BT (depuis 2015), les compteurs communicants Linky et concentrateurs associés au fil de leur déploiement, les ouvrages collectifs de branchement (depuis 2018).

- Les **biens non localisés**, enregistrés en masse financière par le concessionnaire, par année de pose à la maille régionale, puis restitués par concession après application de clés de répartition (au prorata du nombre de points de livraison et au prorata du nombre de branchements réalisés), pour ce qui concerne les branchements individuels, les comptages hors compteurs communicants et les transformateurs HTA/BT en magasin. Les biens non localisés ne disposent pas d'un inventaire technique détaillé

⁴ Plan Comptable Général, article 214-9 : « Lorsque des éléments constitutifs d'un actif sont exploités de façon indissociable, un plan d'amortissement unique est retenu pour l'ensemble de ces éléments. Cependant, si dès l'origine, un ou plusieurs de ces éléments ont chacun des utilisations différentes, chaque élément est comptabilisé séparément et un plan d'amortissement propre à chacun de ces éléments est retenu. Les éléments principaux d'immobilisations corporelles devant faire l'objet de remplacement à intervalles réguliers, ayant des utilisations différentes ou procurant des avantages économiques à l'entité selon un rythme différent et nécessitant l'utilisation de taux ou de modes d'amortissement propres, doivent être comptabilisés séparément dès l'origine et lors des remplacements. »

7.2.2 Les sources de financement des ouvrages

Le financement d'un ouvrage peut avoir plusieurs sources de financement selon qu'il s'agit d'un 1^{er} établissement ou d'un renouvellement :

Cas d'un 1^{er} établissement

Sources possibles du financement d'Enedis

- Dépenses d'investissement en tant que maître d'ouvrage;
- Contribution financière aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage du concédant.

Sources possibles du financement du concédant

- Dépenses d'investissement en tant que maître d'ouvrage;
- Contribution financière aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis.



Cas d'un renouvellement sous maîtrise d'ouvrage Enedis

Décomposition du financement d'Enedis

- Amortissement des financements initiaux Enedis du 1^{er} bien.
- Progrès technologique apporté par le 2^{ème} bien.

Décomposition du financement du concédant

- Amortissements des financements initiaux concédant du 1^{er} bien.
- Inflation couverte par la provision dotée sur le 1^{er} bien.

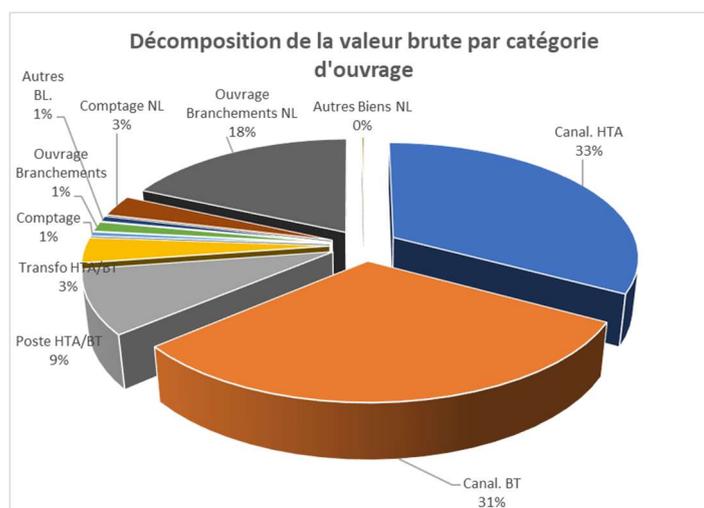


Lors d'un renouvellement, les financements de l'ouvrage proviennent d'un point de vue comptable des amortissements industriels des financements du concessionnaire et du concédant constitués sur l'ouvrage initial, ainsi que provisions pour renouvellement affiliées.

7.2.3 La valeur brute

7.2.3.1 DECOMPOSITION

La valeur brute comptable de l'ensemble des biens de retour en concession (VB), inscrite à l'inventaire comptable par le concessionnaire à fin 2018, se répartie de la façon suivante :

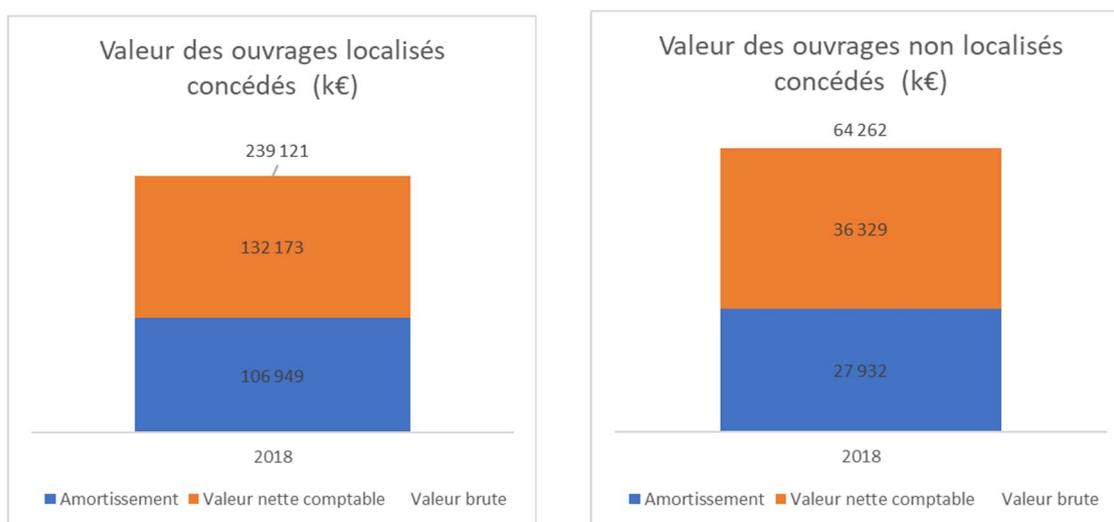


La valeur brute des ouvrages concédés inscrits à l'inventaire tenu par Enedis est constituée des réseaux HTA (33%), des réseaux BT (31%), des postes HTA/BT (9%), des transformateurs HTA/BT (3%), des branchements non localisés (18%) et des autres ouvrages localisés et non localisés (6%).

Les biens mis en concession par le concessionnaire ou le concédant sont inscrits à l'actif du bilan du concessionnaire.

L'inscription à l'actif du bilan du concessionnaire de la valeur des biens remis gratuitement dans la concession par le concédant (AODE, collectivités, tiers) comporte une contrepartie au passif du bilan.

La valeur brute des biens concédés se répartie entre 239,1 M€ de biens localisés et 64,3 M€ de biens non localisés :



Décomposition de la valeur brute (k€) - Inventaire comptable -	2018
Canal. HTA	99 883
Canal. BT	93 627
Poste HTA/BT	26 849
Transfo HTA/BT	10 673
Comptage	1 677
Ouvrage Branchements	4 156
Autres BL.	2 257
Comptage NL	8 966
Ouvrage Branchements NL	54 846
Autres Biens NL	450
Total	303 384

7.2.3.2 CAS DES BIENS NON LOCALISES

La part des ouvrages non localisés reste encore significative avec 21,1% de la valeur brute des immobilisations concédés qui sont gérés en masse puis répartis à la maille de la concession à partir de clés.

L'affectation des ouvrages non localisés à la concession ne peut pas être contrôlée par l'autorité concédante car le concessionnaire ne transmet pas les clés de répartition employées pour le calcul des valeurs brutes, amortissements et valeurs nettes comptables ainsi que les origines de financement :

- Formule de calcul détaillée de la clé de répartition simple ou composite appliquée par catégorie d'ouvrage non localisé (au prorata du nombre d'usagers, de raccordements, ...)
- Niveau d'organisation supérieur à la concession utilisées dans la clé de répartition (mutualisation nationale ou interrégionale, direction régionale, unité opérationnelle, ...)
- Assiettes utilisées

De plus, le concessionnaire sort les biens non localisés de l'inventaire comptable lorsqu'ils sont totalement amortis même s'ils continuent à être exploités en réalité.

Ainsi, l'évolution des ouvrages non localisés de la concession ne correspond pas à l'évolution réelle des ouvrages exploités sur la concession, mais à leur évolution au niveau national.

7.2.3.3 TRAVAUX EN COURS DE LOCALISATION DES BIENS

Les travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement engagés par le concessionnaire depuis 2015 ont abouti à la localisation des compteurs du marché d'affaires (C1 à C4) et à la localisation des ouvrages collectifs de branchement (colonnes électriques) et des dérivations individuelles associées.

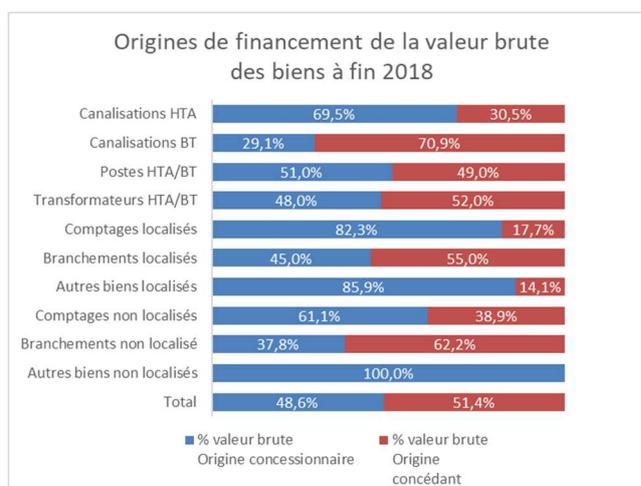
L'inventaire localisé des ouvrages collectifs de branchement sera complété au cours des exercices 2019 et 2020 avec le transfert en concession de nouveaux ouvrages par anticipation et à l'échéance du délai de 2 ans suivant la date de promulgation de la loi ELAN.

Les concentrateurs Linky ont également été intégrés à l'inventaire comptable des biens concédés au cours de l'exercice 2018, suite à l'accord national FNCCR-FU-Enedis-EDF de décembre 2017.

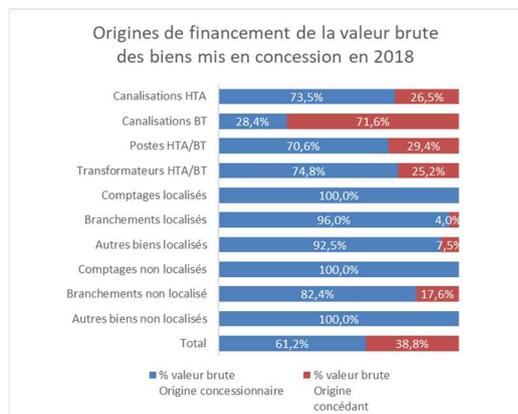
7.2.3.4 ORIGINES DE FINANCEMENT

Le concessionnaire a remis pour la 1^{ère} fois l'inventaire des origines de financement de la valeur brute, indiquant pour chaque ouvrage la décomposition des financements entre le financement propre du concessionnaire et le financement du concédant (autorité concédante, collectivité et tiers).

A fin 2018, la répartition des origines de financement de la valeur brute inscrites par le concessionnaire à l'inventaire comptable indique que les ouvrages ont été financés à 51,4% par les apports du concédant (autorité concédante, collectivités, tiers) et à 48,6% par les apports du concessionnaire.



Les mises en concession réalisées au cours de l'exercice 2018 présentent une valeur brute totale de 11,7 M€, inscrite à l'inventaire comme ayant été financée à 61,2% par les apports du concessionnaire et à 38,8% par les apports du concédant et des tiers :



Valeur brute des MES par origine de financement à fin 2018 (k€)	Valeur brute	Valeur brute Origine concessionnaire	Valeur brute Origine concédant
Canalisations HTA	2 641	1 940	700
Canalisations BT	4 549	1 294	3 255
Postes HTA/BT	650	459	191
Transformateurs HTA/BT	258	193	65
Comptages localisés	1 217	1 217	0
Branchements localisés	146	141	6
Autres biens localisés	212	196	16
Comptages non localisés	71	71	0
Branchements non localisés	1 793	1 476	316
Autres biens non localisés	203	203	0
Total	11 740	7 191	4 550

Par ailleurs, les retraits d'ouvrage réalisés au cours de l'exercice s'élèvent près d'1 M€ en 2018.

7.2.4 L'amortissement

7.2.4.1 DECOMPOSITION

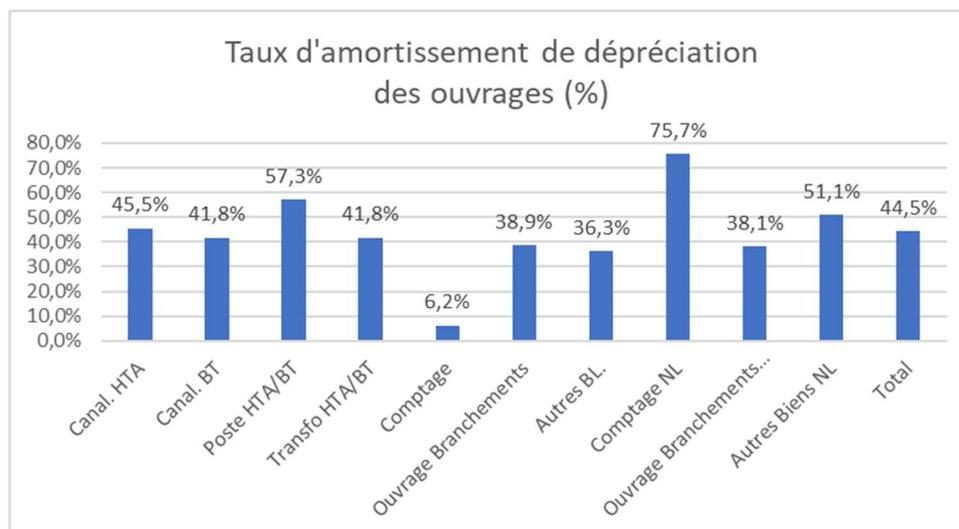
L'amortissement de dépréciation des ouvrages concédés déclaré par le concessionnaire est égal à 134,9 M€ à fin 2018 :

Décomposition de l'amortissement (k€) - Inventaire comptable -	2018
Canal. HTA	45 463
Canal. BT	39 101
Poste HTA/BT	15 388
Transfo HTA/BT	4 458
Comptage	104
Ouvrage Branchements	1 615
Autres BL.	820
Comptage NL	6 788
Ouvrage Branchements NL	20 914
Autres Biens NL	230
Total	134 881

L'amortissement de dépréciation représente 44,5% de la valeur brute totale, répartis entre 44,7% pour les biens localisés et 43,5% pour les biens non localisés.

Le taux d'amortissement des ouvrages concédés est le rapport entre le cumul des amortissements et la valeur brute des biens concédés. Le taux d'amortissement est nul à la mise en service de l'ouvrage et est égal à 100% en fin de durée de vie comptable. Il traduit le vieillissement et le rythme de renouvellement des ouvrages sur leur durée de vie probable.

L'amortissement de dépréciation des biens non localisés n'est pas représentatif de la réalité des ouvrages exploités car les biens sont sortis de l'inventaire à la fin de leur durée de vie comptable par le concessionnaire.



La part des biens localisés totalement amortis représente 12,4% de leur valeur de remplacement totale, et se décompose entre 15% pour les canalisations HTA, 6% pour les canalisations BT, 28% pour les postes HTA/BT et 12% pour les transformateurs HTA/BT.

7.2.4.2 BILAN DES AMORTISSEMENTS DE DEPRECIATION PAR ORIGINE DE FINANCEMENT

L'analyse de l'inventaire comptable du SIED70 montre des écarts entre la répartition des amortissements de dépréciation et la répartition des valeurs brutes par origine de financement. Ainsi, le financement du concessionnaire représente 50,4% de l'amortissement total contre 48,1% de la valeur brute totale :

Amortissement des financements à fin 2018 (k€)	Amortissement total	Amortissement financement concessionnaire	Amortissement dépréciation financement concédant
Total	134 881	68 041	66 840
% amortissement		50,4%	49,6%
% valeur brute (rappel)		48,6%	51,4%

7.2.4.3 STIPULATIONS DU CONTRAT DE CONCESSION

L'amortissement permet de reconstituer les capitaux investis pour l'établissement d'un ouvrage qui devra être renouvelé par la suite. Sa charge doit être constatée au compte de résultat et constitue une ressource alimentant la capacité d'autofinancement.

Le contrat de concession impose au concessionnaire de garantir sa capacité à financer le renouvellement des ouvrages de la concession, en pratiquant des amortissements comptables au titre de l'ensemble des biens de la concession, qu'ils aient été réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire ou sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

L'amortissement permet ainsi de répartir comptablement le coût d'un ouvrage sur sa durée de vie comptable, jusqu'au terme du plan d'amortissement, et de constater la dépréciation de son immobilisation.

La dotation à l'amortissement inscrite du compte de résultat de l'entreprise, et couverte par le TURPE, permet de recouvrer progressivement le financement initial du concessionnaire et du concédant pour la construction de l'ouvrage.

- L'article 10 du cahier des charges en vigueur stipule :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

- Et l'article 31 B du cahier des charges prévoit en cas de non renouvellement du contrat, notamment :

« Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant »

7.2.4.4 MODALITES DE CALCUL DES AMORTISSEMENTS INDUSTRIELS PAR LE CONCESSIONNAIRE

Le concessionnaire pratique un amortissement industriel qui diffère de ses obligations contractuelles, selon l'origine de financement des ouvrages et la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux :

- **Pour les biens financés par le concessionnaire et le concédant relevant de la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire** : un amortissement industriel (également dénommé amortissement technique), dont la charge est inscrite au passif du compte de résultat de l'entreprise. Les dotations aux amortissements sont réalisées sur la durée de vie comptable de l'ouvrage pour les biens dont le renouvellement doit intervenir avant ou après le terme du contrat.
- **Pour les biens financés par le concédant (autorité concédante, collectivités, usagers) situés en zone rurale et relevant de la maîtrise d'ouvrage du concédant** : un amortissement de dépréciation constatant la dépréciation de l'actif, mais ne constituant pas une charge inscrite au passif du compte de résultat de l'entreprise contrairement aux stipulations contractuelles.

C'est le cas des canalisations BT et postes HTA/BT situés en communes dont le régime d'électrification est rural et pour lesquels les travaux d'extension, de renforcement et d'intégration environnementale relèvent de la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Enedis méconnaît les articles 10 et 31B en ne pratiquant aucun amortissement industriel sur ces biens. Or l'amortissement du financement du concédant constitue des droits du concédant.

Cet amortissement a pourtant été couvert par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité qui se sont succédés depuis 2002, et le tarif intégré préexistant, perçus par le concessionnaire. L'amortissement industriel qui aurait dû être réalisé par le concessionnaire ne constitue pas un effort devant être porté par l'entreprise Enedis, mais d'un apport récupéré sur le tarif et non utilisé.

Le concessionnaire considère en effet qu'il n'a pas à enregistrer un amortissement du financement concédant et préparer le financement du renouvellement lorsque le bien relève de la maîtrise d'ouvrage du concédant.

Tout en étant contraire aux stipulations du cahier des charges, cette considération du concessionnaire est erronée puisque l'article 10 du contrat précise que les travaux de renouvellement doivent être réalisés par le concessionnaire, sans aucune exclusion :

« *L'exploitation des ouvrages de la concession est assurée par le gestionnaire du réseau de distribution, à ses frais et sous sa responsabilité. Ainsi, les travaux de maintenance, y compris ceux d'élagage, et ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement, ainsi que les travaux de mise en conformité des ouvrages avec les règlements techniques et administratifs, sont réalisés et financés par le gestionnaire du réseau de distribution.* »

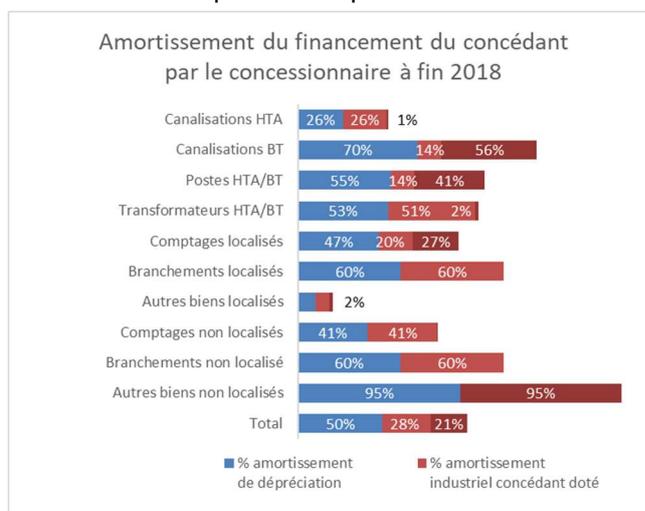
7.2.4.5 BILAN DES AMORTISSEMENTS INDUSTRIELS PAR ORIGINE DE FINANCEMENT

L'analyse suivante met en évidence les écarts par nature d'ouvrage entre l'amortissement de dépréciation (66,84 M€ à fin 2018) et l'amortissement industriel constitué par le concessionnaire pour les financements du concédant (37,93 M€ à fin 2018).

Ainsi, les amortissements industriels du financement concédant non dotés s'élèvent à 28,91 M€ à fin 2018 :

Amortissement des financements à fin 2018 (k€)	Amortissement total	Amortissement financement concessionnaire	Amortissement dépréciation financement concédant	Amortissement industriel financement concédant
Canalisations HTA	45 463	33 442	12 021	11 619
Canalisations BT	39 101	11 718	27 383	5 510
Postes HTA/BT	15 388	6 987	8 401	2 119
Transformateurs HTA/BT	4 458	2 096	2 362	2 267
Comptages localisés	104	55	49	21
Branchements localisés	1 615	642	973	973
Autres biens localisés	820	737	83	68
Comptages non localisés	6 788	4 021	2 767	2 767
Branchements non localisé	20 914	8 331	12 583	12 583
Autres biens non localisés	230	11	219	0
Total	134 881	68 041	66 840	37 927

Les amortissements non dotés du financement concédant concernent essentiellement les canalisations BT et les postes HTA/BT pour lesquels le concessionnaire considère qu'il n'aura pas à réaliser la maîtrise d'ouvrage de leur renouvellement :



7.2.5 La Valeur nette comptable

La valeur nette comptable de l'ensemble des biens de retour en concession (VNC), quel que soit leur financement (concessionnaire et concédant), est égale à près 168,5 M€ à fin 2018 :

Décomposition de la VNC (k€) - Inventaire comptable -	2018
Canal. HTA	54 420
Canal. BT	54 525
Poste HTA/BT	11 462
Transfo HTA/BT	6 215
Comptage	1 573
Ouvrage Branchements	2 541
Autres BL.	1 437
Comptage NL	2 178
Ouvrage Branchements NL	33 932
Autres Biens NL	219
Total	168 502

La valeur nette comptable représente la part des financements passés qui n'a pas encore été récupérée auprès des usagers via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Elle correspond aux droits en nature, également dénommés contre valeur des biens concédés, qui traduit l'obligation de retour des ouvrages à l'autorité concédante.

C'est la valeur nette de l'ensemble des investissements qui détermine la base d'actifs régulés (BAR) à partir de laquelle les charges de capital sont établies pour le calcul du revenu autorisé du gestionnaire de réseau distribution, conformément aux dispositions du TURPE 5 en vigueur.

7.2.6 valeur de remplacement

La valeur de remplacement (VR) de l'ensemble des biens de retour en concession (VR), quel que soit leur financement (concessionnaire et concédant), est estimée à près 410,4 M€ à fin 2018 :

Décomposition de la valeur de remplacement (k€) - Inventaire comptable -	2018
Canal. HTA	141 806
Canal. BT	132 545
Poste HTA/BT	36 046
Transfo HTA/BT	13 713
Comptage	1 677
Ouvrage Branchements	5 148
Autres BL.	2 337
Comptage NL	8 966
Ouvrage Branchements NL	67 663
Autres Biens NL	460
Total	410 361

La revalorisation moyenne présentée par le concessionnaire est de 35,2% de la valeur brute.

Les coefficients annuels d'actualisation des valeurs de remplacement utilisés par le concessionnaire :

Coefficients d'actualisation des valeurs de remplacement	2014	2015	2016	2017	2018
Réseau	-0,07%	-0,43%	-0,52%	0,00%	1,70%
Transformateur	-1,56%	-0,27%	1,47%	0,99%	1,59%

La valeur de remplacement doit être revalorisée chaque année afin de refléter l'évolution des prix tant que l'ouvrage continue à être exploité. Elle sert au calcul des provisions pour renouvellement.

Or le concessionnaire cesse de revaloriser la valeur de remplacement des ouvrages parvenus au terme de leur durée de vie comptable et ayant été totalement amortis.

Cela conduit à sous-estimer la valeur de remplacement des ouvrages ayant dépassé leur durée de vie comptable, et a pour conséquence de sous-estimer les provisions pour renouvellement associées (arrêt des dotations aux provisions pour les biens totalement amortis).

7.2.7 Les provisions pour renouvellement

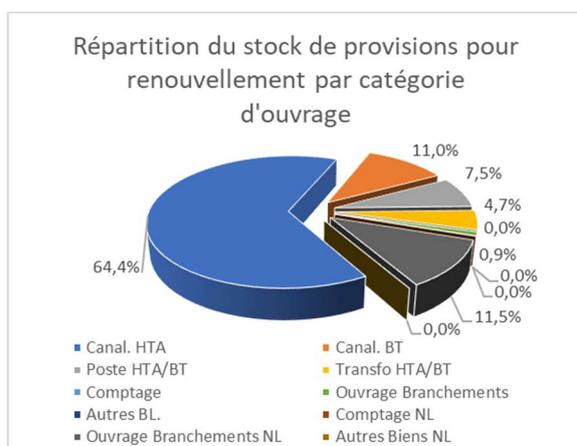
7.2.7.1 REPARTITION DU STOCK

La provision pour renouvellement (PR) est destinée à compléter l'amortissement industriel normalement comptabilisé par le concessionnaire.

Le guide comptable des entreprises concessionnaires approuvé en 1975 par le Conseil national de la comptabilité stipule : « Cette provision correspond à la différence entre le coût probable de remplacement et la valeur d'entrée dans le patrimoine (coût d'acquisition ou de production). Le montant global de la provision est ajusté lors de l'établissement de chaque situation comptable en fonction de l'évolution de cette différence ».

Les dotations aux provisions pour renouvellement sont des charges fiscalement déductibles du résultat imposable du concessionnaire qui n'est pas propriétaire des biens concédés.

A fin 2018, le concessionnaire déclare avoir constitué 37,7 M€ de provisions pour renouvellement principalement réparties entre les canalisations HTA (64%) et BT (11%), ainsi que les branchements non localisés (11%) :



Stock de provisions pour renouvellement (k€)	A fin 2018
Canalisations HTA	22 355
Canalisations BT	3 833
Postes HTA/BT	2 598
Transformateurs HTA/BT	1 623
Comptages localisés	0
Branchements localisés	314
Autres biens localisés	0
Comptages non localisés	0
Branchements non localisé	3 978
Autres biens non localisés	0
Total	34 701

Pour les biens non localisés, le concessionnaire présente près de 4 M€ de provisions pour renouvellement, soit 11,4% du stock total.

Les dotations annuelles aux provisions pour renouvellement établies par le concessionnaire ne peuvent pas être contrôlées par l'autorité concédante car le concessionnaire ne transmet pas les tables de probabilité de retrait des ouvrages utilisées depuis 2011 (voir ci-après).

7.2.7.2 STIPULATIONS DU CONTRAT DE CONCESSION

Le contrat de concession impose au concessionnaire de garantir sa capacité à financer le renouvellement des ouvrages, en constituant notamment des provisions pour renouvellement pour l'ensemble des biens de la concession, qu'ils aient été réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire ou sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

- L'article 10 du cahier des charges stipule :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

- Le stock de provisions pour renouvellement est inscrit au passif de la concession et constitue des droits du concédant. L'article 31 B du cahier des charges prévoit, pour le cas du non renouvellement du contrat de concession, notamment :

« Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant »

7.2.7.3 MODALITES DE CALCUL PAR LE CONCESSIONNAIRE

- **Principe :**

Les provisions pour renouvellement sont calculées pour couvrir comptablement le financement de l'écart entre la valeur brute d'un ouvrage et la valeur de son remplacement à technologie identique.

- **Pondération des dotations annuelles aux PR selon la probabilité de retrait des biens :**

Depuis 2011, le concessionnaire a recours à des tables de probabilité de retrait des ouvrages pour calculer et pondérer les dotations aux provisions pour renouvellement. Ces tables contiennent les valeurs des coefficients appliqués au calcul des dotations par nature d'ouvrage et par année de mise en service en fonction de l'année de fin de concession.

L'application de ces tables de probabilité pour les canalisations HTA et BT souterraines et des postes HTA/BT conduit à minorer les dotations annuelles lorsque les probabilités de retrait (ou probabilités de renouvellement) sont faibles au cours de la durée de vie comptable des biens.

Le concessionnaire refuse de communiquer ces tables de probabilité de retrait à l'autorité concédante, bien que celles-ci ne présentent aucun caractère confidentiel. Le concessionnaire se retranche derrière son autonomie de gestion pour justifier cette décision.

L'autorité concédante n'est donc pas en capacité d'exercer son obligation de contrôle des modalités de calcul des dotations aux provisions pour renouvellement, qui constituent une composante majeure des droits du concédant et du patrimoine de la collectivité. Ces manquements ont été relevés à plusieurs reprises par les Chambres régionales de comptes.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Sous-dotation des PR pour les canalisations BT et postes HTA/BT situés en zones d'électrification rurale sous maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante :**

Le concessionnaire ne constitue pas de provisions pour renouvellement pour les réseaux BT et postes HTA/BT situés en zone d'électrification rurale même si les ouvrages sont renouvelables avant le terme normal de la concession.

Cette pratique est contraire aux obligations contractuelles du concessionnaire prévues à l'article 10 du cahier des charges, qui prévoit la constitution de provisions pour renouvellement sur tous les ouvrages sans distinction du maître d'ouvrage des travaux.

Enedis estime que les travaux portant sur ces ouvrages sont réalisés et renouvelés dans leur grande majorité (80%) sous la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante.

Or le contrat de concession limite la maîtrise d'ouvrage de l'autorité concédante en zone rurale aux travaux BT de renforcement, d'extensions de réseaux et d'intégration à l'environnement. Les travaux de renouvellement du réseau restent sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire, y compris en zone rurale.

Pour couvrir le financement qu'Enedis estime rester à sa charge (20%), le concessionnaire inscrit dans les comptes de l'entreprise une provision pour renouvellement non affectée à des ouvrages, calculée à partir d'une base statistique nationale de façon à atteindre en fin de durée de vie comptable 20% de l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur brute du bien. Ces provisions ne figurent pas au passif de la concession et ne pourraient pas être restituées à l'autorité concédante dans les cas prévus à l'article 31 B du cahier des charges.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Sous-dotation des PR consécutives à la sous-actualisation des valeurs de remplacement :**

Les valeurs de remplacement sont revalorisées chaque année au cours de la durée de vie comptable des biens par l'application de coefficients d'actualisation.

Selon la nature de l'ouvrage et la date de mise en service, les prix de remplacement constatés dans l'inventaire comptable sont nettement inférieurs aux prix des immobilisations récentes.

Les valeurs de remplacement des immobilisations anciennes proches du terme de leur durée de vie comptable auraient été insuffisamment revalorisées.

Les provisions pour renouvellement correspondantes sont en conséquence sous-dotées puisqu'elles sont assises sur l'écart entre la valeur de remplacement et la valeur brute.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Arrêt du provisionnement des biens au terme de leur durée de vie comptable :**

Le concessionnaire cesse d'actualiser la valeur de remplacement des ouvrages arrivés au terme de leur durée de vie comptable, ce qui a pour conséquence de figer la provision pour renouvellement.

Lorsque les biens totalement amortis continuent à être exploités, la provision pour renouvellement devient ainsi progressivement décorrélée du coût réel de remplacement de l'ouvrage, ce qui est contraire aux stipulations de l'article 10 du cahier des charges obligeant le concessionnaire de procéder à un provisionnement « *prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées* ».

Le concessionnaire se retranche derrière le droit fiscal en évoquant la non-déductibilité des charges pour provisions au-delà du plan d'amortissement comptable des biens.

Or le droit fiscal ne justifie pas le manquement du concessionnaire à ses obligations contractuelles qui devraient le contraindre à constituer des dotations aux provisions pour renouvellement, devenues non déductibles au-delà de la durée de vie des biens.

Cette méthode comptable conduit à sous-évaluer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Sorties d'inventaire des ouvrages non localisés totalement amortis continuant à être exploités :**

Le concessionnaire retire chaque année de l'inventaire comptable les biens non localisés totalement amortis continuant à être exploités et reprend au compte de résultat de l'entreprise le stock de provisions associé non utilisé.

C'est le cas pour les branchements individuels, les ouvrages collectifs de branchement et dérivations individuelles (jusqu'à 2017), les compteurs (hors Linky et marché d'affaires) et les transformateurs HTA/BT (jusqu'à 2015).

Outre le fait que ces sorties d'inventaire altèrent la valorisation comptable des biens concédés, elles ont pour effet de réduire sensiblement le stock des provisions pour renouvellement rattaché aux ouvrages non localisés de la concession.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Dispositions issues de la loi du 09 août 2004⁵ :**

L'article 36 IV a autorisé le concessionnaire à ne plus constituer de provisions pour renouvellement pour les ouvrages renouvelables après le terme normal du contrat de concession :

« Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, concessionnaires de la distribution publique d'électricité, ne sont tenus, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »

Les provisions constituées avant le 1er janvier 2005 par Electricité de France en vue de financer le renouvellement des ouvrages concédés dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal des contrats de concession en cours doivent être regardées comme ayant pour objet, à compter du 1er janvier 2005, de faire face, à concurrence du montant nécessaire, aux obligations de renouvellement des ouvrages transférés dans les réseaux publics de distribution en application du I et dont l'échéance de remplacement est antérieure au terme normal des contrats. »

⁵ Loi n°2004-803 du 09 août 2004 relative aux services publics de l'électricité et de gaz et aux entreprises électriques et gazières, codifiée à l'article L322-5 du Code de l'énergie

Le concessionnaire ne pratique donc plus depuis le 1^{er} janvier 2005 de dotations aux provisions pour renouvellement pour les biens renouvelables après le terme du contrat de concession.

La contrepartie a été le reclassement au 1^{er} janvier 2005 de l'ancien réseau d'alimentation générale (RAG) dans les réseaux publics de distribution définis à l'article L2224-31 du CGCT, et le transfert des biens à titre gratuit aux collectivités territoriales mentionnées au même article.

Le stock de provisions associé à ces ouvrages et constitué avant 2005 a été affecté en provisions pour renouvellement du réseau HTA transféré aux collectivités territoriales.

Cette disposition conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

- **Augmentation de la durée de vie comptable des ouvrages :**

Le concessionnaire a procédé ces dernières années à plusieurs modifications de la durée de vie comptable des ouvrages, et notamment à des hausses ayant eu pour effet de générer des reprises de provisions pour renouvellement au résultat de l'entreprise lorsque ces ouvrages n'étaient plus renouvelables avant le terme normal du contrat.

Les ouvrages concernés sont les suivants :

- En 2007 : Génie civil des postes de 30 à 45 ans
- En 2011 : Allongement de la durée de vie des câbles torsadés basse tension de 40 à 50 ans
- En 2012 : Allongement de la durée de vie des transformateurs de 30 à 40 ans

- **Opérations de prolongement de la durée de vie (PDV) :**

Depuis 2012, le concessionnaire entreprend des opérations PDV sur les réseaux HTA aérien, qui consistent à remplacer les accessoires vétustes de certains tronçons sans renouveler l'ouvrage. Ces opérations conduisent à une augmentation de 15 ans de la durée de vie comptable des immobilisations concernées.

Lorsque le stock de provisions pour renouvellement associé aux immobilisations concernées ne peut pas être totalement utilisé comptablement pour le financement des accessoires remplacés, et que l'ouvrage n'est plus renouvelable avant le terme normal du contrat, le concessionnaire reprend au résultat de l'entreprise le stock de provisions non utilisé.

En 2018, la reprise de provisions dédiées aux réseaux HTA aériens s'est élevée à 165 k€ pour le SIED70.

Cette méthode comptable conduit à diminuer les provisions pour renouvellement et à augmenter l'indemnisation du concessionnaire en fin de contrat.

7.2.7.4 MODALITES D'UTILISATION PAR LE CONCESSIONNAIRE

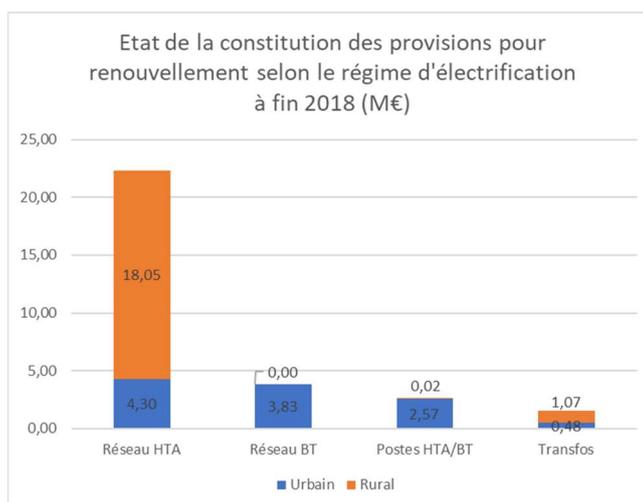
- **Au cours du contrat**, les provisions pour renouvellement sont soit :

- Affectées au bien remplaçant lors du renouvellement effectif du bien :
 - Les provisions sont enregistrées en financement du concédant dans la valeur du bien remplaçant, au passif l'inventaire patrimonial de la concession
 - Le financement du concédant augmente la valeur non amortie des biens, dite « droit en nature »

- L'amortissement du droit en nature au fil du temps incrémente l'amortissement du financement du concédant, dit « droit en espèce », d'où un maintien des droits du concédant dans le temps
- En fin de contrat, elles viendront diminuer la valeur de reprise par l'autorité concédante des biens non amortis
- Devenues sans objet et reprises au compte de résultat national de l'entreprise pour les cas :
 - Le bien est abandonné et non renouvelé
 - Le renouvellement du bien est réalisé par l'autorité concédante au lieu du concessionnaire
 - Le renouvellement du bien s'avère moins coûteux que prévu et une part de provisions pour renouvellement n'a pas été affectée
 - La durée de vie comptable du bien est allongée et qu'il n'est plus renouvelable au cours du contrat
- **En fin de contrat**, les stipulations contractuelles de l'article 31 du cahier des charges de concession s'appliquent faute de dispositions législatives particulières propres à la distribution publique d'électricité :
 - En cas de renouvellement de la concession :
 - *« L'excédent éventuel des provisions constituées par le concessionnaire pour le renouvellement ultérieur des ouvrages concédés, par rapport aux sommes nécessaires pour ces opérations, sera remis à l'autorité concédante, qui aura l'obligation de l'affecter à des travaux sur le réseau concédé, à l'exclusion de toute autre dépense »*
 - En cas de non renouvellement de la concession :
 - *« Le concessionnaire recevra de l'autorité concédante une indemnité égale à la valeur non amortie réévaluée des ouvrages faisant partie de la concession dans la proportion de sa participation à leur établissement. Cette réévaluation sera déterminée par référence au taux moyen des financements à long terme du concessionnaire.*
 - *Le concessionnaire reversera à l'autorité concédante le solde des provisions constituées pour le renouvellement ultérieur desdits ouvrages, complété des amortissements industriels constitués dans la proportion de la participation du concédant. »*

7.2.7.5 BILAN DES PROVISIONS PAR REGIME D'ELECTRIFICATION

L'analyse de l'inventaire comptable du SIED70 montre que les provisions pour renouvellement portant sur le réseau BT et les postes HTA/BT situés en zones rurales ne sont pas constituées par le concessionnaire sur la concession :



Pour le réseau HTA et les transformateurs HTA/BT, le concessionnaire constitue des provisions pour renouvellement en zones rurales, car il considère qu'il sera le maître d'ouvrage de leur renouvellement.

Ces constats sont conformes aux méthodes de calcul des provisions décrites supra.

7.2.7.6 BILAN DES PROVISIONS SUR LES BIENS LOCALISES TOTALEMENT AMORTIS

Biens localisés totalement amortis à fin 2018	Régime d'électrification étudié	Valeur brute (k€)	Valeur de remplacement (k€)	Taux de couverture par les provisions de l'écart entre VR et VB (%)
HTA aérien nu	U-R	4 389	19 857	96,2%
HTA souterrain	U-R	482	1 723	97,8%
BT aérien nu	U	405	1 360	106,5%
BT aérien torsadé	U	16	58	113,2%
BT souterrain	U	696	2 252	86,1%
Poste sur poteau	U	58	133	38,1%
Poste maçonné	U	265	882	107,4%
Poste préfabriqué	U	698	1 167	71,2%
Transformateurs	U-R	478	1 572	99,0%
Total		7 488	29 004	95,8%

C'est notamment le cas des réseaux HTA (97%), ainsi que des réseaux BT souterrains (86%) et postes préfabriqués (71%) situés en communes urbaines.

A l'inverse, certaines catégories d'ouvrages sont sur-dotées en provisions pour renouvellement comme les réseaux BT aériens nus (107%) et aériens torsadés (113%) ainsi que les postes maçonnés en communes urbaines (107%).

7.3 Les droits du concédant

7.3.1 Calcul théorique

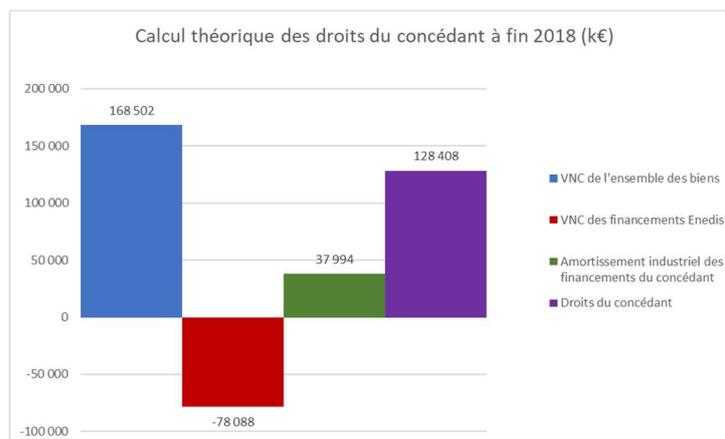
Les droits du concédant représentent les passifs relatifs aux biens concédés inscrits à l'inventaire patrimonial de la concession.

Ils sont constitués des :

- Droits du concédant sur les biens existants qui correspondent à :
 - La valeur nette comptable de l'ensemble des biens existants de la concession, qui traduit l'obligation pour le concessionnaire de remettre les biens au concédant (droits en nature) ;
 - Déduction faite des financements non amortis du concessionnaire (créances en espèces);
- Droits du concédant sur les biens à renouveler qui correspondent à l'amortissement industriel constitué par le concessionnaire sur la partie des biens financée par l'autorité concédante et les tiers au travers de leurs participations financières (droit en espèces).

Les droits du concédant ne peuvent pas être contrôlés par l'autorité concédante car le concessionnaire ne présente pas la justification de la valeur non amortie des biens de son financement et des amortissements industriels non dotés du financement concédant.

Le graphique suivant synthétise les informations transmises par le concessionnaire :



A fin 2018, le calcul théorique des droits du concédant s'établi à 128,4 M€, dont 90,7 M€ au titre des ouvrages localisés et 37,7 M€ au titre des biens non localisés :

Calcul théorique des droits du concédant à fin 2018 (M€)	Concession Enedis-EDF du SIED70			Total concessions Enedis-EDF France
	Ouvrages localisés	Ouvrages non localisés	Total concession	
Droits en nature	132,0	36,5	168,5	49 327
Créances en espèce (calcul Enedis)	-63,9	-14,2	-78,1	-25 669
Droits en espèce (calcul Enedis)	22,6	15,4	38,0	13 792
Droits du concédant	90,7	37,7	128,4	37 450

7.3.2 Impacts possibles du futur inventaire FACE sur les droits du concédant

Le ministère de la transition écologique et solidaire a engagé depuis près de 18 mois un travail d'analyse visant à faire évoluer le décret n°2013-46 du 14 janvier 2013 relatif aux aides à l'électrification rurale et l'arrêté du 27 mars 2013 associé.

Ce décret définit les conditions d'éligibilité des communes aux aides du compte d'affectation spéciale CAS Facé « financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale », ayant pour objet de soutenir financièrement les autorités organisatrices de la distribution d'électricité dans leurs travaux de renforcement, d'extension et de sécurisation des réseaux de distribution en milieu rural.

Un nouveau décret devrait être publié avant la fin de l'année visant à :

- Adapter le périmètre des territoires éligibles au financement du CAS Facé en complétant les critères de ruralité de manière à prendre en compte le mouvement de fusion des communes rurales
- Mieux répondre aux besoins spécifiques des collectivités d'outre-mer ainsi qu'aux enjeux de la transition écologique via une redéfinition des sous-programmes
- Améliorer les rythmes de consommation des crédits en adaptant les modalités de gestion du CAS

Cette modification du périmètre des communes rurales et urbaines sur le territoire concédé pourrait entraîner une modification du traitement comptable des passifs de la concession, et notamment de la constitution des amortissements du financement concédant et des provisions pour renouvellement.

Si la concession du SIED70 devait être concernée, il est recommandé de demander au concessionnaire une présentation des modifications opérées, des bascules et impacts en matière de droits du concédant.

7.4 Le bilan patrimonial de la concession

Conformément à l'article 393-1-2 du Plan Comptable Général (PCG), l'ensemble des biens mis dans la concession est inscrit à l'actif du bilan du concessionnaire, quelle que soit la maîtrise d'ouvrage (ouvrages construits ou achetés par le concessionnaire et ouvrages remis par le concédant et les tiers), et quelle que soit l'origine de financement (concessionnaire, concédant).

L'inscription à l'actif du bilan du concessionnaire de la valeur nette comptable des biens concédés (A), mis en concession par le concessionnaire, le concédant et les tiers (droit en nature), comporte une contrepartie au passif.

Les passifs sont représentatifs des droits et obligations contractuels du cahier des charges de concession et sont annuellement présentés par le concessionnaire au concédant :

- L'amortissement et les provisions pour renouvellement des financements initiaux du concédant du bien précédent renouvelé, déjà récupéré sur le tarif, ainsi que les remises gratuites du concédant (B)
- Le financement du concessionnaire non amorti et non constitué sur le tarif, comptabilisé en valeur d'origine - le contrat prévoyant par ailleurs qu'il fasse l'objet d'une réévaluation en cas de fin de concession (C)
- L'amortissement industriel du financement du concédant (droit en espèce) constitué sur le tarif mais non utilisé pour le renouvellement des biens (D)
- La provision pour renouvellement constituée sur le tarif mais non utilisée, applicable pour le renouvellement des seuls biens renouvelables avant le terme du contrat de concession (E)

Bilan patrimonial de la concession Enedis-EDF du SIED70 à fin 2018 (en M€)

ACTIF	PASSIF
<p>(A) Immobilisations nettes de la concession 168,5</p>	<p>(B) Financement concédant déjà récupéré sur le tarif (amort. et PR du bien précédent) et remises gratuites 90,4</p>
	<p>Financement concessionnaire non amorti, restant à constituer sur le tarif (C) 78,1</p>
	<p>Amortissement financement concédant constitué sur le tarif mais non utilisé (D) 38,0</p>
	<p>Provision pour renouvellement constituée sur le tarif mais non utilisée 34,7</p>

Le bilan présente à l'actif la valeur nette des biens de la distribution publique d'électricité pour 168,5 M€ avec pour contrepartie au passif les droits du concédant sur les biens existants à l'actif égal à 128,4 M€.

Lors du renouvellement des biens, le droit en espèce (D) et la provision (E) du financement du concédant, constitués au titre du bien remplacé sont soldés et sont comptabilisés en droits sur les biens existants, étant considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien (B). L'excédent éventuel de provision pour renouvellement est repris au résultat de l'entreprise.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler, constitués de l'amortissement du financement du concédant (D) et des provisions pour renouvellement (E), se transforment au remplacement effectif du bien, sans sortie de trésorerie au bénéfice du concédant, en droit du concédant sur les biens existants.

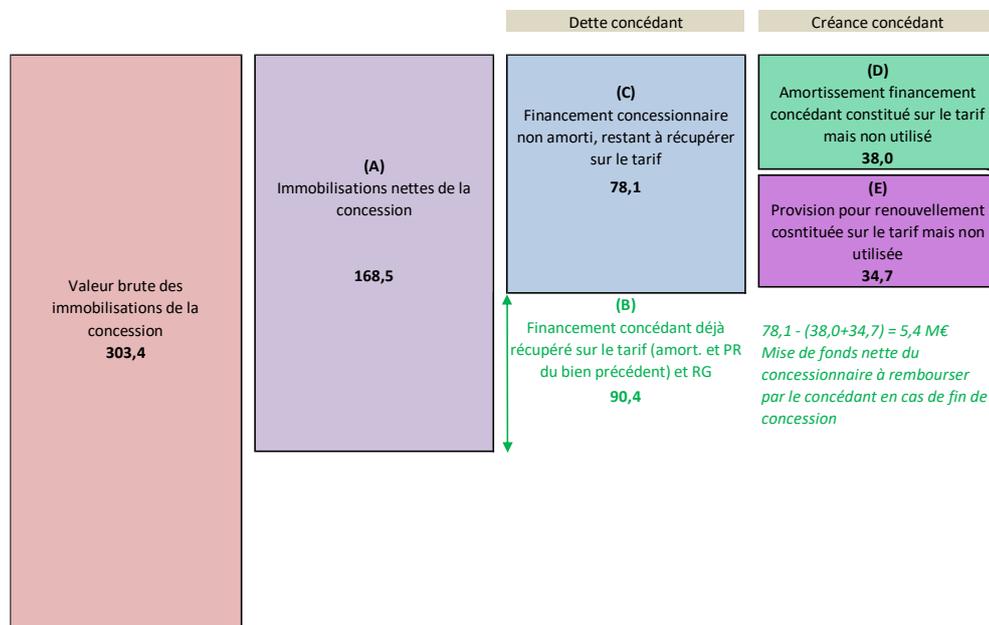
La provision pour renouvellement reste affectée en financement du concédant dans la valeur du bien remplaçant, augmentant ainsi le droit en nature. L'amortissement du droit en nature au fil du temps augmente le droit en espèces du concédant, et les droits du concédant sont maintenus dans le temps.

Dans ces conditions, les droits du concédant à récupérer gratuitement les biens existants croissent au fur et à mesure du renouvellement des biens.

Les comptes de passifs spécifiques des concessions comprennent les droits sur les biens existants et l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant au titre des biens à renouveler.

7.5 Les dettes et créances réciproques

La situation patrimoniale nette du SIED70 est débitrice de 5,4 M€ à fin 2018 :



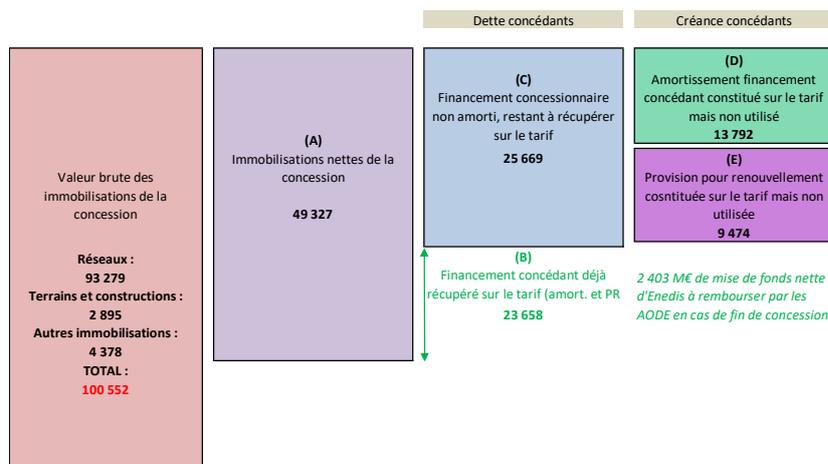
La valeur nette comptable des immobilisations de la concession est de 168,5 M€ à fin 2018.

Près de 90,4 M€ ont été financés sur les ressources de l'autorité concédante à partir des amortissements industriels et provisions pour renouvellement déjà récupérés sur les biens précédents renouvelés et complétés des remises gratuites du concédant.

Près de 78,1 M€ ont été financés sur les ressources du concessionnaire et non encore constitués sur le tarif.

Mais le concessionnaire a déjà accumulé avec le tarif près de 72,7 M€ d'amortissement industriel du financement concédant et 34,7 M€ de provisions pour renouvellement non encore utilisés.

La situation patrimoniale nationale des concédants sur les concessions Enedis-EDF est la suivante :



Au niveau national, la situation patrimoniale des concédants est débitrice de 2,4 Md€ à fin 2018.

7.6 L'indemnité théorique du concessionnaire en cas de fin de contrat

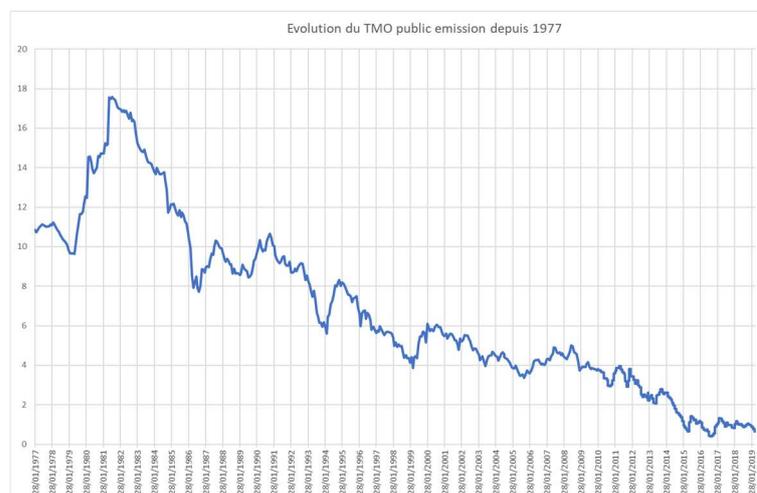
Le calcul de l'indemnité théorique du concessionnaire en cas de fin de contrat prévoit une réévaluation des financements nets du concessionnaire qui soit représentative des coûts de financement associés depuis l'origine des ouvrages, nonobstant le fait que les coûts de financement soient déjà couverts par le tarif.

La réévaluation des financements nets du concessionnaire se réalise à partir du taux moyen des obligations du secteur public (TMO). Le TMO est le taux moyen d'emprunt d'EDF lors de l'élaboration du précédent modèle national de cahier des charges en 1992, lorsque l'entreprise était encore garantie par l'Etat.

Cette réévaluation conduit à l'application de coefficients multiplicateurs élevés lorsque la durée d'utilisation des biens est importante.

A titre d'exemple, l'évolution du TMO conduit à multiplier par 3,53 la valeur nette comptable à fin 2018 d'un bien ayant été mis en service en 1990.

L'évolution du TMO public émission depuis 1977 est présentée ci-dessous :



Le bilan théorique à fin 2018 du calcul de l'indemnisation théorique de fin de contrat, avec et sans application de la réévaluation des financements nets du concessionnaire (M€) est :

Avec TMO	
DETTE CONCEDANT	CREANCE CONCEDANT
Financement Enedis non-amorti	Amortissement financements concedant
78,1	38,0
	Provisions pour renouvellement
	34,7
	Indemnité du concessionnaire
Impact réévaluation TMO	52,1
46,7	

Sans TMO	
DETTE CONCEDANT	CREANCE CONCEDANT
Financement Enedis non-amorti	Amortissement financements concedant
78,1	38,0
	Provisions pour renouvellement
	34,7
	Indemnité du concessionnaire
	5,4

Sans l'application de la réévaluation TMO, l'autorité concédante devrait s'acquitter d'une indemnité théorique de 5,4 M€ au concessionnaire.

Avec l'application de la réévaluation TMO, l'autorité concédante devrait s'acquitter d'une indemnité théorique de 52,1 M€ au concessionnaire.

7.7 Impacts de la méthode comptable du concessionnaire

7.7.1 Enregistrement des contributions de tiers aux raccordements en financement du concessionnaire

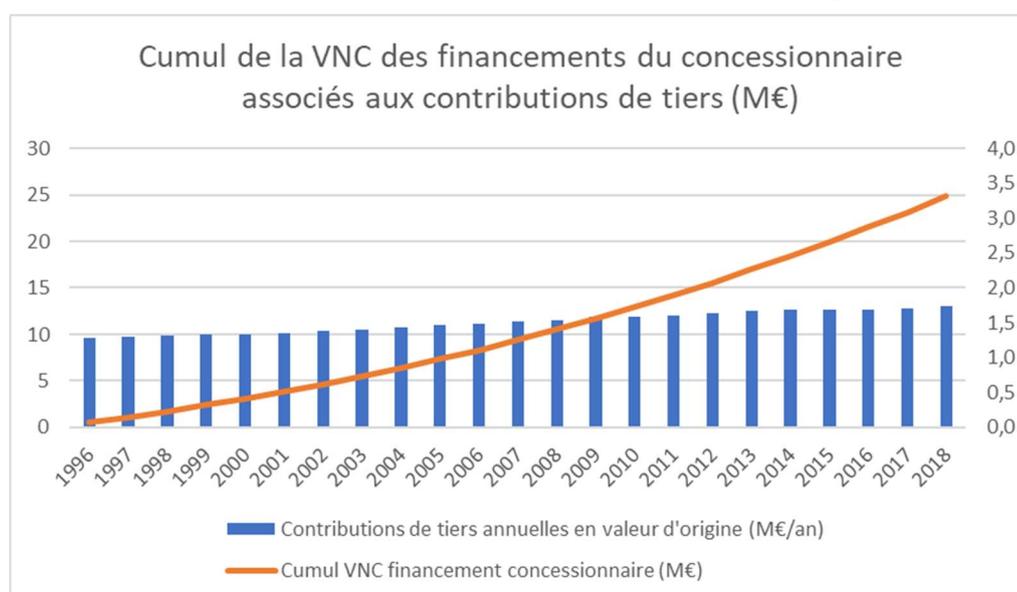
Les contributions de tiers aux raccordement perçues par le concessionnaire ne sont pas prises en compte dans les droits du concédant.

Le concessionnaire n'immobilise pas en financement du concédant les participations financières aux travaux de raccordement provenant des tiers et des communes, mais les impute en produits dans le compte de résultat de l'entreprise.

Les contributions du pétitionnaire et de la collectivité en charge de l'urbanisme, estimées à 60 % du coût de l'extension et du branchement dans le cas d'un raccordement en soutirage après déduction de la réfaction, sont inscrites comptablement en financements du concessionnaire, ce qui a pour conséquence d'augmenter la dette du concédant envers le concessionnaire.

En estimant la contribution moyenne annuelle des tiers à 1,745 M€/an sur la chronique 2015-2018, déflatée pour les années antérieures jusqu'à l'origine des contrats, et l'application d'un amortissement industriel des financements du concessionnaire d'une durée de 40 ans sur cette période, le montant total de la valeur nette comptable des contributions de tiers non prises en compte dans les droits du concédant est estimé à fin 2018 à **24,9 M€**.

Evolution du cumul de la VNC des financements du concessionnaire à fin 2018 associés aux contributions de tiers sur une antériorité moyenne estimée à 23 ans (contrat de concession signé en décembre 1995) :



7.7.2 Sous-actualisation des valeurs de remplacement des canalisations

Il est constaté que les valeurs de remplacement des réseaux de distribution inscrites à l'inventaire comptable sont généralement inférieures au coût réel de renouvellement des ouvrages à technologie identique.

Plusieurs facteurs contribuent à une sous-actualisation des valeurs de remplacement tels que l'application sur la durée de vie comptable du bien de coefficients d'actualisation non représentatifs de l'évolution réelle des prix, et l'arrêt de l'actualisation des biens totalement amortis continuant d'être exploités.

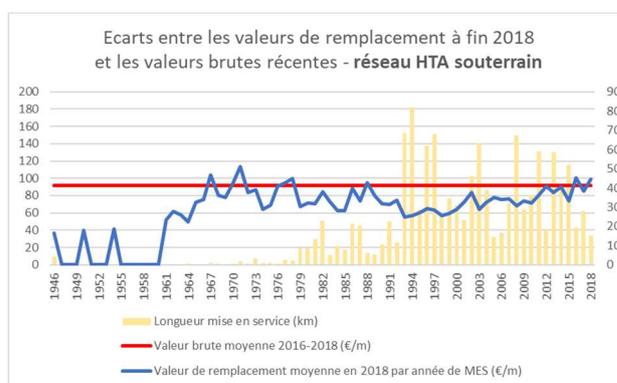
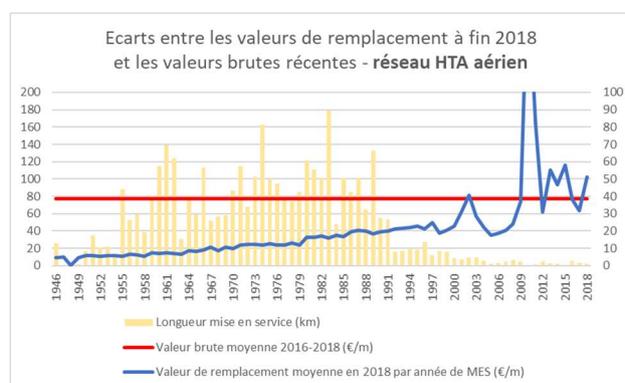
La sous-actualisation des valeurs de remplacement est estimée dans le tableau suivant :

Estimation de la sous-actualisation des valeurs de remplacement par rapport aux valeurs brutes récentes - Selon l'inventaire comptable à fin 2018	Valeur brute moyenne 2016-2018 constatée sur la concession (€/m)	Sous-actualisation des valeurs de remplacement (M€)
Canalisations HTA aérien nu	77	92,8
Canalisations HTA souterrain	92	28,5
Canalisations BT aérien nu	60	15,0
Canalisations BT aérien isolé	63	66,9
Canalisations BT souterrain	105	35,1
Total		238,4

L'écart est constaté entre la valeur moyenne de remplacement inscrite à l'inventaire (€/m) et la valeur brute moyenne actuelle à technologie identique (€/m) observée pour la concession sur la chronique 2016-2018.

Les graphiques suivants montrent, par catégorie d'ouvrage, les écarts constatés entre les valeurs moyennes de remplacement inscrites à l'inventaire à fin 2018 (ligne bleue) et les valeurs brutes moyennes actuelles (ligne rouge).

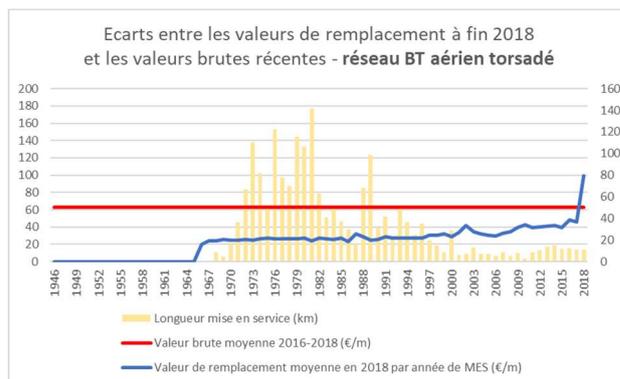
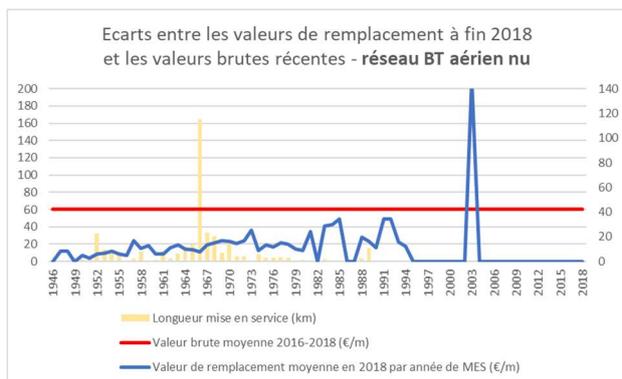
Les histogrammes indiquent les valeurs des linéaires mis en service par année de pose.



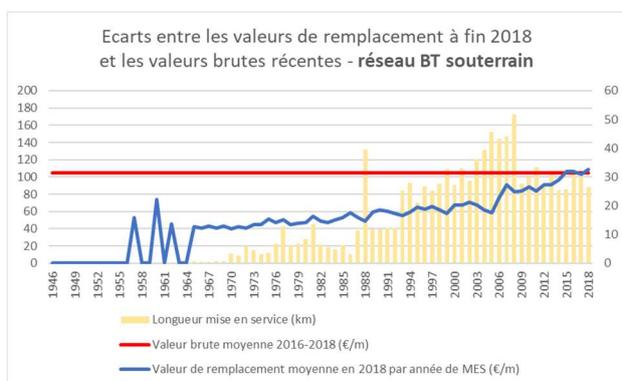
La courbe des valeurs moyennes de remplacement des réseaux HTA est croissante selon la date de mise en service des ouvrages. Or le coût de remplacement d'un mètre de réseau devrait être le même quelque soit la date de pose.

En étant le plus souvent inférieures ou égales à 40 €/m jusqu'au début des années 1990, les valeurs de remplacement des réseaux HTA aériens sont nettement sous-actualisées par rapport à la valeur réelle des ouvrages mis en service ces dernières années.

A contrario, les valeurs moyennes de remplacement des réseaux HTA souterrains sont sensiblement similaires à la valeur réelle des ouvrages.



Pour les réseaux BT aériens nus et torsadés, les valeurs moyennes de remplacement sont également en écart par rapport à la valeur réelles des ouvrages mis en service ces dernières années.



Même constat pour les réseaux BT souterrains, dont la valeur moyenne de remplacement est croissante selon la date de mise en service des ouvrages, et est en écart par rapport à la valeur réelle.

La constitution des provisions pour renouvellement sur la durée de vie comptable des biens étant assise sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur brute, la sous-actualisation des valeurs de remplacement entraîne une sous-dotation des provisions pour renouvellement par le concessionnaire.

L'estimation du stock de provisions pour renouvellement non constitué sur les immobilisations nécessitant une réévaluation de leur valeur de remplacement a été estimée. Lorsque $VB_{moy}(2018) > 1,3 \cdot VR_{moy}$, les valeurs de remplacement des immobilisations concernées sont ré-actualisées avec la valeur brute récente observée sur la concession pour la même nature d'ouvrage :

Estimation du stock de provisions pour renouvellement non constitué sur les immobilisations renouvelables avant le terme normal du contrat - Selon l'inventaire comptable 2018	PR non constituée sur les biens totalement amortis à fin 2018 (M€)	PR non constituée sur les biens renouvelables partiellement amortis à fin 2018 (M€)	Total PR non constituées (M€)
Canalisations HTA aérien nu	58,8	13,3	72,0
Canalisations HTA souterrain	0,5	1,4	1,9
Canalisations BT aérien nu	16,7	0,2	16,8
Canalisations BT aérien isolé	0,7	19,6	20,4
Canalisations BT souterrain	3,7	3,2	6,9
Total	80,3	37,7	118,1

L'estimation des provisions pour renouvellement non constituées s'élève à **80,3 M€** pour les biens totalement amortis et à **37,7 M€** pour les biens renouvelables avant le terme normal du contrat et partiellement amortis, qui nécessitent une ré-actualisation de leurs valeurs de remplacement.

7.7.3 Retrait des biens non localisés de l'inventaire comptable lorsqu'ils sont totalement amortis et qu'ils continuent à être exploités

La valorisation comptable des biens non localisés dans l'inventaire ne reflète pas la réalité du patrimoine concédé puisqu'elle est issue d'un calcul de répartition selon des clés – mailles et assiettes non transmises par le concessionnaire.

L'inventaire établi par le concessionnaire ne présente pas de biens totalement amortis pour certaines catégories d'ouvrage : les branchements individuels, les colonnes montantes et dérivations individuelles (jusqu'à 2017) et les compteurs (hors Linky et marché d'affaires).

Le concessionnaire retire chaque année ces biens totalement amortis des bases comptables même s'ils continuent à être exploités en réalité. Ces sorties d'inventaire altèrent la valorisation comptable des biens et réduisent le stock des provisions pour renouvellement.

Le concessionnaire entreprend néanmoins un travail de localisation de l'ensemble des biens concédés conformément à l'arrêté du 10 février 2020 : les compteurs des utilisateurs HTA et BT>36kVA (C1 à C4) et les ouvrages collectifs de branchements ont été localisés sur l'exercice 2018 pour l'ensemble des concessions.

Le retrait des biens non localisés et totalement amortis a impacté le stock de provisions pour renouvellement au cours des précédents exercices. Le concessionnaire n'ayant pas transmis les inventaires comptables détaillées des années précédentes, l'autorité concédante n'est pas en capacité de contrôler les retraits de provisions pour renouvellement occasionnés.

Néanmoins, l'inventaire comptable à fin 2018 permet d'évaluer les retraits à venir de provisions pour renouvellement pour ce qui concerne les ouvrages de branchements :

Impact sur le stock de provisions pour renouvellement lié à la sortie d'inventaire des biens non localisés et totalement amortis au cours des prochains exercices (M€) - Inventaire comptable -	2018	2019	2020
Branchements aériens	0,4	0,4	0,4
Branchements souterrains	0,1	0,1	0,1
Branchements aéro-souterrains	0,2	0,2	0,1
Total	0,7	0,7	0,6

Les retraits de provisions pour renouvellement attendus pour les prochaines années au titre des branchements non localisés devraient s'élever entre **0,6 et 0,7 M€/an**.

7.7.4 Absence de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en communes rurales

Un traitement spécifique est appliqué sur les ouvrages basse tension situés en zones rurales, qui sont susceptibles de bénéficier des aides du FACE. Les ouvrages concernés sont les canalisations BT et les postes HTA/BT. Le renouvellement de ces biens est le plus souvent financé par les concédants à l'occasion des travaux financés notamment par les aides du FACE.

Dans ce cas, aucun amortissement industriel de la part financée par le concédant n'est enregistré en charges.

Une provision pour renouvellement est constituée forfaitairement à hauteur de 20% de la différence entre la valeur de remplacement et la valeur d'origine des immobilisations calculée sur l'assiette globale des ouvrages concernés.

Évaluée sur les seuls ouvrages totalement amortis à fin 2018, situés en communes rurales, de types réseaux BT et postes HTA/BT, les provisions pour renouvellement non dotées s'élèvent à 8,61 M€ de valeur de remplacement auxquels sont soustraits les 3,21 M€ de valeur brute, soit **5,4 M€ a minima**.

7.7.5 Arrêt des provisions pour renouvellement sur les biens renouvelables au-delà du terme contractuel

L'article 36 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières a supprimé à compter du 1er janvier 2005 l'obligation financière du concessionnaire liée au renouvellement des biens au-delà du terme normal de la concession.

L'application de cette loi est réalisée nonobstant les clauses contraires indiquées à l'article 10 du modèle national 1992 de contrat de concession de distribution publique d'électricité.

Extrait de l'article 10 du modèle national 1992 FNCCR-EDF :

« En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, tels qu'ils figurent au bilan sous la rubrique « immobilisations du domaine concédé » et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

Cette disposition conduit à diminuer les provisions pour renouvellement d'un montant qui s'élèvera à **55,5 M€** en valeur 2018 lorsque les immobilisations concernées seront totalement amorties. En effet, les ouvrages non renouvelables avant le terme normal du contrat représentent une valeur brute de 260,4 M€ pour une valeur de remplacement de 315,9 M€.

7.7.6 Absence d'amortissement industriel du financement concédant sur les réseaux BT et postes HTA/BT en communes rurales

Comme indiqué supra, les amortissements industriels du financement concédant non dotés s'élèvent à **28,9 M€** à fin 2018.

7.7.7 Modification de la durée de vie comptable des ouvrages

Plusieurs événements comptables ont conduit à modifier la durée de vie des biens concédés, qui se sont traduits par des reprises sur le stock des provisions pour renouvellement :

- 2007 :
 - Allongement de la durée de vie du génie civil des postes de 30 à 45 ans
 - Réduction de la durée de vie des comptages électroniques mis en service à partir de 1995 BT < 36KVA de 30 à 20 ans
 - Réduction de la durée de vie des comptages électroniques mis en service à partir de 1995 HTA et BT > 36KVA de 30 à 25 ans

- 2011 : Allongement de la durée de vie des câbles torsadés basse tension de 40 à 50 ans
- 2012 : Allongement de la durée de vie des transformateurs de 30 à 40 ans

Leurs impacts financiers sur les dettes et créances réciproques ont été indiqués par le concessionnaire sur les comptes rendus annuels d'activités lors du fait générateur.

7.7.8 Localisation de certains biens (transformateurs, ouvrages collectifs de branchement, ...)

Le concessionnaire a procédé à la localisation de plusieurs catégories de bien, qui ont entraîné des modifications de leurs valorisations comptables au cours des dernières années :

- 2015 :
 - Localisation des transformateurs HTA/BT
 - Accélération de l'amortissement des compteurs C2-C4 et reprise des provisions pour renouvellement associées aux comptages
- 2018 :
 - Localisation des ouvrages collectifs de branchement :

Leurs impacts financiers sur les dettes et créances réciproques ont été indiqués par le concessionnaire sur les comptes rendus annuels d'activités lors du fait générateur.

7.7.9 Mise en place du calcul probabiliste sur les dotations annuelles

A compter de 2011, le concessionnaire a utilisé des probabilités dans le calcul des dotations annuelles aux provisions pour renouvellement justifiées par la nécessité de davantage apprécier la probabilité de renouvellement des ouvrages jusqu'à l'échéance des contrats de concession.

Ces probabilités sont utilisées pour les ouvrages suivants : canalisations HTA souterraines, canalisations BT souterraines et postes HTA/BT. Celles-ci consistent à appliquer un pourcentage de réduction au calcul linéaire de la dotation annuelle aux provisions. Cela conduit le concessionnaire à ne doter qu'à hauteur de la probabilité de sortie de l'ouvrage avant la fin des contrats de concession.

L'impact de la mise en place du calcul probabiliste ne peut pas être évalué sans transmission des tables de probabilité de retrait des ouvrages par le concessionnaire.