

**RAPPORT
DE CONTRÔLE
DE LA CONCESSION
DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ÉLECTRICITÉ
2018**



SERVICE PUBLIC
DU GAZ, DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DES ÉNERGIES LOCALES
EN ÎLE-DE-FRANCE

**RAPPORT
DE CONTRÔLE**
DE LA CONCESSION
DE DISTRIBUTION
PUBLIQUE
D'ÉLECTRICITÉ

2018





SOMMAIRE

RAPPORT 2018

Liste des communes
adhérentes du Sigeif

5

Chiffres clés de la
concession en 2018

6-7

Préambule

9

1

PATRIMOINE TECHNIQUE ET FINANCIER DE LA CONCESSION

ANALYSE DES DONNÉES PHYSIQUES	13
Le réseau de la concession	13
Les branchements de la concession	16
ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES	27
Informations relatives au patrimoine	27
Informations relatives au droit du concédant (bilan de la concession)	31
Ticket de sortie – Dettes et créances réciproques	34

2

CLIENTÈLE DE LA CONCESSION ET ÉNERGIE ACHEMINÉE

ÉVOLUTION DES DONNÉES	39
La clientèle de la concession	39
L'énergie acheminée	39
L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers	40
Autres indicateurs « fourniture »	42

3

QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DISTRIBUÉE

CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE	48
Le temps moyen de coupure (<i>critère B</i>)	48
Interruption de l'énergie acheminée liée au réseau HTA	50
Interruption de l'énergie acheminée liée au réseau BT et aux postes de transformation HTA/BT	54
Indicateurs locaux de continuité de fourniture	56
Indicateurs retenus à l'article 17 de l'annexe 1 du cahier des charges	60
TENUE DE LA TENSION	68
AUTRES INDICATEURS : CONTRAINTES SUR LES OUVRAGES	71
DÉCRET 2007-1826 DU 24 DÉCEMBRE 2007 ÉVOLUTION DE CES QUATRE CRITÈRES	



4

PROGRAMMES D'INVESTISSEMENT 2018 ET PLAN DE MAINTENANCE DU DISTRIBUTEUR

INVESTISSEMENTS DÉLIBÉRÉS DU CONCESSIONNAIRE	77
Investissements sur les postes sources et orientations ultérieures	77
Investissements sur les réseaux HTA et BT et orientations ultérieures	78
Bilan des investissements des cinq dernières années	78
Les ouvrages dits vétustes	79

5

CONTRÔLE CONTINU SUR LES OUVRAGES CONCÉDÉS

LES PROJETS DE CONSTRUCTION D'OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE	83
Déclaration des projets à l'autorité concédante	83
Les déclarations de commencement de travaux et les certificats de conformité	83
Les avis sur les dossiers émis par le SigEIF	85

6

CONTRÔLE CIBLÉ

ANALYSES PARTICULIÈRES ET PONCTUELLES EFFECTUÉES PAR LE SIGEIF	90
Patrimoine technique	90
Valorisation de la remise gratuite (VRG)	90
Critère B : Les deux départements les plus contraints	92
Coupures pour travaux sur le réseau BT	93
Incidents BT aux 100 km : Les cinq communes les plus impactées	95
Tenue de la tension BT	96

7

CONTRÔLE FINANCIER

CONTRÔLE FINANCIER VEILLE ET ACTIONS	99
Le contexte	99
Les principales zones de risque pour le concédant	99
Analyse des procédures, méthodes et principes comptables	100
Contrôles sur pièces, analyse de la piste d'audit, tests d'application des procédures	104
Conclusion sur les contrôles réalisés	110
ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES PRÉSENTÉES DANS LE CRAC 2018 DU CONCESSIONNAIRE	112
Compte de résultat de la concession de distribution d'électricité	112

8

CONCLUSION

SYNTHÈSE DU CONTRÔLE TECHNIQUE	117
SYNTHÈSE DU CONTRÔLE COMPTABLE ET FINANCIER	120

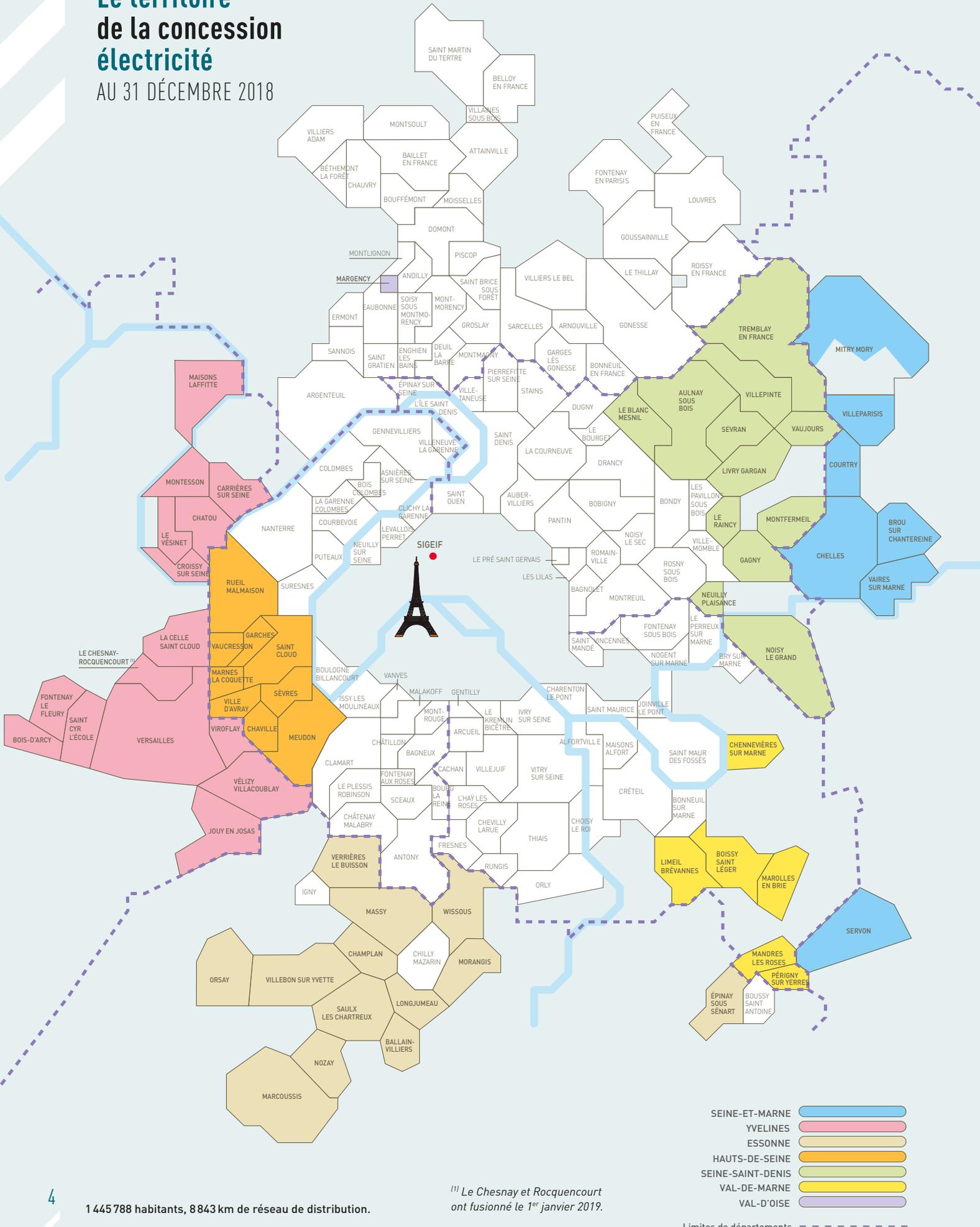
9

ANNEXES

INVENTAIRE DES OUVRAGES, PAR COMMUNE, AU 31 DÉCEMBRE 2018	123
NOMBRE DE CLIENTS ET ÉNERGIE ACHEMINÉE EN 2018 SUR LA CONCESSION SIGEIF	124
VALORISATION DE LA REMISE GRATUITE 2018 PAR ENEDIS	126
RÉPARTITION, PAR DÉCENNIE, DU LINÉAIRE DES LIGNES ET CANALISATIONS BT	127
CAUSES DES INCIDENTS BASSE TENSION ET NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM	129

Le territoire de la concession électrique

AU 31 DÉCEMBRE 2018



⁽¹⁾ Le Chesnay et Rocquencourt ont fusionné le 1^{er} janvier 2019.



SEINE-ET-MARNE

Brou-sur-Chantereine
Chelles
Courtry
Mitry-Mory *
Servon
Vaires-sur-Marne
Villeparisis

YVELINES

Bois-d'Arcy
Carrières-sur-Seine
La Celle-Saint-Cloud
Chatou
Le Chesnay
Croissy-sur-Seine
Fontenay-le-Fleury
Jouy-en-Josas
Maisons-Laffitte
Montesson
Rocquencourt
Saint-Cyr-l'École
Vélizy-Villacoublay
Versailles
Le Vésinet
Viroflay

ESSONNE

Ballainvilliers
Champlan
Épinay-sous-Sénart
Longjumeau
Marcoussis
Massy
Morangis
Nozay
Orsay
Saulx-les-Chartreux
Verrières-le-Buisson
Villebon-sur-Yvette
Wissous

HAUTS-DE-SEINE

Chaville
Garches
Marnes-la-Coquette
Meudon
Rueil-Malmaison
Saint-Cloud
Sèvres
Vaucresson
Ville-d'Avray

SEINE-SAINT-DENIS

Aulnay-sous-Bois
Le Blanc-Mesnil
Gagny
Livry-Gargan
Montfermeil
Neuilly-Plaisance
Noisy-le-Grand
Le Raincy
Sevran
Tremblay-en-France
Vaujours
Villepinte

VAL-DE-MARNE

Boissy-Saint-Léger
Chennevières-sur-Marne
Limeil-Brévannes
Mandres-les-Roses
Marolles-en-Brie
Périgny-sur-Yerres

VAL-D'OISE

Margency

^(*) Est exclue la partie du territoire de cette commune exploitée par la régie municipale





CONCESSION ÉLECTRICITÉ EN 2018 / CHIFFRES CLÉS

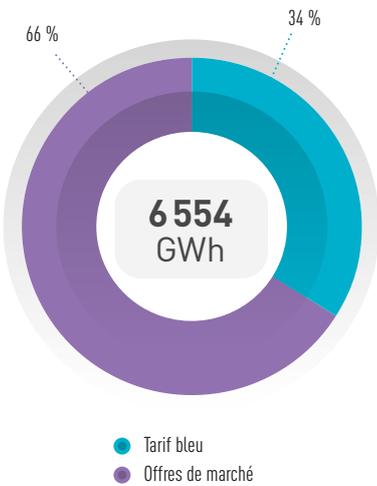
 64 Collectivités	 19,5 M€ Consacrés à la performance du réseau	 4 415 Clients BT mal alimentés
 1 445 788 * Habitants <small>* (Population municipale : 1 426 634 habitants)</small>	 dont 3,4 M€ pour les postes sources	 90 % de clients satisfaits de la prestation du concessionnaire Enedis
 691 661 Clients	 14,8 M€ Consacrés au développement du réseau	 2 559 Clients aidés dans le cadre du FSL
 6,55 TWh D'électricité acheminés * <small>* (1 TWh = 1 000 000 kWh)</small>	 Critère « B » 46 minutes	 17 117 Clients crédités du chèque énergie par EDF Commerce
 Valeur brute des ouvrages en concession 897 M€	 998 Clients affectés par plus de 6 coupures (toutes causes confondues)	 245,5 M€ Recettes d'acheminement
 Taux d'amortissement 48 %	 17 438 Clients coupés sur incident pendant plus de 5 heures consécutives	 68,9 M€ Résultat (total des produits - total des charges) dont 47 M€ contribution à l'équilibre
 Valeur nette comptable 467 M€ Valeur de remplacement 1 247 M€	 7,7 Incidents aux 100 km sur le réseau HTA, et 15,1 sur le réseau BT en concession	 Droit du concédant : 381 M€ et 198 M€ de provision pour renouvellement



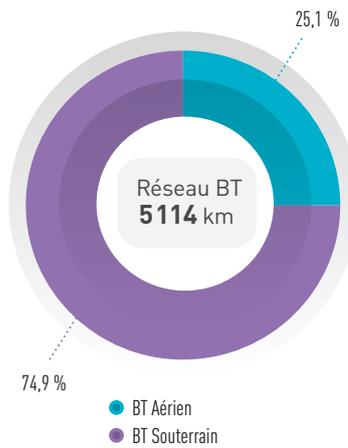
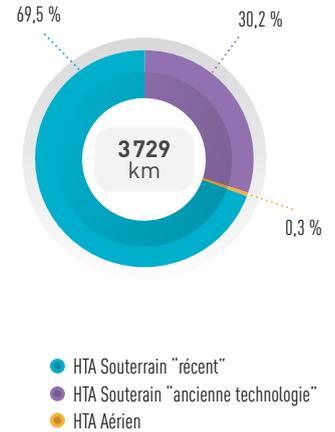
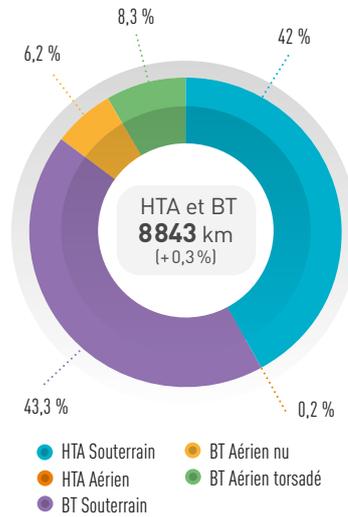
RÉPARTITION DES CLIENTS « CONSOMMATEURS » par type de contrat



RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION par type de contrat



NATURE ET LONGUEUR des réseaux de distribution



CRITÈRE B : TEMPS MOYEN DE COUPURE PAR AN (en min)





PRÉAMBULE



PRÉAMBULE

Garantir la qualité du service public de la distribution et de la fourniture d'électricité, son « évolutivité », sa performance dans la durée et sa capacité d'évolution.

La transition énergétique est en marche, sonnante le glas des énergies fossiles, utilisées au quotidien par chacun d'entre nous, au profit de l'énergie électrique qui, à l'appui de ses qualités et de ses nouveaux moyens de production, s'avère être une réponse naturelle, adaptée, idéale même.

Les missions et les défis des réseaux publics de distribution de l'électricité, qui acheminent l'énergie électrique du poste source HTB/HTA⁽¹⁾ jusque chez les particuliers, mais aussi chez les artisans, les PME et les petites industries, évoluent et doivent encore évoluer. La multiplication des sites de production d'énergies renouvelables, ainsi que le développement des nouveaux usages de l'électricité (véhicules électriques, objets connectés, autoconsommation...) requièrent la modernisation d'un réseau quelque peu éprouvé.

L'interrogation du Syndicat sur la capacité des ouvrages présents sur ses soixante-quatre communes l'amène inévitablement, en sa qualité d'autorité déléguée, responsable en dernier ressort du bon fonctionnement du service public délégué, par contrat, d'en contrôler son exécution. Par ses actions de contrôle et, plus largement, par le dialogue permanent qu'il entretient avec son concessionnaire Enedis, pour le développement et l'exploitation du réseau de distribution d'énergie électrique, et EDF Commerce, pour la fourniture de l'énergie électrique aux

clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, le Sigeif apporte à ses communes adhérentes et à l'ensemble des usagers-clients la garantie de la qualité, dans la durée, du service public délégué. Il entend donc accompagner l'évolution, au sens large, du système électrique dans un environnement de plus en plus contraint.

Inscrite au contrat de concession, signé le 21 novembre 1994 entre le concessionnaire EDF et le Sigeif, la mission de contrôle, dévolue au Syndicat, s'articule autour de trois axes :

- l'acheminement via la performance, les investissements et la maintenance du réseau ;
- les valeurs physiques et comptables du patrimoine concédé ;
- la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés et le suivi du degré de satisfaction des clients-usagers.

Comme il est d'usage, le Sigeif veillera à ce que chaque commune ait, sur son territoire et pour la durée du contrat précité, la visibilité la plus complète des résultats du contrôle effectué. Le présent rapport s'attache à mettre en évidence les évolutions constatées depuis la mise en œuvre, en 1995, du traité de concession.

Dans la continuité des contrôles passés, l'audit réalisé en 2019 sur l'activité du concessionnaire en 2018 a ciblé :

- la répartition des clients et l'évolution de l'énergie acheminée ;
- l'inventaire, la maintenance et l'évolution des ouvrages concédés ;

- l'extension, le renouvellement et le renforcement des réseaux ;
- la qualité du produit distribué (continuité de la fourniture d'énergie, respect des caractéristiques électriques) ;
- l'analyse des incidents ;
- l'analyse de la valeur financière et comptable des réseaux et des ouvrages concédés, avec la traçabilité des affectations comptables relatives à l'économie du concessionnaire ;
- le programme d'investissements du concessionnaire en matière d'extension, de renouvellement, de renforcement et de maintenance ;
- la qualité de la fourniture et des prestations d'Enedis perçue par les clients, et leur degré de satisfaction ;
- l'équilibre économique du contrat, le droit du concessionnaire et le droit du concédant.

Comme pour les années précédentes, une attention particulière a été portée sur l'inventaire technique de la concession et l'impact des mouvements enregistrés au système d'information géographique, le traitement des différentes contraintes sur le réseau (U, I, T), les investissements réalisés sur les ouvrages, le traitement des demandes de raccordement et, enfin, sur la justification des mouvements liés à l'évolution de la provision pour renouvellement et de la traçabilité affectant le patrimoine et les provisions, d'un exercice à l'autre.

En vertu de la législation en vigueur, la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente relève de la direction commerce Île-de-France d'EDF

⁽¹⁾ Poste source HTB/HTA : ouvrage hors concession pour lequel la responsabilité du réseau HTB relève de RTE et, pour la partie HTA, d'Enedis.





et, pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité, d'Enedis, gestionnaire de réseau, qui est, en Île-de-France (hors Paris) :

- la direction régionale Île-de-France Ouest (DR IDFO) ;
- la direction régionale Île-de-France Est (DR IDFE).

Le contrôle s'est déroulé en quatre phases principales :

Première phase

1^{er} trimestre 2019 : saisine, par l'autorité concédante, du concessionnaire par l'envoi des éléments demandés, au titre du contrôle de l'exercice 2018.

Deuxième phase

Réception et analyse en continu des informations envoyées par le concessionnaire.

Troisième phase

1^{er}, 2^e et 3^e trimestres 2019 : audit, sur les différents sites du concessionnaire, des utilisateurs des outils permettant les collectes, les mises à jour et les restitutions des différentes informations.

3^e et 4^e trimestres 2019 : constitution par le Syndicat d'un dossier déclaratif provenant de sources diverses, destiné à permettre un contrôle de cohérence à partir du croisement et de la traçabilité des données et des informations.

Quatrième phase

Établissement du rapport de contrôle de la concession par l'autorité concédante.

Présentation de ce rapport à la commission de suivi du cahier des charges, réunie le 11 décembre 2019, et approbation par le comité syndical de février 2020.



1

PATRIMOINE TECHNIQUE ET FINANCIER DE LA CONCESSION





1



ANALYSE
DES DONNÉES
PHYSIQUES



ANALYSE DES DONNÉES PHYSIQUES

Le contrôle exercé permet au Sigeif et à chaque commune adhérente d'avoir la visibilité la plus complète de la consistance et de l'état physique du patrimoine transféré pour la durée du contrat de concession.

Le réseau de la concession

Au 31 décembre 2018, la concession du Sigeif s'étend sur 64 communes. Son périmètre reste donc inchangé entre les exercices 2017 et 2018.

L'alimentation électrique des 691 661 utilisateurs de la concession est assurée par 42 postes sources HTB/HTA, dont 12 sont situés sur le territoire du Syndicat.

L'inventaire technique fait apparaître 592 départs HTA, soit 1 168 clients par départ, 4 561 postes de transformation HTA/BT de distribution publique et un linéaire total des réseaux, en grande majorité souterrain (85,3 %), de 8 843 km.

Réseau haute tension (HTA)

> Graphiques 1 et 3

Ossature de la distribution publique de l'énergie électrique, le réseau HTA, dont la tension nominale varie de 10 à 20 kV, est, avec une longueur de 3 729 km, à 99,6 % souterrain.

Les zones à risque générées par les câbles souterrains d'ancienne technologie, les zones boisées et les aléas climatiques font de certaines artères principales et antennes aériennes des points de vigilance qu'il convient de surveiller.

La représentation de la part du souterrain, par département, est illustrée par le graphique 3.

Lignes aériennes HTA

La concession totalise 13,5 km de lignes aériennes HTA, réparties sur 11 communes et 4 départements (voir tableau 1). Eu égard aux dispositions présentes au contrat de concession, ce linéaire ne peut être que constant ou réduit, excepté lors de l'adhésion d'une nouvelle commune.

Sa tension nominale est principalement 20 kV (12,4 km) et, dans une moindre mesure 15 kV (1 km situé sur deux communes des Yvelines, Jouy-en-Josas et Saint-Cyr-l'École).

Pour ce type d'ouvrage, les zones dites à risque reposent essentiellement sur leur proximité avec une zone boisée et sur la section « qualifiée faible » de ses conducteurs au regard de la puissance de court-circuit des postes sources.

Lignes souterraines HTA

À fin 2018, la concession totalise un linéaire de 3 716 km dont 30 % (1 125 km) de câbles dits « CPI » (câbles à isolation papier imprégné) considérés, aujourd'hui, comme désuets. Ces câbles, qui constituent avec les accessoires de dérivation et de jonction les principales zones à risque de la concession, se répartissent comme suit :

- 55 km de câbles à ceinture cuivre (1,5 %) issus de technologies datant des périodes allant de 1920 à 1960,
- 49 km de câbles aluminium (1,5 %), issus de technologies datant des périodes allant de 1946 à 1960,
- 1 021 km de câbles dits « CPI : gaine alu et triplomb », posés entre 1961 et 1980.

La tension nominale de service est variable, 10 kV, 15 kV ou 20 kV, d'une zone géographique à l'autre, avec, pour les ouvrages les plus anciens (les « secteurs » sous 10 kV), un réseau long de 318 km, contre respectivement 323 km et 297 km en 2017 et 2016 (voir tableau 3).

Par rapport à l'exercice 2017 (voir tableau 2), l'accroissement du patrimoine technique – un peu plus de 15 km (0,4 %) – a pour origine les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire.

Enfin, les départements des Hauts-de-Seine, de la Seine-Saint-Denis et du Val-d'Oise disposent d'un réseau HTA entièrement souterrain.

Analyse des mouvements d'inventaire de faible ampleur

Certains mouvements d'inventaire sont la conséquence des travaux de fiabilisation ou de corrections réalisées par le concessionnaire. Par rapport à l'exercice précédent, le nombre de communes pour lesquelles une faible variation de linéaire a été enregistrée (arbitrairement fixée par l'autorité





RÉSEAU HTA AÉRIEN (EN M)

Tableau 1

COMMUNE	2016	2017	2018	Niveau de tension (en kV)	Nature de l'ouvrage		
					Torsadé	Nu	Dont faible section
Mitry-Mory	4 124	4 124	4 124	20	-	4 124	-
Servon	588	588	588	20	-	588	-
Sous total : Seine-et-Marne	4 712	4 712	4 712	-	0	4 712	0
Fontenay-le-Fleury	1 359	1 359	1 359	20	-	1 359	-
Jouy-en-Josas	804	804	804	15	-	804	-
Saint-Cyr-l'École	229	229	229	15	-	229	229
Sous total : Yvelines	2 392	2 392	2 392	-	0	2 392	229
Ballainvilliers	196	196	196	20	-	196	-
Marcoussis	4 303	4 303	4 303	20	-	4 303	-
Massy	103	103	103	20	-	103	-
Nozay	268	268	268	20	-	268	-
Saulx-les-Chartreux	1 325	1 325	1 325	20	-	1 325	-
Sous total : Essonne	6 195	6 195	6 195	-	0	6 195	0
Limeil-Brévannes	157	157	157	20	157	0	-
Sous total : Val-de-Marne	157	157	157	-	157	0	0
Total (11 collectivités)	13 456	13 456	13 456	-	157	13 299	229

ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DES CÂBLES HTA SOUS 10 KV (EN M)

Tableau 2

	Souterrain			Tension nominale de service		
	2016	2017	2018	10 kV	15 kV	20 kV
Seine-et-Marne	339 031	346 507	349 640	-	88 729	280 892
Yvelines	810 370	808 577	811 313	99 774	447 385	353 363
Essonne	604 653	608 673	610 487	-	8 241	699 655
Hauts-de-Seine	609 839	608 352	609 840	218 707	3 547	455 072
Seine-Saint-Denis	1 123 601	1 126 790	1 131 492	-	315 044	888 558
Val-de-Marne	196 401	196 463	197 824	-	-	223 482
Val-d'Oise	5 136	5 207	5 207	-	6 186	-
Total	3 689 031	3 700 568	3 715 804	318 481	869 133	2 901 022
Évolution 2018/2017		15 236			0,41 %	



concedante à plus ou moins 20 m) est une nouvelle fois en baisse (quatre, contre huit en 2017, et dix en 2016).

Enfin, à l'occasion d'un audit, lors du contrôle 2018 (voir détail page 91), non reconduit en 2019, l'autorité concédante a été en mesure de tracer et de visualiser l'exhaustivité des opérations.

Postes de transformation HTA/BT de distribution publique

> (Voir tableaux 4 et 5)

Le poste de transformation électrique HTA/BT de distribution publique est l'interface entre les réseaux moyenne tension (HTA) et basse tension (BT). Sur la concession du Sigeif, il est généralement constitué d'une enveloppe mécanique (génie civil), d'interrupteurs HTA, d'un transformateur de courant électrique et d'un tableau basse tension. L'ensemble de ces composantes fait partie des ouvrages concédés.

En moyenne, ce sont 152 clients-usagers par unité.

Inventaire

La concession du Sigeif comptabilise 4 561 postes de transformation HTA/BT de distribution publique répartis comme suit :

- 4 427 postes de transformation de distribution publique,
- 134 postes de transformation mixtes, c'est-à-dire communs avec un transformateur « abonné ou client ».

L'autorité concédante souligne les difficultés à croiser les fichiers communiqués, dans le cadre du contrôle, « fichier OHTA-006 pour la base technique » et « inventaire des biens localisés et non localisés pour la base comptable » qui, faute de code invariant commun aux deux bases, ne lui permet pas de retrouver les valeurs annoncées dans le Crac.

Enfin, les quatre principales constructions – cabine basse (génie civil traditionnel), en immeuble, urbain portable

(préfabriqué) et urbain compact (préfabriqué) – comptabilisent, à elles seules, plus de 98 % du patrimoine concédé.

Puissance apparente installée

Si, généralement, il est installé un transformateur par enveloppe (4 561 postes de transformation HTA/BT), la densité des zones desservies conduit à l'équipement de deux – voire trois, quatre ou cinq – transformateurs HTA/BT dans la même enceinte (5 009 sources HTA/BT).

La puissance apparente totale installée sur la concession du Sigeif est de 2 557 MVA (+ 1,3 % par rapport à 2017), soit une puissance moyenne par poste de transformation et par source HTA/BT de, respectivement, 561 kVA et de 510 kVA.

Âge moyen et analyse

L'âge moyen des postes de transformation HTA/BT de distribution publique est de 39 ans, pour une durée d'amortissement de :

- 30 ans pour les transformateurs HTA/BT,
- 40 ans pour l'appareillage électrique (tableau HTA, tableau BT...),
- 45 ans pour le génie civil.

Réseau basse tension (BT)

Le réseau basse tension (230-400 V) est la partie terminale de la distribution publique de l'énergie électrique. Il a la particularité d'être répertorié par tronçon homogène localisé au plus près des usagers.

Grâce à l'effort et à la volonté des communes et du Syndicat de moderniser par l'effacement des lignes aériennes, conjugué à la participation financière et à quelques interventions d'Enedis, la part des réseaux aériens BT nu et torsadé diminue peu à peu.

Inventaire

> (Voir graphique 2)

Le réseau basse tension, long de plus de 5 114 km à la fin 2018, est composé de :

- 3 831 km de canalisations souterraines (75 %) ;
- 547 km de lignes aériennes en conducteurs nus (11 %) ;
- 736 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (14 %).

Remarque : le linéaire déclaré dans la base technique « Oscar » et dans la base comptable « Iris » diffère, faisant apparaître au niveau de la concession un écart d'environ 9 km. Cette situation repose essentiellement sur la date à laquelle sont effectuées les requêtes et également sur l'intervalle de temps entre les deux traitements.

Âge du réseau BT

> (Voir carte 25)

À la fin 2018, l'âge moyen du réseau basse tension de la concession est, avec 40,8 ans ⁽²⁾, en constante augmentation et suggère, dans le prolongement des années précédentes, un vieillissement des ouvrages dû à une insuffisance des investissements apportés par le concessionnaire.

La répartition par décennie et par commune du linéaire des lignes et des canalisations BT (sources SIG et Iris) figure en annexe du présent rapport.

Totalisant plus d'un tiers du linéaire de la concession (38 % - 1 920 km contre 1 897 km en 2017), les ouvrages de plus de cinquante ans se répartissent de la façon suivante (voir tableau 9) :

- 60 % pour les canalisations souterraines.
- 22 % pour les lignes aériennes nues.
- 18 % pour les lignes aériennes torsadées.

Comme cela a été souligné lors des précédents contrôles, le rapport de synthèse sur la mission des commissaires aux comptes relative au contrôle des opérations d'inventaire, de décembre 2003, a identifié les attributs fiables de la GDO BT à prendre en compte, à l'exception, toutefois, de celui afférent à la date de construction.

⁽²⁾ Source SIG Enedis.



Dans le but de faciliter tout rapprochement ultérieur des fichiers du SIG (ex-GDO) avec les fichiers comptables, ce rapport avait recommandé à EDF (cessionnaire à l'époque) la fiabilisation progressive de l'attribut datation.

Ces recommandations sont donc reprises, d'autant que, lors de sa présentation à la commission de suivi du cahier des charges, réunie le 15 novembre 2002, le concessionnaire avait exposé le but de cet inventaire (cf. rapport de contrôle 2010, page 20).

La décision arbitraire du concessionnaire de renseigner le champ « date de pose » par « 1946 » (voir tableau 8) concerne plus de 1 658 km de réseau BT (- 20 km par rapport à l'exercice précédent) et relève de son entière responsabilité.

Enfin, l'autorité concédante souligne l'arrêt en 1976 de la construction des réseaux aériens BT en conducteurs nus, au profit des conducteurs isolés torsadés. En conséquence, et faute d'éléments précis d'inventaire, il conviendrait donc de poursuivre l'ajustement du SIG, notamment en ce qui concerne la partie « nu » postérieure à 1976 (117 km contre 120 en 2017) et le torsadé alu antérieur à 1960 (338 km contre 341 km en 2017).

Réseau aérien BT

> (Voir carte page 22 et graphique 4)

La carte « Proportion du réseau électrique aérien basse tension » illustre, pour chaque commune, la part des lignes aériennes en conducteurs nus, construites, pour les plus récentes, depuis plus de quarante ans.

Ce réseau de 547 km de long, dont 6,8 km sont répertoriés comme « faible section », constitue la principale zone de fragilité des ouvrages aériens.

En 2018, près de 17 km de lignes aériennes ont été déposés : 8,3 km en conducteurs nus et 8,7 km en conducteurs isolés torsadés, représentant respectivement 1,5 % et 1,2 % de leur linéaire 2017.

À périmètre constant de la concession Sigeif (quarante-huit communes adhérentes en 2003), l'importance en volume de ce type d'ouvrage repose – malgré les opérations d'enfouissement réalisées depuis 2001 par le Syndicat, à hauteur de 158 km de lignes aériennes en conducteurs nus (- 26 %) et 113 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (- 15 %) – sur des investissements insuffisants du concessionnaire.

Réseau souterrain BT

> (Voir carte page 23)

Les nouvelles constructions sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire et de l'autorité concédante devraient être, pour cet exercice, réalisées sans exception en souterrain. Or, 534 m d'aérien torsadé ont été mis en service en 2018 (7 tronçons dont 4 supérieurs à 50 m) contre 1345 m en 2017 (cf. Crac page 105). Cette situation est mise sous surveillance de la part de l'autorité concédante qui entend disposer d'un éclairage quant à la réalisation des différentes opérations.

Le réseau souterrain, long de 3 831 km (+ 0,7 % par rapport à l'exercice précédent), allie esthétique et sûreté de la desserte électrique. S'il peut être considéré comme la technique la plus robuste, il est important de souligner sa vétusté, notamment au regard de certains de ses câbles dont la fabrication a cessé depuis 1971 (1 256 km, soit un tiers du patrimoine technique).

Il s'agit des câbles dits à ceinture :

- Cuivre : 277 km (22 %) datant des années 1920 à 1971.
- Aluminium : 978 km (78 %) datant des années 1946 à 1971.

Concernant les câbles sous gaine alu (1961-1966) et à neutre périphérique (1967-1980), les informations transmises par Enedis ne permettent pas à l'autorité concédante d'en évaluer la quantité.

Les branchements de la concession

Au 31 décembre 2018, la concession compte 690 325 points de livraison (valeur Crac, communiquée par le concessionnaire).

Par application de l'article 153 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le concessionnaire procède progressivement à l'inventaire des branchements de la concession. Issu du rapprochement entre la liste des points de livraison situés à une adresse et la description cadastrale des bâtiments à cette adresse, un premier travail d'inventaire des branchements collectifs a été réalisé.

Ainsi, on dénombre sur le territoire de la concession 38 629 colonnes montantes d'électricité en exploitation alimentant 465 691 points de livraison (67 %).

Ces ouvrages faisaient parfois l'objet de contentieux concernant leur régime de propriété. Par son article 176, la loi ELAN y a mis un terme en précisant que les colonnes montantes desservant les immeubles d'habitation seront intégrées automatiquement au réseau public de distribution. Ceci à l'expiration d'un délai de deux ans à compter du 23 novembre 2018, date de promulgation de la loi.

Selon Enedis, près de la moitié des ouvrages (18 390, soit 48 %) sont actuellement considérés « hors concession » donc de la responsabilité des propriétaires ou copropriétaires d'immeubles, quand bien même la loi prévoit, durant ce délai de deux ans, la possibilité pour ces derniers d'un transfert anticipé de l'ouvrage à titre gracieux, et ce quel que soit son état.





ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DES CÂBLES HTA SOUS 10 KV (EN M)

Tableau 3

	Souterrain 10 kV			Évolution		
	2016	2017	2018	2016/2015	2017/2016	2018/2017
YVELINES						
Carrières-sur-Seine	23 255	23 559	22 450	4 896	304	-1 109
La Celle-Saint-Cloud	806	238	238	564	-568	-
Chatou	29 193	28 097	28 069	2 081	-1 096	-28
Croissy-sur-Seine	8 754	8 962	8 721	-190	208	-241
Montesson	11 270	13 658	13 313	-15	2 388	-344
Vélizy -Villacoublay	2 358	2 358	2 358	-11	-	-
Le Vésinet	21 384	24 610	24 624	1 046	3 226	14
Total Yvelines	99 036	103 500	99 774	8 371	4 464	-3 726
HAUTS-DE-SEINE						
Chaville	6 143	7 505	7 461	-697	1 362	-44
Garches	28 341	28 622	28 628	3 437	281	5
Marnes-la-Coquette	4 953	4 341	4 341	1 459	-612	-
Meudon	33 055	33 175	32 446	1 921	120	-729
Rueil-Malmaison	72 222	80 294	77 965	-7 028	8 072	-2 329
Saint-Cloud	28 006	34 250	34 599	-386	6 244	349
Sèvres	16 003	17 487	17 707	-220	1 484	219
Vaucresson	8 647	11 747	11 747	-1 715	3 100	-
Ville-d'Avray	2 201	3 805	3 814	219	1 604	9
Total Hauts-de-Seine	199 571	221 227	218 707	-3 009	21 656	-2 520
TOTAL SIGEIF	296 591	322 710	318 481	5 362	26 119	-4 229
Linéaire déclaré par le concessionnaire en renouvellement				1 788	526	-

INVENTAIRE DES POSTES HTA/BT DE DISTRIBUTION PUBLIQUE, Y COMPRIS MIXTES (SYNTHÈSE)

Tableau 4

	CRAC		Écart CRAC 2018-2017	Déclaratifs reçus		Mise en service		Mise hors service	
	2017	2018		Création	Abandon	SIG	Base comptable	SIG	Base comptable
Seine-et-Marne	422	428	6	-	-	7	5	1	-
Yvelines	1 115	1 119	4	-	-	5	-	1	1
Essonne	740	741	1	-	-	2	1	-	-
Hauts-de-Seine	691	694	3	-	-	7	-	4	2
Seine-Saint-Denis	1 301	1 312	11	3	1	16	3	5	6
Val-de-Marne	254	255	1	3	1	1	-	-	-
Val-d'Oise	12	12	0	-	-	-	-	-	-
Total	4 535	4 561	26	6	2	38	9	11	9



TYPE DE POSTE DE TRANSFORMATION HTA/BT DE DISTRIBUTION PUBLIQUE, Y COMPRIS MIXTES Tableau 5

	CB	IM	UP	UC	EN	CH	H61	RS	RC	CS	SA	SB	CC	PO	DI	Total
Seine-et-Marne	181	82	152	6	-	-	1	1	-	-	2	2	-	-	1	428
Yvelines	603	362	98	31	13	5	1	3	-	-	-	1	1	-	1	1 119
Essonne	403	161	120	18	1	9	11	7	5	1	2	1	1	1	-	741
Hauts-de-Seine	293	330	46	11	10	2	-	-	-	-	-	-	1	-	1	694
Seine-Saint-Denis	639	335	255	64	10	5	-	-	-	-	-	-	3	-	1	1 312
Val-de-Marne	128	42	68	16	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	255
Val-d'Oise	8	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
Total	2 255	1 314	739	148	34	22	13	11	5	1	4	4	6	1	4	4 561

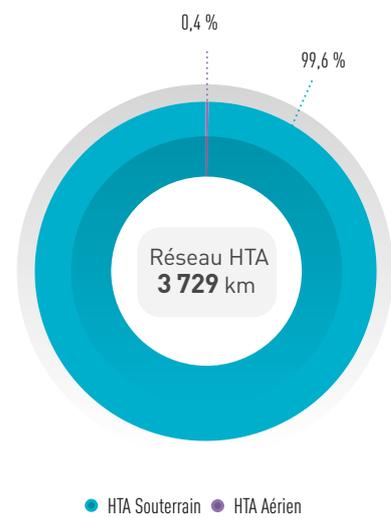
ÉVOLUTION DU RÉSEAU AÉRIEN BT (EN M) Tableau 6

	Total aérien	Réseau Aérien BT							
		Aérien nu				Aérien torsadé			
		Total	Alu	Cu	Dont FS*	Total	Alu	Cu	
2018	Seine-et-Marne	159 705	50 835	59	50 776	751	108 870	108 870	-
	Yvelines	217 699	105 144	4 149	100 995	1 935	112 555	112 404	151
	Essonne	187 243	88 832	4 105	84 727	368	98 411	97 662	749
	Hauts-de-Seine	74 645	30 561	1 452	29 109	2 026	44 084	43 898	186
	Seine-Saint-Denis	588 231	249 509	3 594	245 915	1 698	338 722	337 970	752
	Val-de-Marne	53 566	21 665	-	21 665	-	31 901	31 901	-
	Val-d'Oise	2 308	502	-	502	-	1 806	1 806	-
	Total	1 283 397	547 048	13 359	533 689	6 778	736 349	734 511	1 838
2017	Seine-et-Marne	159 966	50 929	59	50 870	684	109 037	109 037	-
	Yvelines	220 800	107 355	4 181	103 174	1 433	113 445	113 294	151
	Essonne	188 035	89 492	4 105	85 387	336	98 543	97 794	749
	Hauts-de-Seine	79 321	32 986	1 452	31 534	1 518	46 335	46 149	186
	Seine-Saint-Denis	593 768	251 531	3 639	247 892	1 527	342 237	341 485	752
	Val-de-Marne	56 180	22 574	-	22 574	-	33 606	33 606	-
	Val-d'Oise	2 308	502	-	502	-	1 806	1 806	-
	Total	1 300 378	555 369	13 359	541 933	6 810	745 009	743 171	1 838
Variation 2017 / 2018	- 0,9 %	- 1,5 %	- 0,6 %	- 1,5 %	- 0,5 %	- 1,2 %	- 1,2 %	-	

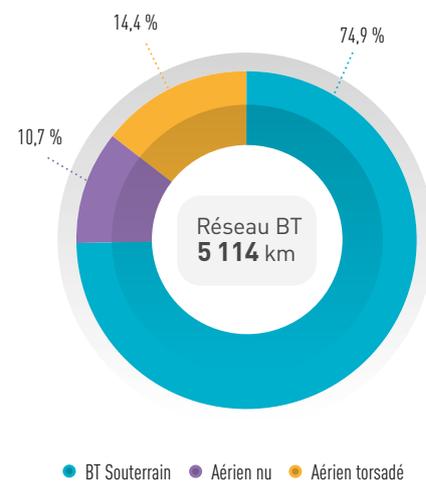




Répartition du réseau HTA par nature (Graphique 1)

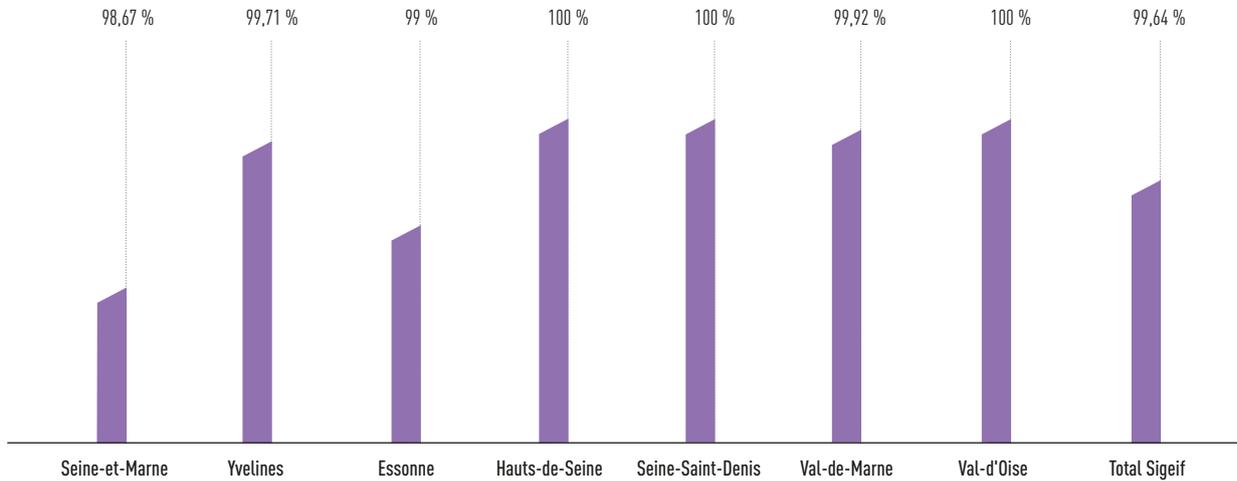


Répartition du réseau BT par nature (Graphique 2)





Part du réseau souterrain HTA par département (en %) (Graphique 3)



ÉVOLUTION DU RÉSEAU SOUTERRAIN BT (EN M)

Tableau 7

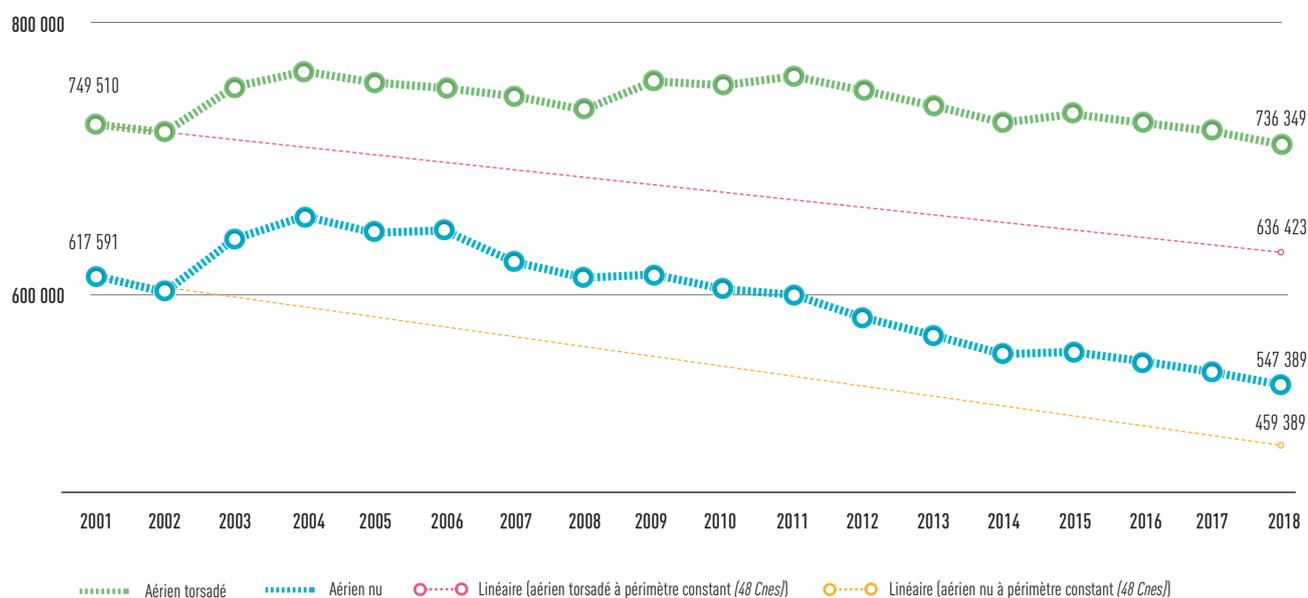
	Total	Réseau aérien BT				
		Alu	Cu	Câbles ancienne technologie	Câbles HN	
2018	Seine-et-Marne	320 176	302 000	18 176	Ancienne technologie NI*	282 932
	Yvelines	1 037 441	936 445	100 996		562 789
	Essonne	606 905	567 177	39 728		471 622
	Hauts-de-Seine	649 014	568 129	80 885		438 848
	Seine-Saint-Denis	942 478	849 425	93 053		625 144
	Val-de-Marne	264 131	254 439	9 692		187 533
	Val-d'Oise	10 686	10 307	379		6 244
	Total	3 830 831	3 487 922	342 909		1 255 719
2017	Seine-et-Marne	317 176	298 952	18 224	Ancienne technologie NI*	279 932
	Yvelines	1 030 288	927 621	102 667		552 653
	Essonne	602 960	563 135	39 825		467 485
	Hauts-de-Seine	644 067	562 967	81 100		433 410
	Seine-Saint-Denis	935 999	842 073	93 926		617 438
	Val-de-Marne	261 676	251 762	9 914		184 771
	Val-d'Oise	10 686	10 307	379		6 244
	Total **	3 802 852	3 456 817	346 035		1 260 919
Variation 2017/2018	0,7 %	0,9 %	- 0,9 %	- 0,4 %	1,3 %	

* Non identifié (date de mise en service antérieure à 1971). ** Pro-forma exercice 2017.





Évolution du réseau aérien BT (en m) (Graphique 4)



TYPLOGIE DU RÉSEAU DATANT DE 1946 (EN M)

Tableau 8

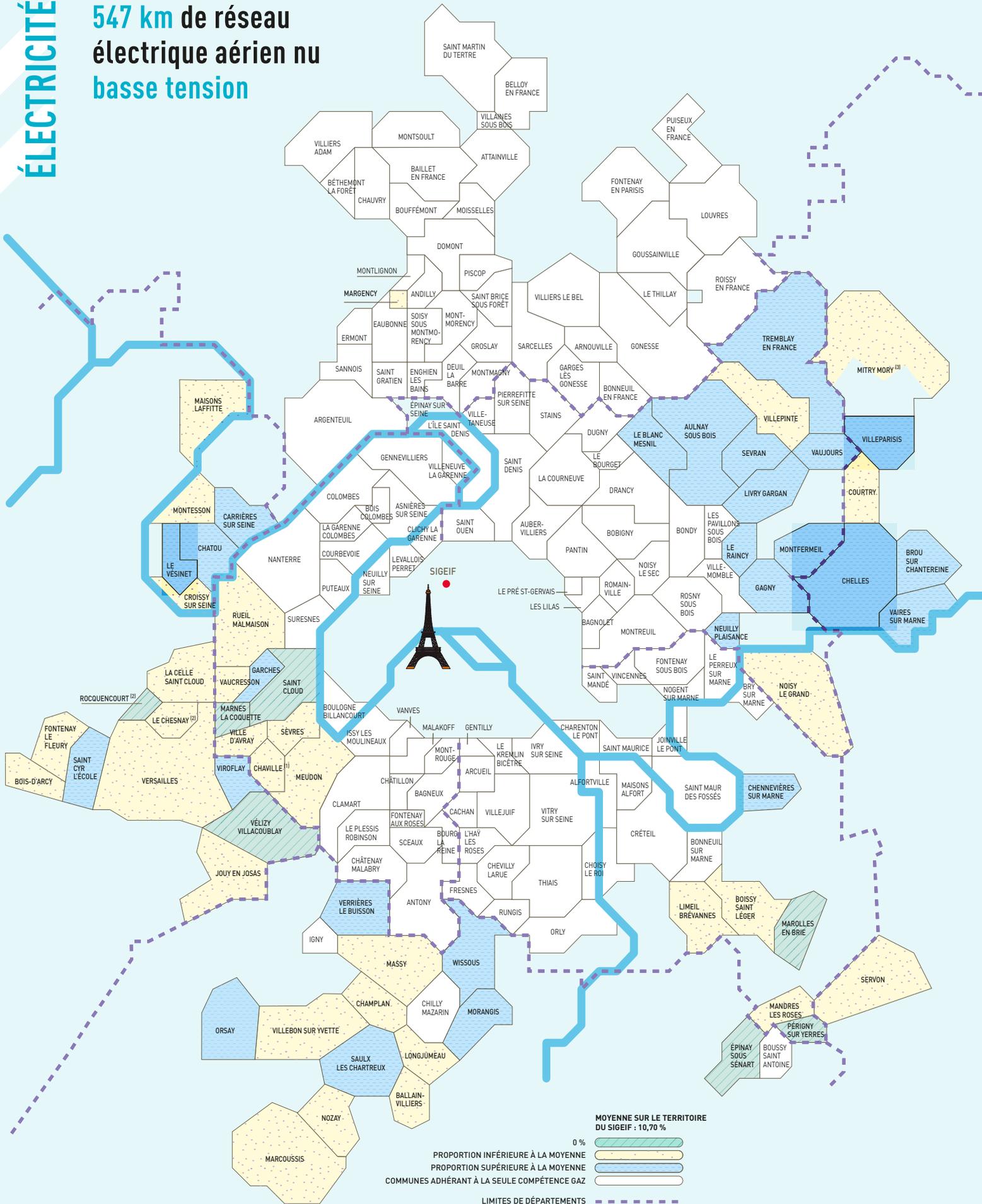
	AL (m)	CU (m)	Total (m)	Évolution par rapport à 2017	Part (en %)
Aérien nu	5 099	343 808	348 907	-5 100	-1,4 %
Aérien torsadé	336 508	694	337 202	-2 302	-0,7 %
Souterrain	795 994	176 700	972 694	-12 076	-1,2 %
Total	1 137 601	521 202	1 658 803	-19 478	-1,2 %

RÉPARTITION PAR DÉCENNIE DU RÉSEAU BT (EN M)

Tableau 9

	Longueur totale	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain
Inférieur ou égal à 11 ans	579 221	54	16 556	562 611
De 11 à 20 ans	573 313	4 595	45 481	523 237
De 21 à 30 ans	1 351 755	66 946	197 894	1 086 915
De 31 à 40 ans	409 738	45 853	69 706	294 179
De 41 à 50 ans	280 253	19 261	57 742	203 250
Plus de 50 ans	1 919 948	410 339	348 970	1 160 639
Total	5 114 228	547 048	736 349	3 830 831

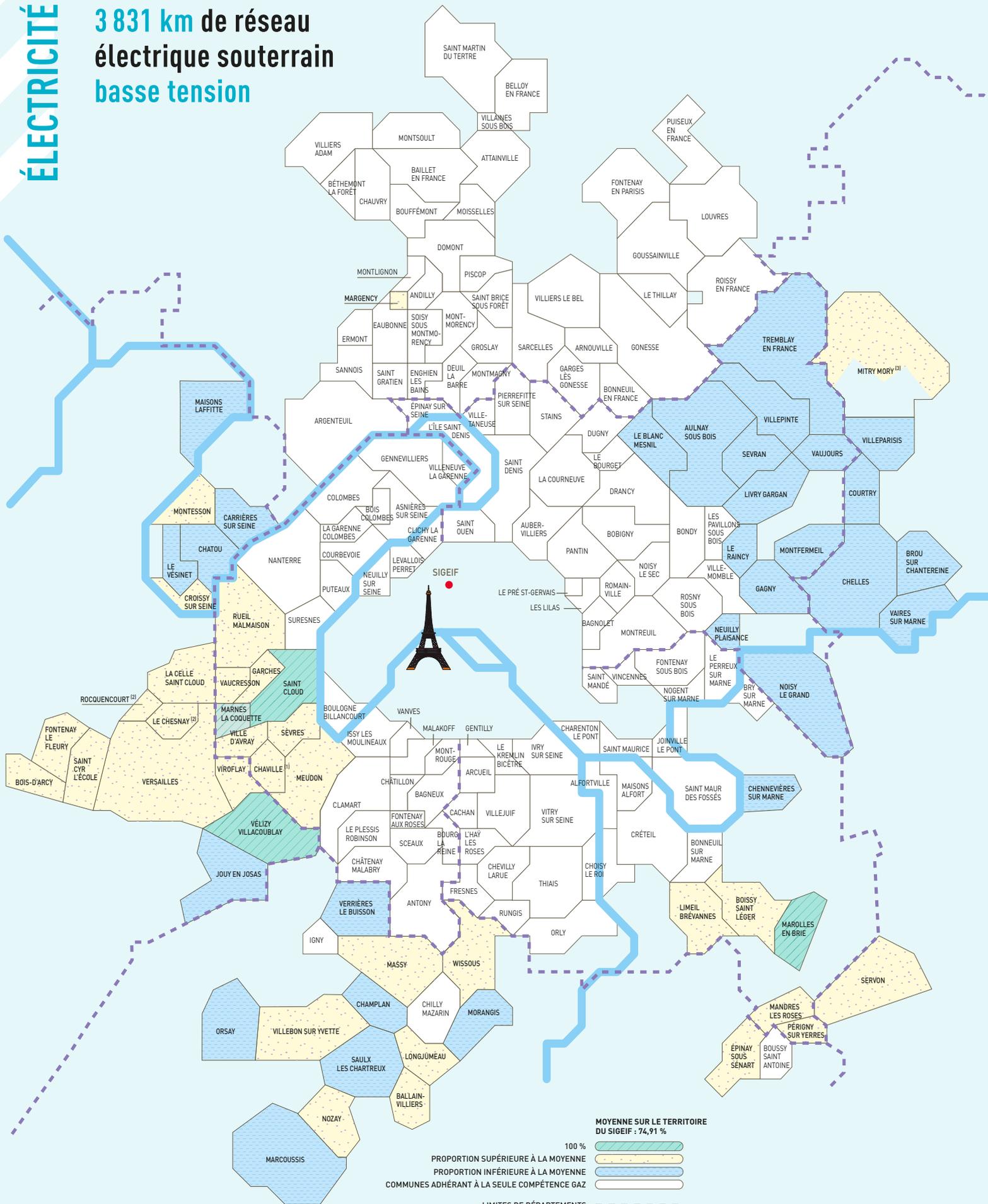
547 km de réseau électrique aérien nu basse tension



⁽¹⁾ Depuis le 1^{er} avril 2019, tous les réseaux électriques de la ville de Chaville sont enfouis. ⁽²⁾ Le Chesnay et Rocquencourt ont fusionné le 1^{er} janvier 2019.

⁽³⁾ Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

3 831 km de réseau électrique souterrain basse tension



⁽¹⁾ Depuis le 1^{er} avril 2019, tous les réseaux électriques de la ville de Chaville sont enfouis. ⁽²⁾ Le Chesnay et Rocquencourt ont fusionné le 1^{er} janvier 2019.

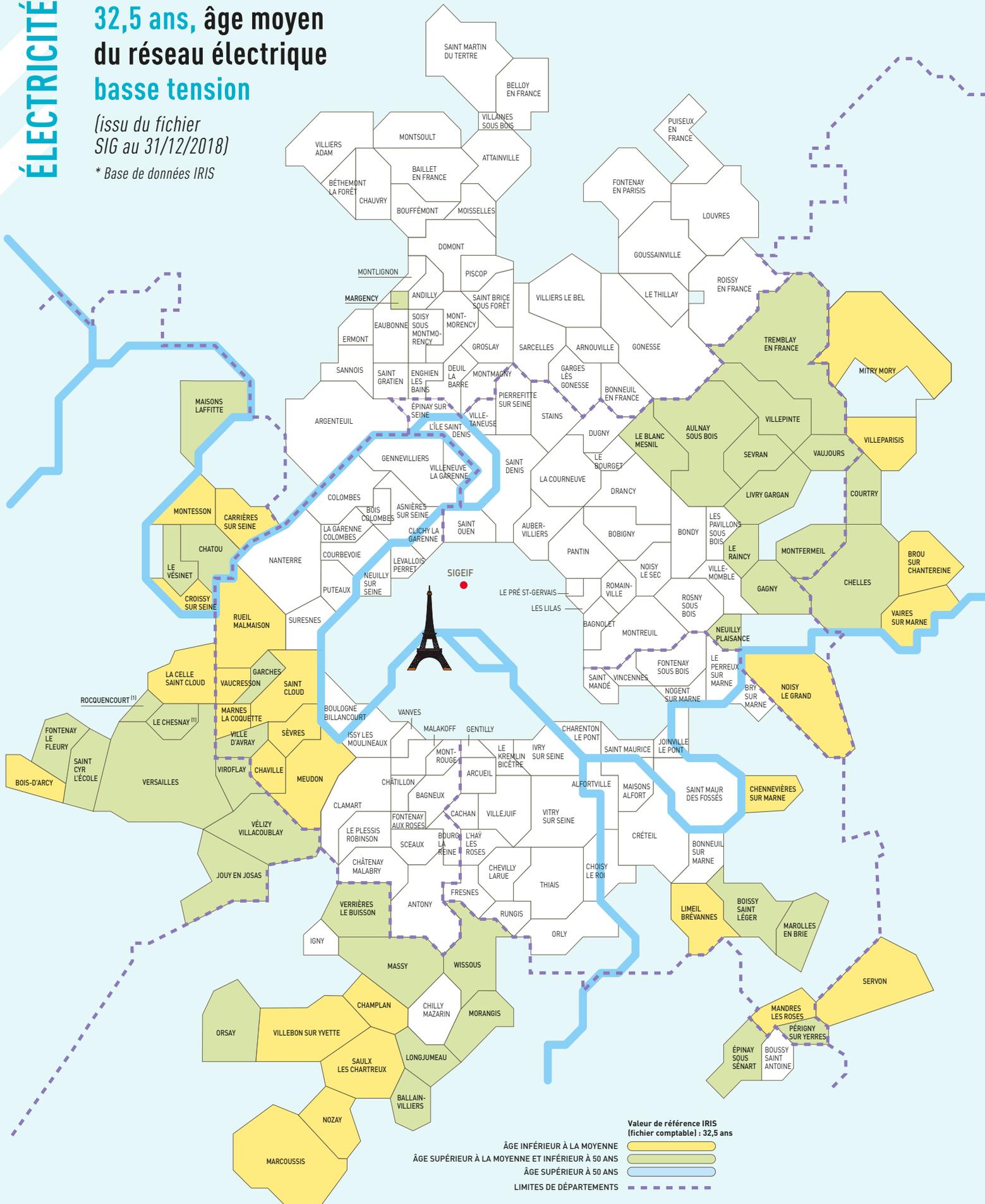
⁽³⁾ Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

ÉLECTRICITÉ

32,5 ans, âge moyen du réseau électrique basse tension

(issu du fichier SIG au 31/12/2018)

* Base de données IRIS



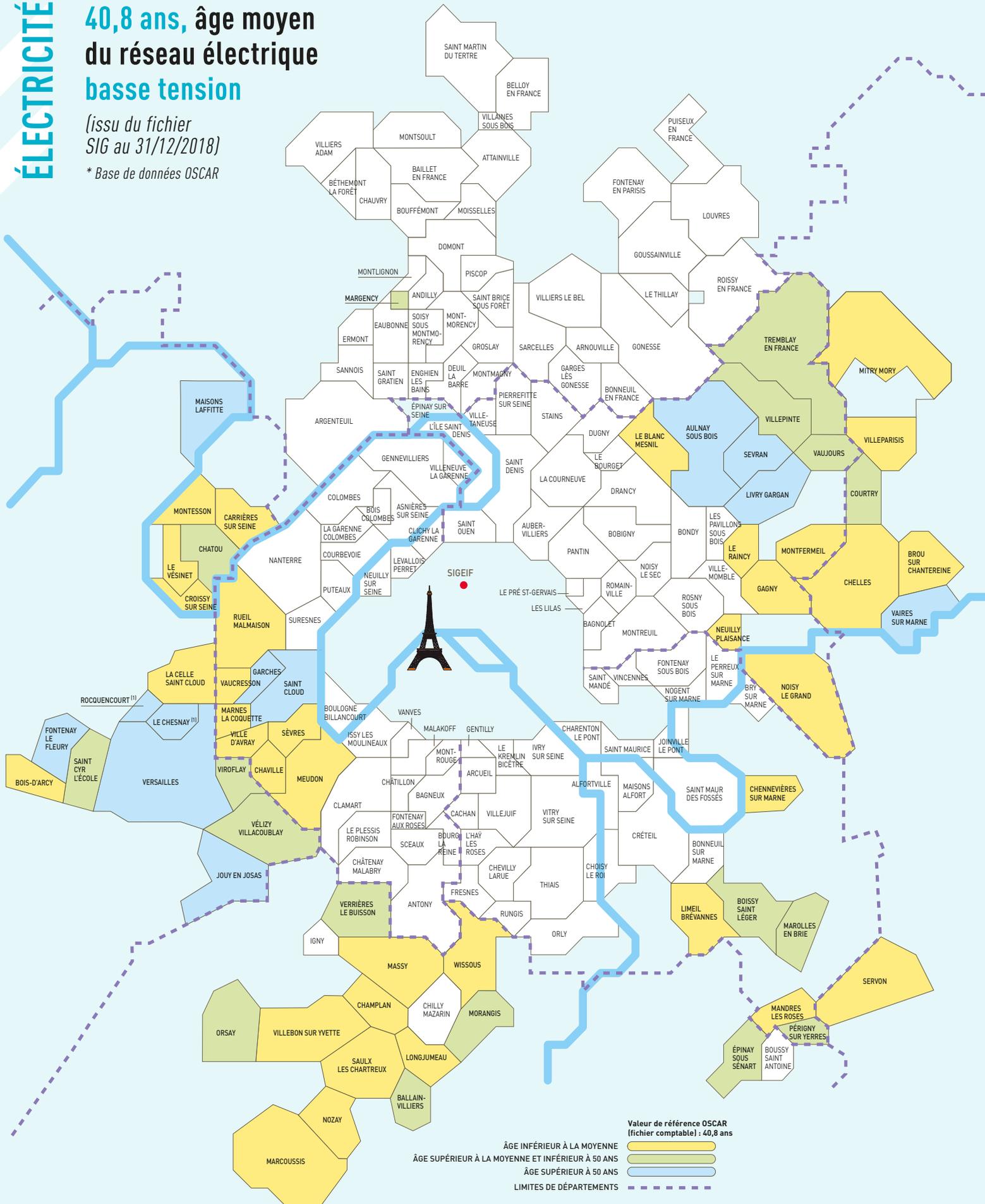
⁽¹⁾ Le Chesnay et Rocquencourt ont fusionné le 1^{er} janvier 2019.

ÉLECTRICITÉ

40,8 ans, âge moyen du réseau électrique basse tension

(issu du fichier SIG au 31/12/2018)

* Base de données OSCAR



⁽¹⁾ Le Chesnay et Rocquencourt ont fusionné le 1^{er} janvier 2019.



1



ANALYSE
DES DONNÉES
FINANCIÈRES



ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES

***Le contrôle exercé permet au Sigeif
d'apprécier la valeur financière du
patrimoine et du bilan de la concession.***

Informations relatives au patrimoine

Patrimoine en concession

> (Tableau 10)

Les bases de données mises à disposition de l'autorité concédante permettent de détailler le patrimoine de la concession – pour ce qui concerne les immobilisations localisées uniquement –, soit 74 % du total des immobilisations constituant le patrimoine concédé.

Le taux d'amortissement du réseau est stabilisé autour de 48 %, après avoir été en croissance constante jusqu'en 2017. Face au vieillissement apparent du patrimoine suggéré par l'analyse des taux d'amortissements, l'autorité concédante s'est logiquement interrogée sur le maintien de la valeur d'usage du patrimoine concédé. Cette interrogation est confortée, par ailleurs, par le nombre d'incidents dont la cause est l'usure naturelle de l'ouvrage.

Variation de la valeur des ouvrages en concession

> (Tableau 11)

Le territoire de la concession s'étend sur 64 communes en 2018 : aucune adhésion n'a été enregistrée pendant l'exercice.

Les corrections observées en 2015 découlent du processus des transformateurs HTA/BT qui étaient auparavant affectés à la concession, sur une base statistique, comme l'ensemble des « biens non localisés ».

En 2018, les travaux de localisation des « ouvrages collectifs de branchement » ont entraîné une diminution de plus de 8 M€ de la valeur brute du patrimoine, soit environ 1 % de la valeur brute globale.

Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages

> (Tableau 12)

L'inscription en immobilisations non localisées d'une partie des branchements, mise en évidence par le tableau 12, signifie qu'une portion de ces ouvrages demeure affectée au domaine concédé, non pas sur la base de leur localisation, mais à partir d'une règle statistique : au prorata du nombre de clients.

Cette situation repose, selon le concessionnaire, sur son système d'information comptable qui ne permet pas de réaliser automatiquement le rattachement des branchements au domaine concédé, et que la masse d'informations à traiter serait trop importante pour réaliser cette affectation.

L'exercice 2018 a donné lieu à un inventaire détaillé et localisé des compteurs pour les catégories de clients « marché d'affaires » et à une première étape de dénombrement et localisation sur les colonnes électriques.

En ce qui concerne les transformateurs HTA/BT, ils font l'objet d'une localisation depuis 2015 et, pour les compteurs communicants Linky, dès leur déploiement en 2016.

Rapport entre les immobilisations localisées et non localisées

> (Tableau 13)

Dans le but de se mettre en conformité avec l'article 153 de la loi pour la transition énergétique, qui prévoit la transmission, par le concessionnaire, d'un inventaire détaillé et localisé aux autorités concédantes qui le demandent, Enedis a engagé un travail de dénombrement et d'inventaire.

⁽³⁾ Le taux d'amortissement était ainsi de 38 % en 2002.

⁽⁴⁾ Cf. CRAC page 101.





VALEUR DU PATRIMOINE EN CONCESSION (EN K€) Tableau 10

	2018	2017	2016	2015*	2014	2013	2012	2011	2010
Immobilisations brutes	897 056	869 083	835 543	810 742	782 041	756 162	734 285	691 192	666 833
Amortissements	430 275	418 634	406 777	392 411	375 885	361 362	347 439	326 255	310 861
Valeur nette	466 781	450 448	428 766	418 288	406 156	394 800	386 846	364 938	355 972
Taux d'amortissement	47,97 %	48,17 %	48,68 %	48,40 %	48,06 %	47,79 %	47,32 %	47,20 %	46,60 %

* [Cf. CRAC 2016].

VARIATION DE LA VALEUR DES OUVRAGES EN CONCESSION Tableau 11

	2018	2017	2016	2015*	2014	2013	2012	2011	2010
Immobilisations brutes	897 056	869 083	835 543	810 742	782 041	756 162	734 285	691 194	666 833
Variations	-	-	3,06 %	3,67 %	3,40 %	2,98 %	6,23 %	3,70 %	3,8 %
Impact adhésions	-	-	--	1,40 %	-	-	-	0,80 %	-
Impact corrections	-	-	-	- 0,10 %	-	-	2,59 %	-	1,2 %
Variation nette	3,22 %	4,01 %	3,06 %	2,37 %	3,40 %	9,40 %	3,64 %	2,90 %	2,60 %

* [Cf. CRAC 2016].

VENTILATION DU PATRIMOINE EN CONCESSION PAR NATURE D'OUVRAGE Tableau 12

	31/12/18	31/12/17 <i>(pro forma)</i>	31/12/16	31/12/15	31/12/14	31/12/13	31/12/12	31/12/11	31/12/10
Canalisations HTA	233 883	224 843	220 101	211 507	205 565	197 576	190 666	185 283	179 326
- dont aérien	275	275	275	275	275	275	279	281	325
- dont souterrain	233 608	224 568	219 825	211 232	205 290	197 301	190 387	185 002	179 001
Canalisations BT	223 861	217 540	217 540	210 815	203 613	194 388	186 584	179 396	171 967
- dont aérien	21 693	21 808	21 808	21 906	21 965	21 637	21 804	21 912	22 005
- dont souterrain	202 168	195 732	195 732	188 908	181 648	172 751	164 780	157 484	149 962
Postes HTA/BT	86 580	83 356	76 827	74 744	72 546	68 882	67 476	65 918	64 318
Transformateurs HTA/BT	25 385	25 063	24 658	24 041	23 309	--	--	--	--
Comptage	30 304	15 408	15 410	4 029	--	--	--	--	--
- dont compteurs Linky	27 948	15 408	15 410	4 029	--	--	--	--	--
- dont compteurs marché d'affaires	2 356	--	--	--	--	--	--	--	--
OCB*	61 881	60 702	--	--	--	--	--	--	--
Autres biens localisés	3 029	2 497	13 768	13 435	12 984	12 223	12 183	12 366	12 588
Total I - Localisé	664 923	629 409	568 304	538 571	518 017	473 069	456 909	442 963	428 199
Transformateurs HTA/BT	-	-	--	--	--	23 976	23 427	23 063	22 505
Branchements/CM	199 901	200 676	261 378	252 213	245 427	232 757	223 810	216 349	193 036
Comptages	29 314	35 941	35 941	41 901	44 312	49 245	49 184	49 332	45 262
Autres ouvrages	2 917	3 041	3 460	2 858	2 942	2 994	2 821	2 578	2 192
Total I - Non localisé	232 132	239 658	300 779	296 972	292 681	308 972	299 242	291 332	262 995
Total général	897 055	869 067	869 083	835 543	810 698	782 041	756 151	734 285	691 194

OCB: ouvrages collectifs de branchement, comprend également les dérivations individuelles sur ouvrages collectifs de branchement.





Ce travail devra aboutir à la localisation des branchements qui représentent, pour l'essentiel, les ouvrages non localisés et pour lequel le concessionnaire s'appuiera sur la base des résultats produits par un algorithme de traitement car, selon lui, un travail d'inventaire physique exhaustif ne peut être envisagé.

Le rapport entre immobilisations localisées et non localisées s'est trouvé amélioré suite aux opérations de localisation précitées.

Toutefois, l'autorité concédante considère que la méthode statistique retenue pour rattacher les immobilisations localisées à la concession du Sigeif n'est pas satisfaisante, dans la mesure où la marge d'erreur associée au procédé retenu n'est pas évaluable. Il en résulte un déficit de traçabilité pour une part toujours significative du patrimoine concédé.

Soulignés lors des précédents contrôles, les travaux de mise à niveau de l'inventaire physique du patrimoine concédé, par le concessionnaire étaient une occasion pour affecter, directement à la concession, une part beaucoup plus importante des immobilisations et, en particulier, les branchements. Enedis a indiqué qu'à compter de 2012, les branchements et les extensions de réseau ont pu être affectés directement à la concession. Si cette méthode d'affectation s'avère plus précise, elle n'est pas, à ce stade, utilisée pour localiser ces branchements dans l'inventaire comptable, ce qui est regrettable.

Canalisations aériennes et souterraines dans le patrimoine

> (Graphique 5)

La valeur des canalisations aériennes diminue sensiblement au profit des canalisations souterraines, dont la valeur demeure stable. Elle représente 4,8 % de la valeur globale des canalisations, contre 8 % en 2005.

Analyse de la variation des immobilisations brutes en concession

> (Tableau 14)

Les investissements inscrits en comptabilité, au titre de l'exercice 2018, représentent au total 42,6 M€ – dont 2,8 M€ de remises gratuites et de participations –, soit 4,9 % de la valeur brute du réseau en début de période. La part de ces investissements constituant des investissements de renouvellement n'est pas identifiable sur la base des informations communiquées (voir tableau 15).

Malgré les demandes réitérées de l'autorité concédante, cette information n'est toujours pas communiquée. Son absence limite fortement la capacité de l'autorité concédante à analyser la politique de renouvellement des ouvrages, qui constitue un enjeu essentiel du contrôle concessif.

Les retraits d'immobilisations correspondent, pour l'essentiel, aux immobilisations sorties du patrimoine lors des

renouvellements ou des abandons. Cependant, il est apparu que le concessionnaire réalise des sorties automatiques en fin de vie comptable, pour ce qui concerne les biens non localisés, y compris lorsque ces biens restent en service.

Cette pratique est contradictoire avec les principes comptables en vigueur. Elle aboutit à une minoration de la valeur brute du patrimoine en concession telle que présentée dans les documents établis par le concessionnaire.

Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession

> (Tableau 16)

Les informations nécessaires à la reconstitution de la variation de la valeur nette des immobilisations en concession ne sont pas transmises par le concessionnaire, ce qui limite la capacité de l'autorité concédante à analyser la justification et la signification des mouvements observés.

Il est à noter que la colonne « Dotation aux amortissements » (24 M€) coïncide avec les valeurs présentées au compte d'exploitation de la concession, qui retrace les dotations aux amortissements enregistrées en charges, calculées au titre de l'exercice.





Canalisations aériennes et souterraines HTA et BT dans le patrimoine (en k€) (Graphique 5)



RAPPORT ENTRE LES IMMOBILISATIONS LOCALISÉES ET NON LOCALISÉES (EN M€)

Tableau 13

	2018	2017 <i>(pro forma)</i>	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Immobilisations en concession	897,1	869,1	869,1	835,5	810,7	782	756,2	734,3	666,8
Dont non localisées	232,1	239,7	300,8	297	292,7	309	299,2	291,3	254,7
Part non localisée	25,88 %	27,58 %	34,61 %	35,54 %	36,10 %	39,51 %	39,57 %	38,05 %	38,20 %

ANALYSE DE LA VARIATION DES IMMOBILISATIONS BRUTES EN CONCESSION (EN M€)

Tableau 14

	Valeur d'origine 2018	Variation de périmètre	Corrections transformateurs	Investissements Enedis	Remises gratuites	Incidence de l'inventaire	Sorties Retraits	Valeur finale 2018
Immobilisations brutes	869,1	-	-	39,8	2,8	-8,3	-6,4	897,1

DÉCOMPOSITION ENTRE RENOUELEMENT ET EXTENSION DES INVESTISSEMENTS (EN M€)

Tableau 15

	Extensions	Renouvellements	Total
Immobilisations localisées	NC	NC	NC
Immobilisations non localisées	NC	NC	NC
Ensemble patrimoine	NC	NC	NC

NC = non communiqué par Enedis : malgré la demande répétée le 2 septembre 2019.





Informations relatives au droit du concédant (bilan de la concession)

> [Tableau 17]

Traçabilité des chiffres présentés

Rappel : les chiffres communiqués à l'autorité concédante au titre du droit du concédant souffrent d'un déficit complet de traçabilité, ce qui les rend sujets à caution.

L'autorité concédante regrette à nouveau que les données relatives au droit du concédant ne lui soient pas transmises selon le même détail que les données relatives à l'inventaire du patrimoine localisé.

Ainsi, sur la base des documents transmis, il ne lui est pas possible de procéder à la reconstitution des financements réciproques (concedant/concessionnaire) et, en conséquence, d'évaluer les effets potentiels des dispositions contractuelles liées à la fin de concession.

À titre illustratif, et sous toutes réserves⁽⁵⁾, la revue analytique des droits du concédant s'inspire de celle présentée par Enedis dans ses comptes annuels⁽⁶⁾ pour justifier la valeur de l'agrégat « Comptes spécifiques des concessions » figurant au passif de son bilan.

Signification des agrégats présentés

Le droit en nature (DN) correspond à la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations en concession : il matérialise le droit du concédant à récupérer le patrimoine du domaine public concédé pour sa valeur nette comptable.

Cet agrégat est intitulé « Contre-valeur des biens » dans l'annexe aux comptes annuels d'Enedis.

Sur la base des explications fournies par le concessionnaire, il apparaît que les montants figurant sur la ligne intitulée « Financement théorique du concessionnaire à récupérer »⁽⁷⁾ correspondent à la part des investissements financés par le concessionnaire qu'il considère ne pas avoir récupérés, via les dotations aux amortissements prélevées sur le résultat de la concession. Il semble que cet agrégat corresponde à celui présenté dans les comptes annuels d'Enedis sous l'intitulé « Financement du concessionnaire non amorti ».

L'agrégat « Dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant » semble, quant à lui, correspondre à l'agrégat « Amortissement du financement du concédant », dans les comptes annuels d'Enedis. Il s'agit de la reconstitution pour le compte du concédant des financements que celui-ci a engagés, au travers des amortissements constatés.

En conclusion, selon cette logique, le droit du concédant correspondrait à la valeur nette comptable du patrimoine concédé, duquel sont déduits les financements du concessionnaire non amortis, et auxquels sont ajoutés les financements du concédant, reconstitués pour son compte par le concessionnaire, au travers de l'amortissement.

Cette approche soustractive n'est pas satisfaisante car elle ne permet pas de reconstituer les différentes origines de financement qui concourent à la constitution du droit du concédant :

- Financements du concédant *stricto sensu* (notamment remise de biens en début de contrat).
- Montant de la provision pour renouvellement affectée au droit du concédant.
- Montant des amortissements du financement du concédant affectés au renouvellement.
- Montant des remises gratuites, participations et contributions des tiers...



⁽⁵⁾ Eu égard aux limites subies pour réaliser l'analyse de ces données, qui tiennent aussi bien à leur absence de traçabilité qu'aux incertitudes sur la signification précise des agrégats retenus ainsi qu'au caractère non exhaustif des droits du concédant.

⁽⁶⁾ Note 20 de l'annexe : « Comptes spécifiques des concessions ».

⁽⁷⁾ Cet intitulé a été retenu pour imaginer ce que semble représenter cet agrégat. Le concessionnaire retient le terme « Créance en espèce sur le concédant » dans les documents qu'il transmet, dans le cadre du contrôle de la concession.





ANALYSE DE LA VARIATION DES IMMOBILISATIONS NETTES EN CONCESSION (EN M€)

Tableau 16

	Valeur d'origine 2018	Valeur de périmètre	Investissements	Retraits nets *	Dotation aux amortissements	Valeur finale 2018
Immobilisations nettes	450,4	-	42,7	-2,3	-24	466,8

(*) valeur calculée.

REVUE ANALYTIQUE DES DROITS DU CONCÉDANT (EN K€)

Tableau 17

	Sens	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Immobilisations brutes hors réévaluations	+	897 056	869 083	835 543	810 699	782 041	755 468	715 315	671 188
Réévaluation de 1959 nette	+	-5	-5	-5	-5	2	7	5	5
Réévaluation de 1976 nette	+	-11	-11	-11	-12	-180	687	99	198
Dépréciation des immobilisations hors réévaluations	-	430 275	418 634	406 777	392 411	375 885	361 362	328 573	306 452
Droit en nature du concédant (VNC)	(a)	466 765	450 433	428 750	418 271	405 978	394 800	386 846	364 940
Financement du concessionnaire à récupérer	(b)	266 193	241 445	222 595	210 715	201 421	197 658	196 821	187 708
Dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant	(c)	180 873	177 567	171 024	163 852	155 844	148 589	141 669	130 571
Droit du concédant net	(a-b+c)	381 445	386 555	377 179	371 408	360 400	345 731	331 694	307 802
Financement net du concessionnaire	(b-c)	85 320	63 878	51 571	46 863	45 578	49 069	55 152	57 138

REVUE ANALYTIQUE DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT (EN K€)

Tableau 18

	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Biens localisés	184 177	178 008	179 919	181 082	171 837	172 418	173 230	179 246	178 158
Biens non localisés	13 526	20 600	22 526	26 087	34 997	39 992	44 920	48 241	50 479
Total	197 703	198 608	202 445	207 169	206 833	212 411	218 150	227 487	228 637
Évolution en %	-0,46 %	-1,90 %	-2,28 %	0,16 %	-2,63 %	-2,63 %	-4,10 %	-0,50 %	2,07 %
Valeur de remplacement	1 247 263	1 208 963	1 181 389	1 168 369	1 144 775	1 129 097	1 108 870	1 050 243	1 012 954
Taux de couverture	15,85 %	16,43 %	17,14 %	17,70 %	18,10 %	18,80 %	19,70 %	21,70 %	22,60 %
Valeur brute	897 056	869 083	835 543	810 699	782 041	756 162	734 285	691 192	666 833
Taux de couverture	22,04 %	22,85 %	24,23 %	25,60 %	26,40 %	28,10 %	29,70 %	32,90 %	34,30 %





Exhaustivité des données présentées

Le tableau transmis par le concessionnaire ne comprend pas les informations suivantes :

- Le montant des financements externes reçus pour contribuer à l'établissement des ouvrages en concession qui ont été obtenus par le concessionnaire, au travers des facturations de participations aux usagers et/ou de contributions de la collectivité (CCU), notamment lors de raccordements.
- L'analyse des pratiques du concessionnaire a montré que certains renouvellements ne sont pas intégralement imputés en financement du concédant, en contradiction avec le principe même de la concession et l'article 10 de son cahier des charges.
- Le montant des provisions prélevées sur les recettes issues de l'exploitation du domaine concédé⁽⁸⁾ et reprises en produits au compte de résultat de la concession, qui ne sont pas affectés en droit du concédant, ce que l'autorité concédante a toujours contesté.

Eu égard à ce qui précède, les valeurs présentées au titre du droit du concédant ne peuvent pas être considérées comme exhaustives.

Financements nets du concessionnaire

Sa détermination souffre des différentes limites évoquées auparavant et, notamment, de la non-exhaustivité des financements du concédant décrite au point précédent. De plus, rien ne permet de garantir que l'ensemble des amortissements pratiqués depuis l'origine de la concession soit bien pris en compte, au titre des financements récupérés par le concessionnaire. En effet, ce dernier a pratiqué l'amortissement de caducité jusqu'en 2004 inclus et a réalisé différents changements comptables (notamment en lien avec la durée d'amortissement), dont les incidences n'ont pas pu être tracées précisément.

En tout état de cause, pour obtenir une lecture financière du financement net du concessionnaire, il conviendrait, a minima, de retrancher du solde présenté dans le tableau 17 (85,3 M€) les provisions pour renouvellement, constituées par prélèvement sur les résultats antérieurs de la concession (197,7 M€), laissant apparaître un excédent de ressources au profit du concessionnaire. C'est pourquoi, malgré les précisions obtenues, l'autorité concédante considère que l'information communiquée, en ce qui concerne les droits du concédant, n'est pas exhaustive et reste insuffisamment détaillée et traçable, ce qui ne lui permet pas, notamment, d'évaluer les conséquences potentielles de la fin de contrat.

Provision pour renouvellement

> (Tableaux 18 et 19)

Pour une valeur brute des immobilisations de 897 M€, la provision pour renouvellement est de 197,7 M€, soit un taux de couverture de 22,04 %.

Il apparaît que le montant moyen des renouvellements à effectuer pour consommer la provision avant le terme de la concession est nettement supérieur aux montants réellement investis dans le renouvellement, sur les derniers exercices⁽⁹⁾.

De nouveau, les informations communiquées par le concessionnaire ne correspondent pas à la demande de l'autorité concédante et ne permettent pas de reconstituer l'ensemble des différents mouvements⁽¹⁰⁾ justifiant la diminution de 905 K€ de la provision pour renouvellement. En effet, 207 K€ ne trouvent pas d'explication.

Les comptes sociaux de la société Enedis font apparaître un phénomène de nature à renforcer les inquiétudes déjà formulées quant au devenir des stocks de provision existant au bilan de la concession : au niveau national sur un montant de 209 M€ de reprises de provisions, moins de la moitié ont été affectées au droit du concédant, le

solde étant repris en résultat par le concessionnaire.

Ces informations sont donc cruciales puisqu'elles concernent les modalités selon lesquelles le concessionnaire met en œuvre les obligations liées à l'article 10 du cahier des charges.

Analyse des évolutions

Les changements comptables réalisés entre 2007 et 2012 ont abouti à réduire le stock de provisions, mais aussi le montant des dotations annuelles. Le concessionnaire n'a pas indiqué avoir procédé à de nouveaux changements comptables qui pourraient expliquer la poursuite de la décroissance de la provision pour renouvellement, entre 2012 et 2018.

Il apparaît donc que, au-delà des reprises exceptionnelles de provisions liées aux changements comptables opérés, les règles de prise en compte de l'obligation de renouvellement, qui sont appliquées dorénavant par le concessionnaire, aboutissent à une diminution mécanique de la provision pour renouvellement et à une réduction du taux de couverture de la valeur de remplacement, qui est passée, en sept ans, de 30 % à 22 %.

L'explication apportée par le concessionnaire, au cours du contrôle 2015, fait un lien entre la baisse des provisions et le mécanisme de sortie automatique de la part correspondant aux biens non localisés, lors de la fin de vie comptable de ces biens (donc au bout de 40 ans), mais aussi avec la diminution de la part du patrimoine susceptible d'être renouvelé avant l'échéance de la concession :

⁽⁸⁾ Provisions pour faire face à l'obligation issue des termes de l'article 10 du cahier des charges de la concession.

⁽⁹⁾ Même si cette analyse est partiellement fragilisée par l'absence de transmission du détail extension/ renouvellement des investissements en immobilisations non localisées.

⁽¹⁰⁾ Informations existantes dans les comptes nationaux du concessionnaire (voir note 22 page 56).



« ... La fin de concession approchant, les besoins de dotation sont moindres, dès lors que le patrimoine susceptible d'être renouvelé diminue et que le mécanisme de sortie automatique de la provision pour immobilisations non localisées réduit mécaniquement la masse des provisions devant être réévaluées. »

En effet, les provisions sorties ne se trouvent pas reconstituées, puisque les nouveaux biens non localisés (essentiellement des branchements et des colonnes montantes) entrés en concession ont une date de fin de vie comptable postérieure à la date de fin de contrat de concession (novembre 2024) et ne sont plus concernés par l'obligation de provisionner, depuis la loi du 9 août 2004.

Par ailleurs, les contrôles précédents ont montré :

- que la provision pour renouvellement est constituée sur la base d'une méthode statistique grossière qui n'est pas susceptible de produire des résultats précis, particulièrement si on cherche à l'appréhender ouvrage par ouvrage ;
- que les éléments permettant de justifier le solde de la provision pour renouvellement (plan de renouvellement, éléments de revalorisation, probabilités de retrait), ainsi que le détail des informations permettant de justifier sa variation ⁽¹¹⁾, ne lui sont pas transmis (cf. supra).

Ces limitations relatives à l'information transmise ne permettent pas à l'autorité concédante de se forger une conviction sur le caractère satisfaisant de la provision ni sur sa correcte utilisation pour alimenter les droits du concédant.

En tout état de cause, les constats réalisés dans le cadre des contrôles sur pièces tendent à montrer que **les principes retenus sont de nature à minorer, de façon inéquitable, les droits du concédant.**

⁽¹¹⁾ Liste des chantiers de renouvellement, valeurs des renouvellements, provision affectée au droit du concédant, provision reprise au compte de résultat...

Les termes du contrat de concession et les montants de provisions disponibles autorisent, selon l'autorité concédante, à considérer que **l'ensemble des besoins de financement liés aux renouvellements réalisés, depuis l'origine du contrat, a été assuré de fait grâce à la provision pour renouvellement disponible.** Il n'est donc pas envisageable de considérer que, en cas de provision unitairement insuffisante, l'erreur commise par le concessionnaire aboutisse à une minoration des droits de l'autorité concédante sur le nouvel ouvrage.

Enfin, concernant les provisions devenues sans objet, l'autorité concédante tient à rappeler sa position : **elles doivent être considérées – au même titre que les provisions affectées au renouvellement – comme des financements du concédant. Cette position s'applique bien évidemment aux provisions reprises pour cause de changement de méthode ou d'estimation comptable.**

Ticket de sortie Dettes et créances réciproques

> (Voir tableau 20 et graphique 6)

Le solde des dettes et créances réciproques ⁽¹²⁾, négatif depuis plus de sept ans, traduit la dette potentielle du concessionnaire envers l'autorité concédante. La diminution de ce solde de fin de contrat peut s'expliquer par les mouvements comptables entrepris, ces dernières années. Ces changements, contestés par ailleurs par l'autorité concédante, ont porté, notamment, sur l'allongement de la durée de vie comptable de certains ouvrages et son impact sur les amortissements, la modification de l'affectation de la participation des tiers et/ou de la contribution des collectivités et des remises gratuites, l'affectation et la reprise des provisions pour renouvellement.

En tout état de cause, l'absence d'inventaire par type d'ouvrage, en lien avec l'origine de leurs financements et la non-traçabilité des montants présentés par le concessionnaire au titre du droit du concédant, interdisent à l'autorité concédante tout contrôle sur les montants concernés.

Il convient également de rappeler que l'article 31 prévoit qu'en cas de non-renouvellement ou de résiliation anticipée de la convention, « 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 se détermine par référence aux taux moyens des financements à long terme du concessionnaire. » Il apparaît donc que l'agrégat valeur nette comptable des financements d'Enedis pourrait être sensiblement réévalué, en cas d'application de ces clauses. Il n'est malheureusement pas possible, sur la base des informations communiquées, de déterminer la valeur de cette réévaluation potentielle et, donc, d'évaluer le risque qu'elle pourrait représenter en cas de non-renouvellement ou de résiliation anticipée.

Comme cela a été indiqué plus haut, cette clause de réévaluation a été remise en cause par la cour d'appel de Nancy, sans que l'on puisse déterminer si le raisonnement suivi serait transposé à la concession du Sigeif, en cas de contentieux.

⁽¹²⁾ Sans tenir compte de la revalorisation du droit d'Enedis.



RECONSTITUTION DE LA VARIATION 2017-2018 DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT (EN K€) Tableau 19

Solde 2017	Impact adhésion	Impact localisation	Dotations	Affectation de la provision au renouvellement	Reprises de provisions devenues sans objet	Reprises exceptionnelles (changements comptables)	Solde 2018
198 608	--	NC	2 428	1 828	1 712	NC	197 703

NC : non communiqué - Il est à noter 207 k€ qui ne trouvent pas d'affectation.

TICKET DE SORTIE (EN K€) - DETTES ET CRÉANCES RÉCIPROQUES Tableau 20

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Valeur nette comptable des financements Enedis (a)	184 668	187 708	196 821	197 658	201 421	210 715	222 595	241 445	266 193
Amortissements du concédant (b)	-121 915	-130 571	-141 669	-148 589	-155 844	-163 852	-171 024	-177 567	-180 873
Provisions pour renouvellement non utilisées (c)	-228 637	-227 487	-218 150	-212 411	-206 833	-207 169	-202 445	-198 608	-197 703
Ticket de sortie a-b-c	-165 884	-170 350	-162 998	-163 342	-161 256	-160 306	-150 874	-134 730	-112 383

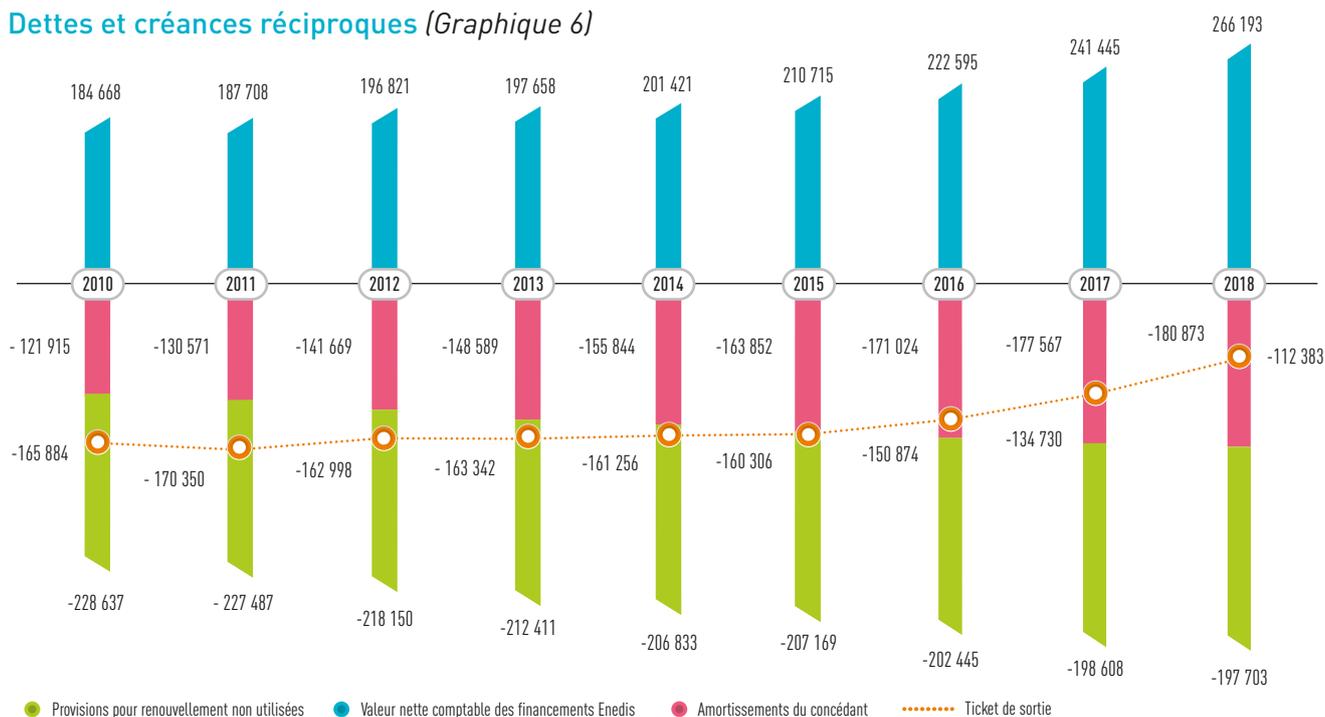
PROVISION POUR RENOUVELLEMENT DES IMMOBILISATIONS EN CONCESSION Note 22

	31/12/2017	Dotations				Autres (1)	31/12/2018
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	8 929	147	-	-	(109)	(100)	8 867

⁽¹⁾ Ce montant correspond en quasi-totalité à de l'affectation au droit du concédant.

Source : Comptes annuels d'Enedis.

Dettes et créances réciproques (Graphique 6)





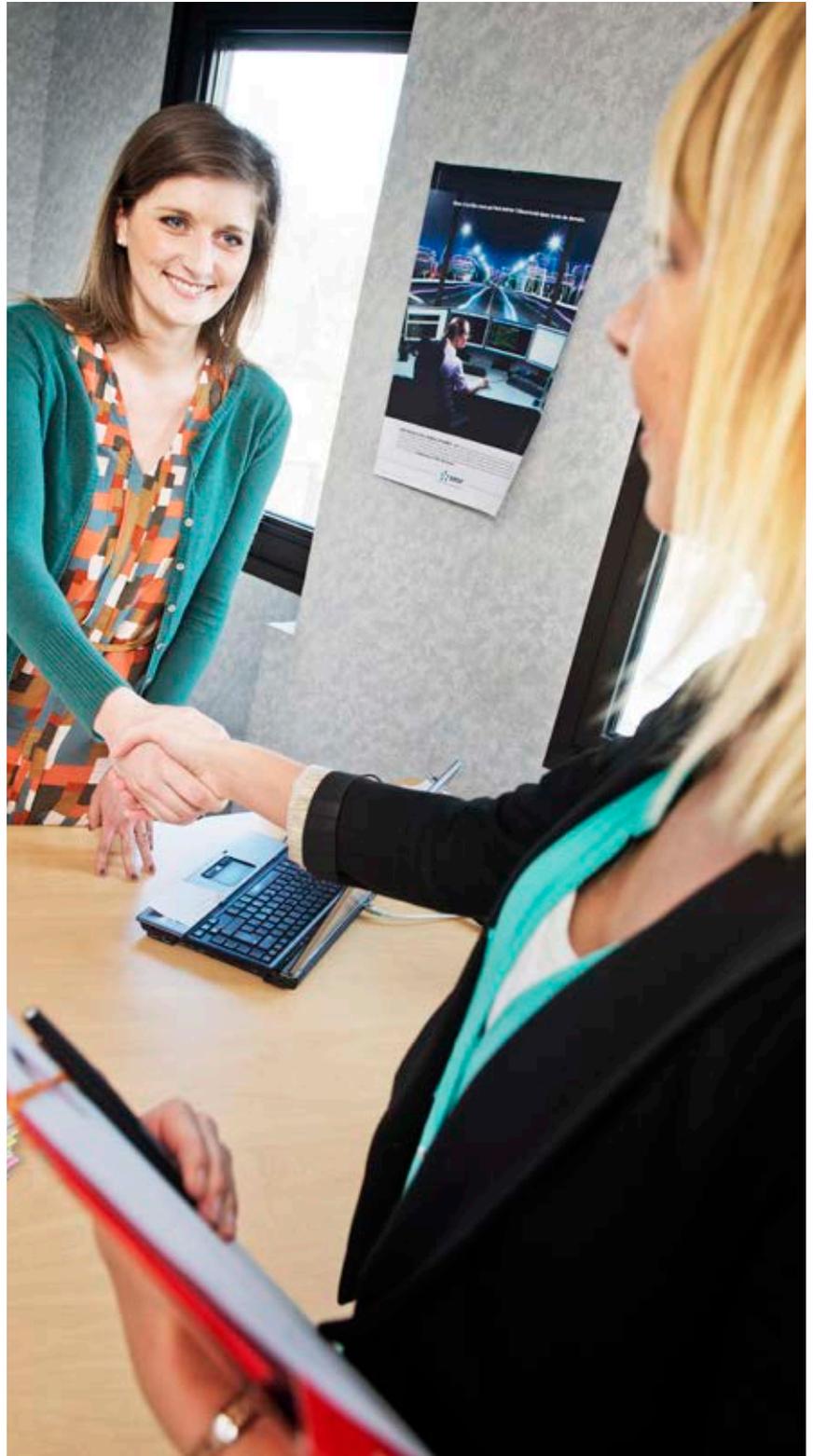
Conclusion sur l'information financière communiquée, au titre du bilan de la concession

L'information financière relative au patrimoine en concession a été enrichie au cours des derniers exercices, notamment pour ce qui est de la description du patrimoine localisé et de la justification de sa variation, d'une année sur l'autre.

L'importance du patrimoine non localisé et l'absence d'éléments permettant de justifier les informations produites à ce titre limitent cependant fortement la portée de ces avancées.

Des progrès restent également à accomplir en ce qui concerne la justification du mode de détermination de la provision pour renouvellement et la justification de son évolution, d'une période à l'autre : détail des opérations de renouvellement réalisées et part de la provision affectée au droit du concédant, justification des montants repris car considérés comme sans objet...

L'information relative au droit du concédant est insuffisamment détaillée et justifiée, notamment pour ce qui concerne la traçabilité de l'origine des financements des biens en concession, ainsi que les contributions versées par des tiers.





2

**CLIENTÈLE DE
LA CONCESSION
ET ÉNERGIE
ACHEMINÉE**



2



ÉVOLUTION
DES DONNÉES



ÉVOLUTION DES DONNÉES

2

**Contributeur et utilisateur du service public,
le client-usager est au cœur de la concession.**

La clientèle de la concession

> (Tableau 21)

La concession du Sigeif totalise 691 661 clients ou PDL ⁽¹³⁾ raccordés aux réseaux HTA et BT.

Les clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)

Depuis le 1^{er} janvier 2016 et la disparition des sites de puissance supérieure à 36 kVA, via l'extinction de leurs tarifs vert et jaune (application de l'article L. 337-9 du Code de l'énergie, issu de la loi NOME de 2010), les tarifs réglementés de vente (TRV), dits tarifs « bleu » concernent les consommateurs finals résidentiels et professionnels BT « C5 » pour lesquels la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA.

L'année 2018 a été marquée par une décision de justice importante. Le Conseil d'État a, en effet, confirmé qu'un tarif réglementé de vente en électricité répondait à un motif d'intérêt général, et, par sa décision du 18 mai 2018, a mis en extinction les TRV pour les clients « grandes entreprises », à l'exception des contrats en cours, sous réserve d'une absence de modification.

⁽¹³⁾ Points de livraison.

La validation du principe des TRV en électricité, pour les clients résidentiels et les professionnels ayant une faible consommation d'électricité (« petits professionnels »), est, quant à elle, assujettie à une révision périodique de ce principe.

Au 31/12/2018, la concession dénombre 491 721 contrats (clients) de fourniture aux tarifs réglementés de vente (- 5,3 % par rapport à l'exercice précédent), soit près de 71 % des PDL raccordés aux réseaux HTA et BT de la concession (691 661).

Évolution du nombre de clients en offres de marché

> (Graphique 7)

Chaque client peut faire valoir ses droits à l'éligibilité en quittant les tarifs réglementés et en optant pour une offre dite de marché.

Au 31/12/2018, la concession compte 199 940 clients qui ont choisi une offre de marché représentant environ 29 % des points de livraison (PDL). Le graphique 7 illustre l'évolution, tant du point de vue du nombre de clients (en progression de 19 % par rapport à l'exercice précédent) que de l'énergie acheminée sur ce segment de clientèle.

L'énergie acheminée

> (Tableau 21)

À l'issue d'une période hivernale une nouvelle fois relativement douce, l'énergie totale acheminée (6 554,3 GWh) est en légère augmentation (+ 0,7 %) par rapport à 2017. Il en est de même pour le secteur résidentiel (clients ≤ 36 kVA), à hauteur de +1,7 %.

L'indicateur local RTB

Pour les clients relevant du tarif bleu, les plus nombreux, l'indicateur local RTB, portant résultat de la fraction entre l'énergie totale acheminée et le nombre total de clients, est relativement stable par rapport à 2017, malgré la diminution sensible du nombre de clients et une saison considérée comme douce (voir chapitre DJU).

$$RTB^* = \frac{(\Sigma \text{ énergie acheminée})}{(\text{nombre total de clients})}$$

* Valeurs extrêmes exclues.

(en kWh/client)	2016	2017	2018
Valeur minimale	3 561	3 491	3 451
Valeur moyenne	4 871	4 850	4 901
Valeur maximale	8 334	8 424	8 074





Les valeurs extrêmes se situent, à l'image des exercices passés, sur la commune de Rocquencourt (78), pour la consommation moyenne la plus faible, et sur la commune de Marolles-en-Brie (94), pour la valeur la plus élevée.

(en kWh/client)	2016	2017	2018
Valeur la plus faible (Rocquencourt)	3 172	3 136	3 183
Épinay-sous-Sénart	-	-	-
Valeur la plus forte (Marolles-en-Brie)	12 283	12 376	12 948

Les DJU, degrés-jours unifiés ⁽¹⁴⁾

Les degrés-jours (DJU) sont calculés par les services de la météorologie, qui totalisent, en fin de saison de chauffe, la différence entre la température moyenne et 18° C.

Exemple

Pour une température moyenne de 0° C, 18 degrés-jours sont comptabilisés. Sur trente ans, la moyenne a été de 2 450 degrés-jours en Île-de-France, pour une saison de sept mois (octobre à avril). Plus l'hiver est doux, moins il y a de DJU, et inversement. Ainsi, une saison est considérée comme douce autour de 2 200 DJU et très froide autour de 2 700 DJU.

Pour la station de Paris-Bourget, nous obtenons :

	2016	2017	2018
DJU	2 180	1 996	2 000

* Données Météo Consult.

À l'issue des calculs exposés ci-dessus, l'autorité concédante note, en ce qui concerne le flux d'énergie, une cohérence des données pour l'exercice 2018.

⁽¹⁴⁾ DJU = 18 °C - (Tmax + Tmin) / 2.

L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers

Le baromètre de suivi de la satisfaction des clients-usagers, mis en place depuis plusieurs années par l'autorité concédante, est un des outils d'appréciation, sur le périmètre de sa concession, de la qualité des services apportés par le concessionnaire.

Désormais mise en œuvre biennalement, l'autorité concédante a repris, dans ce rapport, les résultats des exercices précédents.

Les interventions à domicile

> (Tableau 22)

L'accueil téléphonique du gestionnaire de réseau se révèle très « performant », avec un résultat de 94 % de clients « Total satisfaits ». De plus, l'amélioration durable du nombre d'interviewés « Pas du tout satisfaits » de la rapidité à obtenir l'interlocuteur est encourageante.

Après une intervention du gestionnaire de réseau au domicile des interviewés (10 % de l'échantillon), ces derniers ont déclaré être satisfaits de la ponctualité de l'intervenant, 74 % ; du délai d'intervention, 85 % ; des informations fournies, 79 % ; du rendez-vous proposé, 77 % ; et de la qualité du travail effectué, 90 %. L'exercice 2017 a fait apparaître un bon niveau de satisfaction, et ce dans la continuité des années précédentes, pour l'ensemble des items.

Concernant les usagers « Total pas satisfait », deux items avaient enregistré une variation significative : les informations fournies (devis, conseils) et le délai d'intervention.

La perception du prix de l'électricité

La perception du prix, jugé élevé, de l'électricité en Île-de-France augmente en 2017, au détriment d'une perception normale de la facture.

(en % des réponses)	2016	2017	2018
Cher	47	49	-
Normal	46	43	-
Bon marché	6	7	-
Ne se prononce pas	1	1	-

Les relations avec un fournisseur d'électricité

Près d'un client interrogé sur deux indique n'avoir jamais eu affaire avec son fournisseur ; et le téléphone apparaît, dans la continuité des exercices passés, comme le canal de communication privilégié.

(en % des réponses)	2016	2017	2018
Téléphone	46	38	-
Internet	29	19	-
Courrier	35	19	-
Aucune relation	36	47	-
Ne se prononce pas	-	1	-

Total supérieur à 100 % possible, les interviewés ayant pu donner plusieurs réponses.

En ce qui concerne le motif d'une relation entre le client et son fournisseur, le tableau 23 fait apparaître en majorité une demande d'adaptation de son contrat, une contestation de la facture, ou encore un besoin d'information sur les économies d'énergie.

Perception de l'enfouissement des lignes électriques

L'initiative des maires consistant à enfouir les lignes électriques situées le long de la voirie communale, répondant ainsi à une finalité esthétique et également de qualité et de sécurisation de la distribution, est appréciée. En revanche, contribuer financièrement, à hauteur de quelques euros, auxdits travaux d'enfouissement ne recueille pas la faveur des interrogés.

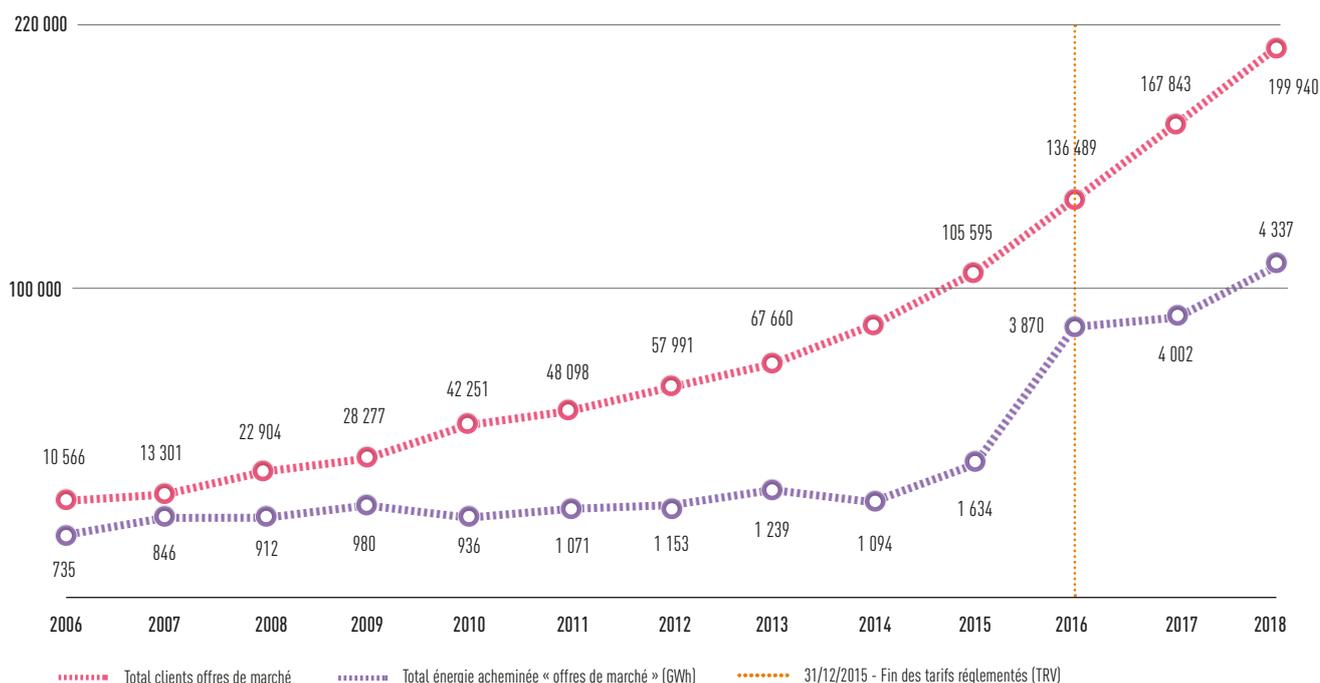


CLIENTÈLE DE LA CONCESSION SIGEIF (TRV ET OFFRES DE MARCHÉ) – QUANTITÉ D'ÉNERGIE ACHEMINÉE (EN GWH) Tableau 21

Concession Sigeif	Nombre de clients			Variation 2017/18		Acheminement			Variation 2017/18	
	2016	2017	2018	Écart	Taux	2016	2017	2018	Écart	Taux
Clients « Tarif bleu »										
Seine-et-Marne	41 316	39 115	37 105	-2 010	-5,1 %	222	211	184	-28	-13,2 %
Yvelines	146 161	139 903	132 683	-7 220	-5,2 %	649	612	539	-72	-11,8 %
Essonne	66 281	63 678	60 122	-3 556	-5,6 %	361	339	305	-35	-10,3 %
Hauts-de-Seine	103 150	98 936	94 149	-4 787	-4,8 %	463	436	391	-45	-10,4 %
Seine-Saint-Denis	159 804	150 552	141 913	-8 639	-5,7 %	808	746	658	-88	-11,8 %
Val-de-Marne	27 393	25 910	24 658	-1 252	-4,8 %	160	151	132	-19	-12,7 %
Val-d'Oise	1 073	1 040	998	-42	-4 %	7	7	6	-1	-12,1 %
Total tarif bleu (a)	545 178	519 134	491 628	-27 506	-5,3 %	2 669	2 503	2 214	-289	-11,5 %
Clients particuliers « PS < à 36 kVA » *										
Clients BT*	130	88	77	-11	-12,5 %	6	3	3	-1	-17 %
Clients HTA* (BT ≤ 36 KVA)	20	17	16	-1	-5,9 %	1	1	1	-	-7,2 %
Total (b)	150	16	93	-12	-11,4 %	7	4	3	-1	-15,3 %
Total TRV (a+b)	545 328	519 239	491 721	-27 518	-5,3 %	2 676	2 507	2 217	-289	-11,5 %
Clients offres de marché										
Clients BT	135 186	166 533	198 620	32 087	19,3 %	600	780	1 122	343	43,9 %
Clients HTA	1 303	198 620	1 320	10	0,8 %	3 270	3 222	3 215	-8	-0,2 %
Total offres de marché	136 489	32 087	199 940	32 097	19,1 %	3 870	4 002	4 337	335	8,4 %

[*] Cas particuliers de sites bénéficiant d'un tarif jaune et vert (contrat en extinction).

Clients en offres de marché : évolution de leur nombre et de l'énergie acheminée (Graphique 7)





Utilité d'enfouir les lignes aériennes électriques situées le long de la voirie communale

(en % des réponses)	2016	2017	2018
Oui	73	77	-
Non	26	22	-
Ne se prononce pas	1	1	-

Favorable à une contribution financière (quelques euros)

(en % des réponses)	2016	2017	2018
D'accord	37	37	-
Pas d'accord	63	62	-
Ne se prononce pas	-	1	-

Autres indicateurs « fourniture »

L'augmentation du coût de l'énergie, la faiblesse des revenus et la mauvaise performance thermique des bâtiments conduisent, au niveau national, près de 7 millions de personnes⁽¹⁵⁾ à être en situation de précarité énergétique, malgré l'action publique.

La pauvreté n'est pas seulement monétaire ; elle est aussi énergétique. La question du coût de la facture d'énergie se pose. Il en est de même pour le locataire, « prisonnier » d'un logement ou d'un lieu d'activité dont il peut difficilement maîtriser le coût.

Face à cette situation préoccupante, plusieurs actions sont menées par les pouvoirs publics, parmi lesquelles :

- Le plan de rénovation énergétique des bâtiments prévoit la réhabilitation de 150 000 « passoires thermiques » par an et renforce le budget de l'ANAH (Agence nationale de l'habitat), afin de financer la rénovation de 75 000 logements par an.

- Le chèque énergie adressé à 3,6 millions de ménages en 2018, sera revalorisé et devrait concerner 5,8 millions de ménages en 2019.

- Les certificats d'économies d'énergie « précarité énergétique » dont l'obligation, auparavant fixée à 150 TWh cumac pour la période 2016-2017, est désormais plus ambitieuse, avec un objectif de 400 TWh cumac pour la période 2018-2020.

Rapport du médiateur national de l'énergie

Le nombre de litiges enregistré par les services du médiateur, pour l'année 2018, a fait un nouveau bon de 16 % par rapport à l'exercice précédent : 16 934 dossiers reçus, pour 5 530 litiges recevables (dont 5 086 ont été menés à leur terme), contre 14 548 en 2017 et 12 260 dossiers en 2016, pour respectivement 4 039 et 3 499 litiges recevables. Les litiges portant sur les consommations facturées tiennent le devant de la scène, avec 44 % des cas, suivis de ceux portant sur la facturation (facture, prix ou règlement), représentant 26 % des dossiers traités. Le nombre de dossiers en lien avec une intervention sur le réseau ou sur la qualité de fourniture augmente également.

Dans le premier cas, les litiges recevables (10 %, contre 8 % en 2017) concernent principalement les retards d'Enedis dans l'envoi des devis et dans l'exécution des travaux pour lesquels les délais prévisionnels ne sont pas encadrés.

S'agissant des problèmes de qualité de fourniture, ils évoluent peu et concernent toujours la tenue de la tension, les coupures accidentelles ou les microcoupures de l'alimentation, pour lesquelles il appartient aujourd'hui aux consommateurs d'apporter la preuve de la réalité des dommages subis, en établissant le lien de causalité avec une défaillance du réseau, causalité que le distributeur ne reconnaît pas toujours et qui entraîne parfois des difficultés d'indemnisation.

Les réformes soutenues par le médiateur de l'énergie sont de nature à modifier le paysage de la consommation et de la distribution de l'énergie, comme l'interdiction des régularisations de facturation sur plus de 14 mois ou l'intégration des colonnes montantes au réseau public de distribution d'électricité. Cette dernière mesure, entrée en vigueur le 23 novembre 2018, mettra à la charge du gestionnaire de réseau l'entretien et la réfection de ces colonnes montantes, sous un délai maximal de deux ans, ce qui devrait réduire le nombre de litiges.

Enfin, l'intensification de la concurrence, la recrudescence de mauvaises pratiques de la part de certains fournisseurs et l'incertitude portant sur un risque de suppression des tarifs réglementés de vente pour les particuliers sont susceptibles de dégrader la confiance des consommateurs et accroître encore l'activité du médiateur de l'énergie.

Qualité des relations et des services pour les clients relevant des tarifs réglementés de vente

La qualité des relations et des services portant sur la fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV) est mesurée via plusieurs indicateurs, pouvant être classés dans trois grandes familles : la satisfaction des clients, le traitement des réclamations et la gestion du contrat.

Satisfaction des clients relevant des TRV

> (Tableau 24-a)

Cet indicateur, communiqué à la maille nationale, fait apparaître un très bon résultat. Toutefois, et compte tenu du degré d'exigence des clients de son territoire, l'autorité concédante est amenée à émettre quelques réserves quant à sa transposition à l'échelle de la concession.

⁽¹⁵⁾ 12% des ménages selon l'ONPE, statistiques 2018.




LA SATISFACTION DES USAGERS VIS-À-VIS DES INTERVENTIONS À DOMICILE ET DE L'ACCUEIL Tableau 22

À propos de l'accueil téléphonique, diriez-vous que vous êtes très satisfait, assez satisfait, peu satisfait ou pas du tout satisfait ?

	2015	2016	2017	2018			
	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Très satisfait	Assez satisfait	Total pas satisfait
... de l'accueil, globalement	93	96	94	-	-	-	-
... de l'attention à votre égard	91	91	92	-	-	-	-
... de la solution ou de la réponse apportée	89	90	92	-	-	-	-
... des horaires	92	91	89	-	-	-	-
... de la rapidité à obtenir l'interlocuteur	82	84	86	-	-	-	-

Lorsque des interventions d'Enedis ont eu lieu à votre domicile, avez-vous été très satisfait, assez satisfait, peu satisfait ou pas du tout satisfait ?

	2015	2016	2017	2018			
	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Très satisfait	Assez satisfait	Total pas satisfait
... de la qualité du travail effectué	92	86	90	-	-	-	-
... de la ponctualité au rendez-vous	90	72	74	-	-	-	-
... du délai d'intervention	75	89	85	-	-	-	-
... du rendez-vous proposé (date et heure)	72	74	77	-	-	-	-
... des informations fournies (devis...)	92	84	79	-	-	-	-

LES MOTIFS DE LA RELATION AVEC LE SERVICE CLIENTÈLE D'UN FOURNISSEUR Tableau 23

Personnes ayant déclaré avoir été en relation avec le service clientèle (en %)

	2014	2015	2016	2017	2018
... modification de votre abonnement	35	34	35	21	-
... contestation d'une facture	25	19	20	20	-
... information sur les économies d'énergie	31	32	36	18	-
... coupure	18	17	20	14	-
... problème de mise en service	20	14	17	12	-
... dépannage de l'installation personnelle	17	17	22	9	-
... difficultés de paiement	12	8	7	4	-
Autres raisons	24	30	25	34	-



Traitement des réclamations

Une réclamation correspond, selon la définition d'EDF Commerce, à toute expression explicite ou implicite d'une insatisfaction ou d'une situation considérée comme anormale par un client, et pour laquelle il attend une explication, une solution, ou toute forme de reconnaissance. Pour le traitement des réclamations, le concessionnaire dispose d'un dispositif complet qui permet au client qui ne serait pas satisfait de la réponse apportée par un conseiller de faire appel de sa réponse auprès du service consommateur, dans un premier temps, puis du médiateur EDF, si aucun accord n'a pu être trouvé. Le client a également la possibilité de saisir le médiateur national de l'énergie s'il le souhaite.

Suivi à la maille de la concession, le taux de traitement des réclamations écrites (Internet, courrier) dans les 30 jours est, avec 95 %, toujours à un très bon niveau.

Reprises dans le tableau 24-a, ces réclamations (7 947) sont en légère diminution (-5 % par rapport à l'exercice passé) et reposent, comme en 2017, essentiellement sur la facturation (30 %), et le recouvrement (20 %).

Classées sous la responsabilité du distributeur Enedis, les réclamations liées aux données de consommation estimées ou réelles, au fonctionnement du comptage, aux relations et à la qualité de fourniture et du réseau génèrent 22 % des saisines. Enfin, depuis 2016, année de début du déploiement du compteur communicant Linky, force est de constater (voir tableau 24-b) l'augmentation importante de réclamation, en lien avec la relève.

Gestion du contrat

> (Tableaux 24-a et 24-b)

Le nombre de lettres « uniques » de relance pour impayés (156 150) est en constante diminution depuis 2014 (-62 %).

Il en est de même pour les coupures effectives, réalisées par le gestionnaire de réseau (-55 %), tandis que les coupures* demandées par le fournisseur « historique » (11 540) demeurent stables.

* Selon le fournisseur : « L'usage du mot coupure est abusif : près de 40 % des demandes émises par le fournisseur sont annulées avant le déplacement du techniciens suite aux actions mises en place par le fournisseur et/ou par le gestionnaire de réseau (SMS, appels sortants) pour inciter le client à régler sa dette. Les déplacements pour impayés n'entraînent pas obligatoirement une coupure : il peut y avoir une prise de paiement par le technicien, une remise d'éléments au technicien prouvant que le client est dans une démarche d'aide avec les services sociaux, ou une réduction de puissance.

Toutefois, certaines interventions n'aboutissent pas, pour différents motifs. Si tel est le cas, la dette court chez le fournisseur, qui met en place ses propres procédures contentieuses, à savoir la résiliation du contrat du client en situation d'impayé et la remise de la dette à une société de recouvrement. En cas d'échec, la dette est déclarée irrécouvrable et apparaît comme une charge au compte de résultat de l'entreprise. »

Solidarité, précarité énergétique

> (Tableau 25)

En 2018, près d'un tiers des Français ont restreint leur chauffage pour limiter, autant que ce peut, l'importance d'une facture trop élevée, tandis que 15 % d'entre eux ont déclaré avoir souffert du froid dans leur logement au cours du dernier hiver, selon le baromètre 2018 du médiateur national de l'énergie.




**QUALITÉ DES RELATIONS ET DES SERVICES POUR LES CLIENTS « RÉSIDENTIELS »
RELEVANT DU TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE (TRV)**

Tableau 24-a

	Maille	2016	2017	2018	Variation
La satisfaction des clients (%)					
Particuliers	National	90	89	88	-1 %
Collectivités	National	86	92	92	-
Entreprises	National	82	91	90	-1 %
Le traitement des réclamations (nombre)					
Écrites	Sigeif	5 939	8 340	7 947	-5 %
- Courrier	Sigeif	3 088	3 120	2 451	-21 %
- Internet	Sigeif	2 851	5 220	5 496	5 %
- À l'item « Facturation »	Sigeif	1 960	2 519	2 247	-11 %
- À l'item « Recouvrement »	Sigeif	1 504	1 897	1 586	-16 %
- À l'item « Contrat »	Sigeif	959	1 180	1 163	-1 %
- À l'item « Accueil »	Sigeif	524	810	1 064	31 %
- À l'item « Relève »	Sigeif	303	754	1 100	46 %
Taux de réclamations traitées dans les 30 jours	Sigeif	95	93	95	2 %
Nombre de réclamations en instance d'appel	Sigeif	505	441	426	-3 %
La gestion du contrat					
Nombre de lettres « uniques » de relance envoyées	Sigeif	209 093	186 407	156 150	-16 %
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis	Sigeif	12 902	11 122	11 540	4 %
Nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF	Sigeif	61 073	51 334	41 065	-20 %

QUALITÉ DES RELATIONS ET DES SERVICES POUR LES CLIENTS « RÉSIDENTIELS » RELEVANT DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

Tableau 24-b

	Maille	2016	2017	2018	Variation
Le traitement des réclamations (nombre)					
- À l'item « Relève »	Sigeif	303	754	1 100	45,9 %
- À l'item « Qualité de fourniture et réseau »	Sigeif	385	482	475	-1,5 %
- À l'item « Relations avec le distributeur »	Sigeif	201	263	183	-30,4 %
Taux de réclamations traitées dans les 15 jours	Sigeif	93,6	93,2	86,8	-6,4 %
La gestion du contrat					
Nombre de coupures demandées par le fournisseur au GRD	Sigeif	12 902	11 122	11 540	3,8 %
Nombre de coupures effectives	Sigeif	2 704	1 914	1 766	-7,7 %
Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées	Sigeif	21	17,2	15,3	-1,9 %
Taux de résiliations de contrat à l'initiative du fournisseur, suite à coupures effectives du GRD	Sigeif	40,9	42,5	39,1	-3,4 %



SOLIDARITÉ, PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

Tableau 25

	Maille	2016	2017	2018	Variation	Signe (%)
Fonds de solidarité pour le logement (FSL)						
Nombre de dossiers acceptés	Sigeif	2 992	2 745	2 559	-186	-7 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Sigeif	509	498	444	-54	-11 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Département du Sigeif	3 492	3 492	3 602	110	3 %
Le chèque énergie (qui remplace le TPN)						
Nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte sur l'exercice	Sigeif	-	n.d.	17 117	n.d.	n.d.
Nombre de clients particuliers pour lesquels une attestation de droits a été traitée sur l'exercice	Sigeif	-	n.d.	1 383	n.d.	n.d.
Nombre de contrats résiliés dans l'année	Sigeif	1 107	813	690	-123	-15 %
Service minimum (SMI, 1kW)						
Nombre d'installations	Sigeif	2 029	2 405	3 058	653	27 %

Les tarifs sociaux de l'énergie

Le chèque énergie, mis en place depuis le 1^{er} janvier 2018, a remplacé les tarifs sociaux de l'énergie. Attribué en fonction des ressources fiscales (revenu fiscal de référence) et de la composition du ménage, il est envoyé nominativement par courrier à l'adresse connue des services fiscaux. Toute sollicitation, tout démarchage (domicile, téléphonique) doivent être refusés par le bénéficiaire.

À l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte par le fournisseur historique atteint 17 117 en 2018. Contrairement à son prédécesseur (le tarif de première nécessité, qui concernait 37 964 bénéficiaires sur le territoire de la concession en 2017), le chèque énergie peut être utilisé pour le règlement d'une dépense autre qu'une facture d'électricité, comme notamment une facture de gaz, de fioul domestique, de rénovation énergétique du logement...).

Le fonds de solidarité pour le logement (FSL) vise à aider les personnes rencontrant des difficultés financières à accéder au logement ou à s'y maintenir. La contribution allouée par EDF a légèrement augmenté (3,6 M€, soit +3 % par rapport à 2017) pour les sept départements de la concession (dont 0,4 M€ sur le territoire de la concession).

Enfin, au-delà de la réglementation en vigueur, interdisant toute suspension de la fourniture d'énergie durant la trêve hivernale, EDF Commerce propose, pour éviter la suspension de fourniture d'électricité, la réduction de puissance comme dernier recours. Lorsque le fournisseur « historique » ne peut entrer en contact direct avec un de ses clients en situation d'impayé, une réduction de puissance est opérée pour ne pas interrompre sa fourniture d'électricité. La fourniture maintenue équivaut à une puissance de 1 kW. Cette réduction de puissance évite la suspension d'électricité et permet de laisser au client un délai de huit jours pour se manifester.

En l'absence de contact du client, une coupure ferme⁽¹⁶⁾ est alors programmée.



(16) Coupure ferme : coupure réalisée par le GRD, même si le client est absent (un limiteur de puissance a déjà été mis en place chez le client, et celui-ci ne s'est jamais manifesté).





3

QUALITÉ DE
L'ÉLECTRICITÉ
DISTRIBUÉE



3

CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE

Un résultat jugé médiocre, conséquence d'une dégradation observée sur la quasi-totalité des indicateurs « qualité ».

Le temps moyen de coupure (critère B)

Évolution du critère B

> (Graphique 8)

Le critère B mesure le temps moyen de coupure, en minutes, vu par un client raccordé au réseau basse tension. Cet indicateur est le reflet annuel des interruptions, toutes causes confondues. Sa représentation géographique (voir carte page 52) est, pour chacune des communes membres, à l'échelle de son département. En effet, à l'exception d'une analyse particulière sur plusieurs années, le critère B, très sensible à la moindre variation, s'avère peu significatif sur un petit périmètre.

Le niveau national (79,7 min, soit - 12,6 min par rapport à 2017) s'améliore malgré la tempête Eleanor et les inondations survenues pendant l'hiver et l'automne, tandis que l'Île-de-France (49,2 min, soit +14,9 min par rapport à 2017) enregistre son plus mauvais résultat de ces dix dernières années.

Dépassant, pour la quatrième année consécutive, le seuil des 40 min, le critère BTCC⁽¹⁷⁾ du Sigeif se situe bien au-delà du niveau attendu (autour de 22,5 min). Force est de constater un résultat 2018 (46 min) décevant et inadapté, placé au second plus mauvais rang de ces quinze dernières années, derrière celui de 2016 (52,4 min).

Les aléas climatiques majeurs, et notamment la crue de la Seine et de la Marne apparue à la fin du mois de janvier 2018, particulièrement lente et en deçà du niveau atteint en juin 2016, auraient pu être la cause de cette situation, il n'en est rien, vu leur impact relativement faible (+ 3 min).

Comment inverser cette tendance ? Le Sigeif et Enedis ont convenu, à l'appui d'un schéma directeur d'investissement, de s'attaquer à la cause même des incidents, c'est-à-dire à l'usure naturelle des ouvrages HTA et BT et, en parallèle, de disposer d'un réseau HTA plus réactif via les OMT⁽¹⁸⁾.

Origine et causes des coupures

> (Graphique 9 et tableau 26)

L'analyse des incidents suivant leurs origines permet de déterminer le rôle joué par les ouvrages structurants, hors concession (postes sources et réseau de transport), et par les ouvrages de la concession (réseau HTA, postes HTA/BT, réseau BT et branchements).

La part prédominante dans la composition du temps de coupure provient, sans surprise, des ouvrages relevant de la concession (42,3 min : 92 %). Les réseaux HTA et BT contribuent respectivement à hauteur de 17,5 min et de 24,8 min (contre 17,3 min et 21,2 min en 2017). L'autorité concédante tient à souligner la situation préoccupante générée par l'aval HTA, qui ne cesse de croître, et pour lequel les actions mises

en œuvre par le concessionnaire sont incontestablement insuffisantes pour y remédier et inverser la tendance.

La majorité des incidents générateurs des interruptions de la fourniture et de leurs durées repose sur l'usure naturelle des composantes du réseau (vétusté), conjuguée avec les accès souterrains HTA et BT, sensibles à l'élévation de la température, et les défauts des câbles eux-mêmes.

Enfin, après une légère amélioration observée en 2017 (8,3 min), la durée des interruptions liées aux travaux repart à la hausse (10,8 min en 2018), confirmant par la même occasion la tendance haussière de ces cinq derniers exercices. C'est notamment le principal contributeur du temps moyen d'interruption pour la Seine-Saint-Denis (un tiers du critère B). Ce résultat, l'autorité concédante le juge élevé et en décalage avec le cahier des charges qui préconise les travaux sous tension. Le concessionnaire est donc encouragé, autant que ce peut, à généraliser lesdits travaux sous tension.

Les départements les plus impactés

> (Graphique 10)

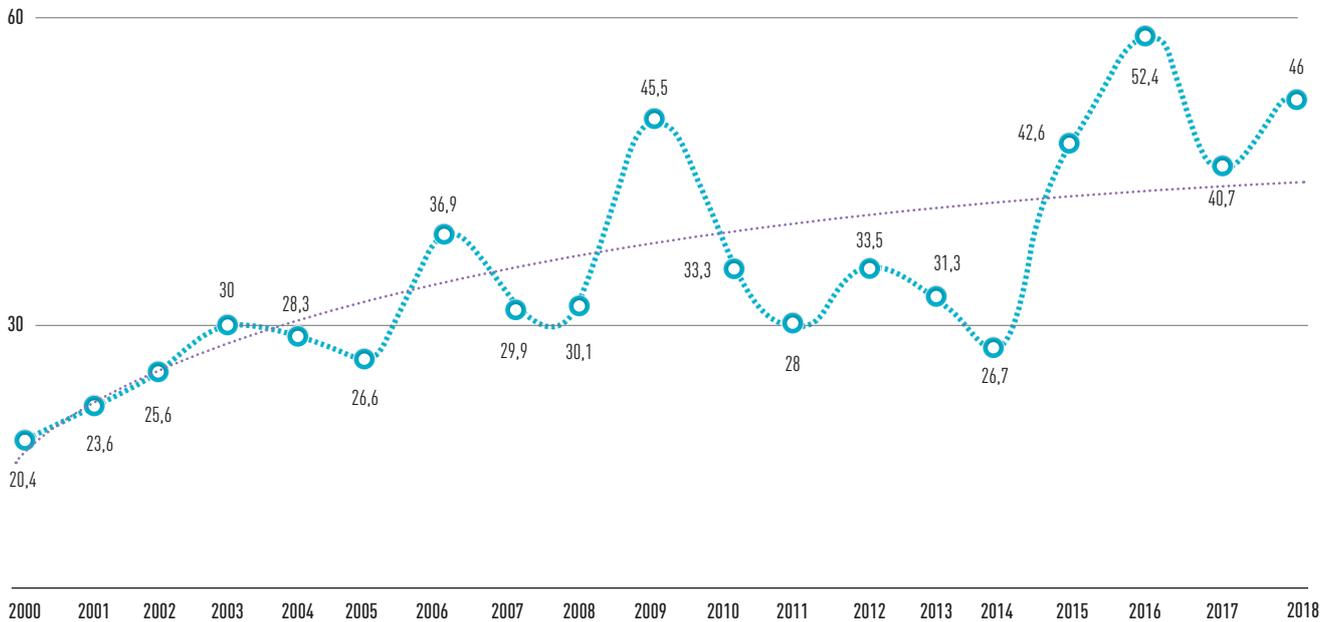
Le critère B de deux départements sur sept (voir graphique 10 et analyse particulière au chapitre « contrôle ciblé ») se situe au-dessus de la valeur moyenne de la concession du Sigeif (46 min) :

⁽¹⁷⁾ Toutes causes confondues.

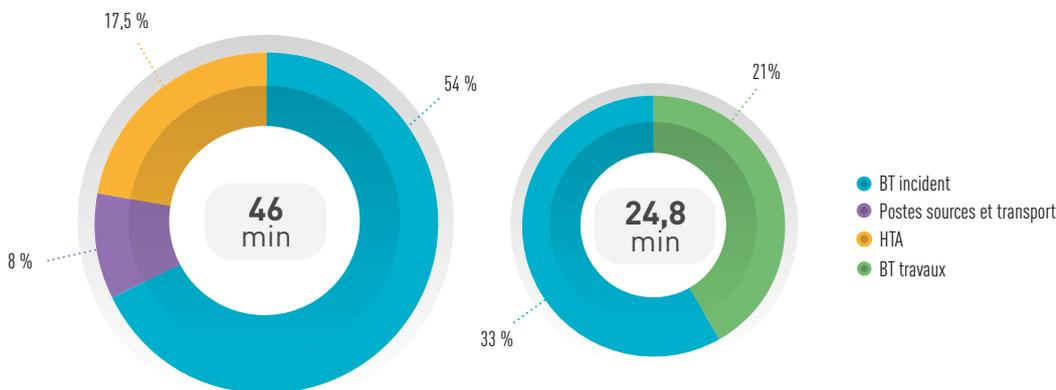
⁽¹⁸⁾ Organes de manœuvre télécommandés.



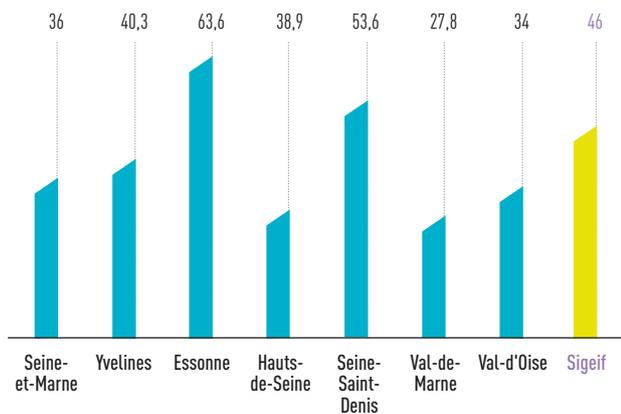
Évolution du critère B (en min) (Graphique 8)



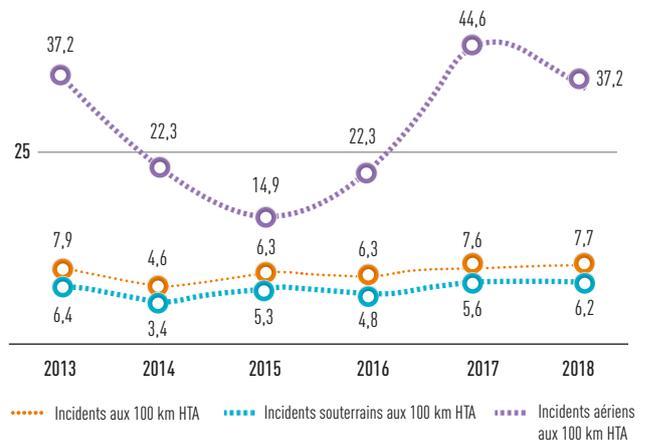
Origines des coupures (Graphique 9)



Répartition géographique (en min) (Graphique 10)



Incidents aux 100 km HTA (Graphique 11)





- L'Essonne (63,6 min, contre 52,1 min en 2017 et 172,1 min en 2016), dépassant depuis cinq exercices le seuil des 50 minutes.
- La Seine-Saint-Denis (53,6 min, contre 32,7 min en 2017 et 32,5 min en 2016).

Interruption de l'énergie acheminée liée au réseau HTA

Nombre d'incidents aux 100 km

> (Graphique 11)

Le résultat 2018 est sensiblement identique à celui de 2017 (respectivement 7,7 et 7,6 incidents aux 100 km) et se situe sur une tendance haussière constatée depuis cinq exercices. Force est de constater que les investissements demandés par l'autorité concédante et qui ont été consentis, en partie, ces dernières années par Enedis, n'ont pas encore porté tous leurs fruits.

Sièges et causes des incidents HTA

> (Tableaux 27 et 28)

Répartis sur 191 des 592 départs HTA de la concession, la plupart des incidents sont isolés et ont des causes diverses.

25 départs, présentant plus de deux incidents, ont fait l'objet d'une analyse particulière (il y en avait respectivement 25 et 16, pour 180 et 156 départs HTA, lors des deux derniers contrôles). La majorité des incidents (67 %) ont, une nouvelle fois, pour cause l'usure naturelle de l'ouvrage ou une défaillance de matériel. Les défauts ont, le plus souvent, pour siège « le câble » et touchent en grande majorité les technologies les plus anciennes⁽¹⁹⁾.

Pour les douze départs listés ci-après (ils étaient onze lors de l'exercice précédent), ils ont la particularité d'avoir cumulé plus de six incidents sur les trois derniers

exercices. La cause principale est l'usure naturelle d'un de leurs composants.

Il s'agit des départs :

- Corbev, au poste source de Saint-Aubin (91) – 15 incidents, déjà pointés lors de l'exercice précédent ;

* *Étude de fiabilisation du départ en 2018 pour des travaux prévus en 2020*⁽²⁰⁾.

- Giraf1, au poste source de Châtillon (92) – 10 incidents, déjà pointés lors de l'exercice précédent ;

* *Renouvellement de 850 m de câbles à isolation imprégnés (CPI) et pose d'organe de coupure réseau source (O CRS, ouvrage télécommandé en tête du départ HTA) en 2018.*

- Mort.2, au poste source d'Amelot (93) – 9 incidents, déjà pointés lors de l'exercice précédent ;

* *Une opération de renouvellement de câbles « CPI » incidentogènes est programmée pour 2021.*

- L28, au poste source d'Amelot (93) – 9 incidents ;

* *885 m de câble CPI ont été renouvelés en 2019.*

- Omnisip, au poste source de Massy (91) – 9 incidents ;

* *1 877 m de câble CPI ont été renouvelés en 2019*

- Stnom, au poste source de Saules (78) – 8 incidents ;

* *Travaux sur le départ HTA en cours d'études.*

- Sandre, au poste source d'Épinay (91) – incidents ;

* *Prévision travaux de renouvellement de câbles CPI en 2021 et 2022.*

- Gratte, au poste source de Jonchère (77) – 7 incidents ;

* *Prévision travaux de renouvellement de câbles CPI en 2021.*

- Chilly, au poste source de Massy (91) – 7 incidents, déjà connus lors de l'exercice précédent ;

* *Les travaux de sécurisation et de renouvellement de 2 600 m de câbles CPI sont en cours (2018) et s'achèveront en 2019.*

- Sana, au poste source de Montjay (91) – 7 incidents, déjà connus en 2014 ;

* *Des travaux ponctuels sur le réseau aérien HTA en 2019 ont été effectués.*

- Villej, au poste source de Montjay (91) – 7 incidents, déjà connus lors de l'exercice précédent ;

* *Des travaux sont en cours (2018) et concernent le renouvellement de 1 740 m de câble CPI.*

- 1H65, au poste source de Puteaux (92) – 7 incidents, déjà connus lors de l'exercice précédent.

* *Le renouvellement ciblé de 430 m de CPI, initialement prévu en 2019, est reporté en 2020.*

Les coupures HTA de plus de 10 h

> (Tableau 29)

Selon Enedis, la durée mentionnée dans la restitution transmise à l'autorité concédante est une durée maximale correspondant à la durée de localisation, du défaut (après la dernière manœuvre possible), à laquelle est ajoutée la durée de dépannage. Il convient de souligner, pour la plupart des départs HTA visés, un temps de coupure vu du client BT très inférieur à celui collecté.

En d'autres termes, après avoir réalimenté tous les clients (phases de localisation et de dépannage terminées), le concessionnaire a procédé à certaines manœuvres complémentaires sur des ouvrages ne desservant plus aucun client et qui ont été considérées, par l'outil de collecte, comme des opérations de dépannage. Une information auprès des collecteurs des agences de conduite régionale (ACR) a été engagée pour rappeler les impacts de cette situation et créer un filtre à même de répondre à la demande de l'autorité concédante (liste des départs HTA pour lesquels un client ou plus a été coupé plus de 10 h).

⁽¹⁹⁾ Les câbles « papier imprégné » et leurs accessoires, dont les boîtes de transition.

⁽²⁰⁾ Source Enedis.


ORIGINES ET DÉCOMPOSITION DU CRITÈRE B (EN MIN) Tableau 26

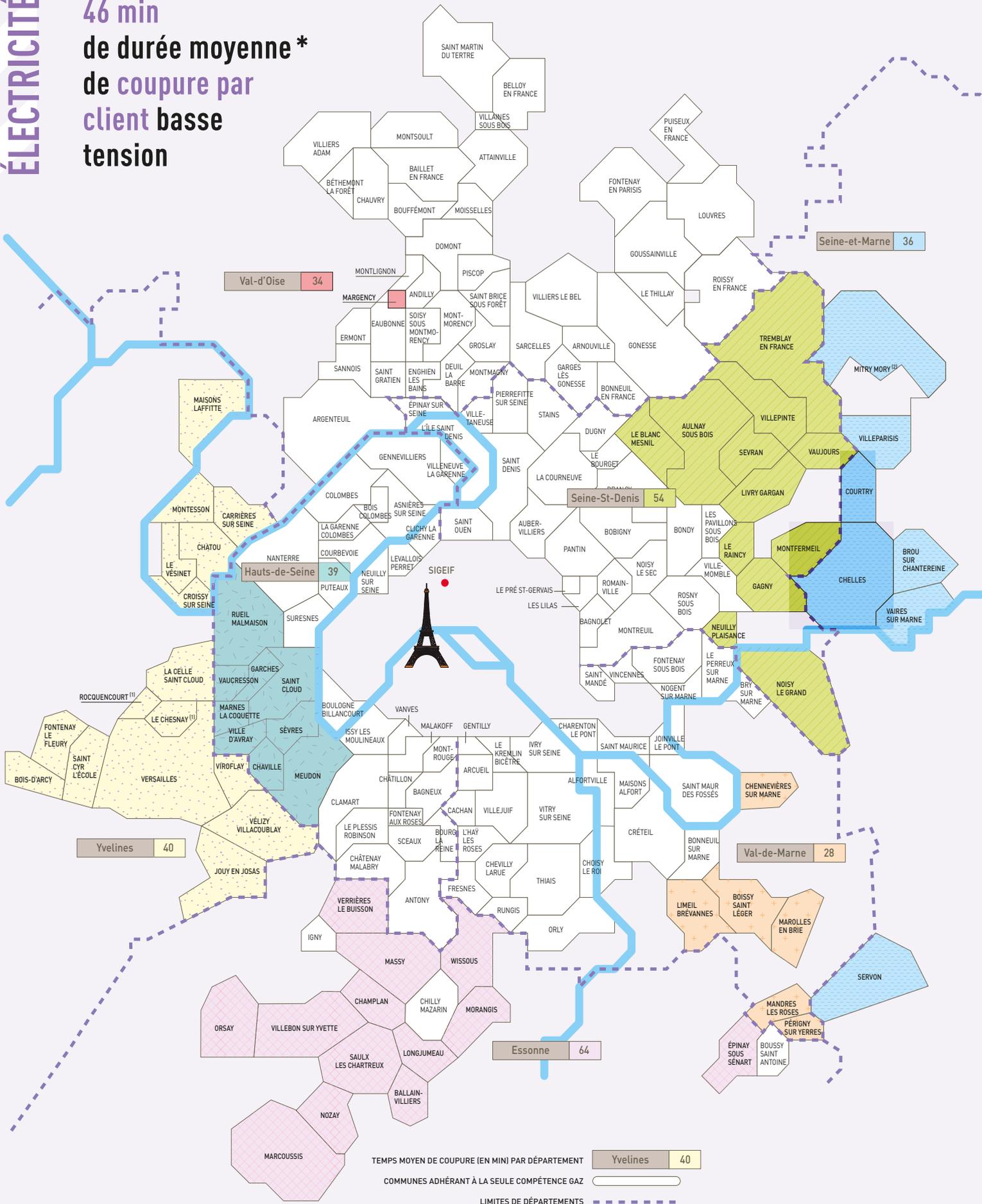
	Nombre de clients BT	Réseau BT		Réseau HTA		Transport + poste source	Total	Total HIX B Total HIX
		Incidents	Travaux	Taux	2016			
Seine-et-Marne	53 412	10,3	1,4	24,2	-	-	36	35,5
Yvelines	179 636	14,1	6,4	17	2	0,8	40,3	39,2
Essonne	84 363	15,7	6,3	33,9	2,2	5,6	63,6	60,9
Hauts-de-Seine	125 852	18,8	9,7	7,8	-	2,6	38,9	38,6
Seine-Saint-Denis	207 466	15,9	17,1	12,7	0,4	7,5	53,6	46,3
Val-de-Marne	33 894	5,4	6,2	15,8	-	0,4	27,8	27,7
Val-d'Oise	1 321	11,7	-	21,9	-	0,5	34	34
B Sigeif 2018	685 944	15	9,8	16,6	0,9	3,6	46	43
		24,8		17,5				
B Sigeif 2017	681 467	13,5	7,7	16,7	0,6	2,1	40,7	39
		21,2		17,3				
B Sigeif 2016	678 019	15,2	8,1	25,3	1,1	2,7	52,4	38,4
		23,3		26,4				
B Sigeif 2015	672 097	12	8,5	15,7	0,3	6,1	42,6	41,7
		20,5		16				
B Sigeif 2014	657 572	7,3	5,4	10,6	2,3	1,1	26,7	24
		12,7		12,8				
B Sigeif 2013	653 045	8,4	5,1	15,2	1,2	1,4	31,3	29,8
		13,5		16,4				

CAUSES DES INCIDENTS HTA Tableau 27

Nom des départs HTA	Défaillance du matériel	Usure naturelle	Fausse manœuvre	Cause inconnue	Climatique ou externe	Travaux de tiers	Installation de clients HTA	Total	Nb clients coupés	Nombre d'incidents 2017	Nombre d'incidents 2016
L28 au PS Louveciennes	-	5	-	-	-	1	-	6	2 424	3	-
Listel au PS Clichy-sous-Bois	1	4	-	-	-	-	-	5	3 371	1	-
VIROFL au PS Châtillon	-	4	-	-	-	-	-	4	10 309	-	-
OMNISP au PS Massy	-	2	-	-	-	2	-	4	6 641	3	2
FORT22 au PS Primevères	-	3	-	-	-	1	-	4	56	-	-
STNOM au PS Saules	1	1	-	1	-	1	-	4	997	1	3
CHEN21 au PS Sonnettes	-	4	-	-	-	-	-	4	663	1	1
Départs à 3 incidents (18)	2	30	1	2	5	12	2	54	45 774	26	17
Total	4	53	1	3	5	17	2	85	70 235	35	23
Pourcentage	5%	62%	1%	4%	6%	20%	2%	100%			

ÉLECTRICITÉ

46 min
de durée moyenne*
de coupure par
client basse
tension



⁽¹⁾ Le Chesnay et Rocquencourt ont fusionné le 1^{er} janvier 2019. ⁽²⁾ Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

* Toutes causes confondues : production, réseau de transport, postes sources et réseaux de distribution (HTA et BT).


SIÈGES DES INCIDENTS HTA Tableau 28

Nom des départs HTA	Câble ou accessoire synthétique	Câble ou accessoire papier	Boîte de transition	Aérien	Poste HTA/BT	Armoire de coupure	Éliminé avec manœuvre	Siège non identifié	Total
L28 au PS Louveciennes	1	5	-	-	-	-	-	-	6
LISTEL au PS Clichy-sous-Bois	5	-	-	-	-	-	-	-	5
VIROFL au PS Châtillon	3	-	1	-	-	-	-	-	4
OMNISP au PS Massy	1	2	1	-	-	-	-	-	4
FORT22 au PS Primevères	1	-	3	-	-	-	-	-	4
STNOM au PS Saules	1	-	-	2	-	-	1	-	4
CHEN21 au PS Sonnettes	2	-	1	-	-	-	-	1	4
Départs à 3 incidents (18)	14	18	10	1	3	1	7	-	54
Total	28	25	16	3	3	1	8	1	85
Pourcentage	33 %	29 %	19 %	4 %	4 %	1 %	9 %	1 %	100 %

LISTE DES DÉPARTS HTA COUPÉS PLUS DE DIX HEURES Tableau 29

Poste source	Départ HTA	Date	Durée max de la coupure (min)		Ni*Ti Total de la concession	Cumul des clients BT coupés de la concession
			Vue de l'outil de collecte	Vue du client BT		
VILLEVAUDE	BROU	6/12/18	1 868	1868	470 489	3 561
PRIMEVÈRES	FEUX22	9/30/18	1 051	1 051	6 306	6
VERSAILLES	MANEGE	1/28/18	886	886	511 258	1 262
SONNETTES	CHEN22	11/21/18	2 914	672	207 022	712
MONTJAY	NOZAY *	1/3/18	700	260	3 712	52
MASSY	SAUSSU *	10/24/18	851	171	418 752	3 600
PRIMEVÈRES	FOUGE *	6/16/18	1 598	113	65 739	919
VERSAILLES	SL 3 *	9/23/18	1 322	84	1 344	16
BOURGET (LE)	BOURDO *	1/22/18	830	76	14 428	938
PRIMEVÈRES	FRUIT *	5/21/18	2 153	72	30 456	423
PRIMEVÈRES	FORT22 *	7/3/18	1 733	3	84	28
CHÂTILLON	VIROFL *	12/21/18	1 059	0	146 933	3 229
PRIMEVÈRES	FORT22 *	7/21/18	1 459	0	0	0
MASSY	BREBIS *	4/21/18	1 210	0	0	0

(*) Pas de client BT coupé plus de 10h.



Interruption de l'énergie acheminée liée au réseau BT et aux postes de transformation HTA/BT

Générées par les incidents sur les ouvrages BT (aux causes diverses) ou programmées pour travaux (maintenance et autres), les interruptions impactant les foyers de la concession sont mesurées et surveillées annuellement via plusieurs critères :

- Le siège de l'incident.
- La cause de l'incident.
- Le nombre d'incidents aux 100 km.
- La durée moyenne des coupures.
- La persistance via la récurrence des incidents.
- Les cinq communes les plus impactées.
- Les coupures pour travaux.

Le siège de l'incident

> (Tableau 30)

En augmentation de 16 % par rapport à 2017, le nombre d'incidents localisés BT sur la concession du Sigeif (772) atteint un nouveau record.

Le réseau souterrain, composant près des trois quarts du linéaire BT de la concession (74,9 %), a été à l'origine de 20 % des incidents (151), devancé par le réseau aérien (22 %) et par les appareillages BT (transformateur HTA/BT et tableaux BT) situés dans les postes de transformation HTA/BT (26 %).

Les ouvrages de branchements (coffrets et accessoires) sont, quant à eux, à l'origine de 19 % des incidents (144).

La cause de l'incident

> (Tableau 31)

L'état (souvent vétuste) des ouvrages concernés mérite une nouvelle fois d'être souligné. En effet, depuis déjà plusieurs exercices, force est de constater la cause principale des incidents affectée à la fragilisation progressive des ouvrages BT (379 incidents, soit 49 %, contre 377 incidents – 56 % – en 2017), liée à leur utilisation et à leur sollicitation. Une cause qualifiée, selon le concessionnaire, « d'usure naturelle ».

Les items « défaillance du matériel et de protection » et « dépassement de la capacité électrique » (surcharge) enregistrent une augmentation de 68 % par rapport à 2017. Devant un tel constat, le concessionnaire est invité à renforcer son programme de maintenance et, bien évidemment, à le partager avec l'autorité concédante.

Le nombre d'incidents aux 100 km

> (Tableau en annexes et carte « Nombre d'incidents aux 100 km », page 57)

La tendance à un réseau BT de plus en plus dégradé est illustrée par le graphique 12. Avec 15,1 incidents aux 100 km, le résultat de l'exercice 2018 atteint un nouveau sommet, le plus dégradé de ces dix dernières années.

D'une commune à l'autre, le résultat de ce critère de qualité est très hétérogène. En effet, une dégradation est constatée pour 40 d'entre elles, maintenue pour 6 autres et améliorée pour les 19 restantes.

Enfin, comparées au seuil de référence (8 incidents aux 100 km), seulement un quart des communes (17) se situe dans la tolérance visée. Parmi ces communes, l'autorité concédante a pointé par un astérisque, sur la carte précitée, celles qui avaient été repérées lors du contrôle précédent.

Pour cinq d'entre elles – Le Blanc-Mesnil (93), Meudon (92), Saint-Cyr-l'École (78), Ville-d'Avray (92) et Viroflay (78) – le résultat récurrent de ces dernières années (plus de 20 incidents aux 100 km) a amené l'autorité concédante à solliciter son concessionnaire pour que des mesures soient prises à court terme.

Réponse d'Enedis : « Pour chacune de ces communes, il est prévu, d'ici 2021, un renouvellement d'un volume conséquent de câbles BT dits à risque », ce que le Sigeif ne manquera pas de vérifier.

En ce qui concerne les autres communes (12), dépassant 20 incidents aux 100 km pour cet exercice, elles sont mises sous surveillance, et des investigations complémentaires seront menées, dans le cas d'une absence d'amélioration.

La durée moyenne des coupures

> (Voir graphique 13)

La durée moyenne des coupures en 2018, avec 255 min, semble rompre, depuis deux exercices, la tendance haussière observée depuis 2012.

Il n'en est cependant pas de même pour celle en lien avec les incidents générés par les câbles souterrains BT, qui augmente considérablement ces trois dernières années (445 min en moyenne – plus de 7 h – contre 424 min en 2017 et 365 min en 2016). Un résultat mis sous surveillance par l'autorité concédante, et pour lequel Enedis indique « qu'il s'agit d'une question de fond dans la mesure où elle porte sur une évolution pluriannuelle pour laquelle une étude approfondie permettra de cibler les causes, nécessairement multifactorielles ». Le Sigeif, qui entend disposer d'un éclairage plus précis, en prend note et ne manquera pas de revenir vers son concessionnaire.



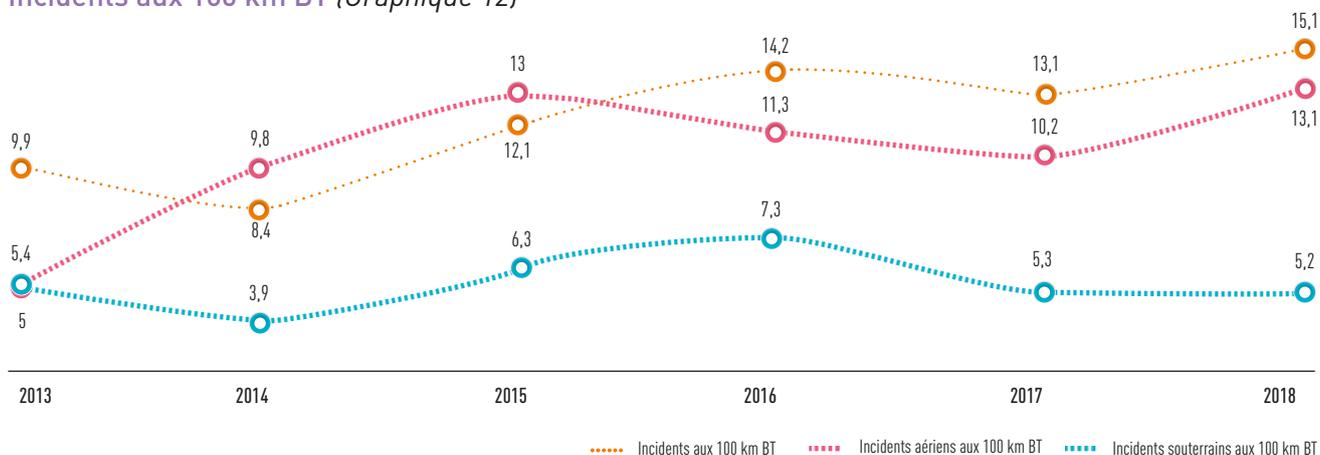
ORIGINE, PAR DÉPARTEMENT, DES INCIDENTS SUR LE RÉSEAU BT Tableau 30

Départements	Nombre total d'incidents	Poste HTA/BT		Souterrain		Aérien		Branchement		Éliminé avec manœuvre		Siège non identifié	
		Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%						
Seine-et-Marne	54	15	28 %	6	11 %	15	28 %	12	22 %	6	11 %	*	-
Yvelines	196	39	20 %	35	18 %	38	19 %	42	21 %	6	3 %	36	18 %
Essonne	108	37	34 %	24	22 %	19	18 %	16	15 %	7	6 %	5	5 %
Hauts-de-Seine	151	48	32 %	36	24 %	23	15 %	36	24 %	-	-	8	5 %
Seine-Saint-Denis	231	51	22 %	45	19 %	69	30 %	31	13 %	29	13 %	6	3 %
Val-de-Marne	29	10	34 %	5	17 %	7	24 %	5	17 %	1	3 %	1	3 %
Val-d'Oise	3	1	33 %	-	-	-	-	2	67 %	-	-	-	-
Total Sigeif	772	201	26 %	151	20 %	171	22 %	144	19 %	49	6 %	56	7 %

CAUSE, PAR DÉPARTEMENT, DES INCIDENTS SUR LE RÉSEAU BT Tableau 31

Départements	Nombre total d'incidents	Usure naturelle		Défaillance de matériel et de protection		Dépassement capacité électrique		Élagage, branches, fils emmêlés		Travaux de tiers		Autres causes + cause inconnue	
		Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%
Seine-et-Marne	54	27	3 %	1	-	13	2 %	2	-	3	-	8	1 %
Yvelines	196	128	17 %	20	3 %	17	2 %	4	1 %	18	2 %	9	1 %
Essonne	108	49	6 %	9	1 %	28	4 %	5	1 %	6	1 %	11	1 %
Hauts-de-Seine	151	67	9 %	37	5 %	23	3 %	2	-	12	2 %	10	1 %
Seine-Saint-Denis	231	95	12 %	12	2 %	77	10 %	9	1 %	21	3 %	17	2 %
Val-de-Marne	29	11	1 %	-	-	8	1 %	3	-	5	1 %	2	-
Val-d'Oise	3	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Total Sigeif	772	379	49 %	79	10 %	167	22 %	25	3 %	65	8 %	57	7 %

Incidents aux 100 km BT (Graphique 12)





Les cinq communes les plus impactées

L'analyse des incidents, via leur siège et leur cause, a porté, voir chapitre « contrôle ciblé », sur les cinq communes pour lesquelles l'indicateur « nombre d'incidents BT aux 100 km » a été le plus élevé.

- Brou-sur-Chantereine (47,2 incidents aux 100 km),
- Fontenay-le-Fleury (38,1 incidents aux 100 km),
- Ville-d'Avray (33,5 incidents aux 100 km), situation déjà pointée lors de l'exercice précédent,
- Saint-Cyr-l'École (32 incidents aux 100 km),
- Chaville (30,8 incidents aux 100 km).

Les coupures pour travaux

> (Graphique 14)

Au regard des observations formulées lors des précédents contrôles, le concessionnaire s'était engagé, à compter de l'exercice 2012, à une vigilance particulière, en lien avec ses interventions sur le réseau, pour lesquelles il convient de privilégier les travaux sous tension. En effet, la coupure pour travaux est de sa seule responsabilité et trouve son fondement lorsque l'intervention « sous tension » ne peut pas être exécutée et que l'installation d'une source provisoire (groupe électrogène, poste chantier, reprises BT...) s'avère difficile, voire impossible à concevoir, au regard de la situation, de la configuration de la zone de travaux et de la sécurité des intervenants. Une interruption de la fourniture, souvent longue (coupure de plusieurs heures), est alors envisagée.

Les travaux sous coupure ont concerné :

- les postes de transformation HTA/BT (120 coupures), pour la réalisation des opérations de raccordement (8), d'élimination du PCB⁽²¹⁾ (24), d'adaptation aux charges (15), de maintenance (41) et de travaux divers (32), tels que les travaux de tiers à proximité du poste et ceux dits urgents de mise en sécurité ;

- les câbles et accessoires BT (78) ;
- les lignes aériennes (78) afin de répondre, notamment, à des besoins d'élagage ;
- les branchements individuels et/ou collectifs (10).

Concernant les coupures sur le réseau BT d'une durée supérieure à 5 h et pour laquelle le NiTi est supérieur à 30 000 (équivalent à 100 clients coupés pendant 5 h), force est de constater (voir graphique 15) la persistance du phénomène. De plus, l'autorité concédante se considère toujours insuffisamment informée en ce qui concerne les opérations sur le réseau BT, pour lesquelles le maintien de l'alimentation électrique a nécessité une situation provisoire ou la mise en place d'un groupe électrogène. Elle a, en conséquence, inscrit à son programme de contrôle un audit spécifique (voir contrôle ciblé).

Indicateurs locaux de la continuité de fourniture

Les éléments transmis par le concessionnaire ont permis, pour la concession du Sigeif, de mesurer l'impact des interruptions de la fourniture.

TCl A : taux de clients affectés par une coupure longue (durée supérieure ou égale à 3 min)

$$TCl A = \frac{100 * (\text{somme cumulée des clients affectés})}{(\text{somme des clients de la zone concernée})}$$

Avec 475 775 clients coupés, toutes causes confondues⁽²²⁾, le résultat 2018 enregistre un taux de fréquence en augmentation de 6 %, par rapport à l'exercice précédent, et devient le plus dégradé de ces cinq dernières années.

	2015	2016	2017	2018
TCl A (en %)	66	68	63	69

Source CF-001.

Tcl : taux de coupures longues (≥ 3 min)

$$TCL = \frac{100 * (\text{somme des coupures longues})}{(\text{somme des clients de la zone concernée})}$$

Durant l'exercice 2018, il a été enregistré 1 386 coupures longues sur le réseau concédé (contre 1 373 en 2017), toutes causes confondues, c'est-à-dire les interruptions de l'alimentation électrique générées soit par des travaux (326), soit par des incidents (1 060).

	2015	2016	2017	2018
Tcl (en %)	0,18	0,19	0,20	0,20

Source CF-007 et CF-008.

Tcb : taux de clients affectés par les coupures brèves (1 sec ≤ durée < 3 min)

$$TCB = \frac{100 * (\text{somme des clients affectés})}{(\text{somme des clients de la zone concernée})}$$

Les coupures brèves (durée inférieure à 3 min) sont plus ou moins perçues par les foyers. De par la composition de son réseau, la concession du Sigeif devrait être quasi « insensibilisée » à ce type de perturbation. Pour l'essentiel, ces coupures surviennent lors d'une permutation d'un réseau double dérivation ou à l'issue d'une manœuvre d'exploitation, suite à un incident, en lien avec l'isolement du défaut.

	2015	2016	2017	2018
Nombre Cb	388	306	325	467
Tcb (en %)	0,057	0,045	0,047	0,07

Source : Crac 2018.

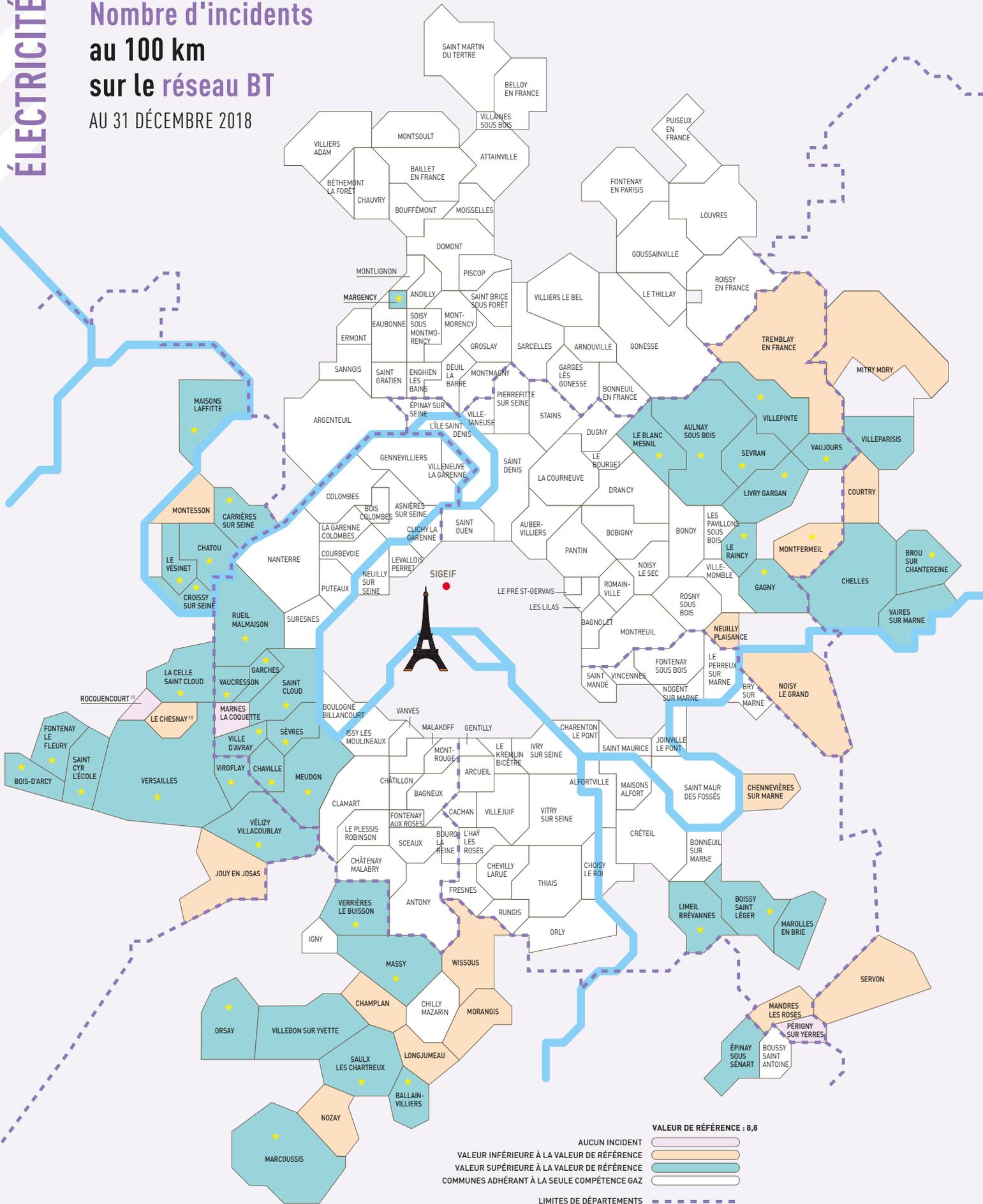
À ce stade, la réponse attendue du concessionnaire sur la cause des interruptions brèves (manœuvres) suggère à l'autorité concédante de procéder à des investigations complémentaires.

⁽²¹⁾ Les polychlorobiphényles (PCB), aussi appelés biphényles polychlorés (BPC), ou encore, parfois, improprement, « pyralènes ».

⁽²²⁾ Interruption de la fourniture due aux réseaux de transport, aux postes sources, aux réseaux HTA et basse tension.



Nombre d'incidents au 100 km sur le réseau BT AU 31 DÉCEMBRE 2018



★ COMMUNES SIGNALÉES LORS DU CONTRÔLE 2017

⁽¹⁾ Le Chesnay et Rocquencourt ont fusionné le 1^{er} janvier 2019.



Enquête annuelle de satisfaction

Le baromètre du Sigeif, désormais biennal, porte sur la perception des coupures par ses usagers. À ce stade, les enquêtes, dont la prochaine sera menée en 2019, ont montré une appréciation plus que satisfaisante de la qualité et de l'intérêt des actions menées par l'autorité concédante contre la persistance des « secteurs ou zones » dits de fragilité ou à risque.

À la question : « Dans votre foyer, vous arrive-t-il de constater des pannes (coupures de plus de 3 min) ? », il a été répondu :

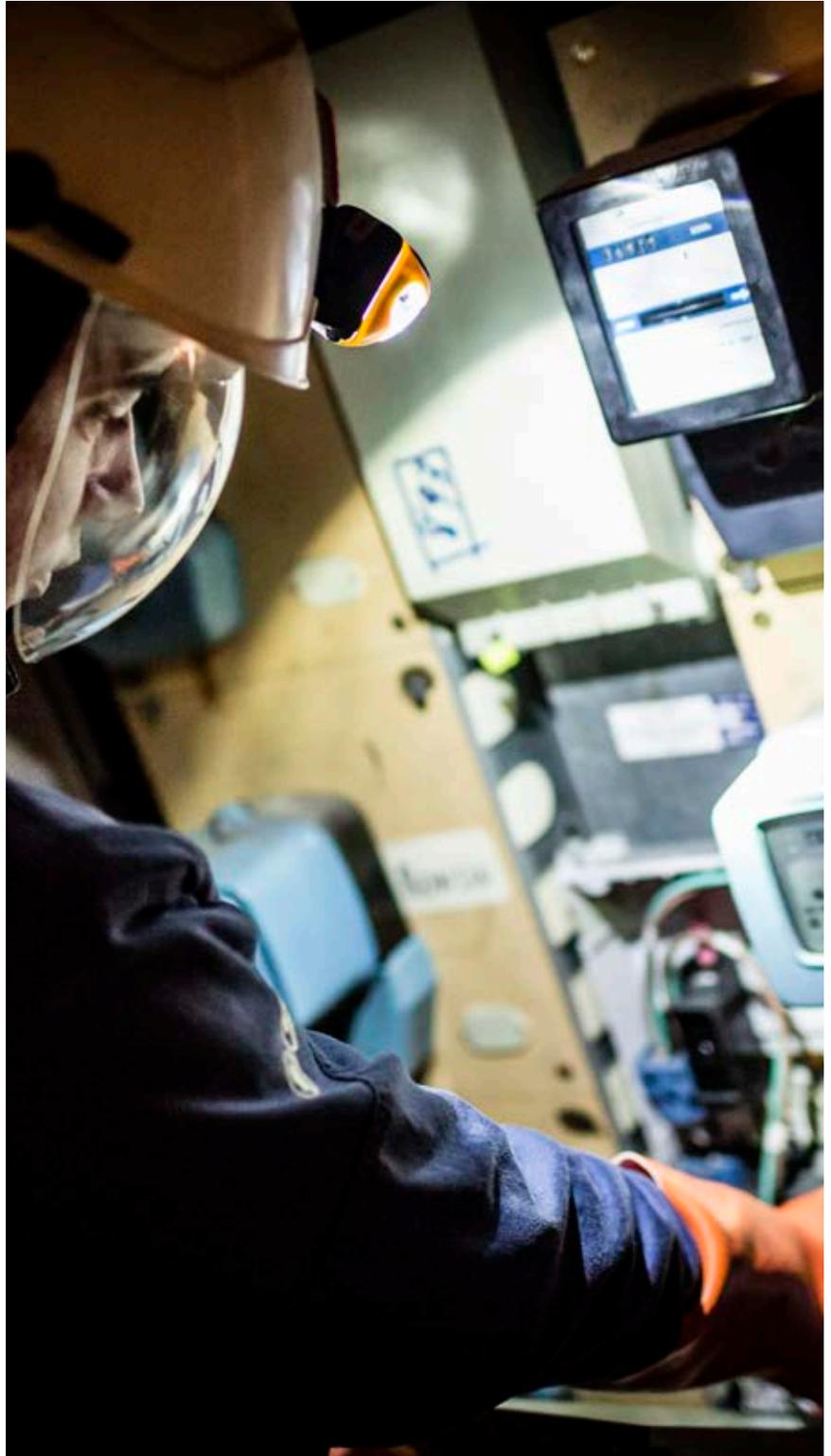
	2015	2016	2017	2018
Jamais	70	70	72	-
Rarement	29	27	27	-
Souvent	1	3	1	-

En complément à la question précédente, il a été également demandé, lors du constat d'une coupure (4 % de l'échantillon pour 2017) : « En général, ce type de coupure se produit, par an, une ou deux fois, trois à cinq fois, plus de cinq fois ? », il a été répondu :

	2015	2016	2017	2018
Une ou deux fois	45	33	39	-
Trois à cinq fois	30	26	32	-
Plus de cinq fois	25	32	29	-
Ne sait pas	-	9	-	-

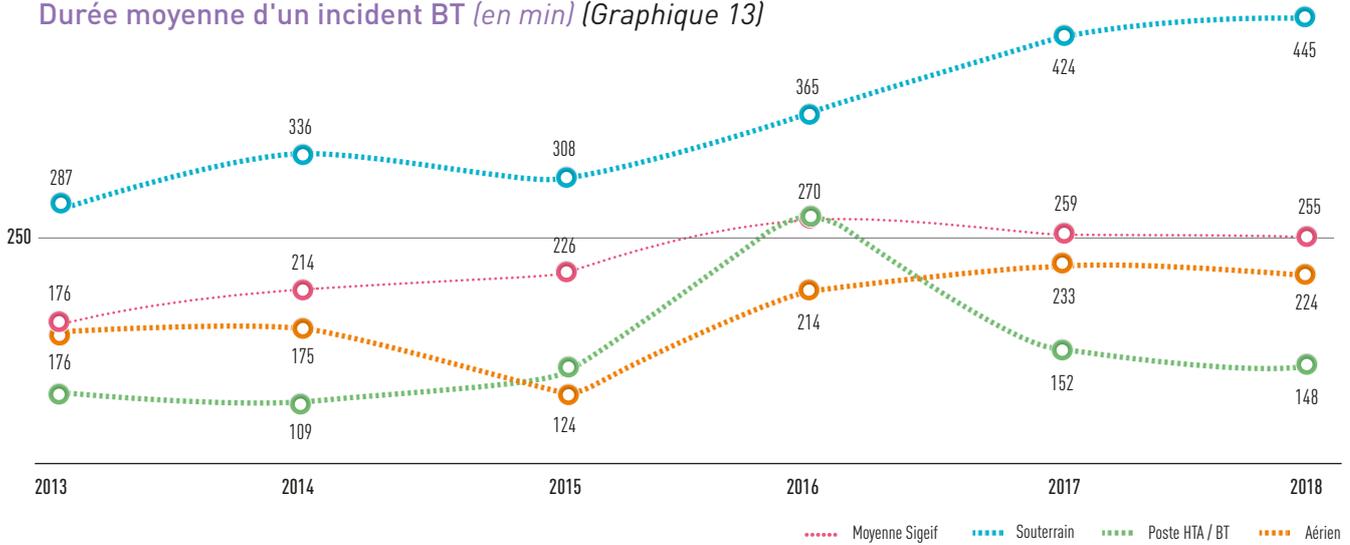
À la question : « Dans votre foyer, vous arrive-t-il de constater des coupures brèves (moins de 3 min) ? », il a été répondu :

	2015	2016	2017	2018
Jamais	63	62	64	-
Rarement	36	35	34	-
Souvent	1	3	2	-

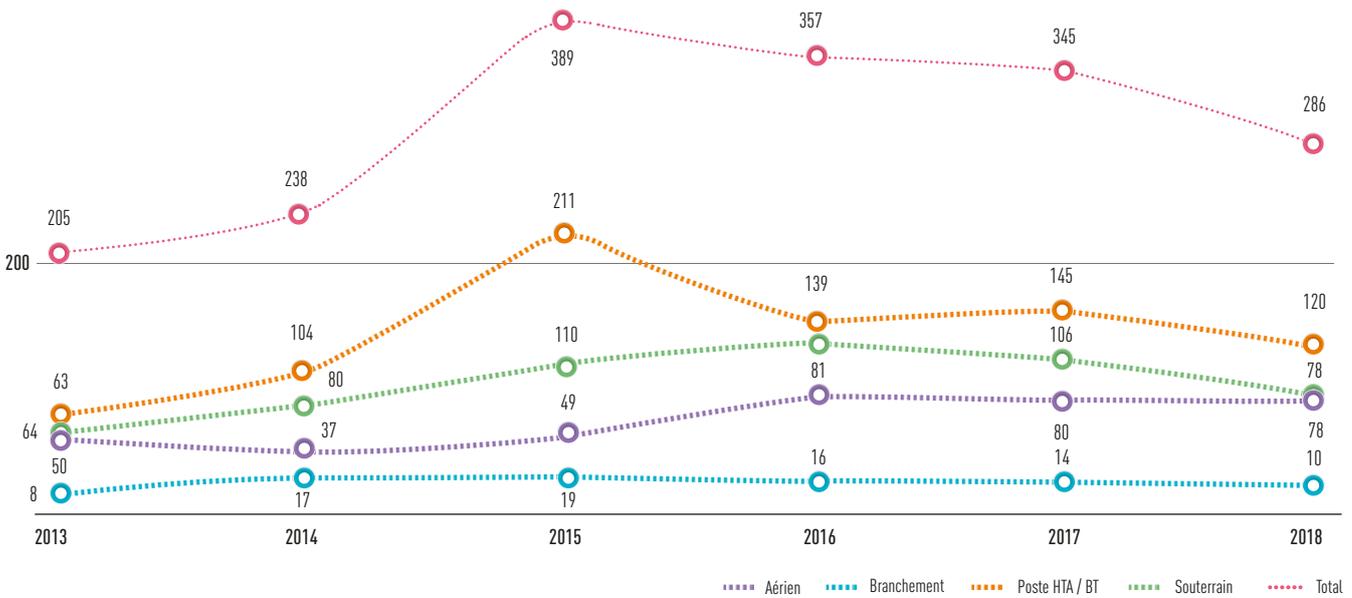




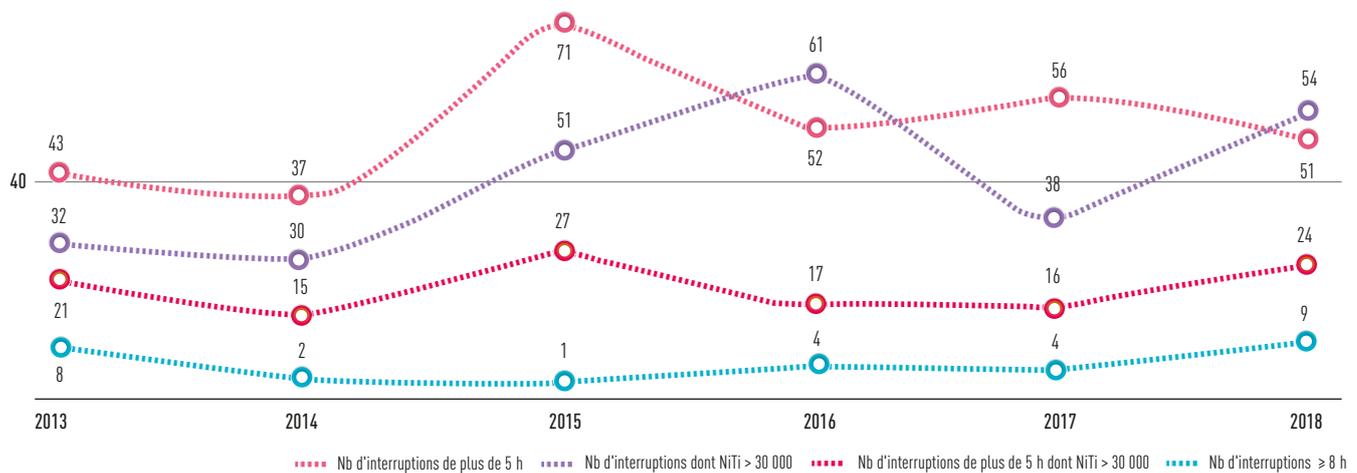
Durée moyenne d'un incident BT (en min) (Graphique 13)



Évolution du nombre de coupures pour travaux (Graphique 14)



Évolution du nombre de coupures pour travaux d'une durée supérieure à 5 h (Graphique 15)





Indicateurs retenus à l'article 17 de l'annexe 1 du cahier des charges

Nombre de clients subissant plus de trois heures de coupure annuelle sur incident

> (Graphiques 16 et 17)

Un indicateur qui peine à se stabiliser et qui se dégrade, par rapport à l'exercice précédent (31 284 clients impactés en 2018 contre 24 987 en 2017). Demeurant, depuis 2015, au-dessus de 20 000 foyers impactés, il est toujours jugé trop élevé, d'autant plus que **1 008 usagers ont été coupés plus de 20 h**. Ils étaient respectivement 1 082 et 3 490 en 2017 et en 2016).

Ces derniers sont principalement situés sur le territoire de Seine-Saint-Denis (483, dont 110 au Blanc-Mesnil et 99 sur Sevran) et des Hauts-de-Seine (195, dont 107 sur Saint-Cloud), et pour près de la moitié (410) des clients l'origine repose sur un seul incident BT.

Deux situations particulières ont été pointées, pour lesquelles l'éclairage attendu de la part du concessionnaire est à approfondir, sachant qu'aucune récurrence avec les exercices antérieurs n'a été constatée.

Il s'agit de :

- Poste HTA/BT « FREINVILLE » à Sevran. 11 incidents sur les trois derniers exercices, dont 2 de plus de 20 h en 2018,
- Poste HTA/BT « GARROS » au Blanc-Mesnil. 41 usagers ont subi 4 coupures entre le 19 et le 21 août 2018.

Pour les autres clients coupés plus de 20 h (598), le concessionnaire n'a pas été en mesure de reconstituer le détail des durées cumulées des coupures.

Nombre de clients subissant dans l'année plus de six coupures longues (toutes causes confondues)

> (Graphique 18 et tableau 32)

Le résultat de l'exercice 2018 n'est pas au rendez-vous. Il souligne une situation de plus en plus préoccupante, pour laquelle force est de constater l'insuffisance des actions mises en œuvre par le concessionnaire.

Pour une valeur de référence qui doit tendre vers zéro, les clients impactés par plus de six coupures longues (998 usagers contre 361 en 2017 et 19 en 2016) se sont répartis sur les communes de Servon (77), Carrières-sur-Seine (78), Versailles (78) et Saint-Cloud (92).

Les précisions apportées par Enedis sont les suivantes :

- 284 clients, des postes HTA/BT « LC VANNES, BREST QUIMPER et GUINGAMP », raccordés sur le départ L28 à La Celle-Saint-Cloud, ont été impactés par 6 coupures longues issues d'incidents HTA (plusieurs défaillances souterraines et un dégât tiers) et 1 incident relevant du poste source « LOUVECIENNES ».

Eu égard à la situation particulière de ce départ HTA qui a enregistré 9 incidents sur les trois dernières années, dont 7 liés aux câbles CPI, un programme de renouvellement de ses câbles à risque ne saurait attendre. L'autorité concédante demande en conséquence l'inscription d'un programme spécifique au prochain PPI ⁽²³⁾ 2020-2023.

- 102 clients alimentés par le poste HTA/BT « SQUARE » sur le départ LISTEL à Livry-Gargan ont été impactés par 5 coupures longues sur des incidents HTA (plusieurs défauts souterrains sur des jonctions de câble synthétique) et 4 incidents au poste source de CLICHY-SOUS-BOIS.

La situation au poste source de Clichy-sous-Bois, ouvrage hors concession, mériterait une explication de la part d'Enedis.

- 71 clients du poste DP « VA RIEUSSEC » à Viroflay ont été impactés par 4 coupures longues sur incidents HTA (plusieurs défauts souterrains sur le départ VIROFLAY au PS CHÂTILLON), 2 incidents RTE impactant ledit PS et 3 incidents BT (défaillances souterraines sur un départ).

- 50 clients, sur la commune d'Orsay, ont subi 8 coupures longues BT entre le 18 janvier et le 3 mars, liées à un défaut de l'alimentation provisoire du poste DP hors concession « UL BOUTIQUES », aux Ulis.

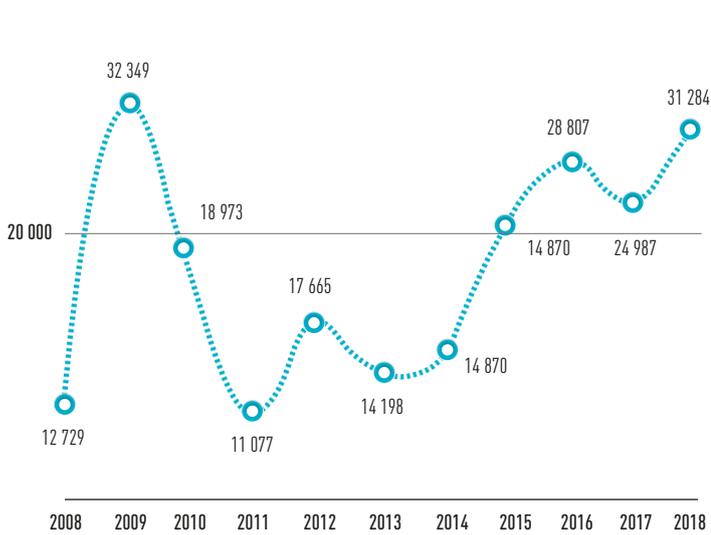
- 32 clients ont été coupés 7 fois à Massy. Ils étaient desservis par le poste « MY BLANCHETTE » raccordé sur le départ OMNISPORT. Ils ont été impactés par 4 incidents HTA d'origines diverses (dont 2 dégâts tiers et 2 d'origines souterraines), puis par 1 incident au poste source de « MASSY », le 7 novembre et enfin par 2 coupures BT en juillet, sur fusion de fusible.

Eu égard à la situation particulière de ce départ HTA, qui a enregistré 9 incidents sur les trois dernières années, dont 6 liés aux câbles CPI, un programme de renouvellement de ses câbles CPI à risque a, d'ores et déjà, fait l'objet de travaux en 2019.

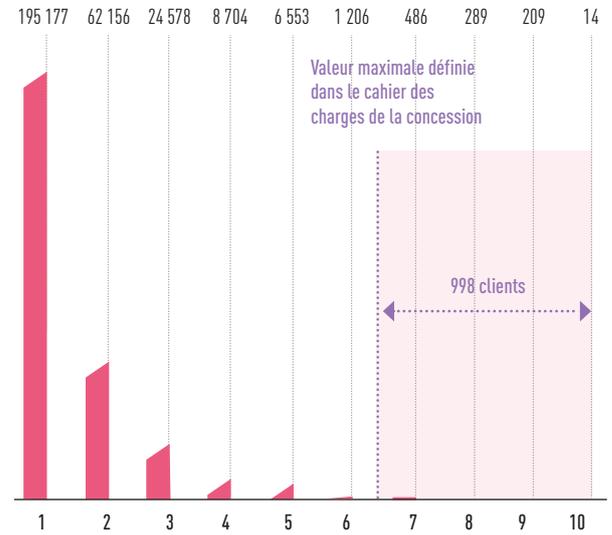
⁽²³⁾ PPI : Programme pluriannuel d'investissements.



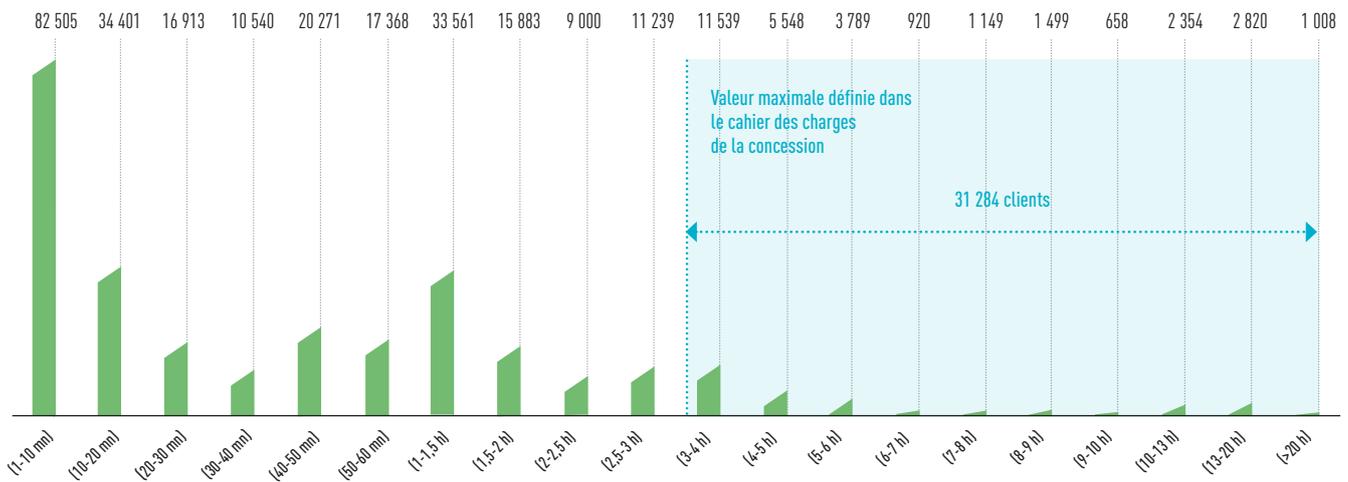
Nombre de clients coupés plus de trois heures sur incident (Graphique 16)



Nombre de clients coupés en fonction du nombre d'interruptions (Graphique 18)



Nombre de clients coupés sur incident en fonction de la durée de l'interruption (Graphique 17)



NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS PLUS DE TROIS HEURES OU PLUS DE SIX FOIS (TOUTES CAUSES CONFONDUES) Tableau 32

	Plus de 3 h			Plus de 6 fois		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
Seine-et-Marne	1 236	2 735	1 721	-	98	-
Yvelines	8 472	8 276	9 868	19	180	262
Essonne	10 254	6 508	6 374	-	-	66
Hauts-de-Seine	8 545	8 244	7 550	-	83	25
Seine-Saint-Denis	11 550	10 967	16 900	-	-	645
Val-de-Marne	1 538	1 120	999	-	-	-
Val-d'Oise	117	-	20	-	-	-
Total concession Sigeif	41 712	37 850	43 432	19	361	998

Source CF-001



TENUE DE LA TENSION

3

Le contrôle apporte au Sigeif la connaissance et le suivi de situations ponctuelles.

Tenue de la tension HTA

Caractéristiques électriques des départs HTA

> (Tableau 33)

Le cahier des charges de la concession dispose que, pour les valeurs normalisées de la tension (10, 13,2, 15 et 20 kV), la chute de tension sera inférieure à 5 % en régime normal d'exploitation (1^{er} alinéa de l'article 16 de l'annexe 1).

Onze départs HTA (2 %) présents sur la concession du Sigeif requièrent une surveillance particulière (contre 12 lors des trois exercices précédents) et, pour quatre d'entre eux, une intervention est attendue de la part du gestionnaire de réseau.

Il s'agit des départs :

- Bison 1, au poste source de « Châtillon ».

Ce départ fait actuellement l'objet d'une affaire de restructuration et de changement de tension.

- Fleuri, au poste source de « Villevaude ».

Enedis annonce une levée de contrainte en deux phases : la première, actuellement en cours, consiste à équilibrer les charges avec la création d'OMT sur des départs existants. La seconde prévoit la création d'un nouveau départ depuis le poste source « Villevaude ».

L'autorité concédante demande en conséquence l'inscription d'un programme spécifique au prochain PPI 2020-2023.

- 2A22, au poste source de « Cormeilles ».

Ce départ HTA ne serait plus en contrainte, selon Enedis, « après une description correcte de l'AT 20/10 kV présent sur ce départ ».

- Gratte, au poste source de « Jonchère ».

Enedis indique l'achèvement des travaux nécessaires à la levée de cette contrainte (création d'un nouveau départ Noyer depuis le poste source « Jonchère » en 2020).

Tenue de la tension BT

Les clients dits mal alimentés

> (Tableau 34)

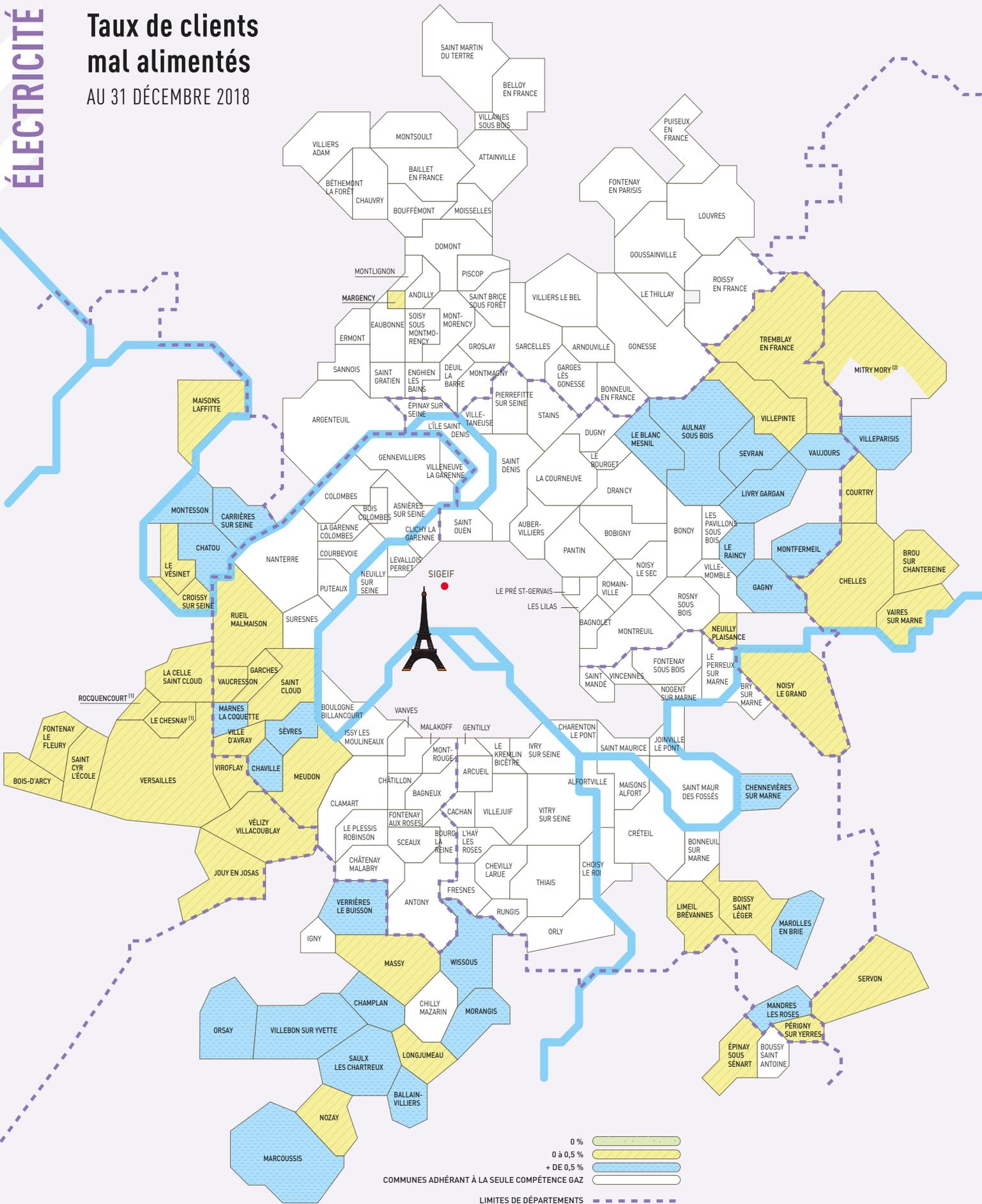
Outil pour le diagnostic et l'aide à la préparation des programmes d'investissement, l'état « CTBT-005 qualité de tension par transformateur et source HTA/BT » restitue l'image électrique des ouvrages basse tension de distribution publique. La finalité de cet état est d'être, pour le concessionnaire, en mesure d'anticiper ses interventions en identifiant les postes de transformation HTA/BT, également appelés sources HTA/BT, pour lesquels le modèle de calcul fait apparaître une variation de la tension d'alimentation BT supérieure à $\pm 10\%$ de la valeur nominale (230 V pour le monophasé et 400 V pour le triphasé).

Représentant toujours un taux relatif faible (0,6 %) d'usagers-clients « mal alimentés » (4 415, contre 632 en 2017 et 278 en 2016), une intervention du concessionnaire est attendue, d'autant que plus d'un quart (27 %) de ces derniers étaient déjà identifiés avant le précédent changement, en 2010, du mode de calcul statistique ⁽²⁴⁾.

La multiplication du nombre de clients dits « mal alimentés » sur cet exercice, répartis autour de 196 sources HTA/BT (21 en 2017 et 12 en 2016), s'explique, selon Enedis, par « le nouveau modèle statistique, utilisé en 2018, de façon à prendre en compte, d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau basse tension, et d'autre part, les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique ».

⁽²⁴⁾ Voir précédents rapports de contrôle (page 67 du rapport 2017).

Taux de clients mal alimentés AU 31 DÉCEMBRE 2018



⁽¹⁾ Le Chesnay et Rocquencourt ont fusionné le 1^{er} janvier 2019. ⁽²⁾ Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.



L'intervention attendue du concessionnaire pour les sources HTA/BT connues en 2017 a donné lieu :

- au traitement d'une erreur de rattachement pour 7 sources HTA/BT, dont 3 demeurent à ce stade toujours en contrainte,
- à des travaux programmés pour 8 autres (7 en 2019 et 1 en 2020),
- à des travaux en cours ou terminés pour quatre autres,
- à une étude prévue pour les deux sources restantes.

L'intervention attendue du concessionnaire pour les sources HTA/BT apparues en 2018 a donné lieu :

- au traitement d'une erreur de rattachement pour 3 sources HTA/BT,
- à des études particulières ou à des investigations complémentaires pour les 172 sources HTA/BT restantes.

Enfin, depuis plusieurs exercices, l'autorité concédante dresse une liste des sources HTA/BT pour lesquelles une anomalie probable du SIG a été relevée (voir tableau 35). À partir de ce dernier, elle rappelle et demande au concessionnaire d'effectuer les corrections nécessaires.

À la fin 2018, onze anomalies ont été détectées, dont trois étaient connues lors du contrôle précédent.

Selon Enedis, le flux (8) fera l'objet d'une étude et, en ce qui concerne le stock (3), de deux corrections et d'une réalisation de travaux d'ores et déjà programmée.

Analyse de la chute de tension par zone géographique

> (Carte des clients mal alimentés, page 63)

En exécution des dispositions de l'article 16, annexe 1 du cahier des charges de la concession du Sigeif, le concessionnaire communique chaque année à l'autorité concédante les éléments relatifs à la qualité du produit.

Sur le territoire de la concession, la tenue de la tension, également appelée chute de tension, vue par le client raccordé au réseau basse tension, est quasi parfaite, au regard des 99,4 % de clients situés dans la tolérance d'une variation inférieure à $\pm 10\%$. Il demeure toutefois des points de livraison (4 415) répartis sur 42 communes auxquels une attention particulière doit être portée (voir graphique 19).

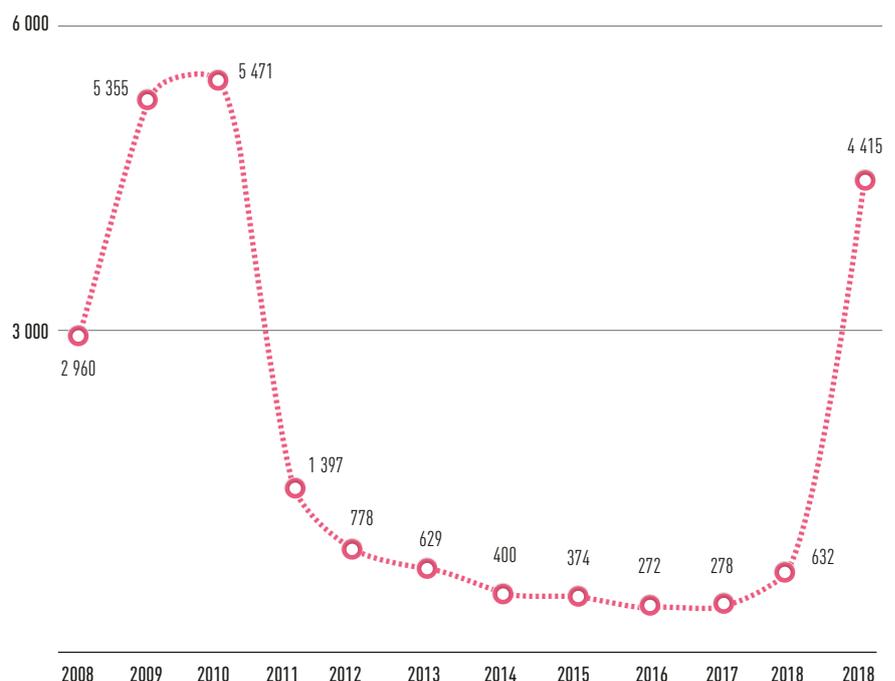
Illustrée par le graphique 20, le tableau 36 et la carte des clients mal alimentés, la qualité sur le territoire est, avec un taux de CMA majoritairement inférieur à 0,5 %, excellente et uniformément répartie. Néanmoins, suite à la nouvelle méthode statistique, on dénombre seulement 22 communes du territoire de la concession ne comptabilisant plus de clients mal alimentés (contre 52 en 2017 et 55 en 2016). Ce résultat contraste avec la réduction du volume des investissements 2018, consentis par le

concessionnaire pour traiter les différentes contraintes électriques sur le réseau BT (470 k€, - 5 % par rapport à 2017), le situant une nouvelle fois au plus bas de ces cinq dernières années.

L'autorité concédante juge donc insuffisant le niveau de l'investissement 2018, notamment au regard de la hausse soudaine du nombre de clients observée, par ailleurs, depuis deux exercices.

Enfin, pour être complet, il convient d'interroger les clients de la concession. L'enquête réalisée biennalement par l'autorité concédante (voir tableau 37), montre, pour 97 % d'entre eux, une perception de leur alimentation constante et, pour les 3 % restants, à plusieurs reprises, des variations. Ce résultat, relativement constant par rapport aux années précédentes, conforte la demande faite au concessionnaire d'analyser et de traiter les sources HTA/BT décelées.

Tenue de la tension - Évolution du nombre de clients mal alimentés sur le réseau BT (Graphique 19)





CONTRAINTE ÉLECTRIQUE – TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU HTA

Tableau 33

Départ HTA	Poste source	Commune	Tension de service (kV)	Chute de tension (en %)	Départ classé à surveiller en 2017	Départ classé à surveiller en 2016 ou 2015
BISON1	Châtillon	Chaville	20	7,91 %	-	-
FLEURI	Villevaude	Villeparisis	20	7,21 %	-	-
2A22	Cormeilles	Montesson	20	6,95 %	-	-
GRATTE	Jonchère	Servon	20	5,62 %	-	-
FORTRA	Villeneuve-Saint-Georges	Marolles-en-Brie	20	4,94 %	-	-
WISSOU	Rungis	Wissous	20	4,52 %	-	-
ROYAL	Saules	Versailles	15	4,41 %	-	-
MUETTE	Cormeilles	Maisons-Laffitte	20	4,30 %	-	-
VODKA2	Robinson	Meudon	20	4,30 %	-	-
DALTON	Bondy	Aulnay-sous-Bois	15	4,20 %	-	-
STCYR	Saules	Fontenay-le-Fleury	15	4,08 %	-	-

CONTRAINTE ÉLECTRIQUE – TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU BT : EXERCICES 2017 ET 2018

Tableau 34

Commune	Source HTA/BT	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	Traitement 2018	
Chatou (78)	CA Gambetta 36	30	27	21	21	22		9		Travaux programmés	
Viroflay (78)	VA Eugénie	30	48	-						Erreur de rattachement	
Saulx-les-Chartreux (91)	Aurillac SX	-	12	-						Erreur de rattachement	
Morangis (91)	MG Église 6	12	11	-						Travaux programmés	
Morangis (91)	MG Lin	-	5	-						Erreur de rattachement	
Morangis (91)	MG Loti	132	32	-						Erreur de rattachement	
Morangis (91)	MG Serpente	63	24	24	24	23	23	24		Travaux programmés	
Ballainvilliers (91)	P'titballain	9	2	-						Erreur de rattachement	
Wissous (91)	WS Testu	5	6	-						Erreur de rattachement	
Sèvres (92)	SV Troyon 12	141	44	43						Travaux programmés	
Montfermeil (93)	Arts	31	31	-					15	Travaux programmés	
Sevran (93)	Gros Chêne	1	40	-				26		Erreur de rattachement	
Aulnay-sous-Bois (93)	House Boat	37	81	-		40	42			Travaux terminés	
Aulnay-sous-Bois (93)	Lebeq	120	121	-						Travaux programmés	
Aulnay-sous-Bois (93)	Pleureurs	16	13	-						Étude programmée	
Aulnay-sous-Bois (93)	Professeur	31	22	20	20	10	20			Travaux programmés	
Aulnay-sous-Bois (93)	Tonnerre	32	32	-						Étude programmée	
Aulnay-sous-Bois (93)	Voltaire	39	34	33						Travaux programmés	
Marolles-en-Brie (94)	Bignetous	20	20	22	19					Travaux terminés	
Boissy-Saint-Léger (94)	Fontaine	18	7	-	6			7		Travaux programmés	
Marolles-en-Brie (94)	Haras	28	20	20	20					Travaux en cours	
		21	795	632	183	110	95	85	66	15	

CONTRAINTE ÉLECTRIQUE – TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU BT : EXERCICES 2017 ET 2018 (SUITE) Tableau 34

Par département : Nombre total de CMA décelés en 2018

Département	Source HTA/BT	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011
Seine-et-Marne (77)	-	191	-	-	-	-	-	-	-
Yvelines (78)	-	425	75	21	51	22		9	17
Essonne (91)	-	845	75	30	35	27	23	24	92
Hauts-de-Seine (92)	-	617	44	43	-	-	-	-	-
Seine-Saint-Denis (93)	-	2 125	374	123	94	112	215	108	129
Val-de-Marne (94)	-	212	47	42	45	-	-	7	-
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	196	4 415	615	259	225	161	238	148	238

LISTE DES SOURCES HTA/BT AVEC UNE ANOMALIE PROBABLE DU SYSTÈME D'INFORMATION GÉOGRAPHIQUE Tableau 35

Commune	Libellé du poste HTA/BT	Anomalie récurrente	Taux CMA	Coefficient I _{max} (%)	Coefficient d'utilisation T _{max} (%)
Morangis	Mg Ormeteau	non	99	-	-
Chaville	Ch Ale Maneyrol 30	non	96	-	-
Sèvres	Sv Troyon 12	non	96	-	-
Verrières-le-Buisson	Vr Tournelles	non	92	-	-
Orsay	Gouttière Or	non	90	-	-
Carrières-sur-Seine	Cs M Berteaux 22	non	83	-	-
Aulnay-sous-Bois	Lebeq	oui	78	-	-
Marcoussis	Rappele	non	77	-	-
Tremblay-en-France	Boeing	oui	-	189	-
Tremblay-en-France	Rozanoff	oui	-	-	179
Vaujours	Diane	non	-	-	190
Total	11	3	8	1	2

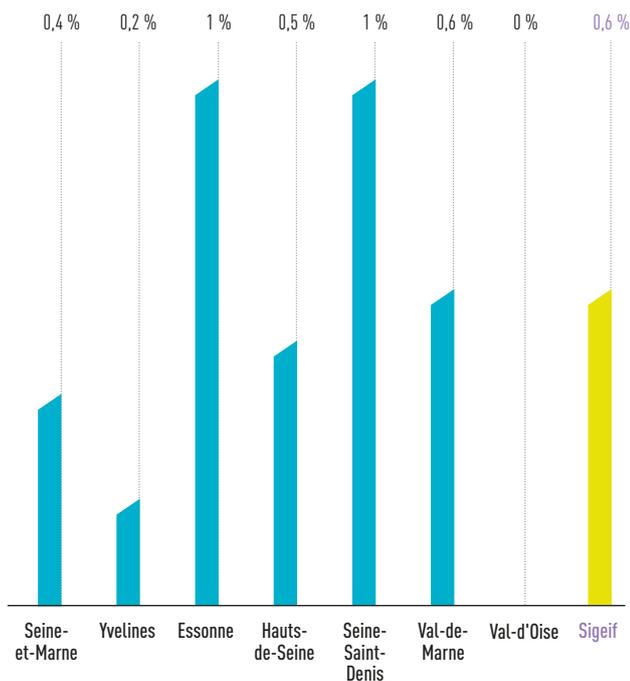
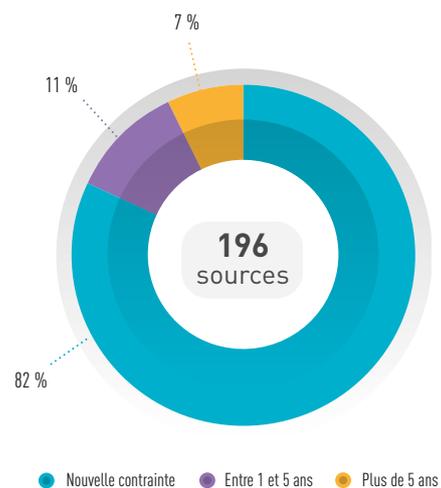

CONTRAİNTE ÉLECTRIQUE - TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU BT - RÉPARTITION PAR DÉPARTEMENT Tableau 36

	Usagers BT				Sources HTA/BT			
	Année 2017 dU/U ≥ 10 %	Année 2018 dU/U ≥ 10 %	Taux CMA* 2017	Taux CMA* 2018	Nombre de sources 2017 en dU/U	Nombre de sources 2018 en dU/U	Taux Umax 2017	Taux Umax 2018
Seine-et-Marne (77)	-	191	-	0,36 %	-	13	-	2,8 %
Yvelines (78)	75	425	0,04 %	0,24 %	2	21	0,2 %	1,7 %
Essonne (91)	92	845	0,11 %	1,00 %	7	43	0,3 %	5,4 %
Hauts-de-Seine (92)	44	617	0,03 %	0,49 %	1	18	0,1 %	2,3 %
Seine-Saint-Denis (93)	374	2 125	0,18 %	1,02 %	8	90	0,4 %	6,2 %
Val-de-Marne (94)	47	212	0,14 %	0,62 %	3	11	0,8 %	3,9 %
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	632	4 415	0,09 %	0,64 %	21	196	0,3 %	3,9 %

CMA*: Client mal alimenté

LA PERCEPTION DES CLIENTS VIS-À-VIS DE LA TENUE DE LA TENSION (BAISSE DE L'ÉCLAIRAGE) Tableau 37

	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Souvent	-	3	4	4	4	5	4	8	8
Rarement	-	22	29	29	27	28	34	30	41
Jamais	-	75	67	67	69	67	62	63	51

Répartition sur la concession des clients BT mal alimentés (Graphique 20)

Récurrence du nombre de sources HTA/BT en contrainte de tension (Graphique 21)




3

AUTRES INDICATEURS : CONTRAINTE SUR LES OUVRAGES

Par ce contrôle, le Sigeif veille à la sollicitation de son réseau.

Souvent méconnue, car purement technique, la capacité d'accueil fait partie des composantes qualifiant un réseau en état normal de fonctionnement pour lequel les ouvrages concédés doivent être utilisés, sans dépassement de leur valeur nominale d'utilisation. Aller au-delà fragilise inévitablement le réseau et accélère son vieillissement. Dans certains cas, cela peut aller jusqu'à la destruction du matériel et l'interruption momentanée de la fourniture.

Intensités maximales atteintes contraintes sur les départs HTA

> (Tableau 38)

À la fin décembre 2018, un seul départ HTA est en dépassement de capacité de transit (I_{max}), contre deux lors des contrôles 2017, 2016 et 2015. Il s'agit du départ « Bowlin », au poste source du « Bourget » (93), qui n'était pas pointé lors des contrôles précédents.

L'action retenue par Enedis est un changement de schéma d'exploitation.

Postes HTA-BT pour lesquels au moins un dipôle est en surcharge (I_{max} et T_{max})

Les contraintes intensité (I_{max})

> (Graphiques 22 et 23)

Après avoir plus que doublé lors de l'exercice précédent, le nombre de sources HTA/BT devant faire l'objet d'une attention particulière a quasiment triplé à l'issue de cet exercice (122 en 2018, contre 41 en 2017 et 19 en 2016), rompant la tendance baissière amorcée depuis 2008.

À l'évidence, les actions engagées par le concessionnaire pour réduire le nombre de sources HTA/BT en contrainte sont insuffisantes, notamment eu égard au tiers de ces sources déjà identifiées par le passé.

Au vu du nombre important de sources décelées, une analyse approfondie est attendue, sachant qu'Enedis a d'ores et déjà précisé :

- le traitement d'une erreur de rattachement pour 2 sources HTA/BT,
- des travaux en cours ou terminés pour 6 autres,

- des travaux programmés en 2020 pour 4 autres,
- des investigations complémentaires pour 71 autres.

Les contraintes « transformateurs (T_{max}) »

> (Tableau 39)

Le transformateur HTA/BT est l'organe du réseau indispensable à la transformation du courant. Le choix de la puissance apparente (kVA) repose sur la charge à alimenter, la tension primaire et, également, du couple pertes fer / pertes joules.

Sur le territoire de la concession, 12,2 % (contre 2,7 % en 2017) des transformateurs HTA/BT ont un taux d'utilisation supérieur à celui défini comme nominal. Le dépassement momentané de ce taux est tout à fait acceptable, à condition, bien évidemment, que la température présente dans l'enceinte du poste de transformation HTA/BT le permette et, comme le préconise l'autorité concédante, que des moyens de contrôle soient mis en œuvre. Lors du contrôle 2012, déjà, le concessionnaire avait qualifié de situation de « pré-alerte » un taux compris entre 100 et 110 %. Cette précision importante aurait dû être suivie d'actions de vérification du SIG et de ses mises à jour, à conjuguer avec une campagne de mesures, avec l'adaptation aux charges par la mutation des transformateurs, si la mesure confirmait un taux de charge supérieur à 110 %.



DÉPARTS HTA EN LIMITE DE CAPACITÉ (SURCHARGE) EN ATTENTE RETOUR ENEDIS Tableau 38

Départ HTA	Poste source	Tension de service (kV)	I _{max}	Travaux programmés	Départ classé à surveiller	Observations
BOWLIN	Le Bourget	15-20	123 %	2019	oui	Changement de schéma d'exploitation

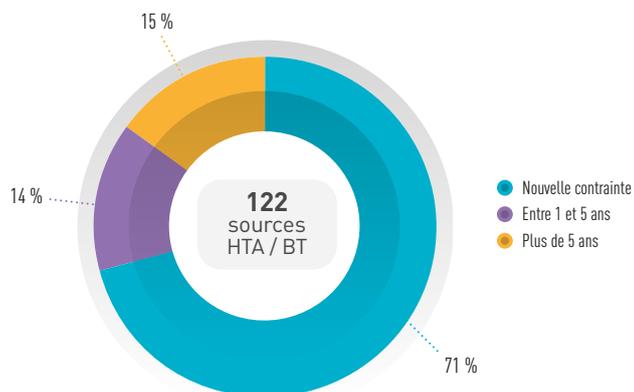
CONTRAINTES ÉLECTRIQUES BT / T_{MAX} ET I_{MAX} Tableau 39

	T _{max} ≥ 100 %				I _{max} ≥ 100 %			
	2017	2018	Taux 2017	Taux 2018	2017	2018	Taux 2017	Taux 2018
Seine-et-Marne (77)	9	43	2,1 %	10,1 %	-	4	-	0,9 %
Yvelines (78)	8	85	0,7 %	7,6 %	3	17	0,3 %	1,5 %
Essonne (91)	15	98	2,0 %	13,4 %	8	16	1,1 %	2,2 %
Hauts-de-Seine (92)	12	67	1,7 %	9,7 %	17	45	2,5 %	6,5 %
Seine-Saint-Denis (93)	74	240	5,7 %	18,4 %	13	35	1,0 %	2,7 %
Val-de-Marne (94)	4	21	1,6 %	8,2 %	-	5	-	2,0 %
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	122	554	2,7 %	12,2 %	41	122	0,9 %	2,7 %

Évolution du nombre de sources HTA/BT en contrainte intensité (I_{max}) (Graphique 22)



Récurrence des sources HTA/BT en contrainte intensité (Graphique 23)





Pour cet exercice, 308 transformateurs HTA/BT (contre 43 en 2017) dépassant le seuil d'alerte (critique) ont été décelés. Cette hausse importante trouve pour explication :

- un changement du mode de calcul statistique,
- et, également, une absence de traitement des sources repérées depuis plusieurs années (21 %).

Au vu du nombre important de sources décelées, une analyse approfondie est attendue, sachant que le concessionnaire a d'ores et déjà précisé :

- le traitement d'une erreur de rattachement pour 2 sources HTA/BT,
- des travaux en cours ou terminés pour 7 autres,
- des travaux programmés pour 16 autres,
- des investigations complémentaires pour 48 autres.

Devant un tel résultat, la demande de l'autorité concédante (cf. rapport de contrôle 2014, page 38) relative au traitement et à la communication du résultat des campagnes de mesures est reconduite.





DÉCRET 2007-1826 DU 24 DÉCEMBRE 2007 ÉVOLUTION DE CES QUATRE CRITÈRES

**Un niveau minimal de qualité fixé
inadapté à la concession du Sigeif.**

Tenue de la tension sur le réseau

> (Tableau 41)

Critère 1

> Tenue globale de la tension

L'évaluation de la tenue globale de la tension, sur un réseau public de distribution d'électricité, se concrétise dorénavant par la détermination d'un indice local pour chaque département desservi par Enedis. Cet indice local sert, pour le volet « tenue de la tension », à cibler les départements pour lesquels l'indice est supérieur à 8, les rendant éligibles à un programme d'amélioration de la qualité. Aux résultats des clients mal alimentés (CMA⁽²⁵⁾) sont donc ajoutées :

- la chute de tension HTA (Uhta), pourcentage de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension est supérieure à 5 %,
- les prises des transformateurs HTA/BT (pourcentage de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5 % dans le modèle de calcul),
- les résidences secondaires,
- les réclamations (nombre de réclamations avérées en tenue de la tension non identifiées par l'outil GDO-SIG dans le département, pour 1 000 clients).

Les éléments transmis, comme le prévoit la réglementation, sont à la maille de chaque département francilien. Ils ont donné lieu à une valorisation des facteurs d'influence et à une évaluation statistique (voir tableau 40), à partir desquelles l'autorité concédante est amenée à constater, sans aucune surprise, un indice local départemental nettement inférieur à l'indice précédemment défini. Le nombre de clients BT mal alimentés (4 415), conjugué aux 690 325 points de livraison de la concession (voir tableau 41), conduit l'autorité concédante à conclure au respect – au sens réglementaire – de la qualité globale de la tenue de la tension, et ce bien que le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés ait été multiplié par 6 (0,6 %) par rapport à l'exercice passé (0,1 %), le situant en deçà du seuil critique, fixé à 3 % (cinq fois plus).

Enfin, comme lors des exercices passés, les éléments communiqués par le concessionnaire portent uniquement sur le seuil négatif de la variation (-10 % de la valeur nominale).

Critère 2

> Tenue de la tension en un point particulier

Tout utilisateur raccordé au réseau basse tension peut voir sa propre situation, lorsqu'elle est insatisfaisante, analysée et, en tant que de besoin, traitée. Il y a dysfonctionnement, en un point particulier de la distribution basse

tension, quand le gradient de tension⁽²⁶⁾ est supérieur à 2 %.

À partir de la restitution « CTBT-005 - qualité de tension par transformateurs et sources HTA/BT », il apparaît un gradient de tension maximal de 1,68 %. Le point le plus critique de la concession, tout en étant dans la norme, se situe à l'extrémité du réseau BT du poste HTA/BT « SC Parc B29 », à Saint-Cloud (92). Cette source HTA/BT, objet d'une attention particulière, est désormais la seule dont le gradient de tension maximal est supérieur à 1,5 %.

Continuité de l'alimentation électrique sur le réseau

Critère 3

> Continuité globale de l'alimentation électrique

En matière de continuité de l'alimentation, la réglementation prend en compte et lie trois critères pour l'évaluation annuelle de la continuité globale du réseau :

⁽²⁵⁾ Variation maximale de $\pm 10\%$ de la valeur nominale d'alimentation électrique.

⁽²⁶⁾ Chute de tension supplémentaire constatée (en %) en un point de connexion lorsqu'une charge additionnelle de 1 kW y est raccordée.



- le nombre de coupures longues (interruption supérieure ou égale à 3 min),
- le nombre de coupures brèves (moins de 3 min),
- la durée cumulée des coupures longues.

Un utilisateur est réputé mal alimenté si l'un au moins de ces trois critères prend une valeur strictement supérieure à la valeur limite, fixée à l'arrêté du 24 décembre 2007, modifié en 2013. Les seuils en vigueur à compter du 7 janvier 2013 sont donc les suivants :

- nombre de coupures longues subies dans l'année supérieur à 6 (anciennement 4),
- nombre de coupures brèves subies dans l'année supérieur à 35 (anciennement 12),
- durée, cumulée dans l'année, des coupures longues supérieure à 13 h (anciennement 6 h).

La modification réglementaire de 2013, consistant à étendre les valeurs limites, conduit à une réduction du niveau d'exigence, alors que l'exigence des consommateurs, de plus en plus connectés, ne cesse de croître.

Le taux d'utilisateurs de la concession mal alimentés étant quasiment nul, pour un seuil fixé à 5 % par le décret (voir tableau 42), la qualité, au sens réglementaire, est respectée. Le résultat de la continuité globale de l'alimentation électrique sur le réseau concédé, obtenu à partir de la restitution « CF-001 histogrammes durée et nombre d'incidents TCC ⁽²⁷⁾ » permet également de conclure au respect de la réglementation (1,01 %).

Enfin, de par la hausse du seuil considéré, conjuguée à la structure même du réseau (souterrain), la concession du Sigeif ne comptabilise pas de clients affectés par plus de 35 coupures brèves.



Continuité de l'alimentation électrique sur le réseau en un point particulier

Critère 4

Ce quatrième critère prend en compte le dysfonctionnement en un point particulier de connexion de la concession, lorsque le nombre de coupures longues constatées dans l'année, en ce point particulier de connexion, excède la valeur fixée à l'arrêté du 24 décembre 2007. Cette valeur est de 15.

Pour l'ensemble de la concession, le nombre maximal d'interruptions, relevé sur les communes de l'Essonne (91), a été de 10 en 2018 (contre 9 en 2017 et 7 en 2016).

Elles ont concerné 14 clients (voir graphique 18 page 61).

Pour ce critère, le niveau de qualité est donc respecté.

L'autorité concédante tient à faire remarquer qu'en fonction du document de référence, la situation analysée, jugée quasi parfaite, peut s'avérer médiocre, voire insuffisante, et faire l'objet d'une attention particulière. En effet, eu égard au contrat de concession, qui pointe comme extrêmes les situations où l'utilisateur rencontre plus de six coupures longues, 998 usagers en 2018 ont été dénombrés, contre 361 en 2017, 19 en 2016 et 912 en 2015.

⁽²⁷⁾ Toutes causes confondues.



VALORISATION DES FACTEURS D'INFLUENCE ET ÉVALUATION STATISTIQUE Tableau 40

Maille départementale

	CMA	Uhta	Prise transformateur	Résidence secondaire	Réclamation	Indice local
Seine-et-Marne (77)	0,83 %	3,97 %	1,94 %	0,15	0,002	6,32
Yvelines (78)	0,89 %	3,39 %	3,08 %	0,08	-	6,67
Essonne (91)	1,03 %	0,14 %	1,76 %	0,01	0,005	6,64
Hauts-de-Seine (92)	0,22 %	0,59 %	0,57 %	0,13	-	1,23
Seine-Saint-Denis (93)	0,52 %	-	1,15 %	0,01	-	2,94
Val-de-Marne (94)	0,23 %	-	0,75 %	0,01	0,003	1,08
Val-d'Oise (95)	1,05 %	4,84 %	2,56 %	-	0,007	7,54

TENUE GLOBALE DE LA TENSION DU RÉSEAU BT Tableau 41

	Concession Sigeif			Maille départementale		
	Nombre de clients	Nombre CMA	Résultat	Nombre de clients	Nombre de CMA	Résultat
Seine-et-Marne (77)	53 539	191	0,36 %	665 854	5 561	0,84 %
Yvelines (78)	181 095	425	0,23 %	694 626	6 215	0,89 %
Essonne (91)	84 804	845	1 %	596 331	1 516	0,25 %
Hauts-de-Seine (92)	126 643	617	0,49 %	884 457	1 909	0,53 %
Seine-Saint-Denis (93)	208 783	2 125	1,02 %	725 586	3 810	0,22 %
Val-de-Marne (94)	34 132	212	0,62 %	678 305	1 595	0,24 %
Val-d'Oise (95)	1 329	-	-	542 523	5 717	1,05 %
Résultat 2018	690 325	4 415	0,64 %	4 787 682	26 323	0,55 %
Résultat 2017	685 755	632	0,09 %	4 763 404	4 449	0,09 %
Résultat 2016	680 494	278	0,04 %			
Résultat 2015	674 609	272	0,04 %			
Résultat 2014	660 524	374	0,06 %			
Résultat 2013	655 520	400	0,06 %			
Résultat 2012	647 693	629	0,10 %			

CONTINUITÉ GLOBALE DE L'ALIMENTATION ÉLECTRIQUE SUR LE RÉSEAU (DÉTERMINATION SIGEIF) Tableau 42

Concession Sigeif

	Nombre de clients	CL 6	Cb > 35	Durée cumulée > 13 h	Résultat Sigeif
Seine-et-Marne (77)	53 539	-	-	403	0,75 %
Yvelines (78)	181 095	262	-	1 937	1,21 %
Essonne (91)	84 804	66	-	693	0,90 %
Hauts-de-Seine (92)	126 643	25	-	1 076	0,87 %
Seine-Saint-Denis (93)	208 783	645	-	1 818	1,18 %
Val-de-Marne (94)	34 132	-	-	63	-
Val-d'Oise (95)	1 329	-	-	-	-
Total	690 325	998	*	5 990	1,01 %

[*] Valeur indiquée dans le CRAC (nombre de clients affectés par plus de 30 CB).



Disposition concernant le réseau public de transport d'électricité

Le dernier indicateur, hors du champ de la concession, est le nombre de coupures longues générées par le réseau de transport d'électricité (tension HTB) à un poste source alimentant un réseau public de distribution. Il ne doit pas excéder dans l'année (cf. nouvel arrêté) plus de deux coupures longues.

Six incidents ont été dénombrés sur le réseau de transport⁽²⁸⁾, qui ont impacté les postes sources de Billancourt (92), de Châtillon (92), de Robinson (92), de Vanves (92) et de Saint-Maur (94).

⁽²⁸⁾ RTE est le gestionnaire du réseau de transport (HTB).

Au sens réglementaire, la qualité a été respectée.

Conclusion

Loin de stimuler une amélioration de la qualité sur le territoire de la concession du Sigeif, le décret et ses arrêtés la minorent, balayant de fait les besoins et les exigences du consommateur. En effet, concernant la tenue globale de la tension (chute de tension), plusieurs usagers mal alimentés d'une commune pourraient voir leur situation non traitée au prétexte que le seuil global de la concession est respecté.

Comment accepter un seuil de 3 %, quand, sur son territoire, il est inférieur à 0,6 % ? Cela équivaldrait à introduire une dégradation sans commune mesure de la qualité. L'autorité concédante déplore des objectifs fixés sans ambition, en comparaison des valeurs contractuelles de son cahier des charges, et inadaptés à sa concession.

Enfin, comme l'indique l'article 21 dudit décret :

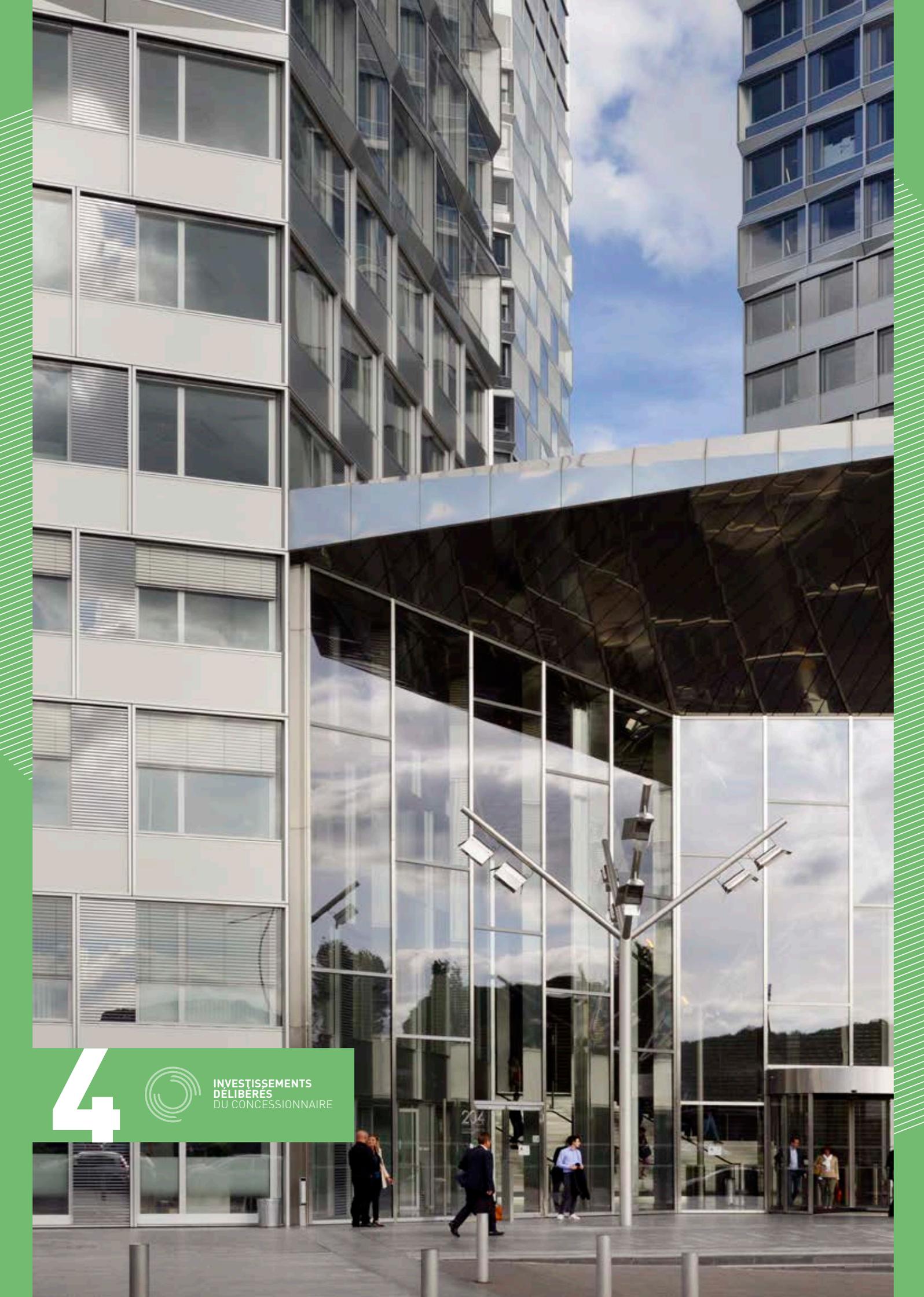
« Les contrats de concession de la distribution d'électricité peuvent contenir des dispositions plus contraignantes que celles fixées par le présent décret, sous réserve d'avoir préalablement recueilli, pour ce qui concerne ces gestionnaires, l'avis du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et, le cas échéant, du gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité situé en amont. Les niveaux de qualité contractuellement fixés sont établis en se fondant sur les règles de l'art communément admises par la profession ainsi que sur une évaluation de la qualité de l'électricité constatée sur le réseau public de distribution d'électricité concerné. »

L'autorité concédante (le Sigeif) et le gestionnaire de réseau (Enedis) ont contractualisé, le 18 octobre 2019, un nouveau contrat de concession, qui cible des indicateurs de qualité spécifiques et plus adaptés à la concession.



4

**PROGRAMME
D'INVESTISSEMENT
2018 ET PLAN DE
MAINTENANCE
DU DISTRIBUTEUR**



4



INVESTISSEMENTS
DÉLIBÉRÉS
DU CONCESSIONNAIRE



4

INVESTISSEMENTS DELIBÉRÉS DU CONCESSIONNAIRE

Vigilant sur le niveau des investissements du concessionnaire, le Sigeif entend disposer d'un pouvoir d'orientation.

Faute de maîtriser les tarifs, il appartient à l'autorité concédante d'être vigilante sur la seule variable pour laquelle elle dispose d'un pouvoir d'orientation, en l'occurrence les investissements « délibérés » de son concessionnaire.

Au regard de la relation entre investissement et qualité du service, le programme d'investissement repose sur des actions à réaliser à plus ou moins long terme, pour lesquelles l'autorité concédante entend disposer, de la part de son concessionnaire, d'engagements fermes et précis, donc vérifiables.

Investissements sur les postes sources et orientations ultérieures

> (Graphique 24)

Croissance des besoins en électricité

Pour répondre à la croissance des besoins en électricité, le concessionnaire envisage :

- la réalisation (en cours) d'un poste source à Saclay (91) et d'un autre à Aubervilliers (93),
- la phase de concertation pour le nouveau poste source, à Crosne (91),

- le renforcement de la puissance électrique installée sur certains postes sources existants, par mutation (remplacement) ou ajout de nouveaux matériels, tels que transformateurs HTB/HTA, cellules HTA, ou contrôle commande associé.

Continuité d'alimentation et qualité de la fourniture

Les politiques d'entretien, de maintenance et d'investissement concourent à l'atteinte et au maintien d'un bon niveau de qualité de la distribution d'électricité des postes sources.

L'analyse des incidents, conjuguée avec la connaissance du patrimoine, permet au distributeur d'orienter et de poursuivre ses efforts sur les points suivants :

- Sécurisation par isolation des pièces nues sous tension des transformateurs HTB/HTA. L'objectif est d'éviter un court-circuit provoqué par l'électrocution d'un animal.
- Renouvellement des contrôles commandes obsolètes.
- Renouvellement des matériels vétustes (transformateurs, disjoncteurs...).
- Modernisation (mise à niveau) de l'outil de téléconduite.

Renouvellement, renforcement, environnement

Sont concernés les ajouts ou les remplacements d'ouvrages tels que les jeux

de barres HTB, les transformateurs HTB/HTA, les appareils de coupure HTB (disjoncteurs, sectionneurs), les rames HTA (disjoncteurs...).

Bilan des investissements

Le total des dépenses annoncées pour 2018 a été estimé à 35,4 M€ (3,7 M€ par rapport à 2017).

Les investissements bruts⁽²⁹⁾ réalisés se sont élevés à 3,6 M€ (5,2 € par client), montant identique à celui de 2017 et 90 % par rapport à la prévision.

L'écart conséquent entre la prévision et la réalisation repose, selon Enedis, sur « les prévisions des dépenses pour les postes sources présentées lors de la commission de suivi du cahier des charges de la concession du Sigeif, qui prennent en compte les dépenses sur la totalité des postes sources qui alimentent le Sigeif (soit 42 postes sources), alors que les dépenses affichées dans le compte rendu d'activités d'Enedis concernent uniquement celles relatives aux postes sources situés sur le territoire de la concession du Sigeif (soit 13 postes sources) ».

À l'appui de ce qui précède et, en l'absence d'une vision à court et moyen termes des investissements à réaliser sur ces ouvrages, le Syndicat est donc amené à conclure, dans un cas comme dans l'autre, que l'information porte en elle une source de confusion et, vue de la concession du Sigeif, qu'elle s'avère particulièrement imprécise.

⁽²⁹⁾ Dépenses d'investissement sur les postes sources implantés sur la concession (données issues du Crac 2018).



- Cas n° 1 (42 postes sources) : la valeur communiquée est surestimée.
- Cas n° 2 (13 postes sources) : la valeur communiquée est sous-estimée.

Le poste source étant un ouvrage supra-concessif, il appartient donc au concessionnaire d'affiner sa communication en embarquant à la fois le coût total de l'investissement et celui ramené à la concession du Sigeif.

Investissements sur les réseaux HTA et BT et orientations ultérieures

Continuité des actions de maintenance des exercices précédents

Continuité d'alimentation

Les actions fixées par le distributeur pour atteindre le niveau attendu sont les suivantes :

- Le remplacement des ouvrages les plus générateurs d'incidents. Les câbles souterrains et leurs accessoires de transition sont principalement concernés.
- L'amélioration de la réactivité du réseau HTA, lors de coupures d'alimentation, par la création de nouveaux postes de coupure sur le réseau double dérivation, par la mise en place d'interrupteurs télécommandés supplémentaires et la résolution des contraintes de transit lors d'un fonctionnement en schéma d'exploitation dégradé (situation « n-1 »), par le renouvellement ou le renforcement des tronçons à risque.
- L'augmentation des capacités de réalimentation entre postes sources par la constitution de réseaux HTA en fuseau, c'est-à-dire de poste source à poste source.

Renouvellement, renforcement, environnement

Les travaux, les plus nombreux, relevant de cette finalité, se déclinent comme suit :

- Des changements de tension en HTA – suppression des poches 10 et 15 kV – permettant de renouveler un réseau vétuste tout en augmentant sa capacité de transit.
- Des renforcements pour résoudre les contraintes de capacité et de tension des réseaux en schéma normal d'exploitation.
- Le remplacement des équipements dans les postes de transformation HTA/BT afin de garantir la sécurité des intervenants.
- Des renouvellements ou renforcements des réseaux liés à une politique volontariste d'élimination de câbles souterrains d'anciennes technologies, travaux qui peuvent se conjuguer avec les opérations de voirie réalisées par les collectivités.

Les risques climatiques

Comme pour l'exercice passé, les caractéristiques environnementales du territoire du Sigeif et, plus globalement, celles de la région Île-de-France conduisent le concessionnaire à orienter ses investissements suivant trois axes principaux :

- La gestion du risque de crue par des actions de « désensibilisation » des postes HTA/BT.
- La mise à la terre du neutre : il s'agit de respecter les obligations réglementaires, en maîtrisant durablement, lors d'un défaut monophasé sur le réseau HTA, la montée en potentiel du réseau BT, des réseaux de télécommunications et de la tension « de toucher ».
- La suppression des ossatures aériennes HTA le long des zones boisées.

Au regard des éléments communiqués dans le Crac 2018 (page 44), l'absence d'investissement repose, selon Enedis,

sur sa difficulté à ventiler et à affecter les dépenses liées à cette thématique.

Bilan des investissements

La prévision annoncée par Enedis des dépenses se décomposait comme suit :

- HTA : 8,3 M€ (+ 26 % par rapport aux prévisions 2017).
- BT : 4,4 M€ (+ 63 % par rapport à 2017).

L'investissement prévisionnel sur le réseau concédé se montait ainsi à 18,4 € par client (contre, respectivement, 13,5 ; 15,2 et 13,2 € par client pour les prévisions 2017, 2016 et 2015).

Les investissements bruts⁽³⁰⁾ réalisés se sont, quant à eux, élevés à (voir graphique 25) :

- HTA : 12,1 M€, soit + 45 % par rapport à la prévision et + 57 % par rapport au montant investi en 2017 (7,7 M€).
- BT⁽³¹⁾ : 4 M€, soit - 9 % par rapport à la prévision et + 16 % par rapport à 2017 (3,4 M€).

L'investissement réalisé sur le réseau concédé s'est élevé à 23,2 euros par client (+ 26 % par rapport à la prévision).

Bilan des investissements des cinq dernières années

Le graphique 26 illustre les investissements cumulés (postes sources, HTA et BT) de ces cinq dernières années, en lien avec la performance du réseau, et reprend la totalité des ouvrages respectifs au 31/12/2018.

⁽³⁰⁾ Valeurs du Crac, ramenées à la concession.

⁽³¹⁾ Non compris la participation d'Enedis versée dans le cadre des opérations d'enfouissement (cf. article 8 du cahier des charges de la concession).


 BESOINS EN INVESTISSEMENT AFFECTÉS AU RENOUELEMENT Tableau 43

	2018		2017		2016		2015		2014	
	Qté	Besoin en invest. (en M€)								
HTA (en km)										
Aérien nu	3	0,4	3	0,36	3	0,36	3	0,4	3	0,36
Câble papier imprégné (CPI)	1 125	135	1 139	137	1 150	138	1 172	141	1 163	140
Postes HTA/BT (unité)										
Génie civil (> 45 ans)	2 005	30	1 833	27,5	1 704	25,6	1 586	23,8	1 470	22,1
Transformateurs HTA/BT (> 40 ans)	839	8	711	7,1	697	7	601	6,0	529	5,3
Appareillage (> 30 ans)	2 032	10	1 718	8,6	1 675	8,4	1 625	8,1	1 528	7,6
BT (en km)										
Aérien nu	547	137	555	139	562	141	568	142	567	142
Câble à ceinture et gaine alu	1 256	188	1 261	189	1 269	190	1 301	195	1 336	200
Estimation de l'autorité concédante	-	509	-	508	-	510	-	516	-	517

Estimation réalisée par les services du Sigeif.

Les ouvrages dits vétustes

Estimation par l'autorité concédante de leur renouvellement

> (Tableau 43)

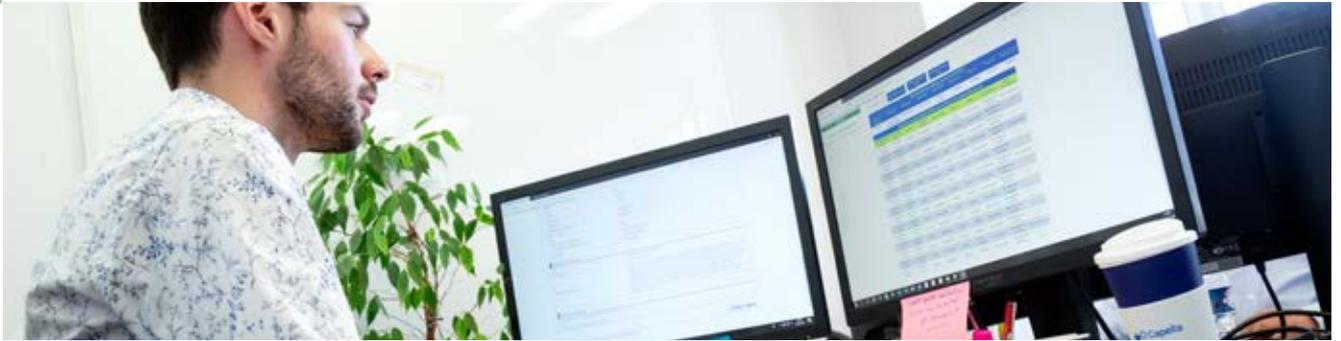
Au-delà des risques généraux, et dans le cas particulier d'une concession de distribution publique d'énergie, le risque lié à l'insuffisance des efforts de maintenance, aussi bien du point de vue de la qualité de service que sur le plan de la valeur du patrimoine, est manifeste.

Faute de pouvoir disposer d'une visibilité via un plan de maintenance, à moyen et long termes, la question sur le niveau des investissements pour garantir les ouvrages et le matériel de la concession en état normal de service est, selon l'autorité concédante, capitale.

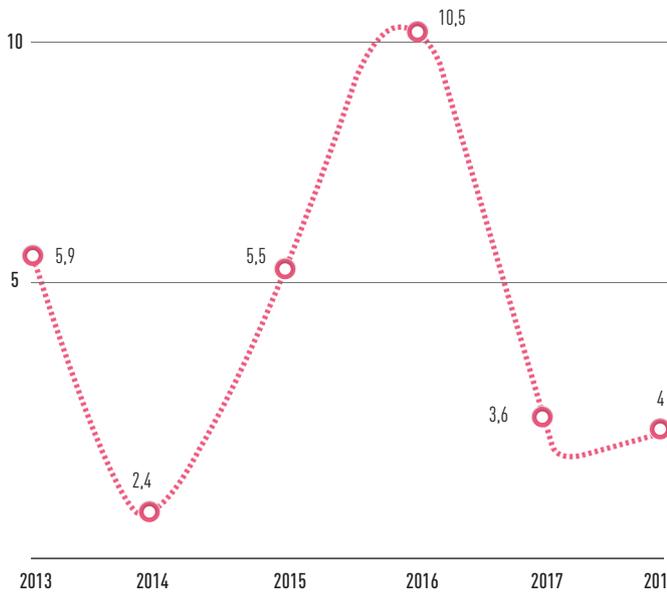
Les investissements 2018 d'Enedis, pour la performance du réseau concédé, sont, avec 19,5 M€, les plus élevés jamais atteints.

Ces investissements confirment les alertes de l'autorité concédante d'un important besoin de renouvellement.

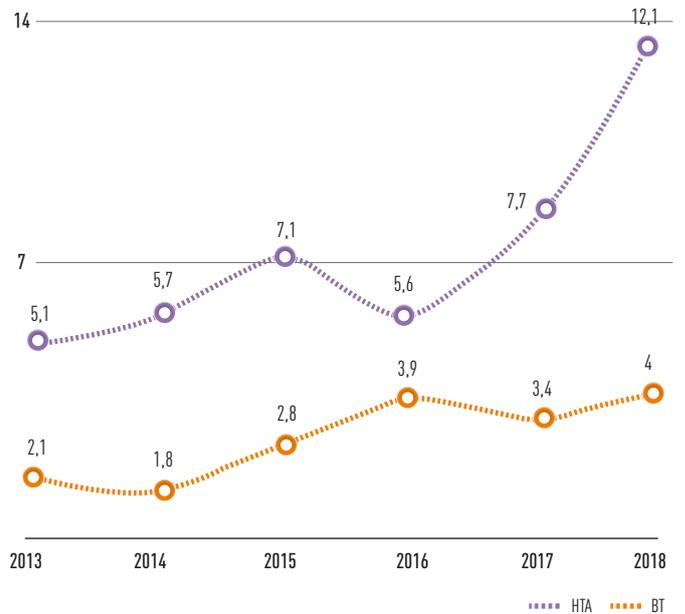
En effet, se fondant sur une estimation réalisée par ses services (voir tableau 43), avoisinant 509 M€, le Syndicat soulignait l'insuffisance des moyens mis en œuvre par le concessionnaire et le passif qui en résultait.



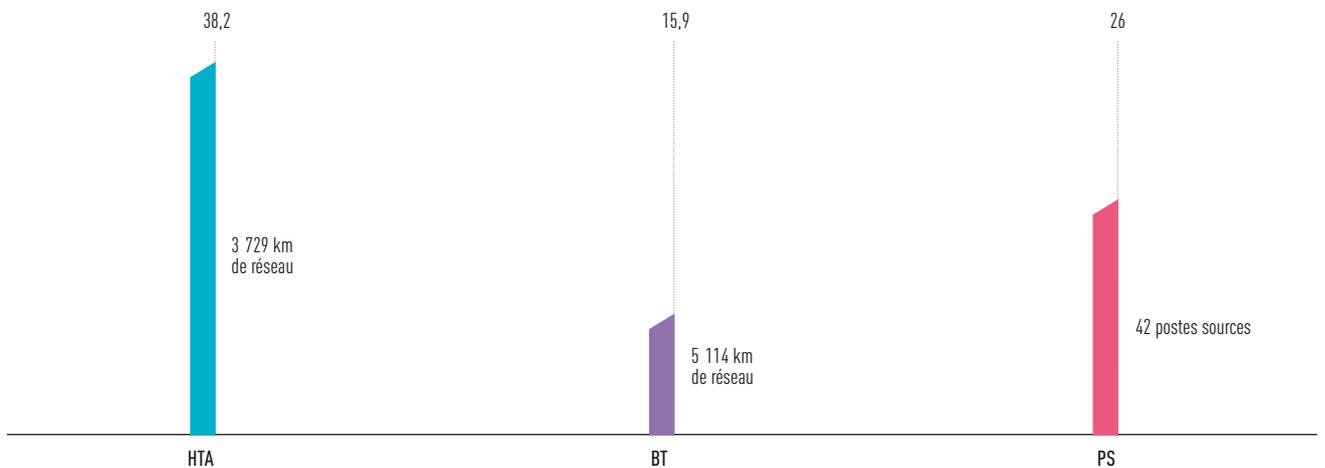
Investissements sur les postes sources implantés sur la concession (en M€) (Graphique 24)



Investissements pour la « performance réseau » (en M€) (Graphique 25)



Investissements HTA cumulés sur les cinq dernières années (en M€) (Graphique 26)





5

**CONTRÔLE
CONTINU SUR
LES OUVRAGES
CONCÉDÉS**



5



LES PROJETS DE
CONSTRUCTION D'OUVRAGES
DE DISTRIBUTION PUBLIQUE



LES PROJETS DE CONSTRUCTION D'OUVRAGES DE DISTRIBUTION PUBLIQUE

**Une obligation d'information du maître d'ouvrage.
Bilan quantitatif et qualitatif des projets sur le réseau
concedé de distribution publique d'électricité.**

Déclaration des projets à l'autorité concédante

> (Tableaux 44 et 45)

Les ouvrages électriques de distribution publique sont exécutés sous la responsabilité du maître d'ouvrage⁽³²⁾, dans le respect de la réglementation technique, des normes et des règles de l'art en vigueur, ainsi que pour les réseaux publics, conformément aux prescriptions complémentaires mentionnées au cahier des charges de la concession.

L'autorité concédante dénombre, durant l'année 2018, la réception de 84 projets de construction d'ouvrages électriques de distribution publique. Ces derniers ont été, pour près de 31 % (26 dossiers), en relation avec les travaux réalisés par le concessionnaire et, pour les restants, par l'autorité concédante.

À l'exception de deux projets, l'un pour un déplacement d'ouvrage à Carrières-sur-Seine et l'autre pour un renforcement « levée de contrainte » à Orsay, tous deux situés à l'extérieur d'une zone protégée classée ou inscrite à l'inventaire des Bâtiments de France, les nouvelles constructions ont été réalisées en souterrain.

Les constructions nouvelles HTA et BT

> (Graphiques 27, 28 et tableau 45)

Les opérations imposées sont, par définition, celles afférentes à une demande de tiers relative à une modification (déplacement) d'ouvrage, à une extension de réseau liée à un nouveau raccordement et, enfin, à une opération d'enfouissement réalisée par l'autorité concédante. Un peu moins de 25,7 km (contre 13,3 km en 2017), soit 57,8 % du linéaire projeté en 2018 (24,1 km, contre 24,1 km en 2017 et 27,1 km en 2016), ont été soumis pour avis au service contrôle de l'autorité concédante.

De la responsabilité exclusive du concessionnaire, les travaux de renforcement et de renouvellement des ouvrages de la concession sont, avec 18,7 km, en augmentation par rapport à 2017. La principale réalisation se situe sur la commune de Massy (91) et est à mettre à l'actif de travaux de renouvellement de câbles souterrains HTA, pour 16,2 km. Pour les projets relatifs au réseau BT (environ 1,5 km), ils se sont répartis sur les communes de Boissy-Saint-Léger, Chelles et Meudon.

Devant l'importance du « stock » relatif aux ouvrages BT de la concession construits il y a plus de 50 ans (1 900 km), force est de constater l'insuffisance des projets de renouvellement et l'effort qu'il conviendra de faire, dans les années à venir, pour remédier à un vieillissement avéré des ouvrages.

Les postes de transformation HTA/BT

Comme pour les exercices passés, le nombre de postes de transformation déclarés « en création » via le Crac (26) représente plus de quatre fois celui issu du « déclaratif » de travaux (6).

Comme pour les exercices passés, l'autorité concédante est forcée de constater l'information lacunaire du concessionnaire.

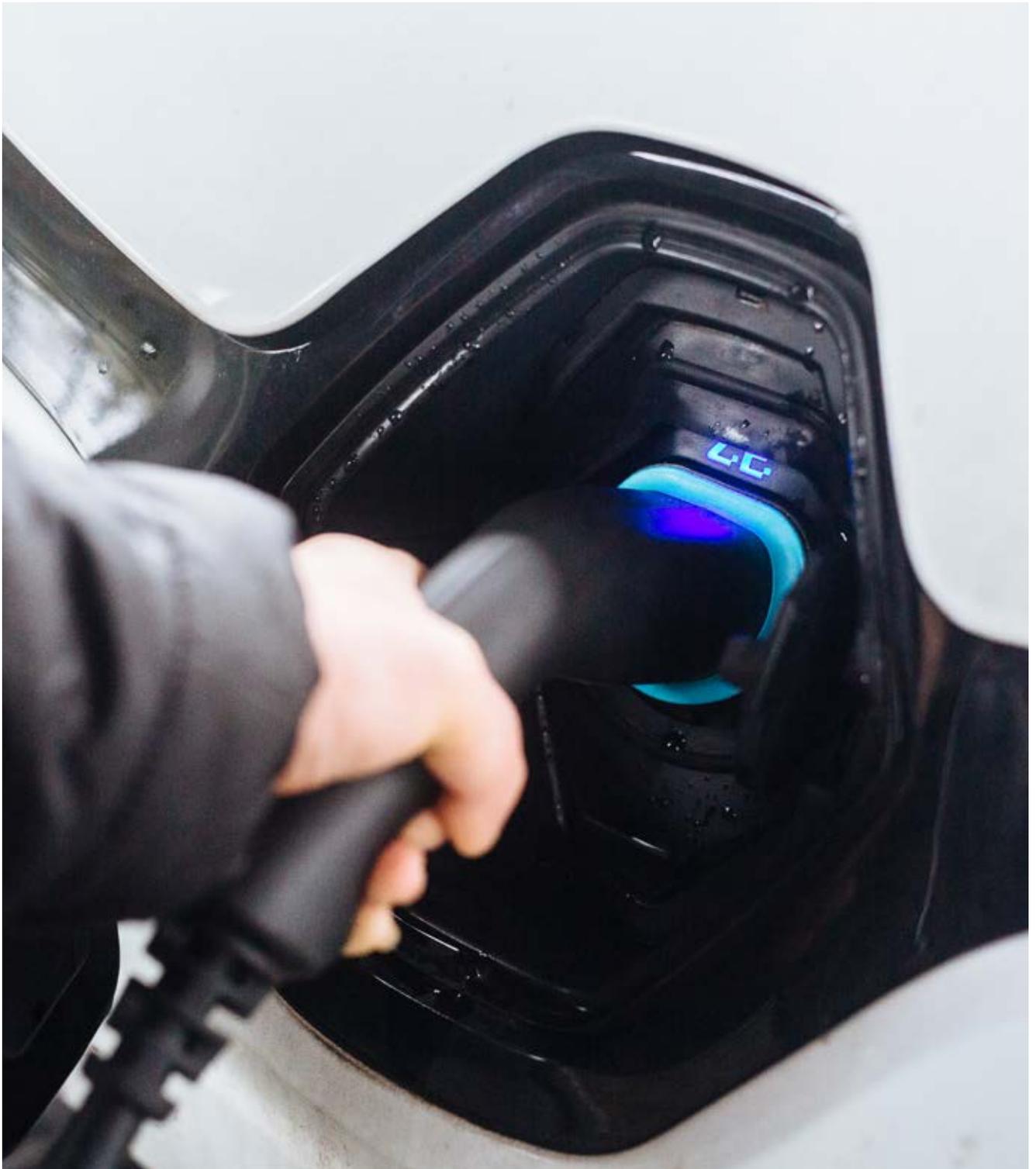
Les déclarations de commencement de travaux et les certificats de conformité

> (Tableau 46 et graphique 29)

Les informations relatives au commencement et à l'achèvement des travaux, informations transmises par le concessionnaire, sont complémentaires et indispensables à l'examen des projets émis. Dans la continuité des exercices passés, elles sont jugées insuffisantes.

À ce stade, la récurrence de ce constat amène l'autorité concédante à s'interroger sur la capacité du concessionnaire à passer de la parole aux actes.

⁽³²⁾ Le concessionnaire ou l'autorité concédante.





Les avis sur les dossiers émis par le Sigeif

Avis favorables

95 % des dossiers reçus ont fait l'objet d'un avis favorable de l'autorité concédante.

Avis favorables avec observation

L'avis « favorable avec observation » est émis par l'autorité concédante lorsque :

- Il est constaté une absence :
 - de plans moyenne échelle avant et après travaux,
 - de déclaration de linéaire,

- de plans matérialisant les ouvrages abandonnés ou déposés pour lesquels l'autorité concédante (propriétaire de l'ouvrage) entend être consultée (1 avis sur 4).

- La solution technique proposée suscite une interrogation ou un complément d'information, compte tenu de l'intitulé de l'affaire et des informations portées sur la fiche des renseignements techniques (1 sur 4).

- Pour la compréhension d'un projet conséquent, réalisé sur plusieurs années, l'autorité concédante a été conduite à solliciter le concessionnaire pour une présentation de l'opération dans son ensemble et de ses différentes phases de réalisation (1 sur 4).

- La solution technique proposée a donné lieu à un dossier d'instruction pour une étude d'enfouissement, en lieu et place de la solution aérienne (1 sur 4).

Avis défavorables

Aucun avis défavorable n'a été émis.

Avis en attente

Aucun avis en attente n'a été émis.

NOMBRE DE PROJETS DE CONSTRUCTION D'OUVRAGES, PAR DÉPARTEMENT Tableau 44

Nombre de projets reçus

	2015	2016	2017	2017 pro forma	2018
Seine-et-Marne (77)	7	3	7	7	3
Yvelines (78)	64	38	26	26	28
Essonne (91)	21	11	10	10	9
Hauts-de-Seine (92)	29	24	23	23	18
Seine-Saint-Denis (93)	51	41	16	16	14
Val-de-Marne (94)	11	6	5	5	12
Val-d'Oise (95)	1	0	0	0	0
Total concession	184	123	87	87	84
MO Sigeif	47	51	44	44	58
MO Enedis	137	72	43	43	26

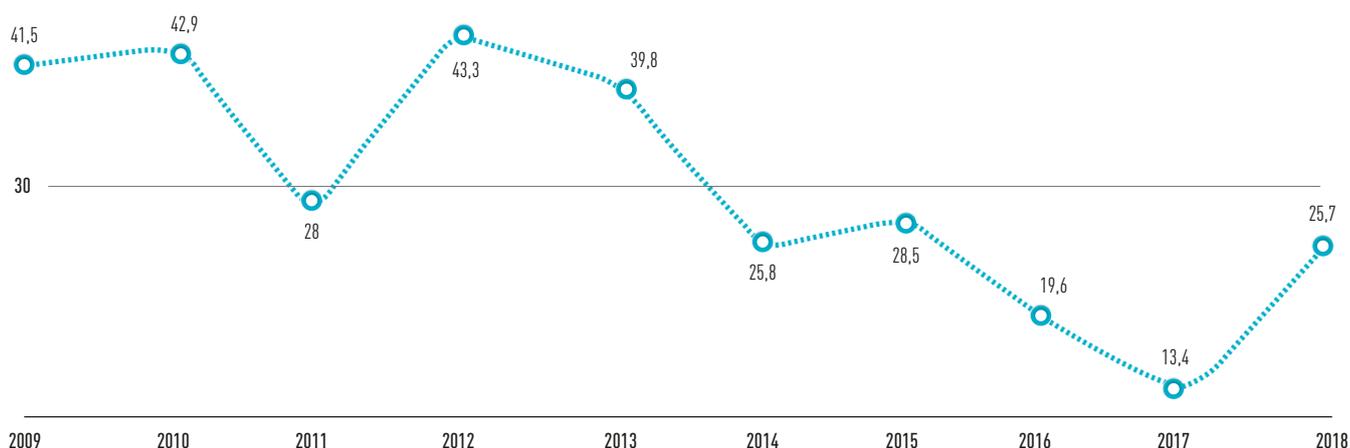


PROJETS DE CONSTRUCTION D'OUVRAGES, PAR NATURE DE TRAVAUX (EN M)

Tableau 45

Nature des déclarations	Nombre de dossiers	HTA					BT				
		Construction		Dép. ou abandon		% constr. en sout.	Construction		Dép. ou abandon		% constr. en sout.
		Sout.	A.	Sout.	A.		Sout.	A.	Sout.	A.	
2017											
Extension	17	512	-	0	-	100 %	806	-	0	0	100 %
Renforcement	-	-	-	-	-	100 %	600	-	385	-	100 %
Renouvellement	18	7 338	-	7 491	-	100 %	2 857	-	2 647	-	100 %
Déplacement d'ouvrage	6	650	-	975	-	100 %	1 270	-	850	-	100 %
Enfouissement	44	-	-	-	-	100 %	10 075	-	-	11 154	100 %
Divers	1	0	-	0	-	100 %	38	-	0	22	100 %
Total 2017	87	8 500	-	8 466	-	100 %	15 646	-	3 882	11 546	100 %
2018											
Extension	14	1 507	-	122	-	100 %	3 489	-	20	-	100 %
Renforcement	-	-	-	-	-	100 %	2	152	-	135	1,3 %
Renouvellement	6	17 229	-	7 051	-	100 %	1 340	-	1 314	-	100 %
Déplacement d'ouvrage	2	180	-	170	-	100 %	72	89	-	89	44,7 %
Enfouissement	58	-	-	-	-	100 %	19 913	-	-	17 331	100 %
Divers	3	-	-	-	-	100 %	425	-	-	520	100 %
Total 2018	84	18 916	-	7 343	-	100 %	25 241	241	1 334	18 075	99,1 %

Projets de travaux « imposés » au concessionnaire (en km) (Graphique 27)

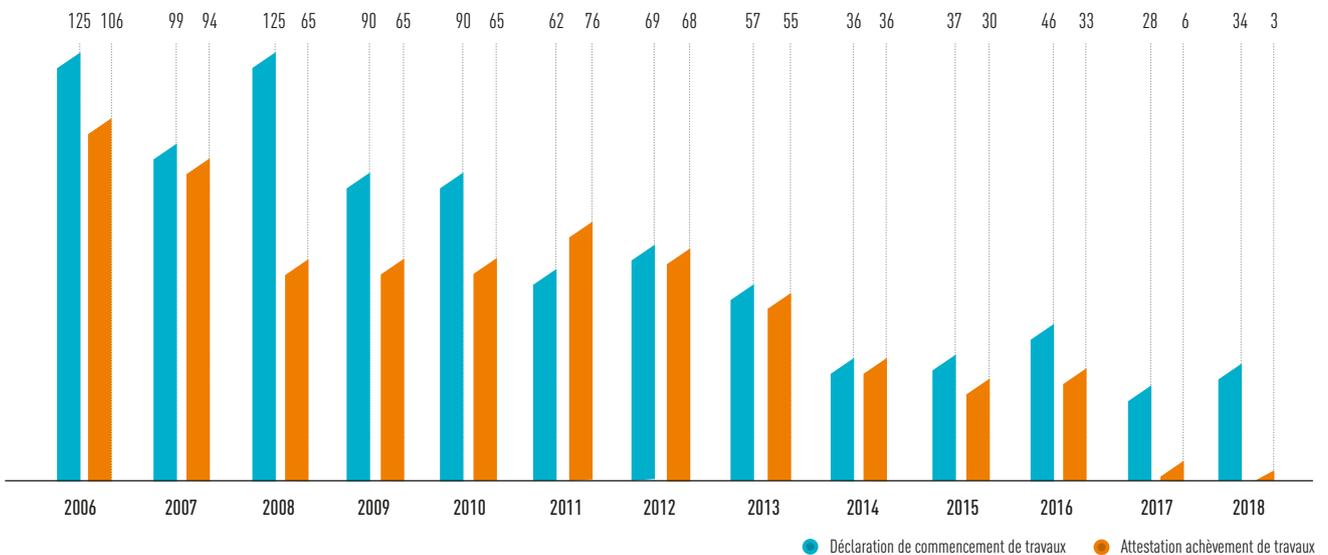




Projets de travaux « délibérés » du concessionnaire (en km) (Graphique 28)



Déclarations de commencement de travaux et certificats de conformité (Graphique 29)





DÉCLARATIONS ADRESSÉES À L'AUTORITÉ CONCÉDANTE (NOMBRE)

Tableau 46

	Déclaration commencement de travaux					Attestation achèvement de travaux						
	2017	%	2017 pro forma	%	2018	%	2017	%	2017 pro forma	%	2018	%
Seine-et-Marne (77)	1	14,3 %	1	14,3 %	1	33,3 %	-	-	-	-	-	-
Yvelines (78)	11	42,3 %	11	42,3 %	11	39,3 %	4	15,4 %	4	15,4 %	1	3,6 %
Essonne (91)	2	20 %	2	20 %	2	22,2 %	-	-	-	-	-	-
Hauts-de-Seine (92)	8	34,8 %	8	34,8 %	11	61,1 %	1	4,3 %	1	4,3 %	-	-
Seine-Saint-Denis (93)	5	31,3 %	5	31,3 %	5	35,7 %	-	-	-	-	-	-
Val-de-Marne (94)	1	20 %	1	20 %	4	33,3 %	1	20 %	1	20 %	2	16,7 %
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total concession	28	32,2 %	28	32,2 %	34	40,5 %	6	6,9 %	6	6,9 %	3	3,6 %
MO Sigeif	28	63,6 %	28	63,6 %	27	46,6 %	3	6,8 %	3	6,8 %	3	5,2 %
MO Enedis	-	-	-	-	1	3,8 %	3	7 %	3	7 %	-	-





6

CONTRÔLE
CIBLÉ



ANALYSES PARTICULIÈRES ET PONCTUELLES EFFECTUÉES PAR LE SIGEIF

6

Contrôle en réaction à un événement ou mené au plus près des actions du terrain, pour leur compréhension et leur suivi.

Patrimoine technique

Préambule

Par application de l'article 153 de la LTE-CV et du décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions 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.

Sans attendre l'arrêté devant préciser le contenu de l'inventaire et ses délais de production, Enedis procède à l'inventaire des branchements en exploitation, portant sur chacun de ses composants techniques.

Selon Enedis, les volumes en jeu et les complexités SI associées ont conduit à échelonner ces travaux entre 2018 et 2022, selon le calendrier suivant :

- 2018-2019 : comptage C1-C4 et ouvrages collectifs.
- 2021 : liaisons réseau.
- 2022 : dérivations des branchements individuels et disjoncteurs.

Comptage C1-C4 et ouvrages collectifs (colonnes montantes en exploitation)

Après avoir fiabilisé les matériels de comptage HTA et BT sup à 36 kVA (C1-C4), à l'occasion de la fin des tarifs réglementés de vente qui leur étaient associés, le concessionnaire a procédé à l'inventaire des colonnes montantes en exploitation.

Enedis dispose désormais, pour chaque colonne montante, les données techniques suivantes :

- un identifiant (commun avec la base comptable),
- une adresse,
- un nombre d'étages,
- un type (colonne simple, multiple, en local technique...),
- un nombre de PDL desservis,
- une date de construction.

Sur le territoire du SigEIF, la méthodologie retenue conduit à dénombrer **38 629** colonnes montantes en exploitation pour lesquelles, selon Enedis, **20 239** seraient considérées en concession et **18 390** hors concession.

Selon la nature des matériaux qui la composent, la colonne montante peut être répertoriée suivant plusieurs paliers technologiques dont les plus « incidencogènes » relèvent des constructions datant de :

- avant 1930 : boîtiers encastrés en fonte (56 colonnes montantes),
- avant 1950 : boîtiers et goulottes en bois, isolant en coton (318),
- avant 1970 : boîtiers en métal, isolants synthétiques, appelés aussi paliers « tôle » (13 441).

Valorisation de la remise gratuite (VRG)

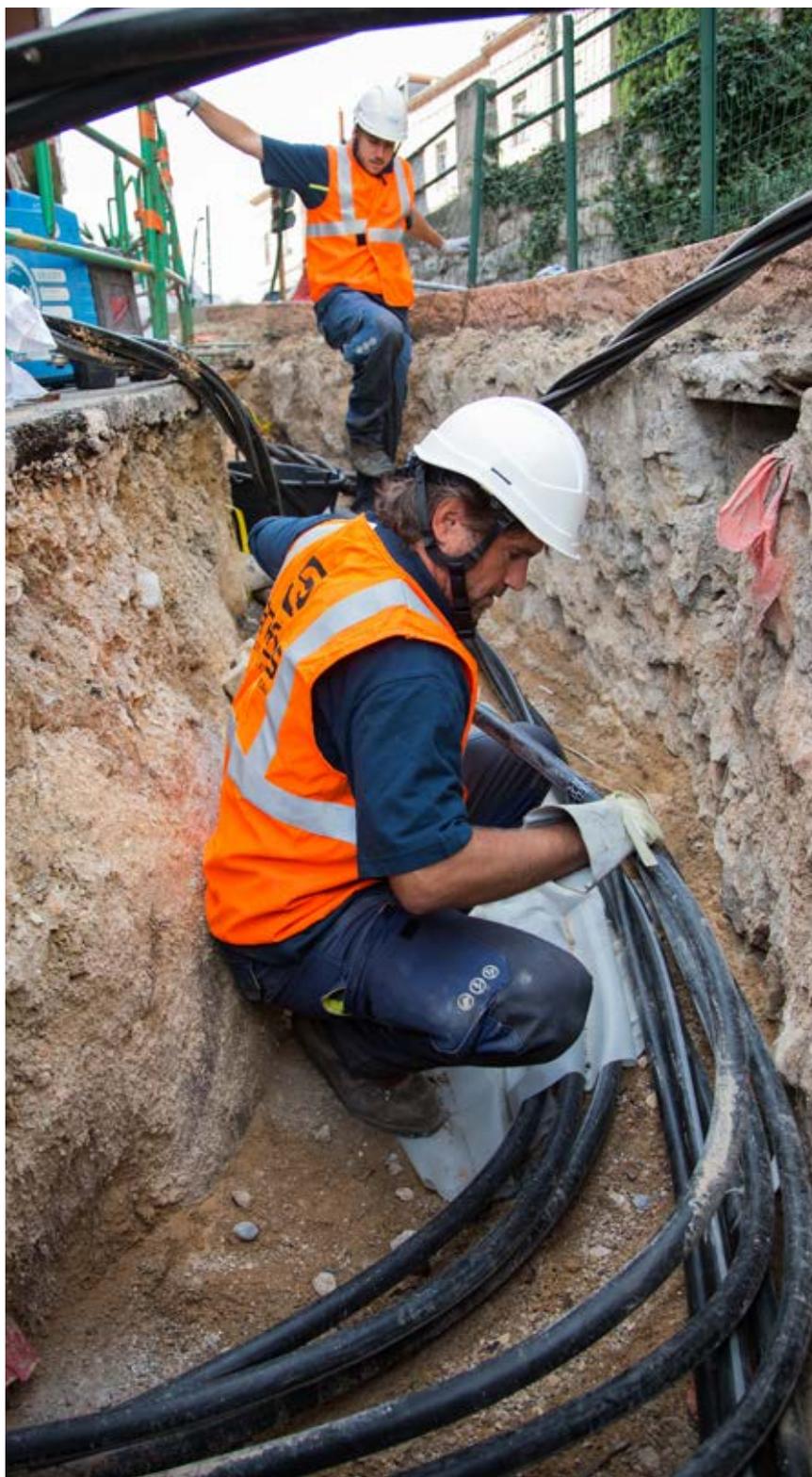
Préambule

Lors de ses précédents rapports de contrôle, l'autorité concédante a eu l'occasion de mettre en évidence la différence entre la valorisation (coût réel ou coût exposé) des travaux d'enfouissement qu'elle réalise (remise gratuite) et le coût estimé par son concessionnaire, à l'aide d'un barème qui, il est utile de le préciser, lui est spécifique.

Cette valorisation est d'autant plus inquiétante qu'elle est utilisée lors de l'entrée en immobilisation du bien, au chapitre « droit du concédant ».

Protocole d'accord FNCCR/Enedis

Le déséquilibre, souvent en défaveur du concédant, était, au demeurant, un problème national. Il avait conduit la



Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et Enedis à engager une réflexion qui s'était conclue, en 2009, par la signature d'un protocole d'accord. Ce protocole, qui invitait le concessionnaire à se rapprocher « systématiquement » de l'autorité concédante lorsque la valorisation s'écarte du coût exposé, a été prorogé en 2011 pour une durée de trois ans.

Faute d'un nouvel accord, c'est la prorogation de 2011 qui est, tacitement, utilisée par le concessionnaire.

Trois seuils d'alerte ont été définis :

- 1 000 euros pour une opération inférieure ou égale à 10 000 euros.
- $\pm 8\%$ pour une opération comprise entre 10 000 et 80 000 euros.
- $\pm 5\%$ pour une opération supérieure ou égale à 80 000 euros.

Audit sur les opérations soldées en 2018

> (Tableaux 47 et 48)

Cinquante et une opérations d'enfouissement réalisées sous la maîtrise d'ouvrage du SigEIF ont donné lieu, durant l'année 2018, à l'établissement d'un bilan général des dépenses et des recettes. Ce dernier retrace l'ensemble des dépenses réelles et fixe respectivement la participation d'Enedis et l'assiette du financement du concédant éligible à la redevance d'investissement (R2).

La liste des opérations figure en page 126. Près des deux tiers des dossiers (67 %) entrent dans la tolérance définie par l'accord précité. Il en résulte cependant, pour la valeur vénale du bien financé par l'autorité concédante, une minoration de :

- 3,2 % de la valeur d'entrée en patrimoine,
- 5,9 % (131 228,15 euros) de la valeur du financement net du concédant.

Les opérations pour lesquelles un des seuils d'alerte a été atteint ont donné lieu, à la demande des services du SigEIF, à un rapprochement - c'est-à-dire à une



analyse contradictoire – portant sur les quantités réellement exécutées, la prise en compte de la particularité de l'opération (difficulté d'accès, réfection définitive, voie étroite...) et, enfin, sur la valorisation à retenir par Enedis. Force est de constater l'absence de réduction des écarts et la minoration du financement net du concédant.

Reconnaître un canevas utilisé inadapté aux opérations réalisées, notamment par le Sigeif, est une chose, et persister à maintenir une valorisation erronée en est une autre. Le Syndicat rappelle donc ses conclusions, portées à la connaissance d'Enedis, lors des derniers rapports de contrôle, conclusions reconvenues, par ailleurs, par la chambre régionale des comptes :

« Pour l'autorité concédante, la valeur vénale d'un bien reçu à titre gratuit correspond au prix qu'il a été acquitté dans des conditions normales de marché. Il n'y a donc – a priori – aucune raison de retenir une autre valeur d'entrée en patrimoine et, par la même, de valider la pratique d'un concessionnaire qui s'autorise à appliquer, sans autorisation préalable de l'autorité concédante (le maître d'ouvrage), une « minoration » ou une « majoration » de la valeur de l'ouvrage construit. »

Récurrent depuis la mise en œuvre, par Enedis, de l'application « VRG », ce constat

conduit l'autorité concédante (le Sigeif) à rejeter, une nouvelle fois, l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire. Il appartient à Enedis de faire en sorte de « coller » au plus près de la réalité en lieu et place d'une réponse d'impuissance qui ne peut satisfaire ni le concessionnaire ni l'autorité concédante.

Corrections apportées sur les opérations

Depuis 2010, et pour un financement net du concédant de près de 18 M€, la procédure de valorisation conduit à une minoration de 2,1 % du financement net du concédant, soit 370 359,87 €.

Critère B : les deux départements les plus contraints

- L'Essonne : 63,6 min (contre 52,1 min en 2017, 172,1 min en 2016 et 58,8 min en 2015).

Comme lors des exercices précédents, le réseau HTA a généré la majorité du temps de coupure (36 min, soit 56 %). Les câbles à isolation papier imprégné (150 km) et leurs accessoires (jonctions,

dérivations) sont les principaux contributeurs de ce temps d'interruption (36 %), tandis que les lignes aériennes (6 km, 1 % du linéaire HTA) y ont contribué à hauteur de 7 %.

En 2018, le concessionnaire a été interrogé sur la nature même de son intervention, liée au remplacement suite à l'incident du 23 mars 2017 (usure, pour usure naturelle d'un support bois), et également sur la probabilité d'une campagne de vérification, sur le département de l'Essonne, de ce type de support.

À ce stade, aucune réponse n'a été apportée par Enedis.

Le réseau BT a, quant à lui, contribué à hauteur de 35 % (22 min) du temps de coupure, dont 29 % (6,3 min) sont dus à des coupures pour travaux générées par le concessionnaire.

Enfin, les ouvrages « hors concession » (poste source + réseau de transport) totalisent 5 % (5,6 min) du temps d'interruption, causé principalement par un incident, survenu le 7 novembre 2018 suite à la défaillance d'une protection au poste source HTB/HTA de Massy.

- La Seine-Saint-Denis : 53,6 min, (contre 32,7 min en 2017, 32,5 min en 2016 et 40,9 min en 2015).

Le réseau BT a été le principal contributeur du temps d'interruption (33 min, soit 62 %).



- Les incidents ont été à l'origine de 15,9 min, pour lesquels le siège principal a été les ouvrages souterrains (4,8 min ; 31 %) et la cause principale l'usure naturelle des composants BT (8,5 min ; 53 %), suivie par le dépassement de capacité électrique (3,4 min ; 22 %).
- Les coupures pour travaux pour 17,1 min. Elles ont concerné principalement les postes HTA/BT (46 %) et les ouvrages souterrains (41 %). Cette hausse importante s'explique en partie par les travaux de mise en sécurité, en lien avec la crue apparue fin janvier 2018 (6,7 min, soit 39 %)
- Le réseau HTA a, quant à lui, contribué à hauteur de 24 %, 13,1 min. Les interruptions ont eu pour origine un incident (97 %) tandis que les ouvrages « hors concession » (poste source + réseau de transport), pour 14 % du temps de coupure, ont été générées par deux incidents liés à « l'usure naturelle », survenus en fin d'année sur le poste source HTB/HTA de Primevères.

Coupures pour travaux sur le réseau BT

> (Voir tableau 51)

L'autorité concédante souligne l'importance, en volume et dans la durée, des coupures BT liées aux interventions délibérées du concessionnaire. Face à un temps de coupure invariable et conséquent, identifié via l'indicateur « critère B_{BTTravaux} » (voir tableau 26 page 51), le SigEIF a été amené à interroger Enedis sur l'existence et/ou l'efficacité d'un processus capable de justifier et de privilégier la solution d'un maintien des ouvrages sous tension, comme l'y invite le cahier des charges de concession via son article 9 de l'annexe 1.

⁽³³⁾ Travaux sous tension.

Un premier contrôle, mené en 2016, a été l'occasion pour Enedis de révéler le recours à une étude du maintien sous tension des ouvrages lorsque l'indicateur NiTi (nombre de clients coupés multiplié par la durée de l'interruption) est supérieur à un seuil fixé arbitrairement à 30 000 min. Un second contrôle, mené en 2018, a, quant à lui, abouti à un premier travail de recensement d'actes « TST⁽³³⁾ », permettant une approche de la volumétrie des travaux réalisés sans coupure générale du réseau BT pour tous types d'activités, y compris les opérations de raccordement de branchement.

Placé dans la continuité des deux précédents contrôles, l'audit réalisé en 2019 a porté sur un échantillon composé de dix chantiers, pour lesquels l'indicateur NiTi était supérieur à 30 000 min, et de dix opérations réalisées sous tension. Cet audit a permis au SigEIF de constater :

- Les difficultés rencontrées pour la conservation, durant les travaux, de l'alimentation électrique :
 - l'absence d'accessoire de tronçonnement du réseau BT souterrain,
 - l'absence de disponibilité (charges) des postes adjacents en zone dense,
 - l'absence de travaux sous tension, par mesure de sécurité, lors d'une intervention sur un tableau BT ou un câble d'ancienne technologie.
- La durée de l'interruption en fonction de l'origine et de la nature des travaux :
 - de 5 h à 8 h 15 pour quatre chantiers liés à une mutation du transformateur HTA/BT et/ou au renouvellement de tableaux BT situés à l'intérieur d'un poste de transformation de distribution publique. Pour ce type d'opération, la mise en œuvre d'une alimentation provisoire (cabine) s'avère longue et onéreuse.
 - de 6 h à 10 h 30 pour quatre chantiers liés à la réparation définitive d'accessoires souterrains ou de renouvellement partiel de câbles BT d'ancienne technologie.

- jusqu'à 10 h 30 suite à un incident causé par une erreur d'identification des phases au moment de reconnecter un transformateur HTA/BT. Le choix de ne pas recourir à un groupe électrogène pour gagner en temps d'intervention (deux opérations prévues dans la même journée) a finalement généré une interruption de la fourniture considérable.

- plus de 5 jours suite à la mise hors tension partielle de plusieurs départ BT sur la commune de Noisy-le-Grand, en lien avec la crue survenue à la fin du mois de janvier 2018.

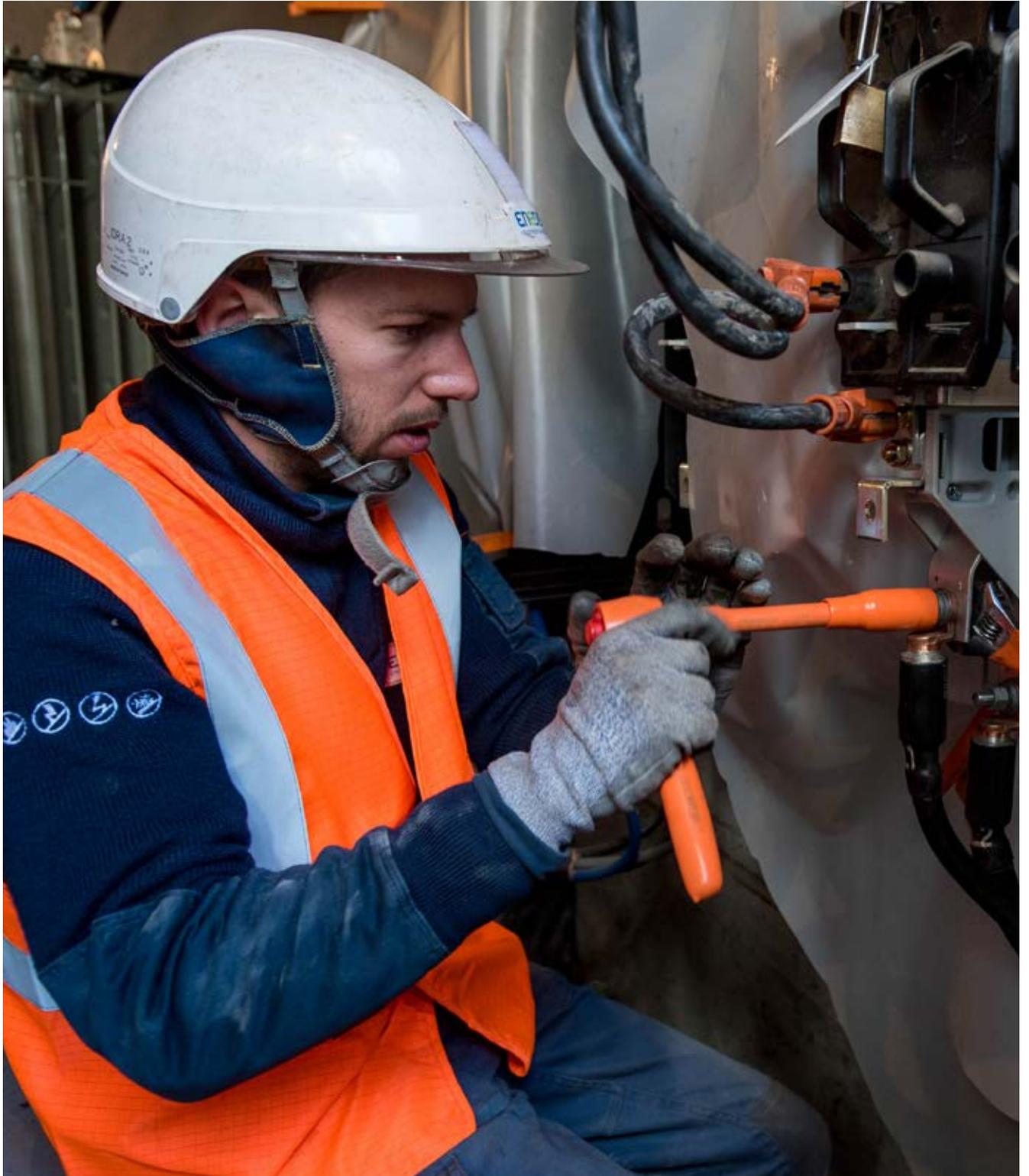
Cette interruption en lien avec une mise en sécurité des biens et des personnes est, selon le SigEIF, différente d'une coupure pour travaux sur le réseau, et doit donc être identifiée spécifiquement.

- Les opérations réalisées sous tension, avec ou sans alimentation provisoire, pour 1 146 actes de délivrance d'autorisation de travaux sous tension TST. Ces opérations ont concerné :
 - 92 chantiers pour lesquels un groupe électrogène a été mis en œuvre,
 - 6 chantiers pour lesquels un pontage entre deux tableaux BT a été mis en œuvre,
 - 1 mise en place d'une cabine provisoire,
 - 199 repérages préalables de câbles,
 - 45 chantiers d'intégration des ouvrages dans l'environnement,
 - 346 chantiers de raccordement.

Enfin, 46 chantiers ont fait l'objet de reprises provisoires dites « de dépannage » ; et, sur la même période, 286 chantiers unitaires « travaux avec coupure » ont été recensés.

Eu égard à l'obsolescence de certains ouvrages comme, notamment, d'un grand nombre de tableaux BT et, par voie de conséquence, à la multiplication des interventions à venir, le concessionnaire est invité à mettre en œuvre les moyens utiles pour limiter autant que ce peut les coupures et limiter ainsi la hausse du NiTi moyen : 23 525 min en 2018, contre 15 117 min et 15 330 min en 2017 et 2016.







VALORISATION DE LA REMISE GRATUITE 2018 (VRG – 51 DOSSIERS)

Tableau 47

En euros			
Coût réel des opérations (HT)		4 104 888,62	
Coût valorisé (Enedis) HT		3 973 660,47	
Écart (VRG - Sigeif)		-131 228,15	-3,2 %
Coût réel (HT) résultant du concédant		2 213 779,54	
Minoration du financement du concédant		-5,9 %	

SITUATION DES OPÉRATIONS VRG PAR RAPPORT À LA TOLÉRANCE

Tableau 48

Inférieur (décote)	Comprise	Supérieur (surcote)
15	34	2
29 %	67 %	4 %

Incidents BT aux 100 km : les cinq communes les plus impactées

L'analyse des incidents, via leur siège et leur cause, a porté sur les cinq communes pour lesquelles l'indicateur « nombre d'incidents BT aux 100 km » est le plus élevé.

- **Brou-sur-Chantereine (47,2 incidents aux 100 km)**

Sans aucune récurrence avec les exercices passés, cinq des huit incidents ont été générés par une usure naturelle d'un des ouvrages de la concession.

Dans la nuit du 11 au 12 juin 2018, suite à un épisode de forte pluie, qui a entraîné une montée des eaux de plusieurs dizaines de centimètres autour des deux postes de transformation HTA/BT « Pavel » et « Lavoir », une interruption de l'alimentation électrique pendant plus d'une journée a été réalisée pour raison de sécurité.

- **Fontenay-le-Fleury (38,1 incidents aux 100 km)**

L'autorité concédante souligne un âge moyen du réseau BT parmi les plus

élevés de la concession (voir carte « Âge moyen du réseau BT » pages 24 et 25).

Ici aussi, l'usure naturelle a été la cause de la plupart des incidents (73 %). Un incident sur un accessoire souterrain BT est à souligner, au regard de la durée d'interruption de la fourniture d'électricité qu'il a occasionnée : plus de 13 h pour 70 usagers.

- **Ville-d'Avray (33,5 incidents aux 100 km)**

Cinq incidents se sont situés au niveau du poste de transformation HTA/BT VA « Cèdres 9 », entre le 21 août et le 5 septembre 2018, l'un causé par des travaux de tiers, deux autres pour cause d'usure naturelle et enfin deux autres pour cause de défaillance de matériel. Aucune récurrence avec les exercices passés n'a été décelée.

Enfin, concernant les autres incidents (6), deux sont à mettre à l'actif du dépassement de capacité, dont l'un sur le poste HTA/BT VA « Bourlon Cure », identifié en contrainte lors de cet exercice.

- **Saint-Cyr-l'École (32 incidents aux 100 km)**

Pour la troisième année consécutive, l'indicateur de cette commune dépasse 20 incidents BT aux 100 km. Un réseau à surveiller particulièrement, eu égard à la récurrence constatée des incidents dus à l'usure naturelle des ouvrages (13 incidents en 2018), représentant

depuis plusieurs années la principale cause (68 %) des incidents survenant sur cette commune.

Le poste HTA/BT « SV Grande Rue 158 » est à surveiller. En effet, il a été à l'origine de trois incidents BT, ce qui porte à 9 le nombre d'incidents survenus sur ce poste sur les trois derniers exercices, sachant que sept d'entre eux sont causés par l'usure naturelle. Le NiTi total autour de ce poste est de 20 727 min pour 159 clients cumulés.

À souligner également l'incident du 28/12/2018, sur un accessoire souterrain, pour lequel l'interruption a duré près de 16 h, générant un NiTi total de 93 023 min pour 97 clients impactés.

- **Chaville (24,3 incidents aux 100 km)**

Régulièrement impactée par des incidents lors de ces dernières années (nombre d'incidents aux 100 km BT au-dessus de 20 pour trois des cinq derniers exercices), une grande majorité (14 incidents en 2018, soit 82 %) des 17 incidents BT survenus sur la commune sont à mettre à l'actif de l'obsolescence du réseau BT.

Pour la première fois, le poste de transformation HTA/BT CH « Gas Audonnet » a été impacté par 7 coupures générées par 4 incidents.



Tenue de la tension BT

Près de sept fois plus de clients mal alimentés ont été décelés sur le territoire de la concession (4 415 CMA), suite aux mesures électriques « brutes » transmises par le nouveau compteur Linky au SIG d'Enedis, et ce pour un déploiement sur la moitié du territoire du Sigeif.

Confirmées par Enedis, les informations transmises par ce nouveau compteur ne se substituent pas à la méthode de référence du calcul statistique (CRIT BT) pour l'évaluation du nombre de CMA. En effet, sans les contextualiser, les informations transmises peuvent aboutir à des interprétations erronées sur les causes des phénomènes mesurés, comme par exemple :

- une consigne de baisse de tension reçue de RTE,
- une manœuvre d'exploitation durant des travaux de maintenance,
- une modification du schéma normal d'exploitation suite à un incident.

Les sources HTA/BT décelées traditionnellement (196), à l'issue du calcul statistique annuel, doivent aujourd'hui faire l'objet d'un traitement particulier afin d'identifier les situations d'excursions de tension, en d'autres termes : les clients réellement mal alimentés.

Ces nouvelles données (mesures) garantissent donc la qualité (bonne ou mauvaise) de l'alimentation électrique au plus près de l'utilisateur et, également, facilitent, lorsque la contrainte est avérée, l'identification de la solution la plus adaptée : équilibrage ou renforcement du réseau.

Reste, à ce stade, l'analyse exhaustive des 196 sources HTA/BT décelées et, également, le plan d'action du concessionnaire, en lien avec le traitement du stock, notamment pendant la phase de déploiement de ces nouveaux compteurs.



7

**CONTRÔLE
FINANCIER**



7



CONTRÔLE FINANCIER
VEILLE ET ACTIONS



CONTRÔLE FINANCIER VEILLE ET ACTIONS

Un contrôle sur les flux financiers par le biais d'une expertise comptable, qui relève de la responsabilité du concédant.

Le contexte

Tout service public délégué par contrat se doit d'être contrôlé par l'autorité concédante, qui demeure responsable en dernier ressort du bon fonctionnement du service public.

La loi TECV de 2015 a modifié l'article L. 2234-31 du CGCT relatif aux informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique, utiles à l'exercice des compétences des autorités concédantes. Ainsi, le compte rendu annuel transmis par le concessionnaire «...comporte, notamment, la valeur brute et la valeur nette comptables, la valeur de remplacement des ouvrages concédés (...). 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 ».

Il précise également : « Chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes (...) un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux (...). Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. »

Cet article a été complété par le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au

compte rendu annuel d'activité de la concession d'électricité. Un arrêté est en cours de rédaction par la DGEC et viendra préciser un certain nombre de dispositions prévues par le décret précité.

L'article L. 2234-31 du CGCT indique que « les autorités concédantes de la distribution publique d'électricité (...) 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 ».

Le rôle du cahier des charges, dans la détermination des objectifs à atteindre par le concessionnaire et la démarche de contrôle, se trouve donc affirmé ici de façon claire : celui-ci vient compléter les dispositions législatives et réglementaires évoquées ci-dessus.

En pratique, les dispositions de l'article 32, « Contrôle et compte rendu annuel », prévoient notamment que « le concessionnaire présentera, pour chaque année civile, à l'autorité concédante, dans le délai de six mois, qui suit l'exercice considéré, un compte rendu d'activité (...) ».

Ce compte rendu doit, notamment, faire apparaître les éléments suivants :

- les principaux éléments du compte d'exploitation,
- l'évaluation des provisions constituées pour le renouvellement des ouvrages, ainsi que la valeur des ouvrages concédés, dont la partie non amortie,
- les extensions, renforcements, branchements et renouvellements effec-

tués, ainsi que les synthèses des conditions économiques de leur réalisation,

- des indications sur la qualité du service et les principaux incidents ayant affecté l'exploitation, ainsi que sur le degré de satisfaction de la clientèle.

L'article 32 prévoit également que « les agents de contrôle désignés par l'autorité concédante peuvent à tout moment procéder à toutes vérifications utiles (...) et (...) prendre connaissance (...) de tous documents techniques ou comptables ».

Les principales zones de risque pour le concédant

Les risques de portée générale encourus par la collectivité délégante sont les suivants :

- Le risque lié à une mauvaise exécution du service public par le concessionnaire, ce qui obligerait alors la collectivité à prendre les mesures nécessaires pour garantir la continuité du service public, en reprenant, notamment, les engagements souscrits par ledit concessionnaire dans le cadre de l'exécution de sa mission.
- Le risque lié à l'imprévision, en cas de bouleversement des conditions économiques, tel que l'équilibre de l'exploitation du service public ne puisse plus être assuré ; le concessionnaire serait alors en droit d'obtenir une indemnisation financière, faute de quoi il pourrait

7





demander au juge la résiliation du contrat ⁽³⁴⁾.

Au-delà de ces risques généraux, et dans le cas particulier d'une concession de distribution publique d'énergie, les risques particuliers les plus manifestes sont :

- les risques liés à l'insuffisance des efforts de maintenance, aussi bien du point de vue de la qualité de service que sur le plan de la valeur du patrimoine,
- les risques liés à une identification incorrecte ou non exhaustive du patrimoine mis en concession,
- les risques liés à l'insuffisance de l'information financière communiquée pour anticiper et évaluer les enjeux de fin de contrat (origine des financements, récupération des financements, droits du concédant...).

Analyse des procédures, méthodes et principes comptables

Documentation relative aux procédures appliquées

D'une façon générale, si les principes comptables appliqués ont fait l'objet d'un effort de description de la part du concessionnaire, ils n'ont pas pu donner lieu systématiquement à des tests d'application. Il subsiste donc des incertitudes quant à la compréhension des procédures appliquées par le concessionnaire.

⁽³⁴⁾ Du fait de la péréquation tarifaire en vigueur, l'équilibre du service public semble devoir être appréhendé au niveau national, dans le cas de la distribution publique d'électricité.

Cette incertitude est renforcée par l'absence de communication des manuels de procédures en vigueur. À cet égard, l'autorité concédante rappelle qu'elle considère devoir être destinataire de l'ensemble des notes de procédures émises par le concessionnaire, dès lors qu'elles sont en lien avec le domaine concédé (suivi comptable du patrimoine, des droits du concédant, des provisions pour renouvellement et de la rentabilité du domaine concédé).

Pour ce qui concerne les changements comptables opérés, l'autorité concédante réitère sa demande de disposer de leur impact sur les comptes de la concession, de l'analyse étayée de la justification de ces changements, et rappelle les termes de la motion votée le 16 décembre 2013 par son comité d'administration :

« Le comité :

- émet le souhait d'être informé le plus en amont possible – et, notamment, à la faveur de la commission de suivi du cahier des charges – des éléments justifiant tout projet d'Enedis de modification des règles comptables affectant la durée de vie des ouvrages, ainsi que des conséquences financières que ce type de décision est susceptible d'entraîner, dans le cadre spécifique de la concession du Sigeif ;
- proteste contre les modifications comptables et la logique financière enclenchée par le concessionnaire, qui remettent en cause, sans aucune concertation ni compensation, l'économie générale de l'accord trouvé entre les parties en 1994 ;
- met en demeure Enedis de produire, lors de chaque changement de méthode comptable, à compter de la notification de la présente motion, un état comparatif « dettes et créances réciproques » permettant d'évaluer jusqu'au terme du contrat (2024) les conséquences pour le Sigeif et pour le concessionnaire de ce changement de méthode ;

• demande à Enedis, à compter de la présente motion, la production d'un « état dettes et créances réciproques », remis annuellement avec le compte rendu d'activité permettant de tracer ces dernières jusqu'au terme du contrat ».

Enfin, l'autorité concédante précise qu'elle ne se considère pas engagée par des changements comptables qui sont réalisés unilatéralement par le concessionnaire, particulièrement s'ils sont susceptibles d'avoir un impact sur l'économie du contrat de concession et les droits réciproques du concessionnaire et du concédant.

Changements comptables

Changements d'estimation

Les exercices précédents ont enregistré des changements comptables.

- En 2008 : une diminution de la provision relative aux biens non localisés ⁽³⁵⁾ avait été observée à la suite d'un changement comptable relatif au matériel de comptage (impact : 5,8 M€). Le montant de la minoration des dotations ultérieures n'a pas été communiqué à l'autorité concédante.
- En 2011 : changement d'estimation de la durée de vie des canalisations basse tension aériennes torsadées à cinquante ans, au lieu de quarante. Il avait été constaté une diminution de 4,4 M€ de la provision afférente à ces canalisations : 3,9 M€ au titre des reprises exceptionnelles et 0,5 M€ de minoration de la dotation annuelle.

Par ailleurs, le concessionnaire a indiqué avoir « *affiné en 2011 les modalités de calcul de la dotation à la provision, afin de traduire au mieux les probabilités de renouvellement des ouvrages faisant l'objet d'une dotation, d'ici à la fin des contrats de concession. (...)* »

⁽³⁵⁾ Transformateurs, branchements, comptages et « autres ouvrages », cf. *infra*. Ces ouvrages représentent environ 40 % de la valeur brute du patrimoine en concession.



Cette approche statistique a permis une meilleure appréciation de la probabilité de renouvellement des ouvrages, en fonction de leur âge actuel, avant la date d'échéance des contrats auxquels ils sont rattachés. Les modalités opérationnelles de ce changement comptable n'ont pas été communiquées à l'autorité concédante, et les conséquences sur le stock et le montant des dotations annuelles aux provisions ne sont pas chiffrées.

- En 2012 : changement d'estimation concernant la durée de vie des transformateurs HTA/BT à quarante ans, au lieu de trente précédemment. Ce changement d'estimation avait entraîné une reprise de provision par le crédit du compte « autres produits exceptionnels », pour 2,34 M€⁽³⁶⁾, et une diminution de la dotation qui aurait été constituée, à méthode constante, pour 222 k€. Ces différents changements comptables continuent à produire leurs effets depuis lors, puisque les dotations aux provisions qui sont pratiquées dorénavant se trouvent minorées :

- au niveau des provisions pour renouvellement, soit 0,7 M€/an,
- au niveau des dotations aux amortissements – impact non communiqué.

De plus, il convient de prendre en compte les effets cumulatifs de ces changements comptables, comme l'illustre le tableau 49.

Il apparaît ainsi que ces changements comptables ont une incidence sur le montant de la provision pour renouvellement disponible au bilan de la concession, mais également sur la valeur non amortie des ouvrages, qui figurera au bilan en fin de concession. Dès lors, selon la position unilatérale du concessionnaire⁽³⁷⁾, qui consiste à considérer que l'indemnité qui pourrait lui être versée devrait s'appuyer sur la valeur nette comptable des ouvrages qu'il présente

dans son compte rendu d'activité, ces changements comptables viendraient augmenter mécaniquement la valeur de cette indemnité.

Naturellement, l'autorité concédante ne peut accepter qu'une révision unilatérale des méthodes comptables retenues par le concessionnaire aboutisse à une minoration de ses droits ou une augmentation de ceux du concessionnaire.

En tout état de cause, la détermination d'une éventuelle indemnité serait soumise aux règles et à la jurisprudence en vigueur, et ne pourrait pas s'appuyer uniquement sur la valeur nette comptable présentée par le concessionnaire, mais devrait tenir compte des conditions réelles de financement initial des ouvrages et des récupérations réelles du financement, dont on peut estimer qu'elles ne sont pas correctement retracées dans les comptes de la concession transmis aujourd'hui, comme le montrent les développements ultérieurs du présent rapport.

Abandon de l'amortissement de caducité

Les analyses de procédures réalisées au cours des précédents contrôles ont mis en évidence l'abandon de la notion d'amortissement de caducité, qui a été acté unilatéralement par EDF au 1^{er} janvier 2005. À cette date, la durée d'amortissement des immobilisations en concession, qui correspondait jusqu'alors à la durée résiduelle de la concession (amortissement de caducité), a été réestimée comme correspondant à la durée de vie anticipée du bien. Ni la justification du changement d'estimation de la durée d'amortissement ni les modalités de traitement de ce changement comptable, ni son impact au niveau de la concession n'ont été communiqués à l'autorité concédante.

L'amortissement de caducité garantissait une récupération intégrale du financement du concessionnaire sur la durée de la concession. En contrepartie, le concédant obtenait, en principe, la remise gratuite des biens du domaine public concédé en fin de contrat, et ce quelle que soit leur « durée de vie comptable » résiduelle. Dans ce cadre, la clause d'indemnisation prévue à l'article 31 du cahier des charges ne jouait pas si l'autorité concédante n'interrompait pas le contrat de concession avant son terme.

En abandonnant unilatéralement la notion de caducité, et en retenant uniquement un amortissement de dépréciation calculé sur la durée de vie comptable du bien, le concessionnaire a enclenché, sans aucune négociation avec l'autorité concédante, une logique qui, sur la base de l'interprétation évoquée par ses représentants, semble de nature à remettre en cause l'économie générale du contrat.

En effet, la position dorénavant évoquée par le concessionnaire consiste à considérer que les financements qu'il a engagés – et qui ne seront pas intégralement amortis en dépréciation⁽³⁸⁾ en fin de contrat – sont susceptibles de donner lieu à indemnisation. Cette lecture, si elle était confirmée officiellement, remettrait radicalement en cause le principe de récupération sur la durée de la concession, qui prévalait au moment de la signature du contrat.

⁽³⁶⁾ Source : Crac 2012, page 101.

⁽³⁷⁾ Position évoquée oralement depuis l'abandon, au 1^{er} janvier 2005, de l'amortissement de caducité.

⁽³⁸⁾ Ce qui concerne les biens dont la durée de vie comptable porte au-delà de la date d'échéance du contrat de concession, pour la part financée par le concessionnaire.



La position évoquée par le concessionnaire paraît d'autant plus discutable que le financement non récupéré est le seul élément pour lequel une réévaluation est prévue, lors de la mise en œuvre des dispositions relatives à la fin de contrat ⁽³⁹⁾. En effet, il n'est pas prévu de traitement équivalent de réévaluation pour la « dette en espèce vis-à-vis du concédant » (cf. *infra*).

L'autorité concédante ne peut se satisfaire de ce déséquilibre et souhaite qu'il soit remédié à cette anomalie, qui repose sur les conséquences de la loi du 9 août 2004 et qui remet en cause l'économie générale de l'accord trouvé entre les parties en 1994.

Au-delà de cette difficulté, l'autorité concédante regrette que les conséquences des changements de méthodes, survenus en 2005, sur les agrégats constitutifs du droit du concédant ne lui aient pas été communiquées.

Il n'est notamment pas possible, sur la base des éléments communiqués par le concessionnaire, de déterminer quel a été le sort des amortissements de caducité, pratiqués jusqu'en 2004 inclus. Or, s'agissant d'un changement d'estimation, celui-ci aurait dû être traité de façon prospective : les amortissements pratiqués à la date du changement d'estimation auraient dû être maintenus au bilan, et la valeur comptable résiduelle aurait dû être amortie sur la nouvelle durée d'amortissement.

En pratique, les tests réalisés sur les amortissements apparaissant en diminution de l'actif ⁽⁴⁰⁾ montrent que ceux-ci correspondent à l'application d'un amortissement linéaire depuis l'origine. Il est envisageable que l'écart entre l'amortissement recalculé selon la nouvelle estimation et l'amortissement de

caducité figurant au bilan au 31 décembre 2004 soit inscrit dans un compte de passif.

Cependant, l'existence d'un tel compte de passif n'a jamais été portée à la connaissance de l'autorité concédante.

Dès lors – en l'absence d'informations sur le traitement comptable du changement comptable opéré – on peut craindre que le financement récupéré via l'amortissement de caducité ait été transféré en produits exceptionnels dans le compte d'exploitation du concessionnaire.

Il existe donc, ici, un sujet de préoccupation portant sur les financements effectivement récupérés par le concessionnaire, au travers de l'amortissement de caducité, qui pourraient ne pas être pris en compte dans l'agrégat « valeur nette comptable des financements d'Enedis ». **Il est donc impératif d'obtenir des éclaircissements sur ce sujet, dans la perspective de la fin de contrat.**

Correction de données patrimoniales opérée en 2012 sur les biens non localisés

> (Tableau 50)

Au cours des contrôles précédents, Enedis a indiqué avoir « *procédé à la correction de données patrimoniales sur certains biens non localisés (branchements et compteurs), sur l'exercice 2012* ».

Il s'est avéré que la quote-part des biens non localisés ⁽⁴¹⁾, relative aux communes ayant adhéré au Sigeif depuis 2004, n'avait pas été intégrée dans les tableaux présentant le patrimoine en concession dans les Crac édités depuis cette époque.

En pratique, les deux postes concernés ont connu des corrections de cette anomalie qui confirme l'existence d'un risque fort pesant sur la valorisation du patrimoine en concession, du fait, notamment, de l'absence de localisation d'une partie significative de celui-ci.

Correction de données patrimoniales opérée en 2015, en lien avec la localisation des transformateurs HTA/BT

> (Tableau 51)

La localisation « comptable » des transformateurs HTA/BT, réalisée par le concessionnaire au cours de l'exercice 2015, a fait apparaître des écarts significatifs découlant de trois sources combinées :

- Des écarts de quantité entre l'inventaire comptable ⁽⁴²⁾ et l'inventaire technique ⁽⁴³⁾.
- Des écarts de valorisation entre la valeur historique des transformateurs et la valeur moyenne unitaire retenue par Enedis pour valoriser les transformateurs localisés.
- Des écarts entre l'année de mise en service des immobilisations, retenue dans l'inventaire comptable, et l'âge retenu dans l'inventaire technique.
- Des écarts entre la puissance retenue dans l'inventaire comptable et celle observée dans l'inventaire technique.

Ce constat, comme celui réalisé au paragraphe précédent, milite en faveur d'une localisation de l'intégralité du patrimoine en concession. En effet, le même degré d'imprécision est à craindre pour le reste du patrimoine non localisé.

⁽³⁹⁾ Cette clause a été déclarée irrégulière par la cour administrative d'appel de Nancy, 1^{re} chambre, formation à trois, 12 mai 2014, 13NC01303.

⁽⁴⁰⁾ L'inventaire des biens non localisés n'étant pas transmis, il n'est donc pas possible de suivre l'amortissement des biens concernés.

⁽⁴¹⁾ Il est rappelé ici, comme cela est développé plus loin, que le patrimoine dit « non localisé » ne fait pas l'objet d'une affectation au patrimoine présenté comme celui de la concession sur la base de sa localisation réelle, mais est rattaché statistiquement à celle-ci sur la base d'un calcul proportionnel.

⁽⁴²⁾ Dénommé Iris.

⁽⁴³⁾ Système d'information géographique.


EFFETS DES CHANGEMENTS COMPTABLES *Tableau 49*

En k€	2008	.../...	2011	2012	2013	2014	.../...	2023	2024
Compteurs	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reprise de provision	5 800	-	-	-	-	-	-	-	-
Minoration des dotations ultérieures	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Canalisations BT aériennes torsadées	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reprise de provision	-	-	3 900	-	-	-	-	-	-
Minoration des dotations ultérieures	-	-	500	500	500	500	-	500	500
Transformateurs HTA/BT	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reprise de provision	-	-	-	2 340	-	-	-	-	-
Minoration des dotations ultérieures	-	-	-	222	222	222	-	222	222
Total annuel	5 800	-	4 400	3 062	722	722	-	722	722
Total cumulé	5 800	-	10 200	13 262	13 984	14 708	-	21 204	21 926

CORRECTION D'ERREURS SUR LES BIENS NON LOCALISÉS OPÉRÉE EN 2012 *Tableau 50*

En k€	Valeur brute	Amortissements	Valeur nette comptable	Provision pour renouvellement
Branchement / CM	14 100 844	6 064 793	8 036 051	2 895 991
Comptages	3 822 376	2 465 503	1 356 873	-
Total	17 923 220	8 530 296	9 392 924	2 895 991

CORRECTION DE DONNÉES PATRIMONIALES SUR LES TRANSFORMATEURS EN 2015 *Tableau 51*

En k€	Crac 2014	Corrections	Nouvelles valeurs	Variation
Valeur brute	23 975 647	-1 522 261	22 453 386	-6 %
Amortissements	13 395 249	-566 448	12 828 801	-4 %
Valeur nette comptable (VNC)	10 580 398	-1 616 462	8 963 936	-15 %
VNC des financements d'Enedis	6 597 116	-773 644	5 823 472	-12 %
Droits sur les futurs ouvrages	5 742 591	-155 545	5 587 046	-3 %
Provision pour renouvellement	5 136 438	2 222 320	7 358 758	43 %



Au-delà de l'enjeu de la localisation, les différentes sources d'écart présentées ci-dessus posent clairement la question de la fiabilité de l'inventaire comptable, notamment pour les mises en service antérieures à 2007, qui n'ont jamais pu donner lieu à des tests de traçabilité.

Correction de données patrimoniales opérée en 2018, en lien avec la localisation partielle des compteurs et des colonnes électriques

Dans son compte rendu d'activité pour l'exercice 2018 (page 101), le concessionnaire a indiqué avoir « engagé des travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement, qui ont permis d'aboutir, au cours de l'exercice 2018, à un inventaire détaillé et localisé des compteurs, pour les catégories de clients du « marché d'affaires », et à une première étape de dénombrement et localisation sur les colonnes électriques ».

L'impact de ces travaux sur la valeur du patrimoine en concession, présentée au titre de l'exercice 2018, a constitué en une minoration de 8,2 M€ de la valeur brute du patrimoine, et de 2,7 M€ pour la valeur nette. Cette diminution du patrimoine résulte essentiellement du fait de la localisation des ouvrages collectifs de branchement.

En contrepartie de cette diminution du patrimoine, le concessionnaire a enregistré des mouvements, non mentionnés dans le Crac, conduisant à une réduction des droits du concédant pour 9,7 M€, ainsi qu'à une reprise de provisions pour renouvellement de 1,5 M€.

Les origines précises et les mécanismes mis en œuvre pour justifier cette importante minoration du droit du concédant, ainsi que de la provision pour renouvellement, pour un montant total de 11,2 M€, n'ont pas pu être étudiés, lors du contrôle portant sur l'exercice 2018, et devront

donc faire l'objet d'un complément d'investigation ultérieur.

Contrôles sur pièces, analyse de la piste d'audit, tests d'application des procédures

Objectifs visés par les contrôles sur pièces

Dans le cadre des travaux de contrôle, le patrimoine concédé fait l'objet de travaux d'analyse, dans le but de valider la cohérence et la fidélité des informations financières présentées par le concessionnaire, vis-à-vis des données techniques, et pour vérifier leur traçabilité.

Dans cet objectif, des tests de validation de la piste d'audit sont réalisés. Ils consistent à rapprocher les mouvements comptables figurant dans les fichiers du concessionnaire des données réelles et physiques collectées lors de rencontres avec la direction régionale Île-de-France d'Enedis.

Les contrôles sur pièces sont réalisés en présence :

- du responsable concession électricité du Sigeif, pour la validation de la cohérence technique de la restitution comptable,
- de représentants du concessionnaire,
- d'un expert-comptable mandaté par le concédant pour l'assister dans ses travaux de contrôle.

Les chantiers ou travaux, objets de ces études, sont sélectionnés par le concédant en fonction de leurs caractéristiques intrinsèques. La sélection de ces opérations n'est donc pas effectuée selon une approche statistique mais selon la nature, l'importance et l'intérêt du chantier concerné.

Dès lors, ces travaux doivent être considérés comme des tests de compréhension et non comme une démarche statistique permettant d'extrapoler les écarts détectés à l'ensemble du patrimoine.

Principales observations relatives aux contrôles réalisés

Les tests réalisés au cours des missions successives ont mis en évidence les informations significatives suivantes.

Rapprochement entre les investissements du concessionnaire présentés au Crac et ceux inscrits dans l'inventaire comptable transmis au Sigeif

Au cours du contrôle 2015, le concessionnaire avait été sollicité pour fournir les éléments de récolement expliquant les écarts apparaissant entre le tableau « Investissements du concessionnaire sur la concession du Sigeif », figurant dans les CRAC, et les chiffres présentés au titre des investissements du concessionnaire pour la justification de la variation de la valeur du patrimoine immobilisé à l'actif du bilan de la concession (tableau 52). Le concessionnaire avait indiqué que des travaux de réconciliation entre les deux montants seraient trop lourds à réaliser.

Au titre de l'exercice 2014, un rapprochement sur un segment réduit du patrimoine – les renforcements du réseau BT, pour leur part « canalisation souterraine », représentant 0,3 M€ – avait été présenté.

Il s'avère donc qu'il existe une déconnexion entre le système de suivi des chantiers-affaires et l'application de suivi des immobilisations en comptabilité (Iris). Cette situation est difficilement compréhensible, dans la mesure où le concessionnaire avait indiqué avoir déployé un progiciel de gestion intégré en 2007 : la caractéristique de base d'une telle solution informatique est,



RAPPROCHEMENT ENTRE LES INVESTISSEMENTS (CRAC) ET CEUX INSCRITS À L'INVENTAIRE COMPTABLE (EN M€) Tableau 52

En k€	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Dépenses d'investissements Crac	55,7	49,2	47,4	36,5	31,6	33,4	36,7
Dépenses d'investissements hors postes sources	51,7	45,6	36,9	31	29,2	27,6	32,1
Augmentation de la valeur brute immobilisée (IRIS)	42,7	33,5	33	27	25,8	28,2	32
Écart	9	12,1	3,9	4	3,4	-0,6	0,1
Écart cumulé	32,7	23,7	11,6	7,7	3,7	0,3	0,9

en théorie, de permettre la traçabilité des informations à chaque stade du processus d'alimentation et de traitement du système d'information.

Ce constat est préoccupant car la traçabilité des informations figurant dans l'inventaire comptable du patrimoine en concession est, comme le rappelle le Sigeif, un élément clé du contrôle concessif.

Valorisation de l'entrée en inventaire des opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage du concédant

Les contrôles sur pièces ont mis en évidence, depuis plusieurs exercices, des anomalies et/ou un niveau d'information insuffisant sur certaines opérations, et notamment pour les opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage du concédant. Pour ces opérations, les coûts de revient sont maîtrisés par le Sigeif, et il s'avère que les valeurs mises en inventaire par le concessionnaire ne correspondent pas aux coûts réels engagés et supportés par l'autorité concédante, mais à des estimations⁽⁴⁴⁾. En annexe de ce rapport figurent la synthèse des exercices 2010 à 2017 et, pour 2018, la liste des opérations pour lesquelles un bilan général des dépenses a été adressé au concessionnaire.

⁽⁴⁴⁾ Estimations faites « au canevas » : il s'agit d'une méthode de valorisation au coût standard, dont la méthodologie d'élaboration et la procédure de mise en œuvre n'ont pas été communiquées à l'autorité concédante.

Cette situation n'est pas satisfaisante, dans la mesure où le principe de la comptabilisation en coûts historiques induit que la valeur d'entrée au bilan ne peut, en principe, être constituée que par le coût réel. Cependant, dans le cadre du protocole FNCCR-Enedis datant de 2009, une procédure de rapprochement, lorsque des écarts significatifs apparaissent, est prévue. Cette procédure, imposée à l'autorité concédante, devait permettre d'identifier les causes à l'origine de la distorsion entre le coût réel engagé par l'autorité concédante et le coût standard évalué par le concessionnaire et, d'autre part, de rechercher une position commune sur la valorisation à retenir. Le résultat est une situation contrainte depuis sa mise en œuvre.

Traçabilité des patrimoines non localisés⁽⁴⁵⁾ et ancien

Si des tests de traçabilité ont pu être réalisés depuis l'inventaire jusqu'aux pièces justificatives, ils n'ont pas pu concerner les immobilisations non localisées puisqu'aucun inventaire de ces immobilisations n'a été communiqué à l'autorité concédante.

⁽⁴⁵⁾ Transformateurs, branchements, comptages et « autres ouvrages », cf. *infra*. Ces ouvrages représentent environ 25,86 % de la valeur brute du patrimoine en concession.

Il convient également de prendre en compte que les tests de traçabilité réalisés ces dernières années n'ont pu concerner que le patrimoine localisé immobilisé après 2007.

En effet, il semble que l'ancien système d'information qui prévalait avant cette date ne permettait pas de conserver l'historique et la justification des mouvements.

Dès lors, il existe une forte incertitude quant à l'inventaire et à la valorisation du patrimoine ancien, qui se trouve confortée par les incohérences qui apparaissent lors des renouvellements, lorsqu'il s'agit de retrouver les immobilisations qui sont retirées du patrimoine. Les incohérences apparues récemment lors de la localisation des transformateurs vont également dans le même sens.

Sortie de l'inventaire d'éléments d'actif encore en usage

La sortie automatique en fin de vie comptable, pour ce qui concerne les biens non localisés, alors que ces derniers demeurent en usage, est une pratique contradictoire avec les règles comptables en vigueur⁽⁴⁶⁾.

⁽⁴⁶⁾ Les normes comptables prévoient qu'une immobilisation corporelle est sortie du bilan lorsque l'organisme n'en a plus le contrôle ou lorsque l'actif est hors d'usage de façon permanente.

Elle aboutit de facto à une **minoration de la valeur brute du patrimoine en concession**, telle que présentée dans les documents établis par le concessionnaire.

L'autorité concédante, qui ne dispose d'aucun moyen pour évaluer l'impact de cette pratique, attire l'attention de son concessionnaire sur la nécessité de remédier à cette anomalie.

Modalités de mise en œuvre du préfinancement des renouvellements prévu par l'article 10

L'article 10 du cahier des charges, annexé à la convention de concession du service public de distribution d'énergie électrique, indique :

« 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. »

Au cours des contrôles portant sur les exercices précédents, les tests réalisés sur les renouvellements d'ouvrages (uniquement localisés) et le traitement des ouvrages abandonnés ont permis de confirmer ou de mettre en évidence les informations suivantes.

Constitution et utilisation de la provision pour renouvellement

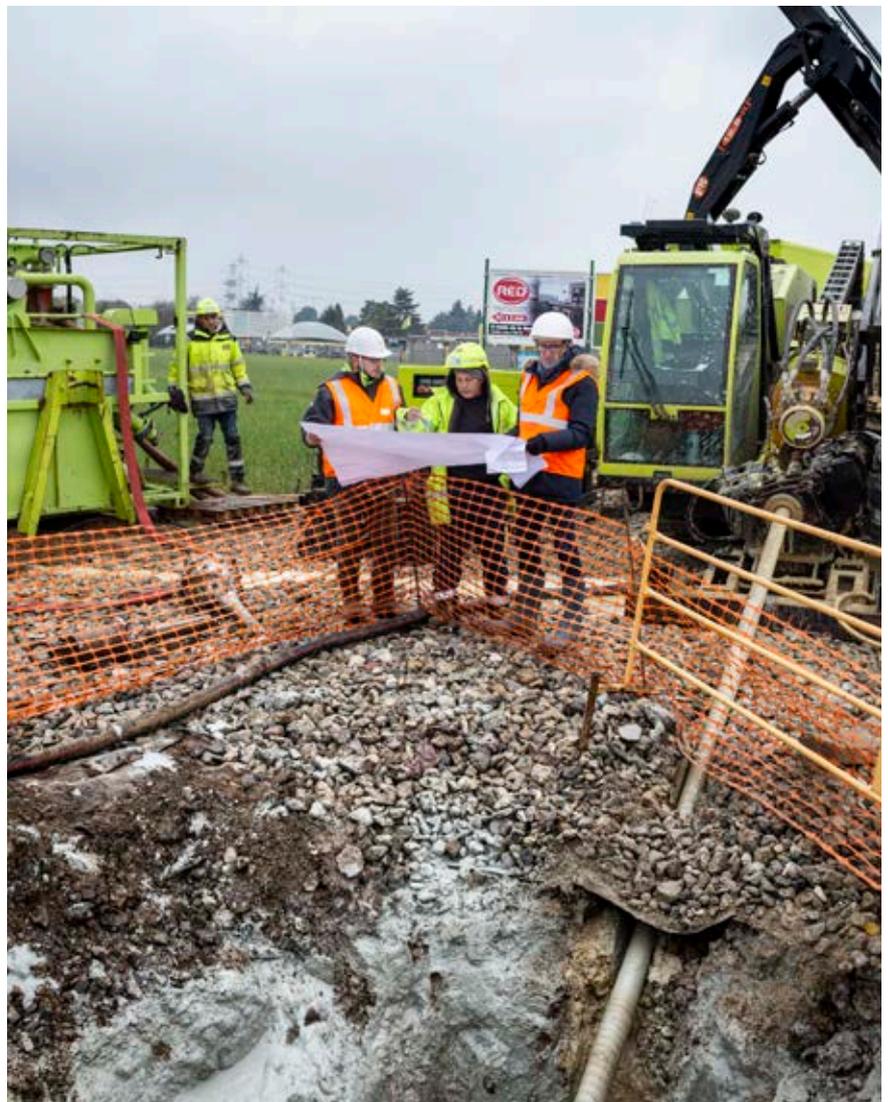
La réglementation comptable en vigueur relative à la constitution des provisions pour renouvellement suppose – pour que les dépenses soient considérées comme prévisibles, avec une certitude suffisante pour justifier la constitution d'une provision – qu'un plan

de renouvellement soit établi. Ce document doit déterminer les échéances de renouvellement des différents éléments d'actif à remplacer et leur coût prévisionnel de renouvellement.

En pratique, et malgré les demandes réitérées, aucun plan de renouvellement n'a été présenté à l'autorité concédante.

Sur la base des indications données par le concessionnaire, il apparaît que les provisions pour renouvellement sont calculées :

- à partir de l'application de probabilités de retraits, d'ici à la fin du contrat pour les canalisations HTA et BT, et pour les postes de transformation HTA/BT, depuis 2011 ;
- sur la base d'un renouvellement prévu à la date de fin de vie comptable pour les autres immobilisations (aérien BT nu et biens non localisés). Cette règle prévalait également pour les biens cités à l'alinéa précédent jusqu'en 2011 ;





- en revalorisant annuellement les valeurs historiques à l'aide de deux indices (un pour le réseau, un pour les transformateurs).

Lors du contrôle sur pièces réalisé en 2017, au titre de l'exercice 2016, Enedis a été interrogée au sujet d'une sélection de fiches d'immobilisation pour lesquelles la provision ne couvrait pas intégralement l'écart entre valeur de remplacement et valeur brute historique, alors que la date de renouvellement théorique était atteinte. Le concessionnaire a indiqué que le montant de la provision « *tient compte depuis 2011 de la probabilité de retrait de l'ouvrage jusqu'à la fin du contrat* ».

En pratique, cette nouvelle méthode semble donc aboutir à ce que le montant de provision disponible, au titre d'un ouvrage pris isolément, soit inférieur au besoin théorique calculé par différence entre la valeur historique de cet ouvrage et sa valeur estimée de renouvellement.

Il est également apparu, lors des contrôles successifs, que la méthode d'évaluation des provisions pour renouvellement ne tient donc pas compte des caractéristiques spécifiques des ouvrages à renouveler, ni pour évaluer le coût prévisionnel de renouvellement ni pour planifier la date estimée de renouvellement. Cette méthode est donc une méthode statistique très grossière, qui aboutit en pratique – sur la base des cas observés – à des valeurs de renouvellement estimées qui s'écartent sensiblement des valeurs réelles.

Le cumul de ces deux constats fragilise fortement le calcul de la provision disponible pour une immobilisation donnée, puisque la valeur de renouvellement calculée est peu fiable et que, de surcroît, elle ne donne pas lieu à une couverture intégrale du besoin par la provision constituée.

Or, lors du renouvellement, seule la provision calculée statistiquement, au titre de l'ouvrage concerné, est retenue⁽⁴⁷⁾ par le concessionnaire pour être affectée en financement du concédant au titre du bien remplaçant. Ainsi, le montant de la valeur de renouvellement, qui excède le montant anticipé statistiquement, n'est pas considéré comme un financement du concédant.

Dans le cas où la provision calculée statistiquement au titre d'un bien est excédentaire, par rapport au besoin réel, elle est reprise par le concessionnaire en produits dans le compte de résultat de la concession. Le montant ainsi soustrait à la provision pour renouvellement n'est donc pas inscrit en financement du concédant et vient compléter le résultat du concessionnaire.

Ces principes ne sont pas acceptables du point de vue du concédant. En effet, les inévitables et significatives erreurs de prévisions, qui découlent d'une méthode statistique dérogatoire aux principes comptables en vigueur et beaucoup trop grossière pour espérer être précise, ne peuvent pas être soldées au détriment de l'autorité concédante. Le fait que les provisions ne soient pas constituées en fonction du besoin estimé, mais sur la base d'une espérance mathématique de coût de renouvellement, vient aggraver ce phénomène.

En conséquence, et eu égard au caractère très peu performant de l'évaluation des valeurs probables de renouvellement, qui se traduit par une très faible corrélation observée entre les montants disponibles et les montants réellement nécessaires, il apparaît logique, d'un point de vue financier et dans l'esprit de l'article 10 du cahier des charges, de considérer la provision pour renouvellement comme une masse statistique devant faire face aux besoins globaux.

Dès lors, le concessionnaire devrait, au choix :

- pratiquer des dotations complémentaires lors du renouvellement, en cas d'insuffisance, la charge correspondante se compensant statistiquement avec les reprises pour provisions excessives ;
- considérer la provision comme une masse statistique devant faire face aux besoins globaux et reprendre la provision en fonction des besoins réels, sans se limiter à un calcul statistique, par définition imprécis.

Par ailleurs, il est apparu, lors du contrôle sur pièce réalisé en 2017, au titre de l'exercice 2016, que des fiches d'immobilisations au titre desquelles figurait une provision en 2015, qui avaient fait l'objet d'une reprise intégrale en produit dans le compte de résultat, au profit du concessionnaire. Ce phénomène a été justifié par le concessionnaire comme résultant de la correction d'erreurs sur la date de renouvellement, qui s'avèrerait être en réalité postérieure à la date de fin de contrat, ce qui impliquerait que les provisions ne soient plus justifiées.

Interrogé au sujet de diminutions unitaires de provisions apparaissant sur certaines lignes d'immobilisations, le concessionnaire a indiqué avoir procédé « *particulièrement en 2016, à des traitements comptables massifs, par exemple le passage de l'amortissement au jour près, qui ont conduit à recalculer l'ensemble des fiches immobilisations. Cela a conduit à corriger des anomalies, dont certaines dataient, et à ajuster le cas échéant le montant du stock de provision pour renouvellement* ».

Ces constats montrent que les chiffres présentés par le concessionnaire durant des années étaient manifestement erronés. Ces anomalies justifient les demandes récurrentes de l'autorité concédante pour disposer de l'intégralité des paramètres permettant de déterminer les montants de la provision pour renouvellement inscrits au passif du bilan de la concession, demandes que le concessionnaire persiste à ne pas prendre en compte.

⁽⁴⁷⁾ Ainsi que l'amortissement du financement du concédant, cf. *infra*.



AFFECTATION DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT AFFÉRENTE AUX BRANCHEMENTS (EN €) Tableau 53

En €	31/12/2014	.../...	31/12/2011
Coût effectif des nouveaux ouvrages	11 689 272	.../...	8 991 867
Financement du concédant sur les nouveaux ouvrages	2 571 504	.../...	2 863 418
Besoin de financement net	9 117 768	.../...	6 128 449
Amortissement du financement du concédant constitué sur les ouvrages sortis de l'inventaire	1 436 474	.../...	828 502
Provision pour renouvellement constituée sur les ouvrages sortis de l'inventaire	7 169 768	.../...	5 494 161
Préfinancements constitués pour le compte du concédant (article 10 du CdC)	8 606 242	.../...	6 322 663
Financement net du concessionnaire	511 526	.../...	-194 214
Provision réellement affectée au droit du concédant	6 896 255	.../...	4 826 280
	96,2 %	.../...	87,8 %
Financement revendiqué par le concessionnaire	785 039	.../...	473 667
Écart avec le besoin de financement réel	273 513	.../...	667 881

ÉVOLUTION DES RECETTES DE RACCORDEMENTS (EN M€) Tableau 54

En M€	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	.../...	2023 ^(*)	2024 ^(*)
Recettes de raccordements	3,9	5,9	6,6	6,7	5,6	6,2	6,2	5,9	... / ...	6,3	6,3
Variation (%)	50 %	51,3 %	11,9 %	1,5 %	-16,4 %	10,7 %	-	-4,8 %	... / ...	-	-
Total cumulé	6,5	12,4	19	25,7	31,3	37,5	43,7	49,6	... / ...	81,5	87,8

(*): Valeurs estimées





Cas particulier des provisions pour renouvellement des biens non localisés

Il est apparu, au cours des contrôles réalisés, que la provision constituée au titre des immobilisations non localisées fasse l'objet d'une reprise à l'issue de leur vie comptable, soit quarante ans après la mise en service, puis d'une affectation au cours de l'année suivant sa reprise.

En 2011, l'analyse du processus d'affectation des droits du concédant, portant sur l'affectation de la provision afférente aux branchements, avait montré que seuls 4,8 M€ sur les 5,5 M€ de provisions « sorties » en 2011 avaient été affectés aux droits du concédant.

La même analyse, présentée par le concessionnaire au titre de 2014, a abouti à des conclusions similaires (voir tableau 53). Ce mécanisme, conçu par le concessionnaire, est donc de nature à générer, d'ici la fin du contrat (2024), plusieurs millions d'euros de financements dits « du concessionnaire » non justifiés en sus de ceux déjà constitués jusqu'alors.

Ici également, la solution retenue par le concessionnaire – qui aboutit à affecter en droit du concédant un montant inférieur aux besoins réels, alors qu'une provision excédentaire existe globalement – ne peut être admise par l'autorité concédante.

Par ailleurs, et alors que l'autorité concédante souhaitait procéder à la même analyse pour les exercices postérieurs à 2014, le concessionnaire n'a pas transmis les données correspondantes sur la période de 2015 à 2018. Interrogé de nouveau, dans le cadre du contrôle portant sur l'exercice 2018, sur le devenir des provisions relatives aux ouvrages non localisés parvenus en fin de vie entre 2015 et 2018, les indications suivantes ont été apportées : « Une partie de la provision relative aux ouvrages de branchement (...) a été

conservée dans un compte de provision dédié. À l'issue de la complète finalisation des travaux d'individualisation et de localisation des branchements, ces provisions en attente seront réaffectées aux ouvrages de branchements (...). À noter que le processus de sortie automatique de l'actif des branchements, à la fin de leur durée de vie, a été arrêté en 2018 et les stocks de PR associés à ces ouvrages maintenus au passif du bilan, en vue de leur renouvellement. Le montant de provision en attente (...) est actuellement estimé à 11 M€ sur le périmètre de votre concession. »

L'autorité concédante peut difficilement comprendre quelles sont les raisons qui ont conduit le concessionnaire à passer sous silence ce changement comptable pendant quatre ans. Elle s'interroge sur le sort final des provisions concernées, et veillera à obtenir des informations suffisamment précises pour vérifier que la nouvelle méthode ne conduise pas à la priver d'une partie des affectations au droit du concédant qu'elle aurait pu attendre, à méthode constante.

Reconstitution par amortissement des financements du concédant

Le concessionnaire indique pratiquer un amortissement, pour le compte du concédant, qui est générateur de charges et constitutif d'un droit du concédant (créance du concédant). Ce droit, selon lui, se calcule en appliquant la quote-part du financement du concédant à la valeur de la dotation aux « dotations aux amortissements annuels ».

Les contrôles réalisés ont permis de vérifier l'affectation des montants existants comme financement du concédant lors des renouvellements. Il n'a, par contre, jamais été possible de reconstituer et de justifier les montants correspondants.

D'une façon plus générale, la validité de l'information transmise par le concessionnaire ne peut être vérifiée.

Les montants inscrits au passif de la concession, dans le sous-compte du droit du concédant nommé « amortissement du financement du concédant », font l'objet d'une dotation à la maille communale, qui ne peuvent pas être rapprochés des financements initiaux et ne sont donc pas traçables.

Conclusion sur les modalités de mise en œuvre par le concessionnaire de son obligation de préfinancer les renouvellements

À la lecture de l'article 10 du contrat de concession, il apparaît clairement que l'obligation contractuelle de préfinancement des biens remplaçants, pesant sur le concessionnaire, s'applique à l'intégralité de la valeur de remplacement, que ce soit via l'amortissement dit industriel ou via la provision pour renouvellement.

Dès lors, l'autorité concédante ne peut accepter les pratiques du concessionnaire en matière d'affectation de la provision pour renouvellement qu'elle juge contradictoires avec l'esprit et la lettre du cahier des charges en vigueur.

En effet :

- Il ne peut être admis que les erreurs statistiques, qui aboutissent dans certains cas à une sous-dotation des provisions, se soldent par une minoration des provisions affectées au droit du concédant, d'autant plus que les montants de provisions dotées sont globalement excédentaires, par rapport aux renouvellements réellement opérés, et qu'il apparaît dorénavant que le mécanisme de calcul retenu intègre une approche probabiliste qui conduit mécaniquement à minorer le montant des provisions unitaires.
- Le contrat de concession prévoit une obligation intégrale de préfinancement qui induit que les sommes consacrées au renouvellement, dans leur intégralité, constituent de fait des financements du concédant.



- En tout état de cause, la provision pour renouvellement constitue une ressource affectée, et toute reprise pratiquée sur celle-ci doit être enregistrée comme un financement du concédant.

Modification des modalités de prise en compte des remises gratuites

Il est mentionné, dans le Crac 2014 : « *La variation des recettes de raccordement, en augmentation de 0,7 M€ à la maille de la concession, est notamment motivée par les transferts opérés suite à la mise en œuvre des dispositions de la loi SRU.* » Cette indication survient dans un contexte où les recettes de raccordement ont très fortement augmenté au cours des derniers exercices : + 154 % depuis 2010.

C'est pourquoi il a été demandé au concessionnaire d'illustrer les évolutions évoquées dans le Crac à partir de cas concrets. Il est ainsi apparu que des travaux réalisés par des tiers, qui faisaient auparavant l'objet de « remises gratuites », font désormais l'objet d'une facturation à Enedis par le promoteur, puis sont refacturés au promoteur – via le barème de raccordement – et alors enregistrés en produits d'exploitation dans le résultat de l'exercice.

Les choix ainsi faits par Enedis aboutissent à la disparition de l'inscription au passif d'un droit du concédant issu de la remise gratuite.

Pourtant, y compris dans le cadre d'un mécanisme d'aller-retour dont la justification reste à démontrer à ce stade, rien ne s'oppose à ce que la facturation donne lieu à une inscription aux droits du concédant de ce qui demeure, de fait, une remise gratuite (voir tableau 54).

En tout état de cause, et comme pour l'ensemble des recettes de raccordement, il ne fait aucun doute pour l'autorité concédante – quels que soient les choix comptables opérés unilatéralement par le concessionnaire – que les

sommes facturées aux tiers, pour contribuer au financement des ouvrages du domaine public, ne peuvent pas être considérées comme des financements du concessionnaire.

En effet, ces dernières constituent et demeurent des droits du concédant.

Conclusion sur les contrôles réalisés

Du fait de la difficulté à mettre en place des tests d'application probants, l'autorité concédante ne peut pas conclure sur la correcte valorisation du patrimoine en concession et sur la pertinence des mouvements comptabilisés, notamment parce que le patrimoine non localisé ne fait pas l'objet d'une communication détaillée, mais aussi parce que les valeurs comptabilisées au titre du patrimoine ancien ne peuvent être étayées par la production de pièces justificatives.

Les progrès enregistrés, en ce qui concerne la justification du lien entre les chantiers faisant l'objet d'un contrôle sur pièces et le détail de la valeur brute des ouvrages en concession – pour, uniquement, la part localisée –, permettent d'améliorer la traçabilité des chiffres communiqués à l'autorité concédante, pour les opérations récentes seulement.

Malheureusement, ces progrès enregistrés en matière de traçabilité sont relativisés par l'importance des immobilisations classées en actif « non localisé ⁽⁴⁸⁾ ». Ces difficultés sont aggravées par les modalités de suivi de l'inventaire comptable, qui conduisent à sortir du patrimoine des éléments encore en exploitation, ce qui est en contradiction avec les règles comptables applicables.

⁽⁴⁸⁾ Cf. *Infra*.

Le contrôle du patrimoine en concession subit ainsi une limitation importante

Cette limitation concerne également les comptes en rapport avec les droits du concédant (affectation de la provision pour renouvellement, comptabilisation des participations des tiers et/ou du concédant...) pour lesquels le détail des montants présentés n'est pas communiqué. De plus, l'absence de communication du statut de biens de premier établissement ou de biens remplaçants dans l'inventaire limite l'analyse des modalités de mise en œuvre de l'obligation faite au concessionnaire de préfinancer les renouvellements pour le compte du concédant.

Il n'est, ainsi, pas possible de reconstituer la répartition du financement entre concessionnaire et concédant, lors de la mise en concession, et de suivre l'évolution de la récupération du financement du concessionnaire et la reconstitution du financement du concédant.

Enfin, il convient également de rappeler qu'il n'a pas été réalisé jusqu'alors de contrôles sur la traçabilité et la correcte évaluation des éléments anciens ⁽⁴⁹⁾ du patrimoine localisé.

⁽⁴⁹⁾ Investissements antérieurs à 2007.



ANALYSE DES DONNÉES
FINANCIÈRES PRÉSENTÉES
DANS LE CRAC 2018 DU
CONCESSIONNAIRE



7



ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES PRÉSENTÉES DANS LE CRAC 2018 DU CONCESSIONNAIRE

7

Un compte d'exploitation de la concession qui souffre de l'insuffisance et/ou de l'absence de détail des informations.

Compte de résultat de la concession de distribution d'électricité

> (Tableau 55)

Principes d'élaboration du compte d'exploitation (produits-charges)

Deux principes ont été retenus par le concessionnaire.

Les affectations directes à la maille locale ⁽⁵⁰⁾

- Les recettes d'acheminement.
- Les prestations et les facturations de raccordement.
- La production stockée et immobilisée.
- Les achats de travaux (depuis 2015).
- Les redevances de concession.
- Les impôts fonciers (TF, CFE).
- Les dotations aux amortissements et aux provisions relatives au domaine concédé.

Les affectations directes à la maille supra-concessive (à la clé)

Elles concernent les autres produits et charges, qui sont collectés au niveau

supra-concessif, puis répartis sur les différentes concessions composant la maille de collecte. On constate qu'en pratique cette répartition repose, pour l'essentiel, sur une clé « clients ». Ce choix de clé est défavorable aux concessions dont la densité de population est importante, telles que le SIGEIF.

Pour l'essentiel, la maille comptable retenue pour le suivi des charges d'exploitation est la maille régionale (DR). Il s'agit d'une évolution notable puisque, avant 2015, c'était la maille interrégionale (DIR, direction interrégionale Île-de-France) qui était retenue. Cet « affinement » de la maille de collecte renforce le lien entre la concession et les charges collectées à la maille supra-concessive.

La répartition du niveau régional vers la concession se fait au prorata du nombre de clients, sauf pour les charges d'accès au réseau amont et les achats d'énergie, qui sont répartis au prorata des kWh consommés. En ce qui concerne les charges « contribution au CAS Facé ⁽⁵¹⁾ », dues par les gestionnaires de réseaux publics de distribution, pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale, elles sont assises sur le nombre de kilowattheures distribués, à partir des ouvrages exploités en basse tension, auquel est appliqué un coefficient fixé par arrêté, après proposition du Conseil du Facé. Pour 2018, ces coefficients ont été de 0,189161 c€ par kWh pour les urbains et de 0,037832 c€ par kWh pour les ruraux.

Comme pour les six exercices précédents, des « charges centrales » sont imputées à la concession pour un montant total, en 2018, de 12,9 M€. Ces charges sont présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession, et ne correspondent donc pas à une notion comptable normalisée ⁽⁵²⁾. Ces charges ont augmenté de 89 % au cours des cinq derniers exercices sans qu'aucune indication ne soit fournie à l'autorité concédante pour expliquer le comportement largement supra-inflationniste de ces charges.

Au regard de ce qui précède, il est donc très délicat de réaliser une analyse sur des comptes qui ont subi des évolutions importantes, ces dernières années, et qui ne présentent qu'un lien souvent indirect – particulièrement en ce qui concerne les charges – avec le domaine concédé.

Par ailleurs, il faut rappeler que l'analyse est également limitée par l'absence complète de traçabilité des charges et produits agrégés dans le compte de résultat, y compris ceux en lien direct avec le patrimoine concédé et son financement (dotations et reprises d'amortissements et de provisions).

⁽⁵⁰⁾ Concession ou communale.

⁽⁵¹⁾ Compte d'affectation spéciale financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale, créé par la loi de finances de décembre 1936.

⁽⁵²⁾ L'autorité concédante est dans l'impossibilité d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées.



COMPARAISON DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION DU RÉSEAU CONCÉDÉ (EN K€)

Tableau 55

En k€	2018	2017	2016	2015	2014 pro forma	2013	2012	2011
Recettes d'acheminement a	245 537	240 400	240 010	233 173	225 806	239 404	228 069	214 637
Coût accès au réseau amont b	54 983	52 094	49 805	48 810	44 826	49 083	46 768	44 256
Achats énergie couverture pertes c	15 143	14 849	15 193	15 773	16 345	19 961	20 415	19 456
Marge acheminement (a-b-c)	175 411	173 457	175 012	168 590	164 635	170 360	160 886	150 925
Recettes de raccordement d	5 961	6 167	6 201	5 596	6 678	6 561	5 365	3 859
Recettes de prestations e	3 245	3 491	3 617	3 787	3 638	3 531	3 349	3 266
Autres recettes f	5 538	6 045	6 711	6 804	6 407	7 002	6 640	6 705
Production stockée et immobilisée g	21 877	19 217	18 392	13 482	11 385	13 579	12 609	11 510
Reprises sur amortissements et provisions h	16 964	9 991	13 057	11 869	9 685	10 639	8 606	10 624
<i>dont amortissement du financement du concédant</i>	4 662	96	52	nc	nc	nc	nc	nc
<i>dont provision pour renouvellement</i>	1 712	338	943	nc	nc	nc	nc	nc
Autres produits i	8 179	1 851	3 096	1 557	1 453	954	1 190	1 282
Total des produits (a+d+e+f+g+h+i)	307 301	287 162	291 084	276 268	265 052	281 670	265 828	251 883
Autres consommations externes	41 401	36 053	37 346	34 474	37 205	39 514	39 386	36 480
Redevance de concession (R1+R2)	3 814	3 619	3 707	3 914	3 474	3 758	3 158	3 394
Contribution au FACÉ	8 068	8 196	8 167	8 087	8 076	8 174	8 136	7 887
Impôts, taxes, versements assimilés	7 107	6 694	7 680	6 642	6 464	6 336	5 973	5 682
Charges de personnel	34 695	34 061	34 293	34 729	33 867	35 318	33 634	31 126
Autres charges	8 558	7 347	7 968	7 027	7 893	9 391	5 839	5 819
Charges centrales	12 907	11 479	11 375	10 263	7 465	6 841	6 940	6 876
Dotation aux amortissements	24 073	23 002	22 121	21 458	20 373	19 150	17 863	18 290
Dotation aux provisions pour renouvellement	2 428	2 308	3 354	2 980	4 109	4 292	4 775	4 948
Autres dotations d'exploitation	25 226	22 422	26 102	20 079	18 635	18 815	12 867	13 068
Total des charges	238 403	222 124	227 111	214 236	208 732	220 633	205 754	197 282
<i>Contribution à l'équilibre</i>	47 253	41 674	36 572	37 316	36 408	35 210	35 273	38 988
Résultat	21 645	23 364	27 401	24 716	19 912	25 827	24 801	15 613



Principales évolutions du compte d'exploitation

Une seconde baisse consécutive du résultat d'exploitation, à méthode constante, est constatée. Dans un contexte de hausse des recettes, ce recul s'explique de nouveau par une forte hausse de la « contribution à l'équilibre », ou encore « péréquation ». Cette charge supplémentaire imputée à la concession illustre le lien entre les concessions pour disposer d'une unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire.

Les autres éléments significatifs à l'origine de l'évolution du résultat sont les suivants :

- une hausse de la production immobilisée de 2,7 M€ ;
- une forte hausse de 5,3 M€, soit près de 15 %, des autres consommations externes ;
- une hausse de 2,8 M€ des « autres dotations d'exploitation », qui ont doublé en 6 ans ;
- une reprise des amortissements des financements du concédant pour 4,7 M€, poste quasi inexistant les années précédentes ;
- une hausse de 1,4 M€ des reprises de provision pour renouvellement.

Indiquée dans le Crac, une part de ces évolutions découle « de la variation liée aux opérations d'inventaire réalisées en 2018 », sans préciser au travers de quelles écritures ni pour quels montants. Ces sujets doivent donc faire l'objet d'un complément d'information de la part du concessionnaire.

Points particuliers relatifs aux recettes hors acheminement

Depuis 2012, les recettes de raccordement sont imputées en proportion des dépenses de construction des branchements. Cette nouvelle clé de répartition semble économiquement plus pertinente que la clé « nombre de clients ».

Toutefois, l'autorité concédante demande que le montant réel des recettes de financement des ouvrages, facturées sur le périmètre de la concession, lui soit présenté.

Après une forte croissance en 2011, liée à la « modification des modalités de prise en compte des remises gratuites », traitée précédemment dans le présent rapport, il est constaté une stabilisation de cette catégorie de recettes, pour lesquelles, l'autorité concédante tient à rappeler sa position constante : ces facturations constituent des financements externes contribuant à l'édification du domaine public et ont donc – *in fine* – le caractère de financement du concédant.

En ce qui concerne les recettes de production immobilisée⁽⁵³⁾, la forte croissance observée à partir de 2008 se poursuit, aboutissant à un quasi-triplement en 10 ans. Les charges qui se trouvent ainsi immobilisées représentent désormais plus de la moitié des sommes investies dans le domaine public par le concessionnaire : 21,9 M€ pour 39,8 M€.

Le concessionnaire considère que ce ratio doit être calculé par rapport à l'ensemble des investissements qu'il revendique, soit 55,7 M€ (cf. tableau 52). Le ratio est alors de 39 %, comme en 2017, ce qui demeure important.

Éléments exceptionnels

Pour la première fois, le concessionnaire communique au sujet du résultat exceptionnel, qui s'établit à - 1,5 M€ (perte). L'autorité concédante souligne l'absence d'indication sur l'origine et la nature des charges et produits exceptionnels, qui s'élèvent respectivement à 5,2 M€ et 3,7 M€, et qui interdit toute analyse. En conséquence, il est demandé au concessionnaire de compléter l'information communiquée en veillant, notamment, à y intégrer les données relatives aux éventuelles reprises de provisions pour renouvellement considérées comme des produits exceptionnels.

Contribution du domaine concédé aux résultats et à la trésorerie d'Enedis

> (Voir tableau 56)

Résultat avant péréquation

Le résultat avant péréquation est en hausse⁽⁵⁴⁾ et atteint près de 69 M€, soit plus de 28 % des recettes d'acheminement. La contribution de la concession au résultat de la société Enedis, affichée par le concessionnaire, est en recul à 21,6 M€, mais ce recul résulte uniquement d'une nouvelle hausse de la péréquation imputée à la concession du Sigeif (+ 13 % en 2018 et + 29 % en deux ans).

Par ailleurs, il convient de rappeler que le domaine concédé contribue également au résultat de la maison-mère EDF, au travers des facturations de prestations de services du siège, qui sont réparties sur l'ensemble des concessions, notamment au travers de l'agrégat « charges centrales », qui a augmenté de 89 % en 5 ans.

Capacité d'autofinancement

La neutralisation des éléments, n'ayant pas de traduction en termes de flux de trésorerie, aboutit à la constatation d'une capacité d'autofinancement, c'est-à-dire un flux disponible avant investissements et péréquation, représentant 42 % des recettes d'acheminement.

Il apparaît à l'analyse – et quel que soit le niveau de lecture – que l'exploitation en 2018 a permis de dégager un flux de trésorerie disponible significatif à destination du concessionnaire. En effet, sur près de 104 M€ d'autofinancement, 47 M€ sont consacrés à la péréquation et 39 M€ à la part des investissements financée par le concessionnaire.

⁽⁵³⁾ Mécanisme qui permet de convertir des charges du concessionnaire (main-d'œuvre, achats de matériel) en immobilisations en concession.

⁽⁵⁴⁾ Hausse constatée au cours des cinq exercices précédents.

ANALYSE DE LA CONTRIBUTION DU DOMAINE CONCÉDÉ AUX RÉSULTATS D'ENEDIS ET À L'AUTOFINANCEMENT (EN M€) Tableau 56

En M€	2018	2017	2016	2015	2014 pro forma	2013	2012	2011
Résultat apparent (produits-charges)	21,65	23,4	27,4	24,7	19,9	20	25,8	24,8
Péréquation prélevée	47,25	41,7	36,6	37,3	36,4	35,7	35,2	35,3
Résultat avant péréquation a	68,9	65	64	62	56,3	55,6	61	60,1
% recettes acheminement	28,1 %	27,1 %	26,7 %	26,6 %	24,9 %	24,6 %	25,5 %	26,3 %
Charges non décaissées (amortissements et provisions) b	51,727	41,8	51,6	44,5	43,1	43,6	42,3	35,5
Produits non encaissés (reprises de provisions) c	16,964	10	13,1	11,9	9,7	9,5	10,6	8,6
Capacité d'autofinancement théorique a+b-c	103,7	96,9	102,5	94,6	89,7	89,7	92,7	87
% recettes acheminement	42,2 %	40,3 %	42,7 %	40,6 %	39,7 %	39,6 %	38,7 %	38,1 %

CHARGES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE (EN K€) Tableau 57

En k€	2018	2017	2016	2014 pro forma	2015	2014	2013	2012	2011
Postes sources	994	1 011	957	1 017	1 274	1 239	968	879	880
Réseau HTA	356	397	455	467	572	653	416	423	424
Postes DP	482	456	402	442	744	572	527	531	532
Réseau BT	789	436	403	382	399	458	264	246	247
Total	2 621	2 300	2 217	2 308	2 989	2 922	2 175	2 079	2 083

Charges d'entretien et de maintenance

Dans son compte rendu d'activité 2018, le concessionnaire ventile par domaine ses dépenses de maintenance et d'entretien du réseau de distribution de la concession (cf. tableau 57). Dans la mesure où ces dernières ne sont pas justifiées par la production d'états de réconciliation avec la comptabilité d'Enedis, il est difficile d'exprimer un avis sur leur signification.

Conclusion sur les informations financières relatives au compte d'exploitation de la concession

L'autorité concédante souligne qu'une majorité des charges sont encore réparties dans le compte d'exploitation de la concession, sur la base de règles statistiques plutôt que sur la base d'une affectation directe ou d'une imputation analytique affinée.

Elle renouvelle son souhait de pouvoir mettre en œuvre des tests afin de garantir la piste d'audit entre les comptes établis au titre du domaine concédé et les comptes globaux d'Enedis. Elle tient également à rappeler sa position constante en ce qui concerne les

recettes de raccordement, qui ne constituent pas des produits d'exploitation, mais une contribution au financement des immobilisations mises en concession et donc, *in fine*, un financement du concédant.

Dans le même esprit, les reprises de provisions pour renouvellement devenues sans objet sont également à considérer comme des financements du concédant, compte tenu qu'elles ont été prélevées sur l'exploitation (et donc l'utilisateur) pour permettre le renouvellement du réseau, dans le cadre, notamment, des dispositions prévues par l'article 10 du cahier des charges.



8

CONCLUSION





CONCLUSION

Synthèse du contrôle technique

Le Sigeif fédère, à la fin 2018, soixante-quatre communes (pas de nouvelle adhésion sur cet exercice) représentant une population totale de 1 445 788 habitants (+ 0,6 %). Conséquence du niveau des investissements consentis par le concessionnaire, le taux d'amortissement du réseau semble se stabiliser. Toutefois, et au regard de l'absence d'informations sur les anticipations d'investissement, de renouvellement nécessaire au maintien des ouvrages dans un état satisfaisant, l'autorité concédante est conduite à s'interroger sur le maintien de la valeur d'usage du patrimoine alloué. Cette interrogation est, par ailleurs, confortée par la cause même de la majorité des incidents : « l'usure naturelle » de l'ouvrage. Il est donc indispensable d'entreprendre, dans les meilleurs délais, une mise à niveau à même de remédier à la vétusté et à l'obsolescence du matériel, et d'apporter au réseau la flexibilité, l'adaptabilité et la sûreté que les consommateurs franciliens et l'autorité concédante attendent.

Patrimoine technique de la concession

Ossature de la distribution publique de l'énergie électrique, le réseau HTA est long de 3 729 km. Il est quasiment souterrain (99,6 %) et fonctionne sous une

tension nominale hétérogène (10, 15 et 20 kV). Ses principales zones à risque reposent sur la fragilité, la vétusté et l'obsolescence d'une partie de son réseau souterrain (1 125 km, 30 %) et, pour les lignes aériennes, sur leur proximité avec une zone boisée (2,7 km, 20 %). Pour cet important patrimoine – et à l'image des attendus formulés par l'autorité concédante lors de ces derniers rapports de contrôle –, il appartient au concessionnaire de maintenir, voire d'accroître son programme de maintenance et de renouvellement pour remédier au retard cumulé de ces dernières années. Nécessaires à l'alimentation du réseau BT, les 4 561 postes de transformation HTA/BT de distribution publique font l'objet de programmes de modernisation et de sécurisation des transformateurs et des matériels électriques, tant HTA que BT. Concernant ces programmes, l'autorité concédante se considère insuffisamment informée et, faute d'inventaire, rappelle qu'elle n'est pas en capacité d'en apprécier l'intensité. Le réseau basse tension (230-400 V) et ses branchements individuels et collectifs qui en sont issus constituent l'extrémité de la distribution publique. Long de 5 114 km, sa partie aérienne (1 283 km, 25,1 %) regroupe une structure en torsadé isolé et une structure en conducteurs nus (547 km, 42,6 %), pour laquelle l'autorité concédante et son concessionnaire œuvrent pour une sécurisation, via sa suppression. Concernant la partie souterraine, l'au-

torité concédante souligne l'absence d'inventaire en lien avec les câbles d'ancienne technologie (datant, pour certains, des années 1920).

Faute d'informations précises, l'autorité concédante estime à près de 1 256 km le linéaire concerné, ce qui laisse entrevoir l'effort financier pour combler le retard cumulé de ces dernières années. Concernant, enfin, les branchements individuels et collectifs, l'autorité concédante rappelle qu'elle se considère insuffisamment informée, notamment en ce qui concerne les investissements réalisés et à réaliser.

Contrôle continu

Dans le prolongement des contrôles passés, l'examen continu par l'autorité concédante de l'ensemble des projets de création ou de modification d'ouvrages réalisés sur son territoire se conclut par une absence notoire de dossiers transmis. Il en est de même pour ce qui concerne la communication des déclarations de commencement de travaux (cf. article 11 du cahier des charges) et d'achèvement de travaux, toutes deux complémentaires et indispensables à l'examen desdits projets. À ce stade, la récurrence de ce constat amène l'autorité concédante à s'interroger sur la capacité du concessionnaire à passer de la parole aux actes.

Enfin, au regard des dossiers reçus, les nouvelles constructions (extensions) ont été, sans exception, réalisées en souterrain.



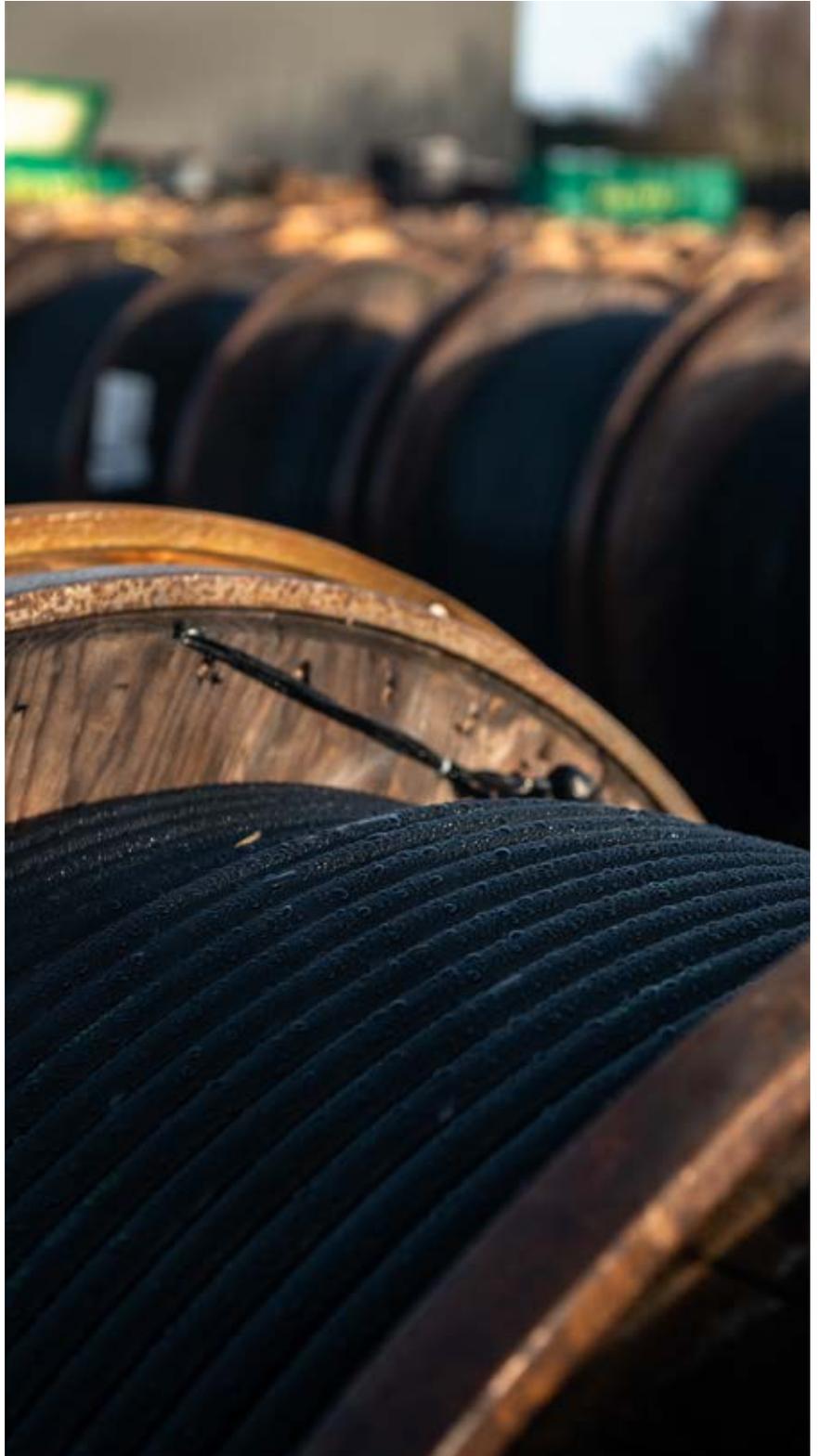
Qualité de la fourniture

Dépassant, pour la quatrième année consécutive, le seuil des 40 min, le critère BTCC ⁽⁵⁵⁾ du Sigeif se situe bien au-delà du niveau attendu. Force est de constater un résultat 2018 (46 min) décevant et inadapté, placé au second plus mauvais rang de ces quinze dernières années. Comme à chaque rapport de contrôle, le concédant rappelle « qu'il appartient au concessionnaire de stabiliser de manière satisfaisante ce critère par des investissements appropriés nécessaires à la réactivité du réseau et par des travaux curatifs de renouvellement des accessoires et des ouvrages aujourd'hui obsolètes, tels que les câbles désuets ».

À l'appui d'un schéma directeur d'investissement, le Sigeif et Enedis, ont convenu de s'attaquer à la cause même des incidents, c'est-à-dire à l'usure naturelle des ouvrages HTA et BT et, en parallèle, de disposer d'un réseau HTA plus réactif, via les OMT ⁽⁵⁶⁾.

Représentant toujours un taux relativement faible (0,6 %), les usagers-clients « mal alimentés » sont répartis autour de 196 sources HTA/BT. Leur nombre a été multiplié par sept par rapport à l'exercice précédent. Un résultat surprenant qui repose essentiellement sur les données de consommation transmises par les compteurs Linky. En fiabilisant les historiques de consommation et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique, la généralisation du compteur Linky devrait intensifier les sources HTA/BT à traiter, une situation sous surveillance du concessionnaire et de l'autorité concédante.

Enfin, s'agissant du baromètre d'opinion, 1 % des personnes interrogées ont déclaré subir régulièrement des coupures de plus de 3 min, et 3 % des usagers ont pu constater, à plusieurs reprises, des variations de tension. Ces résultats, encourageants par ailleurs, confortent la demande récurrente de l'autorité concédante à son concessionnaire de procéder à l'analyse et au traitement des situations décelées.



⁽⁵⁵⁾ Toutes causes confondues.

⁽⁵⁶⁾ Organes de manœuvre télécommandés.



Décret qualité

Rappel de la conclusion des exercices précédents : l'effet novateur des critères d'appréciation, définis par le décret de 2007 modifié, réside dans l'obligation d'analyse du concessionnaire et dans le résultat lié à son traitement.

Sur le territoire de la concession, les objectifs ont été, sans grande surprise, atteints tant ils sont inadaptés à une concession urbaine telle que celle du Sigeif.

Investissements délibérés du concessionnaire

Faute de pouvoir disposer d'une visibilité via un plan de maintenance, à moyen et long terme, la question sur le niveau des investissements pour garantir les ouvrages et le matériel de la concession en état normal de service est, selon l'autorité concédante, capitale. L'insuffisance des moyens mis en œuvre par le concessionnaire et le passif qui en résulte, ont, depuis longtemps, été mis en lumière par l'autorité concédante. Pour cet exercice, force est de constater l'effort d'Enedis qui voit ses investissements, pour la performance du réseau concédé, atteindre un niveau jamais égalé : 19,50 M€

Contrôle ciblé

Inventaire du patrimoine technique

Les volumes en jeu et les complexités associées du SI ont conduit à échelonner les travaux d'inventaire des ouvrages dits non-localisés (branchements en exploitation), entre 2018 et 2022. Après avoir fiabilisé les matériels de comptage HTA et BT supérieur à 36 kVA (C1-C4), vient l'inventaire des colonnes montantes en exploitation.

Sur le territoire du Sigeif, la méthodologie retenue par Enedis conduit à dénombrer **38 629** colonnes montantes en exploitation pour lesquelles, selon Enedis, **20 239** seraient considérées en concession et **18 390** hors concession.

Valorisation des ouvrages

Reconnaître un canevas utilisé inadapté aux opérations réalisées, notamment par le Sigeif, est une chose, et persister à maintenir une valorisation erronée en est une autre. Le Syndicat rappelle donc ses conclusions portées à la connaissance du concessionnaire, lors des derniers rapports de contrôle, conclusions reconnues, par ailleurs, par la chambre régionale des comptes :

« Pour l'autorité concédante, la valeur vénale d'un bien reçu à titre gratuit correspond au prix acquitté dans des conditions normales de marché. Il n'y a donc – a priori – aucune raison de retenir une autre valeur d'entrée en patrimoine et, par là même, de valider la pratique d'un concessionnaire qui s'autorise à appliquer, sans autorisation préalable de l'autorité concédante (le maître d'ouvrage), une « minoration » ou une « majoration » de la valeur de l'ouvrage construit. »

Récurrent depuis la mise en œuvre de l'application « VRG », ce constat conduit l'autorité concédante à rejeter, une nouvelle fois, l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire. Il appartient à Enedis de faire en sorte de « coller » au plus près de la réalité, en lieu et place d'une réponse d'impuissance qui ne peut satisfaire ni le concessionnaire ni l'autorité concédante.

Coupeure pour travaux

Face à un temps de coupure invariable et conséquent, identifié via l'indicateur « critère B travaux », le concessionnaire a été interrogé sur l'existence et/ou l'efficacité d'un processus capable de justifier et de privilégier la solution d'un maintien des ouvrages sous tension, en lieu et place d'une « interruption de la fourniture ».

L'audit réalisé en 2019, placé dans la continuité des deux précédents contrôles, a permis aux services du Sigeif de constater :

- les difficultés rencontrées pour la conservation, durant les travaux, de l'alimentation électrique,
- la durée de l'interruption, en fonction de l'origine et de la nature des travaux, pouvant varier de 5 h à plus de 10 h,
- la mise en sécurité des biens et des personnes (lors d'une crue), qui n'est pas une coupure pour travaux sur le réseau et qui, selon le Sigeif, devrait faire l'objet d'une identification spécifique,
- les opérations réalisées sous tension, avec ou sans alimentation provisoire, pour 1 146 actes ayant donné lieu à la délivrance d'autorisation de travaux sous tension « TST ».

Incidents BT aux 100 km : les cinq communes les plus impactées

Au regard du niveau élevé des indicateurs, un effort particulier est attendu pour traiter les zones de fragilité, matérialisées par l'usure naturelle des ouvrages, de ces communes.

Tenue de la tension BT

Suite aux mesures électriques « brutes » transmises par le nouveau compteur Linky au SIG d'Enedis, et ce pour un déploiement sur la moitié du territoire du Sigeif, près de sept fois plus de clients mal alimentés ont été décelés sur le territoire de la concession (4 415 CMA).

Ces nouvelles données (mesures) garantissent donc la qualité (bonne ou mauvaise) de l'alimentation électrique au plus près de l'usager et, également, facilitent, lorsque la contrainte est avérée, l'identification de la solution la plus adaptée : équilibrage ou renforcement du réseau.

Reste, à ce stade, l'analyse exhaustive des sources HTA/BT décelées (196) et, également, le traitement des contraintes effectives (stock), par le concessionnaire, notamment pendant la phase de déploiement de ce nouveau compteur.



La clientèle de la concession

Au 31 décembre 2018, la concession du Sigeif totalise 691 661 clients ou PDL ⁽⁵⁷⁾ raccordés aux réseaux HTA et BT, parmi lesquels 491 721 ont souhaité conserver un contrat de fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV).

Les offres de marché (199 940), quant à elles, représentent 29 % des points de livraison (PDL). Elles enregistrent une progression de 19 % par rapport à l'exercice passé.

L'énergie totale (6 554,3 GWh) acheminée est en légère augmentation (0,7 %) par rapport à 2017, conséquence de la thermosensibilité du territoire – et plus globalement de la France, pour laquelle la consommation d'électricité dépend fortement de la température, notamment pendant les mois d'hiver en raison du parc important de chauffages électriques.

Le nombre de lettres uniques de relance pour impayés est en diminution sensible par rapport à 2017. Il en est de même pour le nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire de réseau (1 766), pour un nombre de coupures, demandées par le fournisseur historique qui restent stables. Le taux de traitement des réclamations dans les 30 jours se situe quant à lui à un haut niveau, il en est de même de l'indicateur de satisfaction, communiqué à la maille nationale.

Le baromètre réalisé par l'autorité concédante situe à un bon niveau la satisfaction des usagers de la concession, et ce sur la plupart des items. L'accueil téléphonique du gestionnaire de réseau se révèle très « performant », avec un résultat de 94 % de clients « Total satisfaits ». De plus, l'amélioration durable du nombre d'interviewés « Pas du tout satisfaits » de la rapidité à obtenir un interlocuteur est encourageante.

⁽⁵⁷⁾ Points de Livraison.

Au niveau national, il n'en est pas de même, notamment si l'on se réfère au rapport du médiateur de l'énergie, qui souligne de plus en plus de litiges (+16 % par rapport à l'exercice précédent). Ces derniers ont porté principalement sur les consommations facturées, suivis de ceux portant sur la facturation (facture, prix ou règlement). Le nombre de dossiers en lien avec une intervention sur le réseau – retards d'Enedis dans l'envoi des devis et dans l'exécution des travaux pour lesquels les délais prévisionnels ne sont pas encadrés – ou sur la qualité de fourniture augmente également.

Enfin, concernant la précarité énergétique, et toujours selon le médiateur de l'énergie, près d'un tiers des Français ont restreint, en 2018, leur chauffage pour limiter, autant que se peut, l'importance d'une facture trop élevée, tandis que 15 % d'entre eux ont déclaré avoir souffert du froid dans leur logement au cours du dernier hiver. À l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de clients, pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte par le fournisseur historique, atteint 17 117, et sur les sept départements du territoire de la concession, le montant alloué par EDF au fonds de solidarité pour le logement (FSL) a été augmenté, pour atteindre 3,6 M€.

Synthèse du contrôle comptable et financier

Les efforts consentis par le concessionnaire ont permis d'améliorer la lisibilité et la compréhension des enjeux financiers du domaine concédé, notamment pour ce qui concerne la description du patrimoine en concession et la valorisation des investissements récents. Il est attendu que ces avancées soient complétées en ce qui concerne les autres points de progrès mis en avant dans

cette conclusion. Cette nécessité concerne notamment les points qui ont trait à la justification du droit du concédant et au fonctionnement de la provision pour renouvellement :

- La classification des biens immobilisés comme « biens de premier établissement » ou « biens remplaçants ».
- La justification de l'origine des financements réciproques (part du concédant / part du concessionnaire) qui ont été consentis lors de l'entrée en concession des éléments de patrimoine.
- La justification du montant des amortissements reconstitués, en contrepartie des financements du concédant.
- La communication et la justification des différentes composantes ayant permis la constitution du droit du concédant (biens en concession à l'origine, remises gratuites, affectation de la provision pour renouvellement, participations...).
- La justification du montant de la provision pour renouvellement figurant au passif du bilan du concessionnaire, au titre du domaine concédé, ainsi que ses modalités d'affectation.
- La justification et la mise en cohérence des reprises enregistrées en produits au compte d'exploitation avec l'évolution des postes de bilan associé (provision pour renouvellement, amortissements des immobilisations).

Il est également important de rappeler que l'autorité concédante est en droit de se voir communiquer une documentation à jour, pour ce qui concerne les procédures comptables appliquées, et de pouvoir accéder aux documents comptables probants permettant de valider leur correcte application. En conséquence, le contrôle financier du domaine concédé subit une limitation certaine, liée, en particulier :

- à la méthodologie d'élaboration du compte de résultat de la concession, qui ne garantit pas systématiquement le lien entre les valeurs présentées et l'exploitation de la concession ;



- à l'impossibilité de justifier les financements réciproques du concessionnaire et du concédant, qui constituent pourtant un des paramètres essentiels à maîtriser pour anticiper les conséquences de la fin de contrat.

L'autorité concédante souligne ses critiques sur certains éléments clés du contrôle et rappelle qu'elle ne peut se satisfaire d'un tel traitement, qui est contradictoire avec l'esprit et la lettre du contrat de concession signé en 1994 :

- La valorisation des éléments de patrimoine relatifs aux opérations réalisées sous sa maîtrise d'ouvrage doit être conforme aux coûts réels engagés.
- Les participations versées aux coûts de raccordement par les tiers et les collectivités constituent des financements

du concédant et – quel que soit le traitement comptable et fiscal retenu par le concessionnaire – le concessionnaire doit mettre en place un suivi des montants concernés, dans la perspective d'un bilan de fin de contrat. Il en est de même pour les subventions d'équipement versées pour contribuer au financement des ouvrages en concession.

- Les provisions pour renouvellement sont prélevées sur les facturations payées par les usagers et constituent des financements affectés. Quel que soit leur sort, affectation au renouvellement ou reprise, elles constituent des financements du concédant et doivent être identifiées comme tels.
- Sur la base des tests réalisés au cours des dernières missions de contrôle, il est apparu que les procédures, appliquées par Enedis, ne garantissent pas

que la valeur d'entrée en concession des immobilisations remplaçantes soit intégralement imputée en financement du concédant.

Enfin, l'autorité concédante rappelle également qu'elle se considère insuffisamment informée quant aux conséquences des importants changements de méthodes survenus depuis le 1^{er} janvier 2005, notamment pour ce qui concerne le sort réservé aux financements récupérés par le concessionnaire à cette date, que ce soit pour son propre compte ou pour celui de l'autorité concédante.





9

ANNEXES



INVENTAIRE DES OUVRAGES PAR COMMUNE AU 31 DÉCEMBRE 2018 (EN M)

	Réseau HTA (en m)			Nombre de postes DP+mixtes	Réseau BT (en m)				Total (HTA - BT)	Réseau BT souterrain %
	Aérien	Souterrain	Total		Aérien nu	Aérien tors.	Souterrain	Total		
Aulnay-sous-Bois	-	200 193	200 193	206	47 270	45 293	145 804	238 367	438 560	61,17 %
Ballainvilliers	196	25 657	25 853	24	784	3 615	25 738	30 137	55 990	85,40 %
Blanc-Mesnil (Le)	-	87 490	87 490	112	26 356	27 113	101 335	154 804	242 294	65,46 %
Bois-d'Arcy	-	27 322	27 322	46	2 311	6 972	45 931	55 214	82 536	83,19 %
Boissy-Saint-Léger	-	26 458	26 458	47	4 140	5 150	51 039	60 329	86 787	84,60 %
Brou-sur-Chantereine	-	7 255	7 255	15	2 772	2 407	11 753	16 932	24 187	69,41 %
Carrières-sur-Seine	-	46 599	46 599	47	10 692	7 092	48 266	66 050	112 649	73,07 %
Celle-Saint-Cloud (La)	-	44 230	44 230	61	5 005	6 912	71 833	83 750	127 980	85,77 %
Champlan	-	26 334	26 334	25	1 558	7 008	14 608	23 174	49 508	63,04 %
Chatou	-	67 065	67 065	85	20 969	9 636	81 657	112 262	179 327	72,74 %
Chaville	-	29 492	29 492	47	220	927	54 040	55 187	84 679	97,92 %
Chelles	-	140 576	140 576	172	24 625	48 477	132 041	205 143	345 719	64,37 %
Chennevières-sur-Marne	-	62 345	62 345	73	9 438	11 559	60 025	81 022	143 367	74,08 %
Chesnay (Le)	-	44 585	44 585	86	6 548	7 567	67 927	82 042	126 627	82,80 %
Courtry	-	18 742	18 742	29	501	11 071	25 658	37 230	55 972	68,92 %
Croissy-sur-Seine	-	22 799	22 799	37	5 869	2 690	47 800	56 359	79 158	84,81 %
Épinay-sous-Sénart	-	30 613	30 613	32	-	340	30 375	30 715	61 328	98,89 %
Fontenay-le-Fleury	1 359	21 967	23 326	37	75	1 387	35 318	36 780	60 106	96,03 %
Gagny	-	46 033	46 033	102	26 981	41 730	62 439	131 150	177 183	47,61 %
Garches	-	53 948	53 948	61	6 032	4 620	43 845	54 497	108 445	80,45 %
Jouy-en-Josas	804	29 277	30 081	43	2 406	9 432	29 511	41 349	71 430	71,37 %
Limeil-Brévannes	157	61 635	61 792	70	7 338	9 047	67 206	83 591	145 383	80,40 %
Livry-Gargan	-	69 674	69 674	102	29 089	38 628	73 607	141 324	210 998	52,08 %
Longjumeau	-	45 250	45 250	69	3 721	4 317	72 206	80 244	125 494	89,98 %
Maisons-Laffitte	-	39 484	39 484	82	2 600	31 462	72 776	106 838	146 322	68,12 %
Mandres-les-Roses	-	16 547	16 547	22	749	5 306	28 666	34 721	51 268	82,56 %
Marcoussis	4 303	38 743	43 046	56	3 577	18 225	41 291	63 093	106 139	65,44 %
Margency	-	5 207	5 207	12	502	1 806	10 686	12 994	18 201	82,24 %
Marne-la-Coquette	-	9 148	9 148	10	-	-	10 941	10 941	20 089	100 %
Marolles-en-Brie	-	20 218	20 218	30	-	-	39 101	39 101	59 319	100 %
Massy	103	193 306	193 409	160	8 333	5 890	120 925	135 148	328 557	89,48 %
Meudon	-	118 372	118 372	122	3 797	8 798	101 730	114 325	232 697	88,98 %
Mitry-Mory	4 124	85 127	89 251	58	3 053	5 435	39 594	48 082	137 333	82,35 %
Montesson	-	35 427	35 427	53	5 374	6 183	61 431	72 988	108 415	84,17 %
Montfermeil	-	43 752	43 752	73	21 251	26 559	48 405	96 215	139 967	50,31 %
Morangis	-	33 933	33 933	56	26 309	5 258	45 695	77 262	111 195	59,14 %
Neuilly-Plaisance	-	58 951	58 951	68	10 129	20 665	41 769	72 563	131 514	57,56 %
Noisy-le-Grand	-	195 870	195 870	210	18 432	41 528	143 955	203 915	399 785	70,60 %
Nozay	268	14 716	14 984	24	237	2 516	23 507	26 260	41 244	89,52 %
Orsay	-	61 182	61 182	68	16 736	17 379	54 406	88 521	149 703	61,46 %
Périgny-sur-Yerres	-	10 620	10 620	13	-	839	18 094	18 933	29 553	95,57 %
Raincy (Le)	-	20 806	20 806	52	8 921	13 193	34 795	56 909	77 715	61,14 %
Rocquencourt	-	18 627	18 627	14	-	780	12 629	13 409	32 036	94,18 %
Rueil-Malmaison	-	219 524	219 524	225	16 380	25 741	217 077	259 198	478 722	83,75 %
Saint-Cloud	-	88 194	88 194	98	-	-	85 099	85 099	173 293	100 %
Saint-Cyr-l'École	229	58 414	58 643	61	8 169	3 456	47 816	59 441	118 084	80,44 %
Saulx-les-Chartreux	1 325	19 114	20 439	38	4 059	10 151	20 000	34 210	54 649	58,46 %

(*) Est exclue la partie du territoire de cette commune exploitée par la régie municipale.



INVENTAIRE DES OUVRAGES PAR COMMUNE AU 31 DÉCEMBRE 2018 (EN M)

SUITE

	Réseau HTA (en m)			Nombre de postes DP+mixtes	Réseau BT (en m)				Total (HTA - BT)	Réseau BT souterrain %
	Aérien	Souterrain	Total		Aérien nu	Aérien tors.	Souterrain	Total		
Servon	588	27 699	28 287	26	1 616	2 489	26 743	30 848	59 135	86,69 %
Sevran	-	78 567	78 567	99	17 511	21 212	90 079	128 802	207 369	69,94 %
Sèvres	-	42 992	42 992	66	1 290	1 688	64 631	67 609	110 601	95,60 %
Tremblay-en-France	-	204 956	204 956	150	28 815	33 666	91 341	153 822	358 778	59,38 %
Vaires-sur-Marne	-	21 461	21 461	38	8 283	9 518	32 633	50 434	71 895	64,70 %
Vaucresson	-	29 769	29 769	32	2 226	1 484	40 284	43 994	73 763	91,57 %
Vaujours	-	20 824	20 824	21	4 047	7 329	17 577	28 953	49 777	60,71 %
Vélizy-Villacoublay	-	101 322	101 322	90	-	-	73 559	73 559	174 881	100 %
Verrières-le-Buisson	-	33 285	33 285	58	13 120	11 054	60 013	84 187	117 472	71,29 %
Versailles	-	197 580	197 580	279	7 903	8 410	232 850	249 163	446 743	93,45 %
Vesinet (Le)	-	32 851	32 851	50	19 113	6 734	67 981	93 828	126 679	72,45 %
Ville-d'Avray	-	18 401	18 401	33	616	826	31 367	32 809	51 210	95,60 %
Villebon-sur-Yvette	-	50 698	50 698	82	4 216	7 540	62 141	73 897	124 595	84,09 %
Villeparisis	-	48 781	48 781	90	9 985	29 473	51 754	91 212	139 993	56,74 %
Villepinte	-	104 376	104 376	117	10 707	21 806	91 372	123 885	228 261	73,76 %
Viroflay	-	23 764	23 764	48	8 110	3 842	40 156	52 108	75 872	77,06 %
Wisous	-	37 658	37 658	49	6 182	5 118	36 000	47 300	84 958	76,11 %
Total	13 456	3 715 804	3 729 260	4 561	547 048	736 349	3 830 831	5 114 228	8 843 488	74,91 %

NOMBRE DE CLIENTS ET ÉNERGIE ACHÉMINÉE EN 2018 SUR LA CONCESSION SIGEIF

	Nombre de clients				Énergie acheminée (en GWh)				Recettes d'acheminement (en k€)
	BT < 36 kVA	BT > 36 kVA	HTA	Total	BT < 36 kVA	BT > 36 kVA	HTA	Total	Total
Aulnay-sous-Bois	33 044	419	60	33 523	158,8	54	105	317,8	12 069
Ballainvilliers	1 990	40	6	2 036	12,8	5,3	5,8	23,9	917
Blanc-Mesnil (Le)	22 345	250	42	22 637	104,2	26	49,5	179,7	7 208
Bois-d'Arcy	6 920	79	12	7 011	32,0	8,1	31,1	71,2	2 525
Boissy-Saint-Léger	7 492	96	9	7 597	35,1	9,9	12,7	57,7	2 451
Brou-sur-Chantereine	2 148	14	2	2 164	8,8	1	1,5	11,3	520
Carrières-sur-Seine	6 782	68	11	6 861	39,5	7,5	5,2	52,2	2 303
Celle-Saint-Cloud (La)	9 932	72	9	10 013	38,1	7,5	5,6	51,2	2 394
Champlan	1 275	44	8	1 327	9,5	4	17,7	31,2	935
Chatou	15 418	110	6	15 534	68,5	14,7	19,5	102,6	4 438
Chaville	10 846	92	6	10 944	44,4	11	4,3	59,7	2 782
Chelles	25 008	248	45	25 301	123,9	30,9	48,5	203,3	8 252
Chennevières-sur-Marne	9 186	116	20	9 322	46,4	14,9	23,4	84,7	3 334
Chesnay (Le)	15 938	137	33	16 108	61,9	19,9	48,6	130,4	4 999
Courtry	2 742	28	4	2 774	20,5	2,5	0,7	23,7	1 055
Croissy-sur-Seine	5 230	44	11	5 285	33,3	4,8	32,1	70,2	2 373
Épinay-sous-Sénart	4 844	38	6	4 888	16,7	5,5	3,9	26,1	1 170
Fontenay-le-Fleury	6 853	29	9	6 891	24,9	3,5	2,5	30,9	1 519
Gagny	17 707	77	9	17 793	83,4	8,5	4,7	96,6	4 511
Garches	9 654	76	7	9 737	45,1	10	10,1	65,3	2 804
Jouy-en-Josas	3 333	49	10	3 392	22,4	7,4	27,7	57,5	1 864



NOMBRE DE CLIENTS ET ÉNERGIE ACHÉMINÉE EN 2018 SUR LA CONCESSION SIGEIF

SUITE

	Nombre de clients				Énergie acheminée (en GWh)				Recettes d'acheminement (en k€)
	BT < 36 kVA	BT > 36 kVA	HTA	Total	BT < 36 kVA	BT > 36 kVA	HTA	Total	Total
Limeil-Brévannes	11 796	78	14	11 888	57,9	8,6	25,5	92	3 619
Livry-Gargan	20 870	147	13	21 030	101,4	18,4	12,1	131,9	5 941
Longjumeau	10 444	79	18	10 541	55	9,3	23,6	87,9	3 463
Maisons-Laffitte	13 056	121	16	13 193	60,4	12,4	16,3	89,1	3 832
Mandres-les-Roses	2 095	28	2	2 125	16,6	3,2	2,1	21,8	910
Marcoussis	3 668	58	9	3 735	28,6	7,2	43,2	79	2 309
Margency	1 324	5	1	1 330	8,1	0,6	0,9	9,6	419
Marne-la-Coquette	828	17	4	849	5,3	1,6	4,4	11,3	414
Marolles-en-Brie	2 074	22	5	2 101	26,9	2,3	4,7	33,9	1 314
Massy	25 017	402	86	25 505	88,9	47,8	164,4	301,1	10 002
Meudon	24 174	271	36	24 481	91,3	33,4	57	181,8	7 283
Mitry-Mory	3 493	126	53	3 672	20,1	14,1	95,4	129,6	3 403
Montesson	6 811	89	8	6 908	42,2	11,6	16,4	70,2	2 740
Montfermeil	10 271	76	8	10 355	57,9	6,9	13,7	78,5	3 323
Morangis	6 416	139	21	6 576	40,2	19	19,4	78,6	3 057
Neuilly-Plaisance	10 192	109	6	10 307	52,3	10,8	7,5	70,6	3 101
Noisy-le-Grand	31 651	506	85	32 242	171,7	63,6	161,1	396,4	14 155
Nozay	2 000	26	1	2 027	13,1	2,1	0,6	15,8	714
Orsay	8 451	98	17	8 566	49	12,2	77,8	139	4 480
Pérgigny-sur-Yerres	1 140	9	3	1 152	9,2	2,1	1,1	12,4	507
Raincy (Le)	8 153	84	6	8 243	41,8	9,2	2,8	53,8	2 506
Rocquencourt	2 086	14	5	2 105	6,6	1,8	3,1	11,6	515
Rueil-Malmaison	40 749	601	83	41 433	207,8	63,1	168,5	439,4	16 080
Saint-Cloud	16 319	267	28	16 614	75,9	32,1	58	166,1	6 219
Saint-Cyr-l'École	10 046	87	12	10 145	44,1	9,5	46,4	100	3 569
Saulx-les-Chartreux	2 938	41	5	2 984	22,2	5,6	5	32,8	1 344
Servon	1 509	57	7	1 573	12	7,2	4,3	23,5	941
Sevran	19 204	158	19	19 381	88,3	19,1	17,1	124,4	5 480
Sèvres	11 804	206	15	12 025	57,9	25,8	11,1	94,7	4 217
Tremblay-en-France	15 507	314	64	15 885	84,3	41,6	109,8	235,7	7 923
Vaires-sur-Marne	6 122	37	9	6 168	27,6	7,3	5	39,8	1 801
Vaucresson	4 523	50	4	4 577	22,1	7,8	3,5	33,4	1 475
Vaujours	3 247	27	6	3 280	18,5	2,1	57,8	78,4	1 903
Vélizy-Villacoublay	11 205	337	95	11 637	46,2	42,3	236,9	325,3	8 851
Verrières-le-Buisson	7 292	90	7	7 389	50,1	13,4	3,1	66,6	2 910
Versailles	48 686	508	99	49 293	197,8	61,4	89,7	348,9	14 602
Vésinet (Le)	8 416	72	6	8 494	45,8	7,1	8,6	61,5	2 712
Ville-d'Avray	6 128	38	2	6 168	25,7	5,6	1,8	33,1	1 563
Villebon-sur-Yvette	5 340	217	32	5 589	35,5	27,8	34,9	98,2	3 595
Villeparisis	11 903	104	12	12 019	66,3	15,1	12,5	93,9	3 957
Villepinte	14 157	268	48	14 473	75,8	30,6	65,9	172,3	6 493
Viroflay	8 492	75	12	8 579	37	7,9	6,1	51	2 333
Wissous	3 738	119	29	3 886	26,8	13	52,3	92	2 701
Total	682 022	8 303	1 336	691 661	3 342,5	1 000,5	2 211,3	6554,3	249 102

(*) Est exclue la partie du territoire de cette commune exploitée par la régie municipale.



VALORISATION 2018 DE LA REMISE GRATUITE, PAR ENEDIS, DES OPÉRATIONS RÉALISÉES PAR LE SIGEIF, MAÎTRE D'OUVRAGE

	Libellé des travaux	Valorisation Enedis (€)	VRG *			Coût réel (Sigeif) des travaux (€)	Participation Enedis (€)	Montant résultant concédant (€)
			Valeur Écart VRG Sigeif	Écart taux	Seuil d'alerte			
	Aulnay-sous-Bois Enf. BT Rue Jean Charcot	97 337	-5 308,16	-5,17 %	Bas	102 645,16	41 058,06	61 587,10
	Boissy-Saint-Léger Enf. BT Rue de Maison Blanche	146 698	-10 719,28	-6,81 %	Bas	157 417,28	62 966,91	94 450,37
	Carrières-sur-Seine Rue Louis Leroux	62 029,35	-10 527,43	-14,51 %	Bas	72 556,78	36 278,39	36 278,39
	Carrières-sur-Seine Enf. BT Rue Gabriel Péri (TR 3)	150 354	-6 169,64	-3,94 %	-	156 523,64	78 261,82	78 261,82
	Champlan Enf. BT Rue de la Division Leclerc	67 515	-4 380,50	-6,09 %	-	71 895,50	28 758,20	43 137,30
	Chatou Enf. BT Rue Georges Clemenceau	103 826	-4 314,53	-3,99 %	-	108 140,53	43 256,21	64 884,32
	Chennevières-sur-Marne Rue Aristide Briand	81 477	-6 520,75	-7,41 %	Bas	87 997,75	43 998,88	43 998,87
	Chennevières-sur-Marne Enf. BT Avenue de Cœuilly	85 435	-4 108,73	-4,59 %	-	89 543,73	44 771,87	44 771,86
	Chennevières-sur-Marne Enf. BT Avenue Jeanne	181 615	4 367,43	2,46 %	-	177 247,57	88 623,79	88 623,78
	Chennevières-sur-Marne Enf. BT Rue de la Liberté	61 487	1 988,04	3,34 %	-	59 498,96	29 749,48	29 749,48
	Chennevières-sur-Marne Enf. BT Rues Montchanin et du Pré Fleurant	39 012	575,70	1,50 %	-	38 436,30	19 218,15	19 218,15
	Courtry Enf. Route de Montfermeil	47 426	-2 209,65	-4,45 %	-	49 635,65	19 854,26	29 781,39
	Fontenay-le-Fleury Enf. BT Avenue de la République	22 536	-9 243,15	-29,09 %	Bas	31 779,15	15 889,58	15 889,57
	Fontenay-le-Fleury Rue François Mansart	29 005	-5 356,11	-15,59 %	Bas	34 361,11	17 180,56	17 180,55
	Jouy-en-Josas Enf. BT Avenue Jean Jaurès T2	51 377	-3 861,30	-6,99 %	-	55 238,30	27 619,15	27 619,15
	Le Blanc-Mesnil Enf. BT Rue Maxime Gorki T2	133 839	-1 467,65	-1,08 %	-	135 306,65	54 122,66	81 183,99
	Le Blanc-Mesnil Enf. Avenue des Fleurs	69 841	-5 249,42	-6,99 %	-	75 090,42	30 036,17	45 054,25
	Le Blanc-Mesnil Enf. BT Avenue de la Marne	194 976	4 577,03	2,40 %	-	190 398,97	76 159,59	114 239,38
	Le Blanc-Mesnil Enf. BT Rue de Londres	54 480	-1 204,53	-2,16 %	-	55 684,53	22 273,81	33 410,72
	Le Blanc-Mesnil Enf. BT Rue Joseph Lebrix	72 807	4 592,34	6,73 %	-	68 214,66	27 285,86	40 928,80
	Le Chesnay Enf. Sente de la Maison Blanche	14 908	-12 724,84	-46,05 %	Bas	27 632,84	13 816,42	13 816,42
	Le Raincy Enf. BT Allée Clémencet	77 334	-3 696,48	-4,56 %	-	81 030,48	40 515,24	40 515,24
	Le Vésinet Enf. BT Rue Camille Saulnier	70 657	-5 122,80	-6,76 %	-	75 779,80	37 889,90	37 889,90
	Le Vésinet Enf. BT Allée Garibaldi	22 349	-5 619,50	-20,09 %	Bas	27 968,50	13 984,25	13 984,25
	Le Vésinet Enf. BT Bd Carnot	88 404	-1 676,75	-1,86 %	-	90 080,75	45 040,38	45 040,37
	Limeil-Brevannes Enf. BT Avenue du Président Wilson	133 750	-8 610,31	-6,05 %	Bas	142 360,31	56 944,12	85 416,19
	Maisons-Laffitte Enf. Rue Laffitte	60 552	8 753,61	16,90 %	Haut	51 798,39	20 719,36	31 079,03
	Maisons-Laffitte Enf. BT Passage du Tripot	31 665	-1 867,23	-5,57 %	-	33 532,23	16 766,12	16 766,11
	Mandres-les-Roses Enf. BT Rue Rochopt	63 140	56,10	0,09 %	-	63 083,90	31 541,95	31 541,95
	Mandres-les-Roses Enf. BT Rue de L'Yerres	28 020	-2 009,41	-6,69 %	-	30 029,41	15 014,71	15 014,70
	Massy Enf. BT Rues André Chenier et du Pont de Pierre	39 259	-2 539,60	-6,08 %	-	41 798,60	16 719,44	25 079,16
	Neuilly-Plaisance Enf. BT Avenue Victor Hugo	80 910	-2 652,86	-3,17 %	-	83 562,86	33 425,14	50 137,72
	Noisy-le-Grand Enf. BT ZAC Clos d'Ambert	121 655	7 836,69	6,89 %	Haut	113 818,31	45 527,32	68 290,99
	Noisy-le-Grand Enf. BT Rue des Bas Heurts	36 605	198,09	0,54 %	-	36 406,91	14 562,76	21 844,15
	Rueil-Malmaison Enf. BT Rue Paul de Kock	30 763	-13 936,07	-31,18 %	Bas	44 699,07	17 879,63	26 819,44
	Rueil-Malmaison Enf. BT Rue d'Estienne d'Orves	70 975	2 135,85	3,10 %	-	68 839,15	27 535,66	41 303,49
	Saint-Cyr-l'École Enf. BT Allée Adeline Langlois	26 469	-4 425,51	-14,32 %	Bas	30 894,51	15 447,26	15 447,25
	Saint-Cyr-l'École Enf. BT Allée des Cottages	14 280	-4 392,12	-23,52 %	Bas	18 672,12	9 336,06	9 336,06
	Sèvres ** Enf. BT Rue Albert Dammouse	36 418	-14 926,89	-29,07 %	Bas	51 354,89	25 677,45	25 677,44
	Sèvres Enf. BT Rue Benoît Malon	77 439	-1 130,43	-1,44 %	-	78 569,43	39 284,72	39 284,71
	Sèvres Enf. BT Rues des Bas Tillets et Anatole France	225 757	-825,02	-0,36 %	-	226 582,02	113 291,01	113 291,01
	Sèvres Enf. BT Rues Descartes et des Châtres Sacs	103 553	-3 589,34	-3,35 %	-	107 142,34	53 571,17	53 571,17
	Vaucresson Enf. BT Avenue de Rueil	61 767	-2 932,16	-4,53 %	-	64 699,16	32 349,58	32 349,58
	Vaucresson Enf. BT Avenue de La Celle-Saint-Cloud (TR. 2)	11 800	-8 364,75	-41,48 %	Bas	20 164,75	10 082,38	10 082,37
	Vaucresson Enf. BT Avenue Foch Tr2	57 952	-3 822,97	-6,19 %	-	61 774,97	30 887,49	30 887,48


VALORISATION 2018 DE LA REMISE GRATUITE, PAR ENEDIS, DES OPÉRATIONS RÉALISÉES PAR LE SIGEIF, MAÎTRE D'OUVRAGE
SUITE

	Libellé des travaux	Valorisation Enedis (€)	VRG *			Coût réel (Sigeif) des travaux (€)	Participation Enedis (€)	Montant résultant concédant (€)
			Valeur Écart VRG Sigeif	Écart taux	Seuil d'alerte			
Verrières-le-Buisson	Enf. BT Allée du Champ de Mars	13 521	-2 118,90	-13,55 %	Bas	15 639,90	6 255,96	9 383,94
Versailles	Enf. BT Rue Jean de La Fontaine	64 142	-2 009,20	-3,04 %	-	66 151,20	33 075,60	33 075,60
Versailles	Enf. BT Rue Jean de La Fontaine	282 012	11 337,84	4,19 %	-	270 674,16	135 337,08	135 337,08
Viroflay	Enf. BT Rue du Louvre	101 308	3 047,40	3,10 %	-	98 260,60	49 130,30	49 130,30
Viroflay	Enf. BT Rues G. Clemenceau et du Prés. Doumer	117 995	879,83	0,75 %	-	117 115,17	58 557,59	58 557,58
Ville-d'Avray	Enf. BT Chemin des Closeaux	44 512	-2 647,25	-5,61 %	-	47 159,25	23 579,63	23 579,62
Valorisation 2018 de la remise gratuite par Enedis		3 962 943,35	-141 935,27	-3,46 %	-	4 104 888,62	1 891 109,08	2 213 779,54
Valorisation 2017 de la remise gratuite par Enedis		3 423 741,20	-34 777,59	-1 %	-	3 458 518,79	1 543 644,96	1 914 873,83
Valorisation 2016 de la remise gratuite par Enedis		3 458 378,89	-53 590,44	-1,5 %	-	3 511 969,33	1 610 492,48	1 901 476,85
Valorisation 2015 de la remise gratuite par Enedis		4 567 139,14	138 045,86	3,1 %	-	4 429 093,28	1 999 432,31	2 429 660,97
Valorisation 2014 de la remise gratuite par ERDF		4 747 942,27	49 675,68	1,1 %	-	4 698 266,59	2 123 355,71	2 574 910,88
Valorisation 2013 corrigée de la remise gratuite par ERDF		3 246 354	-65 345,62	-2 %	-	3 311 699,62	1 502 705,56	1 808 994,06
Valorisation 2012 corrigée de la remise gratuite par ERDF		3 195 455,97	-57 042,22	-1,8 %	-	3 252 498,19	1 495 513,03	1 756 985,16
Valorisation 2011 de la remise gratuite par ERDF		2 832 869	-20 577,99	-0,7 %	-	2 853 446,99	1 263 858,93	1 589 588,06

(*) VRG : valorisation par Enedis de la remise gratuite.

(**) Valorisation corrigée après l'audit réalisé par le Sigeif.

RÉPARTITION PAR DÉCENNIE DU LINÉAIRE DES LIGNES ET CANALISATIONS BT
SIG : OSCAR

	< 11 ans	de 11 à 20 ans	de 21 à 30 ans	de 31 à 40 ans	de 41 à 50 ans	> 50 ans	Âge moyen
Aulnay-sous-Bois	23 482	16 113	28 083	8 051	1 149	161 489	54,6
Ballainvilliers	4 234	7 712	7 939	1 764	-	8 488	33,4
Le Blanc-Mesnil	18 904	14 995	25 894	10 630	31 828	52 553	37,8
Bois-d'Arcy	13 593	5 767	6 673	4 691	609	23 881	40,6
Boissy-Saint-Léger	7 926	6 403	17 775	4 111	29	24 085	40,9
Brou-sur-Chantereine	4 367	738	5 887	-	-	5 940	36
Carrières-sur-Seine	5 436	11 799	20 990	9 158	174	18 493	36,6
La Celle-Saint-Cloud	12 723	8 786	36 709	6 239	109	19 184	33,5
Champlan	1 265	5 053	6 302	1 422	1 330	7 802	39,3
Chatou	7 746	9 360	30 233	16 755	1 020	47 148	44,1
Chaville	16 810	9 953	10 110	2 020	1 634	14 660	30,4
Chelles	19 957	25 131	157 881	372	328	1 474	23,5
Chennevières-sur-Marne	10 656	6 300	55 225	3 095	310	5 436	27,5
Le Chesnay	7 458	7 472	7 350	1 708	29	58 025	56
Courtry	3 459	1 782	13 348	-	336	18 305	46
Croissy-sur-Seine	5 715	4 943	22 352	10 311	226	12 812	35,1
Épinay-sous-Sénart	4 071	3 087	2 145	1 162	6 774	13 476	43,2
Fontenay-le-Fleury	5 321	4 817	3 196	410	75	22 961	50,7
Gagny	11 147	9 590	45 130	9 978	39 627	15 678	34,7
Garches	5 635	5 097	7 946	1 848	665	33 306	51,3



RÉPARTITION PAR DÉCENNIE DU LINÉAIRE DES LIGNES ET CANALISATIONS BT

SUITE

SIG : OSCAR

	< 11 ans	de 11 à 20 ans	de 21 à 30 ans	de 31 à 40 ans	de 41 à 50 ans	> 50 ans	Âge moyen
Jouy-en-Josas	4 382	3 143	7 045	322	230	26 227	52,4
Limeil-Brévannes	17 046	10 581	18 481	2 759	-	34 724	39,8
Livry-Gargan	11 039	11 652	22 605	2 349	21	93 658	54,1
Longjumeau	6 024	6 232	16 145	10 934	20 218	20 691	38,7
Maisons-Laffitte	8 769	9 365	10 530	925	917	76 332	56,6
Mandres-les-Roses	1 306	4 426	16 068	2 200	-	10 721	38,8
Marcoussis	5 742	10 170	16 791	11 753	5 446	13 191	33,3
Margency	823	2 461	1 477	1 678	961	5 594	44,8
Marnes-la-Coquette	414	2 382	4 937	528	-	2 680	34,1
Marolles-en-Brie	739	2 815	12 990	7 835	-	14 722	44,2
Massy	24 894	12 104	24 195	15 667	14 652	43 636	35
Meudon	19 285	12 297	23 655	8 366	10 240	40 482	37,4
Mitry-Mory	10 480	9 164	18 747	-	-	9 691	28,5
Montesson	5 453	10 945	24 206	20 924	-	11 460	31,4
Montfermeil	10 391	18 875	16 402	17 428	10 312	22 807	32,6
Morangis	5 552	9 420	10 702	4 853	14 434	32 301	45,7
Neuilly-Plaisance	5 374	7 382	10 812	22 680	20 062	6 253	36,1
Noisy-le-Grand	20 129	24 074	79 518	42 415	21 878	15 901	29,6
Nozay	2 883	3 671	11 861	2 579	3 890	1 376	27,9
Orsay	5 456	15 716	20 366	3 630	4 483	38 870	43,6
Périgny-sur-Yerres	2 852	2 190	5 065	806	-	8 020	41
Le Raincy	5 988	4 870	7 513	1 482	30 521	6 535	38,6
Rocquencourt	600	1 217	690	231	0	10 671	60,0
Rueil-Malmaison	29 280	29 469	101 864	33 623	1 291	63 671	34,6
Saint-Cloud	6 659	25 154	10 781	4 345	2 621	35 539	40,4
Saint-Cyr-l'École	10 233	5 145	8 274	2 696	246	32 847	47
Saulx-les-Chartreux	5 381	3 617	9 605	3 615	885	11 107	37,5
Servon	7 806	3 527	10 780	5 867	1 193	1 675	23,2
Sevran	14 972	7 791	25 136	3 530	631	76 742	50,7
Sèvres	11 581	9 695	15 047	1 985	654	28 647	40,5
Tremblay-en-France	13 911	14 049	35 830	5 170	169	84 693	48,8
Vaires-sur-Marne	5 676	6 048	16 711	10	-	21 982	42,3
Vaucresson	11 646	7 484	6 808	1 077	235	16 744	35,7
Vaujours	3 792	2 134	5 333	1 386	-	16 308	48,7
Vélizy-Villacoublay	10 155	4 470	24 078	519	101	34 236	44
Verrières-le-Buisson	3 863	5 927	12 191	22 513	10 061	29 632	43,3
Versailles	28 940	26 266	23 356	846	1 546	168 209	53,6
Le Vésinet	6 742	12 422	27 080	14 044	1 079	32 461	40,3
Ville-d'Avray	4 155	2 451	14 158	439	759	10 847	37,6
Villebon-sur-Yvette	9 270	16 799	16 017	15 075	5 310	11 426	30,5
Villeparisis	4 481	9 802	44 481	741	49	31 658	39,7
Villepinte	10 813	11 317	34 353	5 807	610	60 985	46,5
Viroflay	7 876	6 608	9 654	471	-	27 499	46
Wissous	6 463	3 088	8 249	9 910	8 289	11 301	24,6
Total	579 221	573 313	1 351 755	409 738	280 253	1 919 948	40,7



CAUSES DES INCIDENTS BASSE TENSION ET NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM

	Usure naturelle	Défaillance du matériel	Dépassement de capacité	Élagage	Climatique ou externe	Travaux de tiers	Autre cause	Cause inconnue	Nombre clients coupés	NI(Tot (min)	Nombre d'incidents	Nombre d'incidents aux 100 km	Évol. 2017-2018 (1)	Niveau moyen Sigeif
Aulnay-sous-Bois	20	1	13	2	3	8	-	-	2 900	502 099	47	19,7	↗	+
Ballainvilliers	1	-	-	-	3	-	-	-	235	44 346	4	13,3	↗	-
Le Blanc-Mesnil	17	3	15	1	1	-	-	-	2 887	845 809	37	23,9	↗	+
Bois-d'Arcy	3	-	1	-	-	4	-	-	370	66 057	8	14,5	↗	-
Boissy-Saint-Léger	2	-	4	1	2	1	-	-	422	83 053	10	16,6	↗	+
Brou-sur-Chantereine	5	-	1	-	1	-	-	1	399	134 040	8	47,2	↗	+
Carrières-sur-Seine	2	4	4	1	2	-	-	-	402	92 229	13	19,7	↘	+
La Celle-Saint-Cloud	8	2	3	-	-	-	-	-	424	98 888	13	15,5	↘	+
Champlan	-	-	-	1	-	-	-	-	22	4 378	1	4,3	→	-
Chatou	6	2	2	-	2	3	-	-	705	89 211	15	13,4	↗	-
Chaville	7	7	1	-	-	2	-	-	1 025	242 162	17	30,8	↗	+
Chelles	8	-	6	1	5	2	-	-	989	201 366	22	10,7	↗	-
Chennevières-sur-Marne	2	-	2	-	-	1	-	-	306	43 253	5	6,2	↘	-
Le Chesnay	1	1	-	1	-	-	-	-	114	29 618	3	3,7	↘	-
Courtry	2	-	-	-	-	-	-	-	38	10 510	2	5,4	↘	-
Croissy-sur-Seine	3	-	-	-	1	1	-	-	171	45 369	5	8,9	↘	-
Épinay-sous-Sénart	2	-	2	-	-	-	-	-	309	84 074	4	13	↗	-
Fontenay-le-Fleury	11	1	1	-	-	1	-	-	941	240 085	14	38,1	↗	+
Gagny	8	-	11	2	2	1	-	-	1 289	312 724	24	18,3	↗	+
Garches	8	2	1	-	-	-	-	-	515	139 540	11	20,2	↗	+
Jouy-en-Josas	3	-	-	-	-	-	-	-	119	68 387	3	7,3	↘	-
Limeil-Brévannes	4	-	2	2	-	-	-	-	373	46 011	8	9,6	↘	-
Livry-Gargan	7	3	6	1	3	2	-	-	1 118	313 083	22	15,6	↘	+
Longjumeau	1	1	4	-	-	-	-	-	369	101 982	6	7,5	↘	-
Maisons-Laffitte	15	1	-	-	1	-	-	-	901	246 894	17	15,9	↗	+
Mandres-les-Roses	-	-	-	-	-	2	-	-	55	3 470	2	5,8	↗	-
Marcoussis	7	1	1	-	4	1	-	-	669	71 117	14	22,2	↗	+
Margency	2	-	1	-	-	-	-	-	120	17 210	3	23,1	↗	+
Marnes-la-Coquette	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	↘	-
Marolles-en-Brie	3	-	-	-	-	1	-	-	70	22 808	4	10,2	↗	-

↘ Amélioration → Maintien ↗ Dégradation



CAUSES DES INCIDENTS BASSE TENSION ET NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM

SUIITE

	Usure naturelle	Défaillance du matériel	Dépassement de capacité	Élagage	Climatique ou externe	Travaux de tiers	Autre cause	Cause inconnue	Nombre clients coupés	NiTiTot (min)	Nombre d'incidents	Nombre d'incidents aux 100 km	Évol. 2017-2018 (1)	Niveau moyen Sigeif
Massy	15	6	11	-	-	2	-	-	1 539	371 030	34	25,2	↗	+
Meudon	12	7	7	-	1	2	-	-	1 710	561 802	29	25,4	↗	+
Mitry-Mory	1	-	-	-	-	-	-	-	72	4 464	1	2,1	→	-
Montesson	4	1	-	-	1	-	-	-	260	97 032	6	8,2	↘	-
Montfermeil	2	-	4	-	1	1	-	-	504	73 485	8	8,3	↘	-
Morangis	3	-	1	1	-	-	-	-	328	88 418	5	6,5	→	-
Neuilly-Plaisance	1	-	1	1	-	-	-	-	87	5 776	3	4,1	→	-
Noisy-le-Grand	8	1	3	-	2	3	-	-	697	163 399	17	8,3	↗	-
Nozay	1	-	-	-	-	1	-	-	60	21 840	2	7,6	↗	-
Orsay	5	1	4	2	1	1	-	-	545	148 061	14	15,8	↗	+
Périgny-sur-Yerres	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	↘	-
Le Raincy	5	-	3	-	1	-	-	1	287	55 941	10	17,6	↗	+
Rocquencourt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	→	-
Rueil-Malmaison	20	7	3	2	5	2	-	-	1 807	396 570	39	15	↗	-
Saint-Cloud	7	6	6	-	-	2	-	-	1 707	475 068	21	24,7	↗	+
Saint-Cyr-l'École	13	1	1	2	1	1	-	-	937	285 981	19	32	↗	+
Saulx-les-Chartreux	4	-	-	-	-	1	-	-	256	37 687	5	14,6	↗	-
Servon	2	-	-	-	-	-	-	-	78	15 388	2	6,5	↗	-
Sevran	15	1	8	1	2	1	-	-	1 577	609 283	28	21,7	↗	+
Sèvres	5	3	3	-	-	-	-	-	778	164 529	11	16,3	↘	+
Tremblay-en-France	4	2	3	-	-	1	-	-	473	133 570	10	6,5	↘	-
Vaires-sur-Marne	2	-	2	1	1	-	-	-	689	92 728	6	11,9	↗	-
Vaucresson	6	1	-	-	4	1	-	-	656	206 838	12	27,3	↗	+
Vaujours	2	-	4	-	-	1	1	-	314	54 374	8	27,6	↗	+
Vélizy-Villacoublay	9	-	-	-	-	-	-	-	472	98 157	9	12,2	↘	-
Verrières-le-Buisson	4	-	1	1	2	-	-	-	517	152 628	8	9,5	→	-
Versailles	31	4	3	-	1	5	-	-	3 015	948 454	44	17,7	↘	+
Le Vésinet	10	2	1	-	-	1	-	-	182	27 951	14	14,9	↘	-
Ville-d'Avray	2	4	2	-	-	3	-	-	758	132 497	11	33,5	↗	+
Villebon-sur-Yvette	4	-	4	-	-	-	-	1	362	102 092	9	12,2	↗	-
Villeparisis	7	1	4	-	-	1	-	-	307	93 462	13	14,3	↗	-
Villepinte	6	1	6	1	-	3	-	-	1 030	163 255	17	13,7	↗	-
Viroflay	9	1	1	-	-	2	-	-	771	179 956	13	24,9	↗	+
Wissous	2	-	-	-	-	-	-	-	75	12 075	2	4,2	↗	-
Total	379	79	167	25	53	65	1	3	41 107	10 173 564	772	15,1	↗	

Comparaison du nombre d'incidents aux 100 km de la commune entre 2017 et 2018.

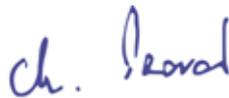
Comparaison du nombre d'incidents aux 100 km de la commune par rapport au résultat moyen de la concession (15,1).

↘ Amélioration → Maintien ↗ Dégradation

Rapport présenté à la commission de suivi
du cahier des charges de distribution publique d'électricité du Sigeif
du 11 décembre 2019 et au comité du 10 février 2020.

Le responsable chargé du contrôle des concessions,

Christophe Provot
Directeur général du Sigeif



Ch. Provot

Conception graphique, réalisation, typographie : Sigeif.

Crédits photos : Patrice Diaz/Sigeif, DR/Sigeif, Enedis.

ISSN 2647-445X

*Imprimé en France sur papier provenant
de forêts gérées selon des principes conformes aux normes environnementales.*



SERVICE PUBLIC
DU GAZ, DE L'ÉLECTRICITÉ
ET DES ÉNERGIES LOCALES
EN ÎLE-DE-FRANCE

64 bis, rue de Monceau
75008 Paris
Téléphone + 33 (0)1 44 13 92 44
www.sigeif.fr

