



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

**2017**



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**

**EXERCICE 2017**



## Sommaire

---

<b>Les soixante-quatre communes de la concession du Sigeif</b>	5
Chiffres clés de la concession en 2017	6
<b>Préambule</b>	9
<b>Patrimoine technique et financier de la concession</b>	
> <b>Analyse des données physiques</b>	13
- Le réseau de la concession	13
- Les branchements de la concession	17
> <b>Analyses des données financières</b>	27
- Informations relatives au patrimoine	27
- Informations relatives aux droits du concédant (bilan de la concession)	29
<b>Clientèle de la concession et énergie acheminée</b>	
> <b>Évolution des données</b>	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
<b>Qualité de l'électricité distribuée</b>	
> <b>Continuité de la fourniture</b>	49
- Le temps d'interruption (critère B)	49
- 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	52
- Indicateurs locaux de la continuité de la fourniture	56
- Indicateurs retenus à l'article 17 de l'annexe 1 du cahier des charges	63
> <b>Tenue de la tension</b>	63
- Tenue de la tension HTA	63
- Tenue de la tension BT	63
> <b>Autres indicateurs - contraintes sur les ouvrages</b>	69
- Intensités maximales atteintes - Contraintes sur les départs HTA	69
- Postes HTA/BT pour lesquels au moins un dipôle est en surcharge (Imax et Tmax)	69
> <b>Décret 2007-1826 du 24 décembre 2007 - Évolution de ces quatre critères</b>	71
- Tenue de la tension sur le réseau	71
- Continuité de l'alimentation électrique sur le réseau	71
- Disposition concernant le réseau public de transport d'électricité	74
<b>Programmes d'investissement 2017 et plan de maintenance du distributeur</b>	
> <b>Investissements délibérés du concessionnaire</b>	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	80
- Les ouvrages dits vétustes	80

## **Contrôle continu sur les ouvrages concédés**

> Les projets de construction d'ouvrages de distribution publique	83
- Déclaration des projets à l'autorité concédante	83

## **Contrôle ciblé**

> Analyses particulières et ponctuelles effectuées par le Sigeif	91
- Mouvements du patrimoine technique	91
- Valorisation de la remise gratuite (VRG)	91
- Critère B : les trois départements les plus contraints	92
- Coupures pour travaux sur le réseau BT	93
- Incidents BT aux 100 km : les cinq communes les plus impactées	93

## **Contrôle financier**

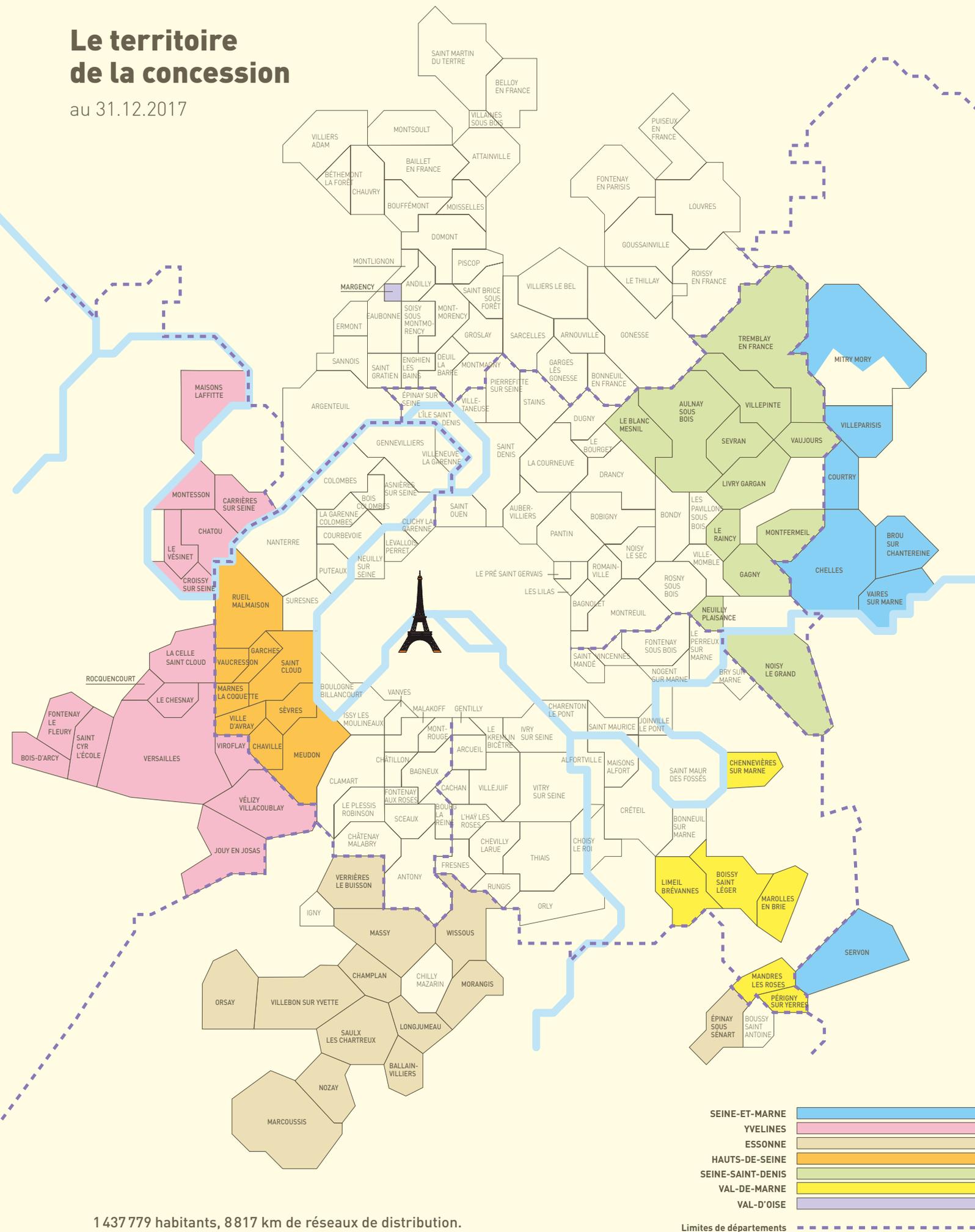
> Contrôle financier, veille et actions	99
- Le contexte	99
- Les principales zones de risques pour le concédant	99
- Analyse des procédures, méthodes et principes comptables	100
- Contrôles sur pièces, analyse de la piste d'audit, tests d'application des procédures	104
- Conclusion sur les contrôles réalisés	109
> Analyse des données financières présentées dans le Crac 2017 du concessionnaire	111
- Compte de résultat de la concession de distribution d'électricité	111
> Conclusion	117
- Synthèse du contrôle technique	117
- Synthèse du contrôle comptable et financier	120

## **Annexes**

> Inventaire des ouvrages, par commune, au 31 décembre 2017	122
> Étude de la variation du linéaire des réseaux HTA et BT sur un échantillon de communes	124
> Contrainte électrique – Tmax > 110 %	125
> Valorisation 2017 de la remise gratuite par Enedis	126
> Causes des incidents basse tension et nombre d'incidents aux 100 km	128
> Répartition, par décennie, du linéaire des lignes et canalisations BT	130
> Nombre de clients et énergie acheminée en 2017 sur la concession du Sigeif	132

# Le territoire de la concession

au 31.12.2017



1 437 779 habitants, 8817 km de réseaux de distribution.

## Les soixante-quatre communes de la concession du Sigeif

### 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.

# Les chiffres clés de la concession en 2017

> **64 communes**

> **1 437 779 habitants\***

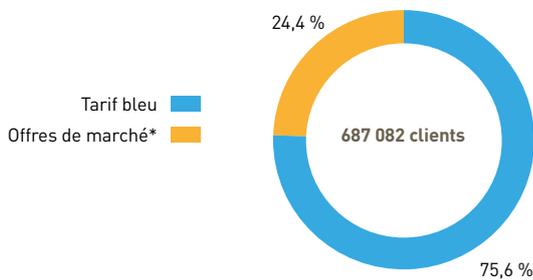
\* Population municipale : 1 417 893 habitants

> **687 082 clients**

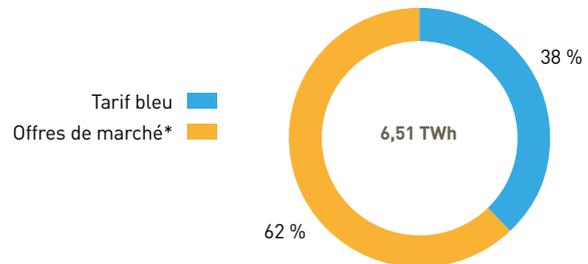
> **6,51 TWh acheminés\*** (-0,6 %)

\* 1 TWh = 1 milliard (1 000 000 000) de kWh

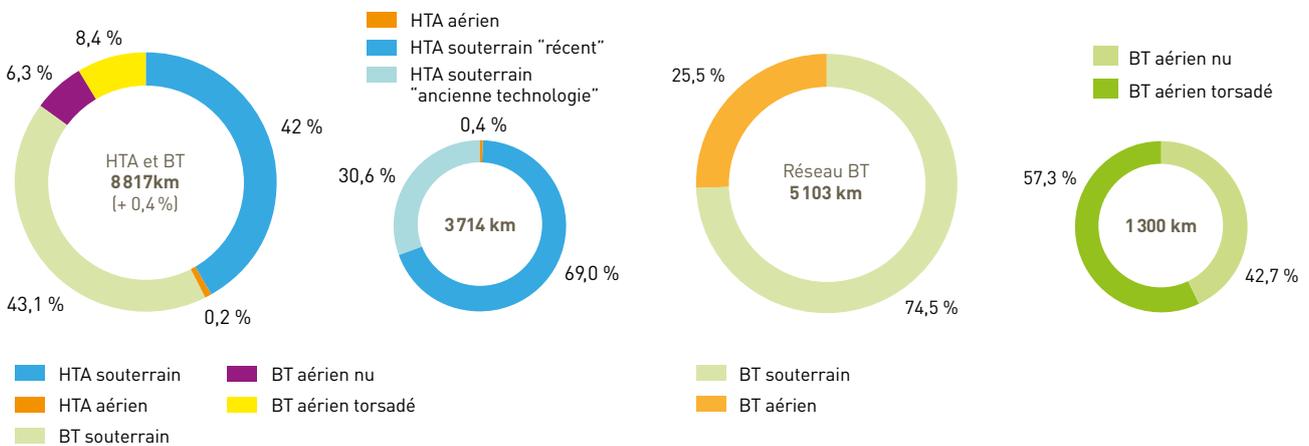
## Répartition des clients- "consommateurs" par prix de vente



## Répartition de la consommation par prix de vente



## Nature et longueur du réseau de distribution



Valeur brute des ouvrages en concession : **869 M€**

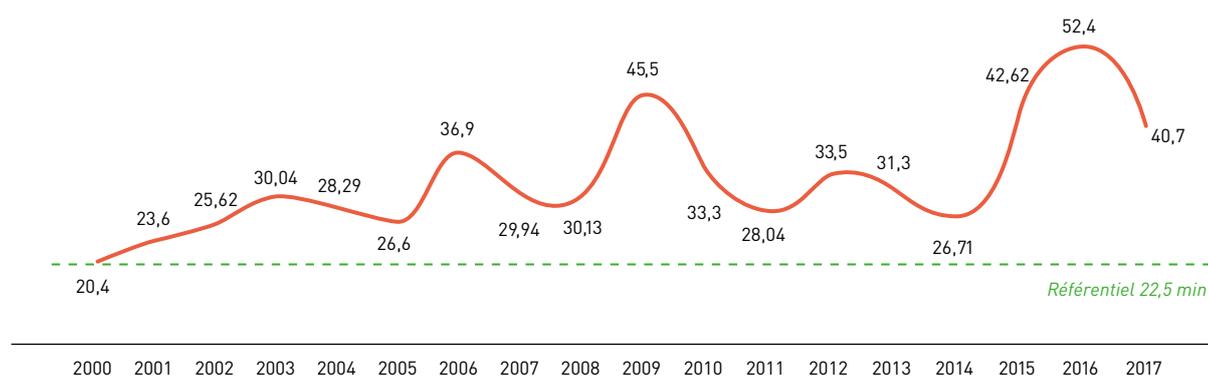
Taux d'amortissement : **48,17 %**

Valeur nette comptable : **450 M€** - Valeur de remplacement : **1 209 M€**

Droit à récupérer d'Enedis : **241 M€**

- **14,7 M€** consacrés à la performance du réseau (renforcement et modernisation), dont **3,6 M€** pour les postes sources
- **13,7 M€** consacrés au développement du réseau (valeur brute)
- Critère B : **40,7 min**
- Clients affectés par plus de 6 coupures (toutes causes confondues) : **361**
- Clients coupés sur incident pendant plus de 3 heures consécutives : **37 850**
- **7,6** incidents aux 100 km sur le réseau HTA, et **13,1** sur le réseau BT
- Clients BT mal alimentés : **632** (0,1 %)
- **90 %** de clients satisfaits de la prestation du concessionnaire Enedis
- Clients aidés dans le cadre du FSL : **2 745** (- 8,3 %)
- Clients au TPN : **37 964** (- 16,7 %)

### Critère B : temps moyen de coupure par an (en min)



- Recettes d'acheminement : **242 M€** (+ 0,8 %)
- Résultat (total des produits – total des charges) : **65 M€**  
dont **42 M€** de contribution à l'équilibre
- Droit du concédant : **387 M€**  
et **199 M€** de provision pour renouvellement



# PRÉAMBULE

## Garantir la qualité du service public de la distribution d'électricité, son évolutivité et sa performance dans la durée.

Pour remplacer les énergies fossiles, utilisées au quotidien par chacun d'entre nous, l'électricité offre, grâce à ses qualités et à ses nouveaux moyens de production, une réponse naturelle, adaptée, idéale même. La transition énergétique est en marche. Les missions et les défis des réseaux publics de distribution de l'électricité, qui acheminent l'énergie électrique du poste source HTB/HTA<sup>(1)</sup> jusque chez les particuliers, mais aussi chez les artisans, les PME et les petites industries, évoluent et doivent encore évoluer. La croissance de la production d'énergies renouvelables, ainsi que le développement des nouveaux usages de l'électricité (véhicules électriques, objets connectés, autoconsommation...) demande la modernisation d'un réseau quelque peu éprouvé.

L'interrogation du Syndicat sur la capacité des ouvrages présents sur ses 64 communes l'amène inévitablement, en sa qualité d'autorité délégante, 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-EDF commerce, 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 de la distribution d'électricité. Il entend donc accompagner l'évolution technique du réseau indispensable à la performance et à l'évolutivité du système électrique contraint, aujourd'hui, par les nouveaux besoins et les nouveaux usages.

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 :

- > La performance, les investissements et la maintenance du réseau.
- > Les valeurs physiques et comptables du patrimoine concédé.
- > Le suivi du degré de satisfaction des clients-usagers.

Le Sigeif veille à ce que chaque commune ait, sur son territoire et pour la durée du contrat précité, la visibilité la plus complète de l'état physique et de la valeur financière du patrimoine transféré. Dans la continuité des précédents contrôles, le présent rapport s'attache à mettre en évidence les évolutions constatées depuis la mise en œuvre, en 1995, du traité de concession. Il s'attache à montrer le chemin parcouru et à parcourir pour permettre à l'autorité concédante de disposer d'un inventaire technique et financier précis des ouvrages localisés et non

localisés, c'est-à-dire de l'ensemble du patrimoine concédé sur lequel les programmes d'investissements, issus d'un diagnostic partagé entre le concédant et le concessionnaire Enedis, devraient être bâtis.

Dans la continuité des contrôles passés, l'audit réalisé en 2018 sur l'activité du concessionnaire en 2017 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.

(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.

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 et, pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribu-

tion 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<sup>er</sup> trimestre 2018 : saisine, par l'autorité concédante, du concessionnaire par l'envoi des éléments demandés au titre du contrôle de l'exercice 2017.

#### **Deuxième phase**

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

#### **Troisième phase**

1<sup>er</sup>, 2<sup>e</sup> et 3<sup>e</sup> trimestres 2018 : 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<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> trimestres 2018 : 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 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 7 décembre 2018 et approbation par le Comité syndical de février 2019.





**PATRIMOINE  
TECHNIQUE  
ET FINANCIER**  
DE LA  
CONCESSION



# 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

La concession du Sigeif s'étend sur 64 communes. Aucune nouvelle adhésion n'a été enregistrée entre les exercices 2016 et 2017.

Au 31 décembre 2017, 42 postes sources HTB/HTA, dont 11 sont situés sur le territoire du Syndicat, assurent l'alimentation électrique des 685 755 utilisateurs de la concession. Ces derniers sont répartis sur 590 départs HTA, soit 1 162 clients par départ.

L'inventaire technique fait apparaître 4 535 postes de transformation HTA/BT de distribution publique et un linéaire total des réseaux, aux trois quarts (74,5%) souterrain, de 8 817 km.

### Réseau haute tension (HTA)

(Graphique 1)

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 3 714 km, à 99,6% souterrain.

Quelques artères principales et antennes aériennes sont à surveiller. Il en est de même, des zones à risques générées par les câbles souterrains d'ancienne technologie, les zones boisées et les aléas climatiques.

En effet, sur un territoire urbain comme celui du Sigeif, un incident sur ces ouvrages est la cause d'une dégradation

rapide de la qualité de fourniture perçue, conséquence d'un nombre important de clients coupés et engendre une situation de crise.

La représentation de la part du souterrain, par département, est illustrée par le graphique 2.

### Lignes aériennes HTA

Excepté lors de l'adhésion d'une commune, le linéaire correspondant aux lignes aériennes HTA ne peut, via le contrat de concession, qu'être constant ou réduit. Les zones dites à risque pour ce type d'ouvrage reposent principalement sur sa proximité avec une zone boisée et, pour le reste, sur la section "qualifiée faible" de ses conducteurs au regard de la puissance de court-circuit des postes sources.

Sa tension nominale est principalement 20 kV (12,3 km) et 15 kV (1 km situé sur deux communes des Yvelines, Jouy-en-Josas et Saint-Cyr-l'École).

Enfin, à fin 2017, la concession totalise 13,5 km de lignes aériennes, répartis sur onze communes, situées sur quatre départements (voir tableau 1). Aucune variation de linéaire n'a été enregistrée sur cet exercice.

### Lignes souterraines HTA

À fin 2017, la concession totalise un linéaire de 3 701 km.

Les départements des Hauts-de-Seine, de la Seine-Saint-Denis et du Val-d'Oise

disposent d'un réseau HTA entièrement souterrain. 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 323 km, contre 297 km en 2016 (voir tableau 3). Cet accroissement de linéaire, obtenu à partir des éléments transmis pour la cartographie par le concessionnaire, est d'autant plus surprenant que cette tension, pour des raisons évidentes de sécurité de l'alimentation électrique de la concession, est appelée, à plus ou moins long terme, à disparaître. L'autorité concédante a donc cherché (voir contrôle ciblé) à en connaître les raisons. Par rapport à l'exercice 2016 (voir tableau 2), l'accroissement du patrimoine technique – un peu plus de 11,5 km (0,3%) – a pour origine les travaux réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire.

La concession comptabilise 56 km de câbles à ceinture cuivre (1,5%) et 54 km de câbles aluminium (1,5%), issus de technologies datant des périodes allant de 1920 à 1960 et de 1946 à 1960, et considérés, aujourd'hui, comme désuets. Il en est de même des câbles dits "CPI : gaine alu et triplomb" posés entre 1961 et 1980 qui, avec un linéaire de 1 139 km, constituent, avec les accessoires de dérivation et de jonction, les principales zones à risque de la concession.

Tableau 1. Réseau HTA aérien (en m)

Commune	2015	2016	2017	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	-
<b>Sous-total Seine-et-Marne</b>	<b>4 712</b>	<b>4 712</b>	<b>4 712</b>	-	-	<b>4 712</b>	-
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
<b>Sous-total Yvelines</b>	<b>2 392</b>	<b>2 392</b>	<b>2 392</b>	-	-	<b>2 392</b>	<b>229</b>
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	-
<b>Sous-total Essonne</b>	<b>6 195</b>	<b>6 195</b>	<b>6 195</b>	-	-	<b>6 195</b>	-
Limeil-Brévannes	157	157	157	20	157	-	-
<b>Sous-total Val-de-Marne</b>	<b>157</b>	<b>157</b>	<b>157</b>	-	<b>157</b>	-	-
<b>Total (11 collectivités)</b>	<b>13 456</b>	<b>13 456</b>	<b>13 456</b>	-	<b>157</b>	<b>13 299</b>	<b>229</b>

Tableau 2. Évolution du réseau HTA souterrain (m)

	Souterrain			Tension nominale de service		
	2015	2016	2017	10 kV	15 kV	20 kV
Seine-et-Marne	338 027	339 031	346 507	-	88 660	277 130
Yvelines	809 643	810 370	808 577	101 483	448 925	346 766
Essonne	601 723	604 653	608 673	-	8 247	686 134
Hauts de Seine	608 827	609 839	608 352	221 227	3 566	455 124
Seine-Saint-Denis	1 125 359	1 123 601	1 126 790	-	323 056	889 543
Val-de-Marne	196 335	196 401	196 463	-	-	224 343
Val-d'Oise	4 812	5 136	5 207	-	6 258	-
<b>Total</b>	<b>3 684 726</b>	<b>3 689 031</b>	<b>3 700 568</b>	<b>322 710</b>	<b>878 712</b>	<b>2 879 040</b>
<b>Évolution 2017/2016, à territoire constant (en m)</b>			<b>11 538</b>	<b>0,31%</b>		

### **Analyse des mouvements d'inventaire de faible ampleur**

Certains mouvements d'inventaire sont la conséquence de diverses fiabilisations ou corrections rendues nécessaires depuis plusieurs années, notamment par la mise en place par le concessionnaire du système d'information géographique. Par rapport à l'exercice précédent, le nombre de communes pour lesquelles la variation de linéaire est faible (arbitrairement fixée par l'autorité concédante à plus ou moins 20 m) est en légère baisse (huit, contre dix en 2016).

Le contrôle ciblé réalisé sur les mouvements du système d'information géographique générés durant l'exercice 2017 (voir détail page 91) a été l'occasion pour l'autorité concédante 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.

### **Inventaire**

Au terme de l'exercice 2017, le compte rendu annuel du concessionnaire fait état de :

> 4 401 postes de transformation de distribution publique.

> 134 postes de transformation mixtes, c'est-à-dire communs avec un transformateur "abonné ou client".

Au total, la concession Sigeif comptabilise 4 535 postes de transformation HTA/BT de distribution publique soit, en moyenne, 151 clients-usagers par unité. Avec trente-huit créations supplémentaires par rapport à l'exercice précédent, leur évolution est d'environ 1%.

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 (4 535 postes de transformation HTA/BT), la densité des zones desservies conduit à l'équipement de deux – voire trois ou quatre – transformateurs HTA/BT dans la même enceinte (4 981 sources HTA/BT). La puissance apparente totale installée sur la concession du Sigeif est de 2 523 MVA (+1,4% par rapport à 2016), soit une puissance moyenne par poste de transformation et par source HTA/BT de, respectivement, 556 kVA et de 504 kVA.

### **Âge moyen et analyse**

L'âge moyen des postes de transformation HTA/BT de distribution publique est de 38 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 3 et tableaux 6 et 7)*

Le réseau basse tension, long de plus de 5 103 km à fin 2017, est composé de :

> 3 803 km de canalisations souterraines (74 %).

> 555 km de lignes aériennes en conducteurs nus (11 %).

> 745 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (15 %).

Pour chaque commune, 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 14,9 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.

Tableau 3. Évolution du linéaire des câbles HTA sous 10 kV (en m)

	Souterrain 10 KV			Évolution		
	2 015	2 016	2 017	2015/2014	2016/2015	2017/2016
<b>Yvelines</b>						
Carrières-sur-Seine	18 359	23 255	23 559	190	4 896	304
La Celle-Saint-Cloud	242	806	238	- 533	564	- 568
Chatou	27 112	29 193	28 097	1 436	2 081	- 1 096
Croissy-sur-Seine	8 944	8 754	8 962	300	- 190	208
Montesson	11 285	11 270	13 658	- 450	- 15	2 388
Vélizy-Villacoublay	2 369	2 358	2 358	707	- 11	-
Le Vésinet	20 338	21 384	24 610	30	1 046	3 226
<b>Total Yvelines</b>	<b>90 664</b>	<b>99 036</b>	<b>103 500</b>	<b>1 680</b>	<b>8 371</b>	<b>4 464</b>
<b>Hauts-de-Seine</b>						
Chaville	6 840	6 143	7 505	343	-697	1 362
Garches	24 904	28 341	28 622	2 004	3 437	281
Marnes-la-Coquette	3 494	4 953	4 341	- 705	1 459	- 612
Meudon	31 134	33 055	33 175	229	1 921	120
Rueil-Malmaison	79 250	72 222	80 294	4 778	- 7 028	8 072
Saint-Cloud	28 392	28 006	34 250	- 1 413	- 386	6 244
Sèvres	16 223	16 003	17 487	- 501	- 220	1 484
Vaucresson	10 362	8 647	11 747	795	- 1 715	3 100
Ville-d'Avray	1 982	2 201	3 805	- 431	219	1 604
<b>Total Hauts-de-Seine</b>	<b>202 580</b>	<b>199 571</b>	<b>221 227</b>	<b>5 098</b>	<b>-3 009</b>	<b>21 656</b>
<b>Total</b>	<b>291 229</b>	<b>296 591</b>	<b>322 710</b>	<b>6 778</b>	<b>5 362</b>	<b>26 119</b>
<b>Linéaire déclaré en renouvellement par le concessionnaire</b>				<b>6 710</b>	<b>1 788</b>	<b>526</b>

Tableau 4. Inventaire des postes HTA/BT de distribution publique, y compris mixtes (synthèse)

	Crac		Écart Crac 2017-2016	Déclaratifs reçus		Mise en service		Mise hors service	
	2016	2017		Création	Abandon	SIG	Base comptable	SIG	Base comptable
Seine-et-Marne	415	422	7	1	1	6	3	1	1
Yvelines	1 110	1 115	5	-	-	2	3	1	2
Essonne	726	740	14	1	-	10	4	-	1
Hauts-de-Seine	691	691	0	2	1	2	2	3	1
Seine-Saint-Denis	1 289	1 301	12	1	1	12	4	3	2
Val-de-Marne	254	254	0	-	-	-	-	-	-
Val-d'Oise	12	12	0	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>4 497</b>	<b>4 535</b>	<b>38</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>32</b>	<b>16</b>	<b>8</b>	<b>7</b>

### Âge du réseau BT

(Voir cartes pages 24 et 25)

À fin 2017, l'âge moyen du réseau basse tension de la concession est, avec 40,2 ans<sup>(1)</sup>, relativement important et suggère, dans le prolongement des années précédentes, une insuffisance des investissements apportés par le concessionnaire, liée à une priorisation drastique. 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. Les plus anciennes répertoriées dans la tranche des plus de 50 ans comptabilisent 1 897 km (37 % du linéaire total), contre 1 884 en 2016 et se répartissent de la façon suivante :

- > 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. Dans le but de faciliter tout rapprochement ultérieur des fichiers du SIG (ex-GDO) avec les fichiers comptables, ce rapport avait recommandé à EDF (concessionnaire 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, p. 20).

(1) Source SIG Enedis.

La décision arbitraire du concessionnaire de renseigner le champ "date de pose" par "1946" concerne (voir tableau 8) plus de 1 678 km de réseau BT (- 12 km par rapport à l'exercice précédent) et relève de son entière responsabilité.

Enfin, la construction des réseaux aériens BT en conducteurs nus s'est, quant à elle, arrêtée en 1976, au profit des conducteurs isolés torsadés. En conséquence, et faute d'éléments précis d'inventaire, il conviendrait de poursuivre l'ajustement du SIG, notamment en ce qui concerne la partie "nu" postérieure à 1976 (120 km contre 122 en 2016) et le torsadé alu antérieur à 1960 (341 km contre 344 km en 2016).

(Voir tableau 9, "Répartition par décennie du réseau BT").

### 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 555 km de long, dont 5,6 km sont répertoriés comme "faible section", constitue la principale zone de fragilité des ouvrages aériens.

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 près de 150 km de lignes aériennes en conducteurs nus (- 24 %) et un peu plus de 104 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (- 4 %) – sur une insuffisance des investissements de la part du concessionnaire.

En 2017, près de 12,4 km de lignes aériennes ont été déposés : 7 km en conducteurs nus et 5,4 km en conduc-

teurs isolés torsadés, représentant respectivement 1,2 % et 0,7 % de leur linéaire 2016.

### Réseau souterrain BT

(Voir carte page 23)

Les nouvelles constructions réalisées sous maîtrise d'ouvrage du concessionnaire et de l'autorité concédante ont été, pour cet exercice, réalisées sans exception en souterrain (source Iris). Elles ont généré un accroissement du linéaire par rapport à l'exercice passé d'environ 0,4 %. Si le réseau souterrain – qui allie esthétique et sûreté de la desserte électrique – 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. Il s'agit des câbles dits à ceinture (1 261 km).

> **Cuivre** : 280 km (7 %) datant des années 1920 à 1971.

> **Aluminium** : 981 km (26 %) 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 2017, la concession compte 685 755 points de livraison (valeur communiquée par le concessionnaire). Faute d'inventaire les concernant, le contrôle portant sur la partie qui les relie au réseau, appelée branchement individuel et/ou collectif, ne peut pas être réalisé.

Tableau 5. Types de poste de transformation HTA/BT de distribution publique, y compris mixte (synthèse)

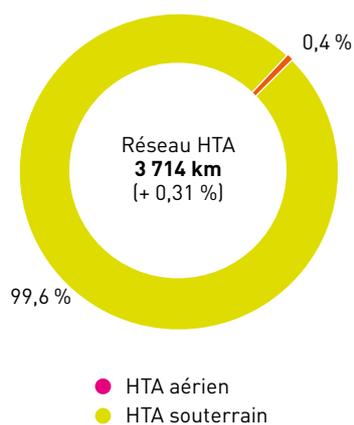
	CB	IM	UP	UC	EN	CH	H61	RS	RC	CS	SA	SB	CC	PO	DI	Total
Seine-et-Marne	180	79	150	6	-	-	1	2	-	-	2	2	-	-	-	422
Yvelines	601	358	98	31	13	5	1	3	-	3	-	1	1	-	-	1 115
Essonne	406	157	120	18	1	9	11	7	6	-	2	1	1	1	-	740
Hauts-de-Seine	295	330	42	11	10	2	-	-	-	1	-	-	-	-	-	691
Seine-Saint-Denis	637	327	255	66	10	5	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1 301
Val-de-Marne	128	41	68	16	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	254
Val-d'Oise	8	2	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
<b>Total</b>	<b>2 255</b>	<b>1 294</b>	<b>733</b>	<b>150</b>	<b>34</b>	<b>22</b>	<b>13</b>	<b>12</b>	<b>6</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>4 535</b>

CB : cabine basse. IM : en immeuble. UP : urbain portable. UC : urbain compact. EN : enterré. CH : cabine haute. H61 : transformateur sur poteau. RS : rural socle. RC : rural compact. CS : rural compact simplifié. DI : divers. SA : poste au sol de type A (sans coupure HTA). SB : poste au sol de type B (avec coupure HTA). CC : cabine haute. PO : poste ouvert. NR : non renseigné.

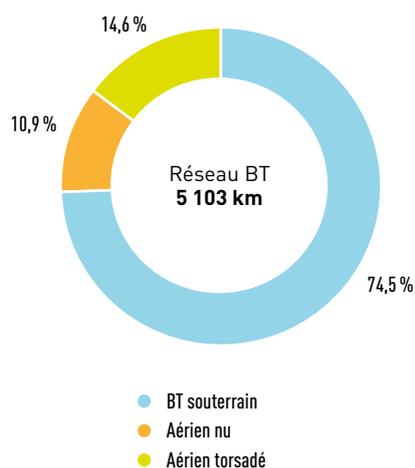
Tableau 6. Évolution du réseau aérien BT (en m)

	Total aérien	Aérien nu				Aérien torsadé		
		Total	Aluminium	Cuivre	Dont FS*	Total	Aluminium	Cuivre
<b>2016</b>								
Seine-et-Marne	160 870	51 212	59	51 153	684	109 658	109 658	-
Yvelines	225 443	109 933	4 181	105 752	1 480	115 510	115 359	151
Essonne	188 874	89 822	4 105	85 717	336	99 052	98 303	749
Hauts-de-Seine	82 202	34 364	1 590	32 774	1 588	47 838	47 604	234
Seine-Saint-Denis	596 285	253 354	3 639	249 715	1 527	342 931	342 179	752
Val-de-Marne	56 649	22 996	-	22 996	-	33 653	33 653	-
Val-d'Oise	2 490	684	-	684	182	1 806	1 806	-
<b>Total</b>	<b>1 312 813</b>	<b>562 365</b>	<b>13 574</b>	<b>548 791</b>	<b>5 797</b>	<b>750 448</b>	<b>748 562</b>	<b>1 886</b>
<b>2017</b>								
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	-
<b>Total</b>	<b>1 300 378</b>	<b>555 369</b>	<b>13 436</b>	<b>541 933</b>	<b>5 498</b>	<b>745 009</b>	<b>743 171</b>	<b>1 838</b>
Variation 2016/2017	- 0,9 %	- 1,2 %	- 1,0 %	- 1,2 %	- 5,2 %	- 0,7 %	- 0,7 %	- 2,5 %

Graphique 1. Répartition du réseau HTA par nature



Graphique 3. Répartition du réseau BT par nature



Graphique 2. Part du souterrain HTA par département (en %)

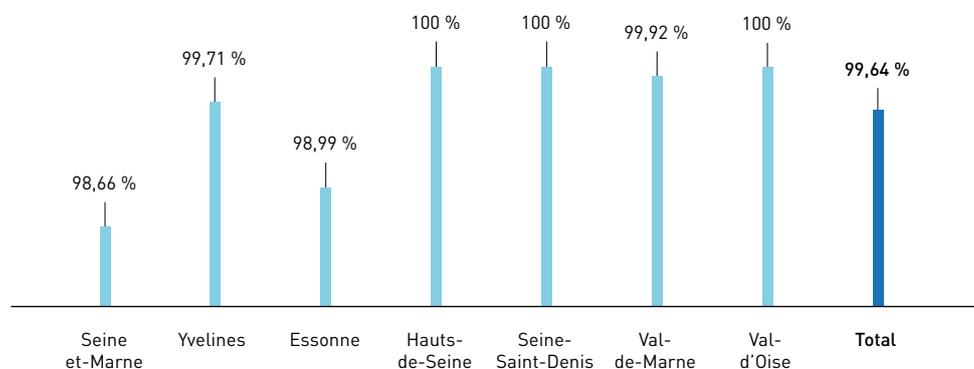


Tableau 7. Évolution du réseau souterrain BT (en m)

	Total	Aluminium	Cuivre	(A-B-C-D-E)	Câble HN
<b>2016</b>					
Seine-et-Marne	312 100	293 700	18 400	Ancienne technologie*	271 622
Yvelines	1 025 183	921 722	103 461		538 074
Essonne	598 007	556 265	41 742		389 194
Hauts-de-Seine	639 516	557 642	81 874		411 893
Seine-Saint-Denis	924 890	830 914	93 976		551 199
Val-de-Marne	259 840	249 926	9 914		182 497
Val-d'Oise	10 611	10 232	379		6 169
<b>Total</b>	<b>3 770 147</b>	<b>3 420 401</b>	<b>349 746</b>	<b>1 289 263</b>	<b>2 480 884</b>
<b>2017</b>					
Seine-et-Marne	317 176	298 952	18 224	Ancienne technologie*	277 769
Yvelines	1 030 288	927 621	102 667		547 418
Essonne	602 960	563 135	39 825		399 639
Hauts-de-Seine	644 067	562 967	81 100		419 530
Seine-Saint-Denis	935 999	842 073	93 926		579 909
Val-de-Marne	261 676	251 762	9 914		184 771
Val-d'Oise	10 686	10 307	379		6 244
<b>Total</b>	<b>3 802 852</b>	<b>3 456 817</b>	<b>346 035</b>	<b>1 387 572</b>	<b>2 415 280</b>
Variation 2016/2017	0,9 %	1,1 %	- 1,1 %	- 2,2 %	2,7 %

\* Non identifié.

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

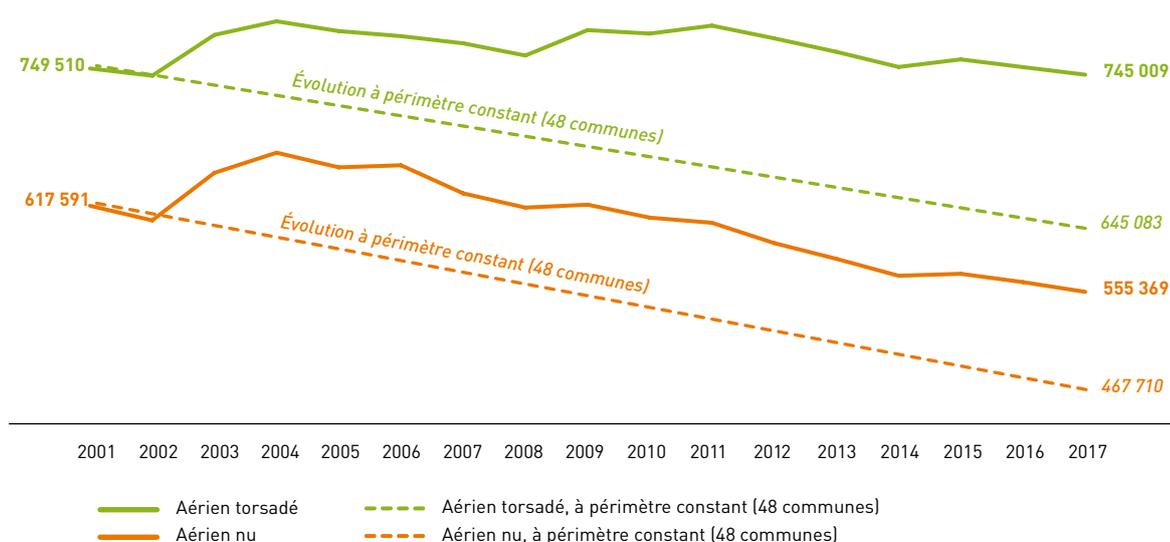


Tableau 8. Typologie du réseau datant de 1946 (en m)

En m	Aluminium	Cuivre	Total	Évolution par rapport à 2016	Part (en %)
Aérien nu	5 099	348 908	354 007	- 3 721	- 1,0 %
Aérien torsadé	338 810	694	339 504	- 3 716	- 1,1 %
Souterrain	798 372	186 398	984 770	- 4 348	- 0,4 %
<b>Total</b>	<b>1 142 281</b>	<b>536 000</b>	<b>1 678 281</b>	<b>- 11 785</b>	<b>- 0,7 %</b>

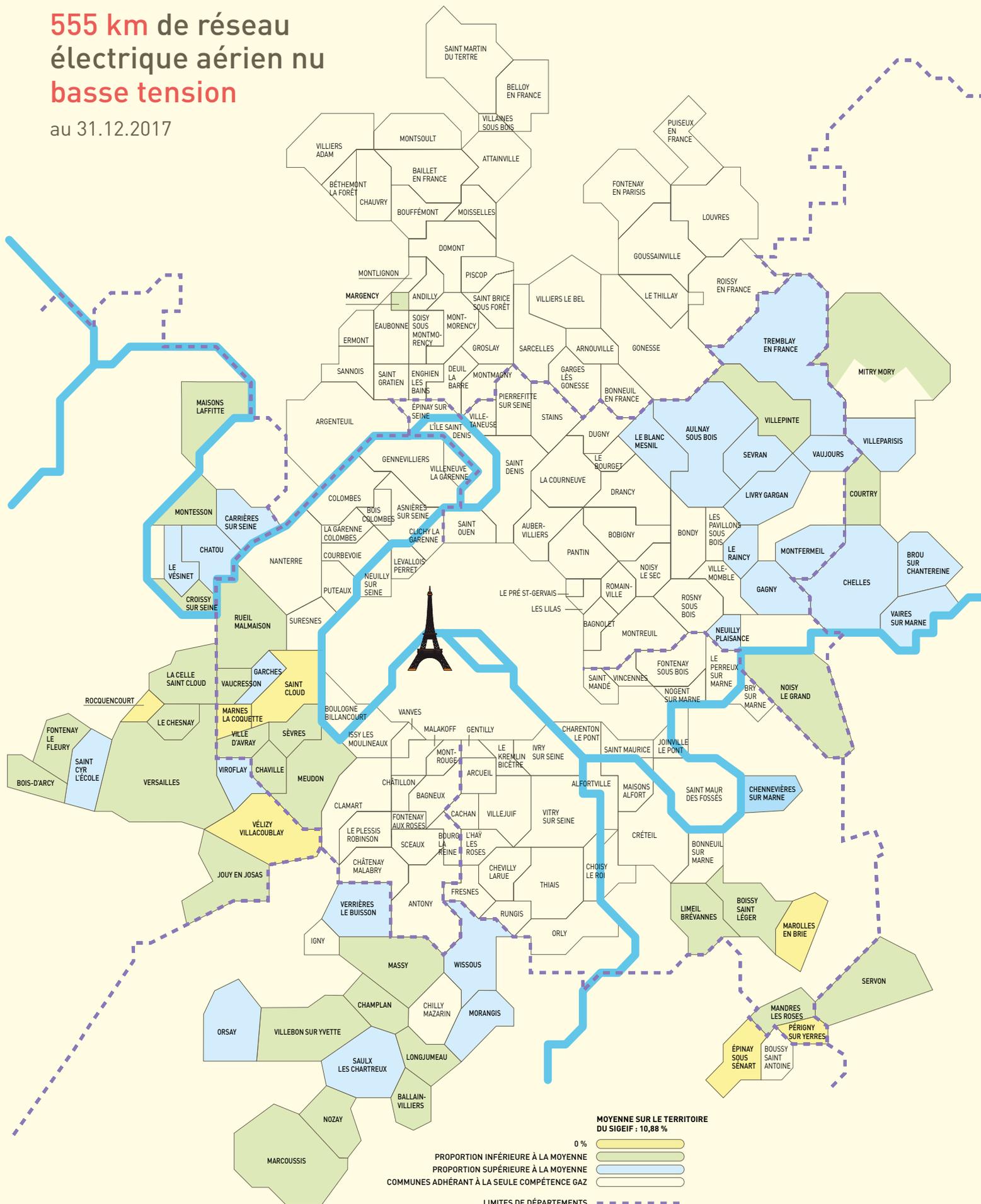
Tableau 9. Répartition par décennie du réseau BT (en m)

	Longueur totale	Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain
Inférieur ou égal à 11 ans	594 763	54	19 257	575 452
de 11 à 20 ans	580 254	5 022	49 888	525 344
de 21 à 30 ans	1 392 189	76 867	207 636	1 107 686
de 31 à 40 ans	333 460	38 168	58 564	236 728
de 41 à 50 ans	305 177	23 815	61 126	220 236
Plus de 50 ans	1 897 387	411 443	348 538	1 137 406
<b>Total</b>	<b>5 103 230</b>	<b>555 369</b>	<b>745 009</b>	<b>3 802 852</b>



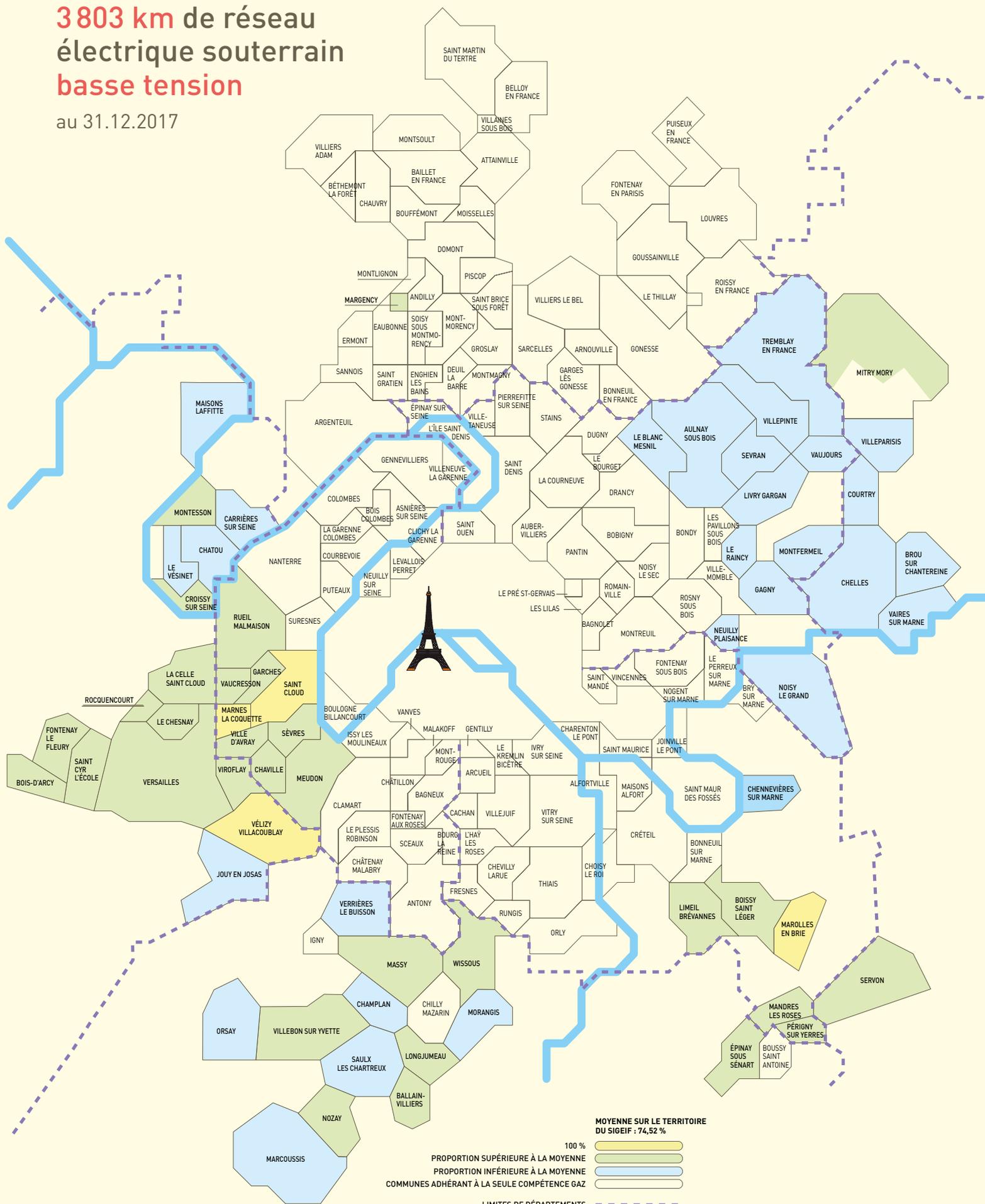
# 555 km de réseau électrique aérien nu basse tension

au 31.12.2017



# 3803 km de réseau électrique souterrain basse tension

au 31.12.2017

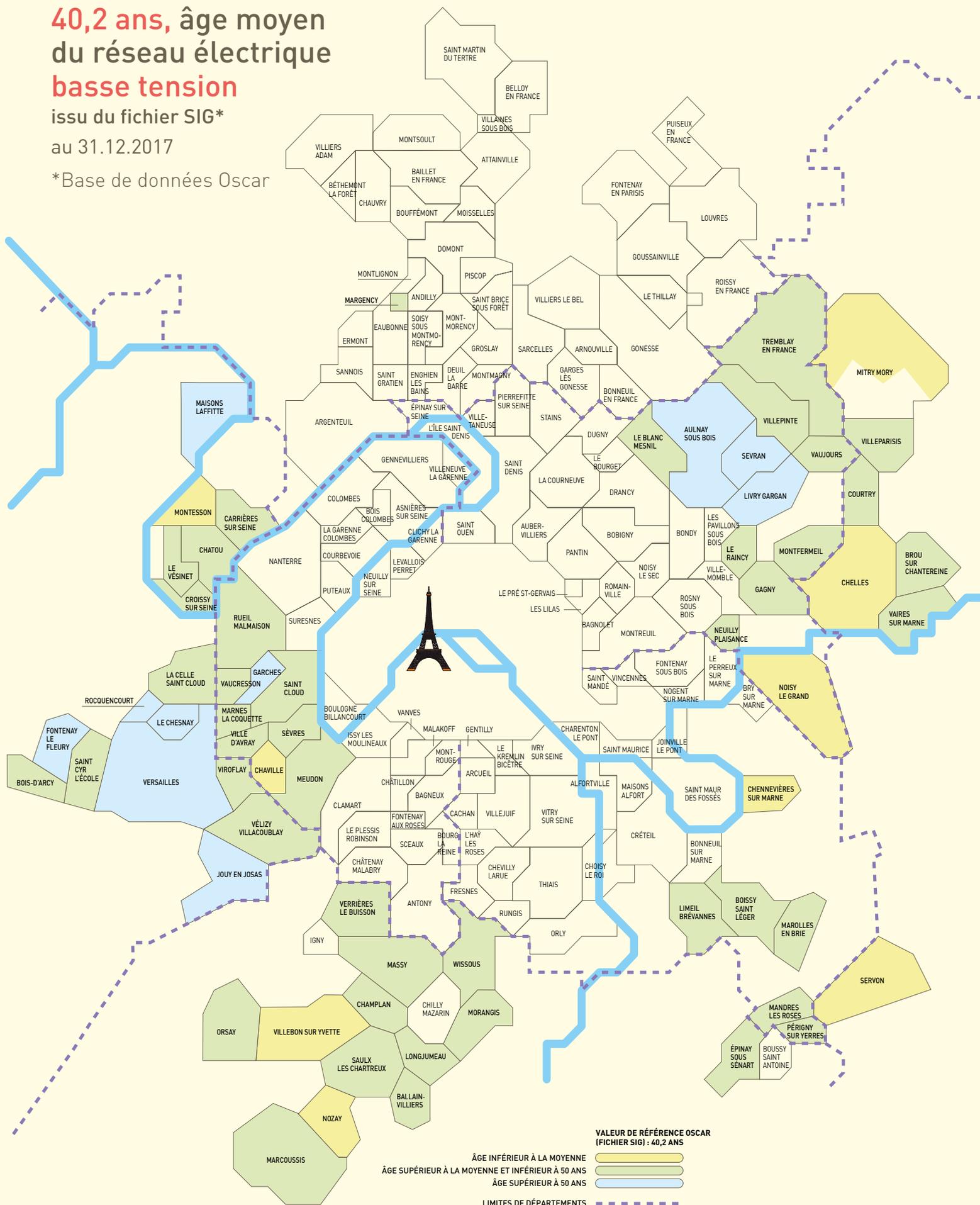


# 40,2 ans, âge moyen du réseau électrique basse tension

issu du fichier SIG\*

au 31.12.2017

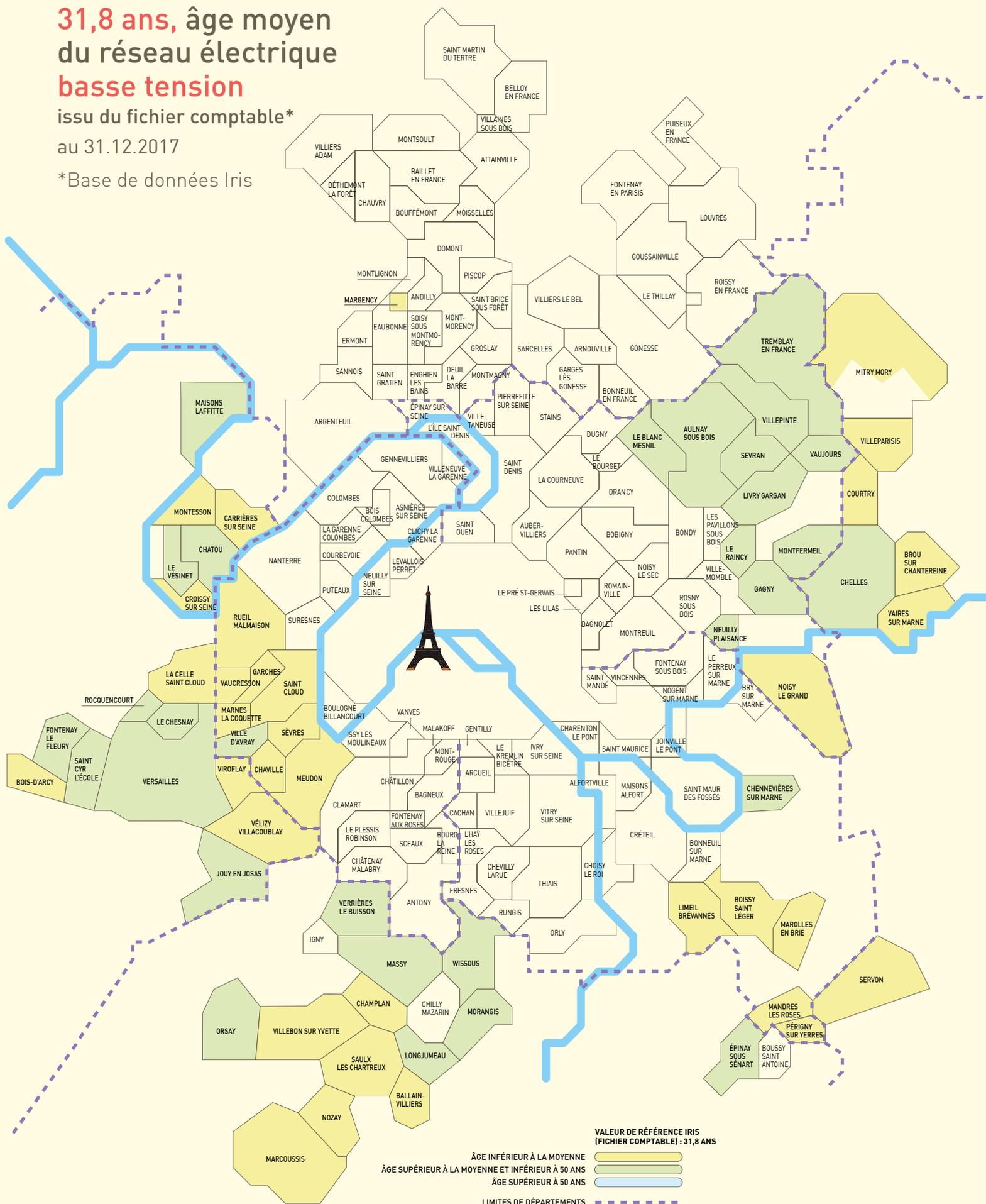
\*Base de données Oscar



# 31,8 ans, âge moyen du réseau électrique basse tension

issu du fichier comptable\*  
au 31.12.2017

\*Base de données Iris





# 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 65% du total des immobilisations constituant le patrimoine concédé.

Le taux d'amortissement du réseau est, pour cet exercice, en légère diminution. En l'absence d'informations sur les anticipations d'investissement de renouvellement et face au vieillissement apparent du patrimoine suggéré par l'analyse des taux d'amortissements, l'autorité concédante est logiquement conduite à s'interroger 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 2017; aucune adhésion n'a été enregistrée pendant l'exercice. Les corrections observées en 2015 découlent du processus de localisation des transformateurs HTA/BT qui étaient au-

paravant affectés à la concession sur une base statistique, comme l'ensemble des "biens non localisés".

### Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages

(Tableau 12)

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

Le concessionnaire justifie cette position en indiquant que son système d'information comptable 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.

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

### Rapport entre les immobilisations localisées et non localisées

(Tableau 13)

Le rapport entre immobilisations localisées et non localisées s'est trouvé amélioré suite à l'opération de localisation des transformateurs HTA/BT en 2015 puis, depuis 2016, des nouveaux comp-

teurs communicants Linky.

Toutefois, l'autorité concédante considère que la méthode statistique retenue pour déterminer le montant des immobilisations non localisées 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 significative du patrimoine concédé.

L'autorité concédante avait indiqué dans les précédents rapports qu'elle souhaitait que le concessionnaire mette à profit les travaux de mise à niveau de l'inventaire physique du patrimoine concédé 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 en extension 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.

Dans le but de se mettre en conformité avec l'article 153 de la loi pour la transition énergétique, qui prévoit que le concessionnaire doit fournir un inventaire détaillé et localisé aux autorités concédantes qui le demandent, Enedis a engagé un travail de dénombrement et d'inventaire qui doit aboutir à une localisation des branchements en 2018. Le concessionnaire prévoit de réaliser ce

Tableau 10. Valeur du patrimoine en concession (en k€)

	2017	2016	2015*	2014	2013	2012
Immobilisations brutes	869 083	835 543	810 742	782 041	756 162	734 285
Amortissements	418 634	406 777	392 411	375 885	361 362	347 439
Valeur nette	450 448	428 766	418 288	406 156	394 800	386 846
Taux d'amortissement	48,17 %	48,68 %	48,40 %	48,06 %	47,79 %	47,32 %

Cf. Crac 2016.

Tableau 11. Variation de la valeur des ouvrages en concession (en k€)

En k€	2017	2016	2015*	2014	2013	2012
Immobilisations brutes	869 083	835 543	810 742	782 041	756 162	734 285
Variations	4,01 %	3,06 %	3,67 %	3,40 %	2,98 %	6,23 %
Impact adhésions	-	-	1,40 %	-	-	-
Impact corrections	0,00 %	0,00 %	-0,10 %	-	-	2,59 %
Variation nette	4,01 %	3,06 %	2,37 %	3,40 %	9,40 %	3,64 %

Cf. Crac 2016.

Tableau 12. Ventilation du patrimoine en concession par nature d'ouvrages (en k€)

Immobilisations brutes	31/12/17	31/12/16	31/12/15	31/12/14	31/12/13	31/12/12
Canalisations HTA	220 101	211 507	205 565	197 576	190 666	185 283
- Dont aérien	275	275	275	275	279	281
- Dont souterrain	219 825	211 232	205 290	197 301	190 387	185 002
Canalisations BT	217 540	210 815	203 613	194 388	186 584	179 396
- Dont aérien	21 808	21 906	21 965	21 637	21 804	21 912
- Dont souterrain	195 732	188 908	181 648	172 751	164 780	157 484
Postes HTA/BT	76 827	74 744	72 546	68 882	67 476	65 918
Transformateurs HTA/BT	24 658	24 041	23 309	-	-	-
Compteurs Linky	15 410	4 029	-	-	-	-
Autres biens localisés	13 768	13 435	12 984	12 223	12 183	12 366
<b>Total I - Localisé</b>	<b>568 304</b>	<b>538 571</b>	<b>518 017</b>	<b>473 069</b>	<b>456 909</b>	<b>442 963</b>
Transformateurs HTA/BT	-	-	-	23 976	23 427	23 063
Branchements/CM	261 378	252 213	245 427	232 757	223 810	216 349
Comptages	35 941	41 901	44 312	49 245	49 184	49 332
Autres ouvrages	3 460	2 858	2 942	2 994	2 821	2 578
<b>Total I - Non localisé</b>	<b>300 779</b>	<b>296 972</b>	<b>292 681</b>	<b>308 972</b>	<b>299 242</b>	<b>291 332</b>
<b>Total général</b>	<b>869 083</b>	<b>835 543</b>	<b>810 698</b>	<b>782 041</b>	<b>756 151</b>	<b>734 285</b>

travail sur la base des résultats produits par un algorithme de traitement car, selon lui, un travail d'inventaire physique exhaustif ne peut être envisagé. Néanmoins, sur la base de la méthodologie présentée, il apparaît que l'algorithme ne pourra pas traiter de façon précise tous les cas de figure. Il est donc important que, dès lors que les résultats obtenus sur la base de l'algorithme ne sont pas sans équivoque, il soit procédé à un inventaire physique ponctuel.

**L'autorité concédante regrette la persistance du concessionnaire à ne pas procéder à la localisation d'une part importante du patrimoine, en particulier pour ce qui concerne les branchements individuels et collectifs (colonnes montantes), qui sont des biens localisables techniquement sans ambiguïté.**

### Canalisations aériennes et souterraines dans le patrimoine

(Graphique 5)

La valeur des canalisations aériennes demeure stable et représente 5% de la valeur globale des canalisations, contre 8% en 2005.

### Analyse de la variation des immobilisations brutes en concession

(Tableau 14)

Les retraits d'immobilisations correspondent pour l'essentiel aux immobilisations sorties du patrimoine lors des renouvellements ou des abandons.

Remarque : ces derniers ne sont pas impactés par les mouvements de fiabilisation du SIG, notamment lors du passage de linéaire électrique en linéaire géographique.

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. De plus, ne disposant d'aucun moyen pour évaluer son impact, l'autorité concédante attire l'attention de son concessionnaire sur la nécessité de remédier à cette situation anormale.**

Concernant les investissements inscrits en comptabilité au titre de l'exercice 2017, ils représentent au total 45,4 M€ – dont 4,5 M€ de remises gratuites et de participations –, soit 5,4% de la valeur brute du réseau en début de période. Pour la partie localisée, ces investissements peuvent être décomposés entre renouvellement (13,3 M€) et extensions (18,5 M€). En ce qui concerne le patrimoine non localisé (13,6 M€), les parts correspondant aux extensions et aux renouvellements ne sont pas identifiables (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.**

### Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession

(Tableau 16)

Il est à noter que la colonne "Dotation aux amortissements" (23 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.

## Informations relatives aux droits du concédant (bilan de la concession)

### Droits du concédant

(Tableau 17)

L'autorité concédante ne dispose d'aucun élément lui permettant d'assurer la traçabilité entre les éléments de la comptabilité d'Enedis<sup>(1)</sup> et les valeurs des agrégats qui lui sont communiqués.

À titre illustratif, et sous toutes réserves<sup>(2)</sup>, la revue analytique des droits du concédant s'inspire de celle présentée par Enedis dans ses comptes annuels<sup>(3)</sup> pour justifier la valeur de l'agrégat "Comptes spécifiques des concessions" figurant au passif de son bilan.

### Traçabilité des chiffres présentés

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.

**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.**

(1) Grand livre, journaux, balances...

(2) 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.

(3) Note 20 de l'annexe : "Comptes spécifiques des concessions".

Tableau 13. Rapport entre les immobilisations localisées et non localisées (en k€)

	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Immobilisations en concession	869 083	835 543	810 698	782 041	756 161	734 285
Dont non localisées	300 779	296 972	292 681	308 972	299 242	291 322
Part non localisée	34,61%	35,54%	36,10%	39,51%	39,57%	38,05%

Tableau 14. Analyse de la variation des immobilisations brutes en concession (en M€)

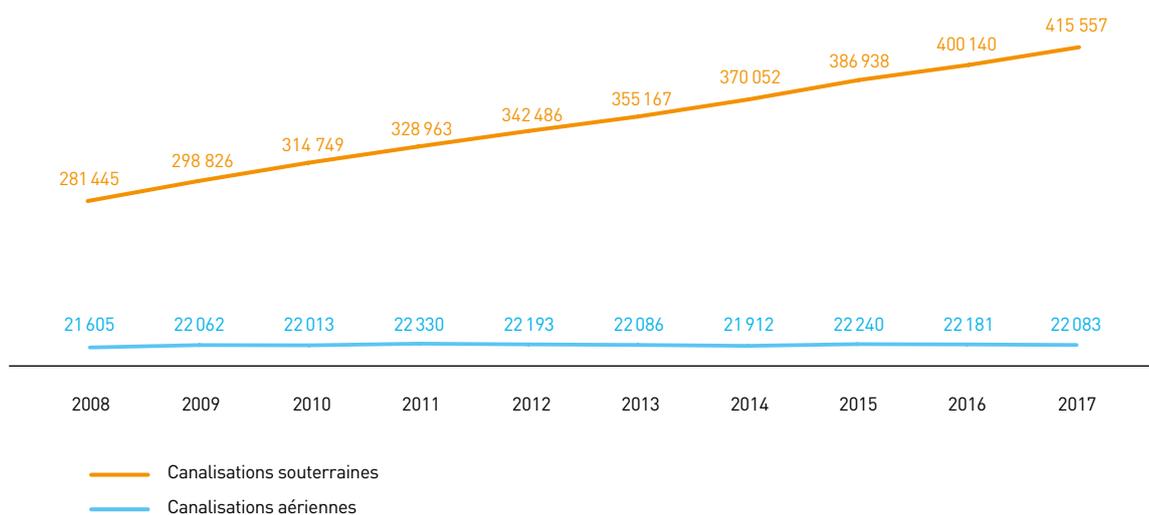
	Valeur d'origine 2017	Variation de périmètre	Corrections trans-formateurs	Investissements Enedis	Remises gratuites	Incidence de l'inventaire physique	Sorties-retraits	Valeur finale 2017
Immobilisations brutes	835,5	-	-	40,9	4,5	NC*	- 11,9	869,0

\* NC : non communiqué.

Tableau 15. Décomposition entre renouvellement et extension des investissements (en M€)

	Extensions	Renouvellements	Total
Immobilisations localisées	18,5	13,3	31,8
Immobilisations non localisées	NC	NC	13,6
<b>Ensemble patrimoine</b>			<b>45,4</b>

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



## 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"<sup>(1)</sup> 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 "Dettes 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.

(1) 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.

**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...

## 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<sup>(2)</sup> 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.

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

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

## Financement net 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 (63,9 M€) les provisions pour renouvellement constituées par prélèvement sur les résultats antérieurs de la concession (198,6 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 869 M€, la provision pour renouvellement est de 198,6 M€, soit un taux de couverture de 22,85%.

On constate ainsi 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<sup>(1)</sup>.

De nouveau, le concessionnaire n'a pas communiqué les informations sous la forme demandée et n'a pas dissocié les reprises de provisions sans objet des affectations au droit du concédant (6 145 k€).

Pourtant, cette distinction existe dans les comptes nationaux du concessionnaire (voir note 22). Cette information est essentielle car la part des provisions affectée au renouvellement vient constituer un droit du concédant alors que celle considérée comme devenant sans objet est reprise en résultat au bénéfice du concessionnaire.

Dès lors qu'il apparaît que le système d'information du concessionnaire est en capacité de produire cette information, il n'y a aucune raison que l'autorité concédante en soit privée. Cette information est effet cruciale puisqu'elle concerne les modalités selon lesquelles le concessionnaire met en œuvre les obligations liées à l'article 10 du cahier des charges.

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

## 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 2017.

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 six ans, de 30% à 23%.

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) :

*« ... 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 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.

Il est à noter que si, désormais, la colonne "Dotation" du tableau de justification de la variation de la provision pour renouvellement (tableau 19) coïncide avec le montant présent dans le compte d'exploitation de la concession, il reste impossible de rapprocher les reprises imputées en produits dans le compte d'exploitation avec le montant présenté dans la colonne "sorties".

En conclusion, et comme cela a été indiqué précédemment, 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 l'on cherche à l'appréhender ouvrage par ouvrage.

L'autorité concédante constate, par ailleurs, 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<sup>(2)</sup> ne lui sont pas transmis (cf. supra).

Ces limitations relatives à l'information transmise ne lui permettent de se forger une conviction ni 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.**

(2) Liste des chantiers de renouvellement, valeurs des renouvellements, provision affectée, provision reprise au compte de résultat...

Tableau 16. Analyse de la variation des immobilisations nettes en concession (en M€)

	Valeur d'origine 2017	Variation de périmètre	Investissements	Retraits nets	Dotations aux amortissements	Valeur finale 2017
Immobilisations nettes	428,8	-	45,4	- 0,8	- 23	450,4

Tableau 17. Revue analytique des droits du concédants (en k€)

	sens	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Immobilisations brutes hors réévaluations	+	869 083	835 543	810 699	782 041	755 468	715 315
Réévaluation de 1959 nette	+	- 5	- 5	- 5	2	7	5
Réévaluation de 1976 nette	+	- 11	- 11	- 12	- 180	687	99
Dépréciations des immobilisations hors réévaluations	-	418 634	406 777	392 411	375 885	361 362	328 573
<b>Droit en nature du concédant (VNC)</b>	<b>(a)</b>	<b>450 433</b>	<b>428 750</b>	<b>418 271</b>	<b>405 978</b>	<b>394 800</b>	<b>386 846</b>
Financement du concessionnaire à récupérer	(b)	241 445	222 595	210 715	201 421	197 658	196 821
Dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant	(c)	177 567	171 024	163 852	155 844	148 589	141 669
<b>Droit du concédant net</b>	<b>(a - b + c)</b>	<b>386 555</b>	<b>377 179</b>	<b>371 408</b>	<b>360 400</b>	<b>345 731</b>	<b>331 694</b>
Financement net du concessionnaire	(b - c)	63 878	51 571	46 863	45 578	49 069	55 152

Tableau 18. Revue analytique de la provision pour renouvellement (en k€)

	2017	2016	2015	2014	2013	2012
Biens localisés	178 008	179 919	181 082	171 837	172 418	173 230
Biens non localisés	20 600	22 526	26 087	34 997	39 992	44 920
<b>Total</b>	<b>198 608</b>	<b>202 445</b>	<b>207 169</b>	<b>206 833</b>	<b>212 411</b>	<b>218 150</b>
Évolution en %	- 1,90 %	- 2,28 %	0,16 %	- 2,63 %	- 2,63 %	- 4,10 %
Valeur de remplacement	1 208 963	1 181 389	1 168 369	1 144 775	1 129 097	1 108 870
Taux de couverture	16,43 %	17,14 %	17,70 %	18,10 %	18,80 %	19,70 %
Valeur brute	869 083	835 543	810 699	782 041	756 162	734 285
Taux de couverture	22,85 %	24,23 %	25,60 %	26,40 %	28,10 %	29,70 %

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 – au même titre que les provisions affectées au renouvellement – être considérées 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<sup>(1)</sup>, 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, par le concessionnaire. Ces changements, contestés par ailleurs par l'autorité concédante, ont porté, notamment, sur l'allongement de la durée

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

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.

### 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'autorité concédante regrette également que les changements de méthodes comptables ne fassent pas l'objet d'une communication suffisante, tant en ce qui concerne les mécanismes comptables appliqués que pour ce qui a trait aux impacts financiers sur les comptes du domaine concédé.

L'autorité concédante souhaite également que l'information relative au droit du concédant soit exhaustive, 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.



Tableau 19. Reconstitution de la variation 2016-2017 de la provision pour renouvellement (en k€)

Solde 2016	Impact adhésion	Impact transformateurs	Dotations	Affectation de la provision au renouvellement	Reprises de provisions devenues sans objet	Reprises exceptionnelles (changements comptables)	Solde 2017
202 445	-	+	2 308	[..... 6 145 .....] ]		N/A*	198 608

\* N/A : non applicable.

Tableau 20. Ticket de sortie - Dettes et créances réciproques (en k€)

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

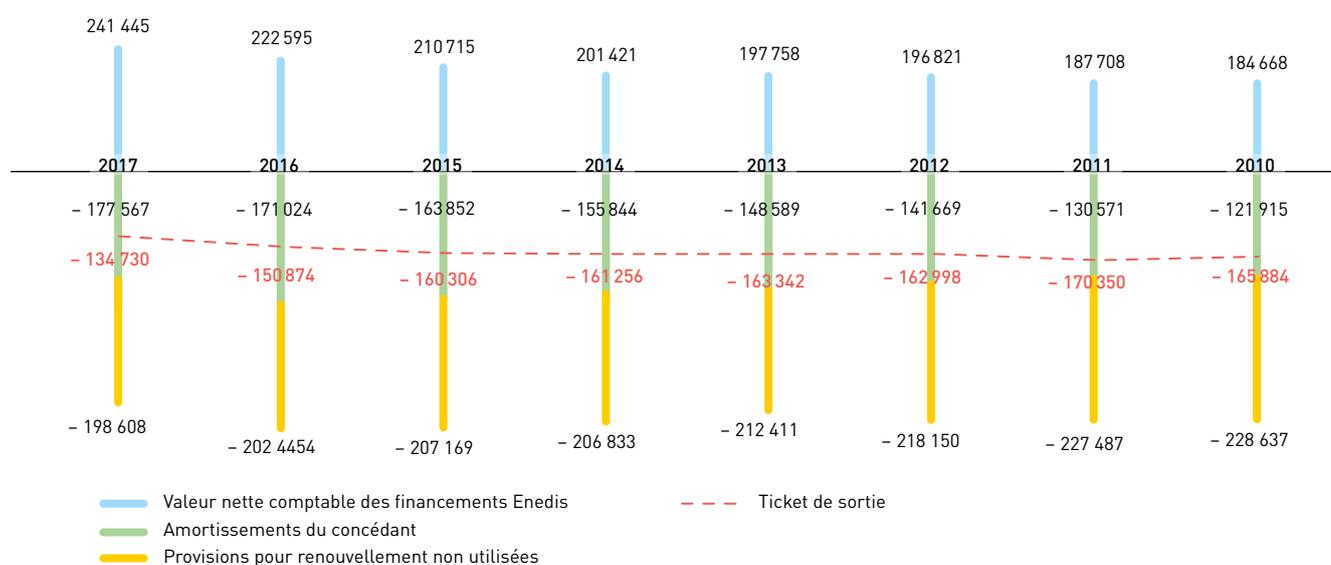
Note 22. Provision pour renouvellement des immobilisations en concession (en M€)

	31/12/2016	Dotations		Reprises		Autres (1)	31/12/2017
		Exploitation	Exceptionnelles	Exceptionnelles	Provision sans objet		
Provision pour renouvellement	9 139	136	-	-	(91)	(255)	8 929

Source : comptes annuels d'Enedis.

(1) Ce montant correspond en quasi-totalité au droit du concédant.

Graphique 6. Dettes et créances réciproques (en k€)







**CLIENTÈLE  
DE LA CONCESSION  
ET ÉNERGIE  
ACHEMINÉE**



# ÉVOLUTION DES DONNÉES

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

## La clientèle de la concession

(Tableau 21)

### Évolution du nombre de clients aux tarifs réglementés de vente (TRV)

Le nombre de clients (519239) disposant d'un contrat de fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV) a diminué de 4,8%. La baisse enregistrée repose essentiellement sur la disparition des sites de puissance supérieure à 36 kVA via l'extinction de leurs tarifs vert et jaune, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016 (application de l'article L.337-9 du Code de l'énergie issu de la loi NOME de 2010).

### 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 décembre 2017, 167843 clients de la concession ont choisi une offre de marché représentant 24,4% des points de livraison (PDL). Ce nombre est en progression de 23% par rapport à l'exercice précédent.

Le graphique 7 illustre cette évolution, tant du point de vue du nombre de clients que de l'énergie acheminée sur ce segment de clientèle.

Enfin, la concession du Sigeif totalise 687082 clients raccordés aux réseaux HTA et BT.

## L'énergie acheminée

(Tableau 21)

À l'issue d'une période hivernale moins rigoureuse, l'énergie totale acheminée (6 508,6 GWh) est en léger recul (- 0,6%) par rapport à 2016. Il en est de même pour le secteur résidentiel (clients < 36 kVA), à hauteur de - 6,2%.

### 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 2016 malgré :

- > Une diminution sensible du nombre de clients (- 4,8%).
- > Un hiver 2016-2017 moins froid que la normale (cf. note sur les degrés-jours).

$$RTB^* = \frac{\sum \text{énergie acheminée}}{\text{Nombre total de clients}}$$

\* Valeurs extrêmes exclues.

(en kWh/client)	2015	2016	2017
Valeur minimale	3 638	3 561	3 491
Valeur moyenne	4 903	4 871	4 850
Valeur maximale	8 138	8 334	8 424

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

(en kWh/client)	2015	2016	2017
Valeur la plus faible (Rocquencourt)	-	3 172	3 136
Épinay-sous-Sénart	3 521	-	-
Valeur la plus forte (Marolles-en-Brie)	12 730	12 283	12 376

### Les DJU, degrés-jours unifiés<sup>(1)</sup>

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 2450 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 2200 DJU et très froide autour de 2700 DJU.

(1) DJU = 18°C - (Tmax + Tmin) / 2.

Pour la station de Paris-Bourget, nous obtenons :

	2015	2016	2017
DJU	1 925	2 180	1 996

\* 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 résultats 2017.

## 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 du concessionnaire. Cette enquête porte sur différents thèmes ; toutefois, seuls certains items ont été repris dans ce rapport.

### 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 %), soit une amélioration de 2 points par rapport à l'exercice passé), du délai d'intervention, 85 % (-4 points), des informations fournies, 79 % (-5 points), du rendez-vous propo-

sé, 77%, et de la qualité du travail effectué, 90 % (+ 4 points).

L'exercice 2017 fait donc 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 enregistrent une variation significative : les informations fournies (devis, conseils, + 3 points) et le délai d'intervention (+ 2 points).

### La perception du prix de l'électricité

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

(en % des réponses)	2015	2016	2017
Cher	52	47	49
Normal	42	46	43
Bon marché	5	6	7
Ne se prononce pas	1	1	1

### Les relations avec un fournisseur d'électricité

Près d'un client interrogé sur deux (47 %) indique n'avoir jamais eu affaire avec son fournisseur. Le téléphone reste, dans la continuité des exercices passés, le moyen de communication le plus utilisé.

(en % des réponses) <sup>(1)</sup>	2015	2016	2017
Téléphone	43	46	38
Internet	22	29	19
Courrier	31	35	19
Aucune relation	42	36	47
Ne se prononce pas	1	-	1

(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 premier lieu une demande d'adaptation de son contrat suivie de près par une contestation de la facture et un besoin d'information sur les économies d'énergie.

### Perception de l'enfouissement des lignes électriques

Plus de sept usagers sur dix trouvent utile l'initiative des maires qui consiste à enfouir les lignes électriques situées le long des voies de leur commune, répondant ainsi à une finalité esthétique et également de qualité et de sécurisation de la distribution.

En revanche, contribuer financièrement, à hauteur de quelques euros, auxdits travaux d'enfouissement ne recueille pas la faveur des interrogés.

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

(en % des réponses)	2015	2016	2017
Oui	76	73	77
Non	23	26	22
Ne se prononce pas	1	1	1

### Favorable à une contribution financière (quelques euros)

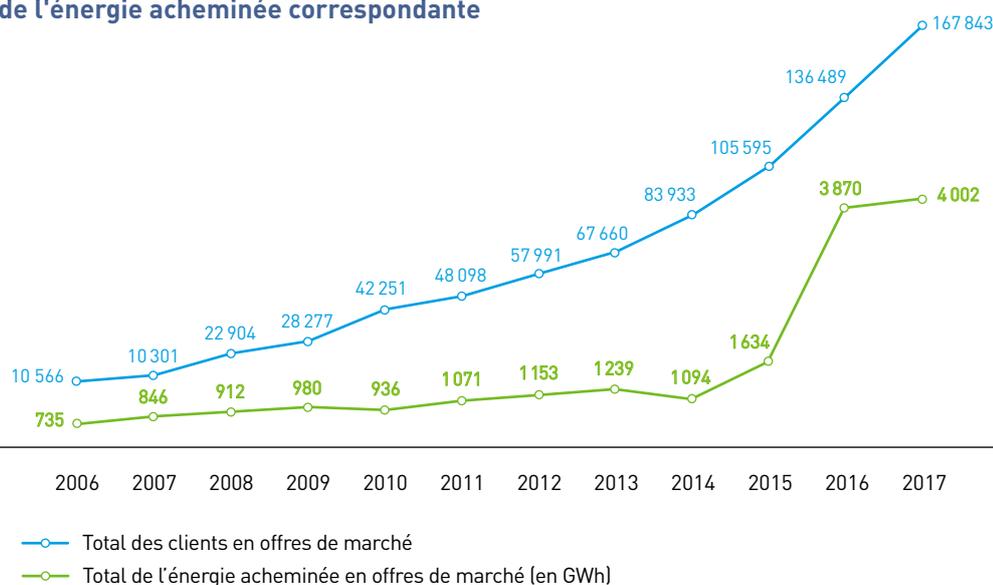
(en % des réponses)	2015	2016	2017
D'accord	35	37	37
Pas d'accord	65	63	62
Ne se prononce pas	-	-	1

Tableau 21. Clientèle de la concession (TRV et offres de marché) et quantité d'énergie acheminée (en GWh)

	Nombre de clients			Variation taux 2016-2015	Variation 2017-2016		Acheminement			Variation 2016-2015	Variation 2017-2016	
	2015	2016	2017		Écart	Taux	2015	2016	2017		Écart	Taux
<b>Clients "tarif bleu"</b>												
Seine-et-Marne	42 675	41 316	39 115	-3,2 %	- 2 201	- 5,3 %	228	222	211	- 2,8 %	- 10	- 4,6 %
Yvelines	151 780	146 161	139 903	-3,7 %	- 6 258	- 4,3 %	679	649	612	- 4,5 %	- 38	- 5,8 %
Essonne	68 281	66 281	63 678	-2,9 %	- 2 603	- 3,9 %	367	361	339	- 1,8 %	- 21	- 5,9 %
Hauts-de-Seine	106 862	103 150	98 936	-3,5 %	- 4 214	- 4,1 %	482	463	436	- 4,0 %	- 27	- 5,7 %
Seine-Saint-Denis	165 725	159 804	150 552	-3,6 %	- 9 252	- 5,8 %	836	808	746	- 3,4 %	- 61	- 7,6 %
Val-de-Marne	28 181	27 393	25 910	-2,8 %	- 1 483	- 5,4 %	165	160	151	- 3,0 %	- 9	- 5,5 %
Val-d'Oise	1 116	1 073	1 040	-3,9 %	- 33	- 3,1 %	7	7	7	- 1,9 %	0	- 4,9 %
<b>Total tarif bleu (a)</b>	<b>564 620</b>	<b>545 178</b>	<b>519 134</b>	<b>-3,44 %</b>	<b>- 26 044</b>	<b>- 4,8 %</b>	<b>2 765</b>	<b>2 669</b>	<b>2 503</b>	<b>- 3,5 %</b>	<b>- 166</b>	<b>- 6,2 %</b>
<b>Clients particuliers "PS inférieurs à 36 KVA"*</b>												
Clients BT*	4 732	130	88	- 97,3 %	- 42	- 32,3 %	742	6	3	- 99,2 %	- 2	- 41,8 %
Clients HTA* (BT ≤ 36 kVA)	991	20	17	- 98,0 %	- 3	- 15,0 %	1 431	1	1	- 99,9 %	- 1	- 45,1 %
<b>Total (b)</b>	<b>5 723</b>	<b>150</b>	<b>105</b>	<b>0,0 %</b>	<b>- 45</b>	<b>- 30,0 %</b>	<b>2 173</b>	<b>7</b>	<b>4</b>	<b>0,0 %</b>	<b>- 3</b>	<b>- 42,4 %</b>
<b>Total TRV (a+b)</b>	<b>570 343</b>	<b>545 328</b>	<b>519 239</b>	<b>- 4,4 %</b>	<b>- 26 089</b>	<b>- 4,8 %</b>	<b>4 938</b>	<b>2 676</b>	<b>2 507</b>	<b>87,0 %</b>	<b>- 169</b>	<b>- 6,3 %</b>
<b>Clients offres de marché</b>												
Clients BT	104 814	135 186	166 533	29,0 %	31 347	23,2 %	659	600	780	- 9,0 %	180	30,0 %
Clients HTA	781	1 303	1 310	66,8 %	7	0,5 %	976	3 270	3 222	235,3 %	- 48	- 1,5 %
<b>Total offres de marché</b>	<b>105 595</b>	<b>136 489</b>	<b>167 843</b>	<b>29,3 %</b>	<b>31 354</b>	<b>23,0 %</b>	<b>1 635</b>	<b>3 870</b>	<b>4 002</b>	<b>136,8 %</b>	<b>132</b>	<b>3,4 %</b>

\* Cas particuliers de sites avec des puissances inférieures ou égales à 36 kVA, bénéficiant d'un tarif jaune et vert (contrats en extinction).

Graphique 7. Évolution du nombre de clients en offres de marché et de l'énergie acheminée correspondante



## 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 6 millions de ménages<sup>(1)</sup> en situation de précarité énergétique, malgré l'action publique. La pauvreté n'est pas seulement monétaire ; elle est aussi – et de plus en plus – 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 un nombre de ménages aux revenus modestes qui augmente plus vite que le nombre de rénovations, le législateur, via le décret "décence", oblige aujourd'hui un propriétaire, pour louer son bien, à réaliser des travaux d'amélioration de sa performance énergétique et a fixé, à l'horizon 2020, une baisse de 15% de la précarité énergétique.

Enfin, l'Observatoire national de la précarité énergétique (ONPE), indique que 4 millions de ménages seront éligibles au chèque énergie dès 2018. De janvier 2016 à novembre 2017, dans le cadre des certificats d'économies d'énergie "précarité énergétique", 166 TWh cumac (térawattheures cumulés et actualisés d'énergie finale) ont été délivrés, alors que l'obligation pour ces CEE précarité était fixée à 150 TWh cumac.

### Rapport du médiateur national de l'énergie

Le nouveau plan de rénovation énergétique des bâtiments fait du recul de la précarité énergétique une priorité, avec l'objectif de réhabiliter 150 000 "passoi-

res thermiques" par an. Les mauvaises performances thermiques des logements et la vétusté des équipements de chauffage et de production d'eau chaude alourdissent les factures d'énergie. Environ 10% des sollicitations portent sur les difficultés de paiement et 7% font suite à des coupures d'énergie, le plus souvent pour impayés.

Le nombre de litiges enregistré par les services du médiateur pour l'année 2017 a fait un bon de 19% par rapport à 2016 : 14 548 dossiers reçus, pour 4 039 litiges recevables (dont 3 724 ont été menés à terme), contre 12 260 dossiers en 2016, pour 3 499 litiges recevables.

Les litiges portant sur les consommations facturées tiennent le devant de la scène, avec 52% des cas. Les anomalies dans la facture représentent, quant à elles, 23% des dossiers traités.

Le nombre de dossiers concernant la qualité de la fourniture d'électricité augmente. Les litiges recevables (20%, contre 10% en 2016) concernent 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.

Enfin, les réformes qu'il a soutenues devraient modifier le paysage de la consommation de l'énergie, comme l'interdiction des régularisations de facturation sur plus de 14 mois. Cette dernière mesure, entrée en vigueur le 19 août 2016, devrait réduire les difficultés de paiement et, donc, le nombre de litiges. Toutefois, la recrudescence de mauvaises pratiques de la part de certains fournisseurs et le risque de suppression des tarifs réglementés de vente pour les particuliers sont, selon le médiateur de l'énergie, deux sujets susceptibles de

dégrader la confiance des consommateurs. La loi du 20 janvier 2017 et son décret d'application du 27 juin 2017, portant sur une simplification et une amélioration des procédures de traitement des litiges, renforcent, quant à eux, le pouvoir d'action du médiateur.

### 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.

#### 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.

(1) 20% des ménages selon l'ONPE, enquête 2013.

Tableau 22. **La satisfaction des usagers vis-à-vis des interventions à domicile et de l'accueil téléphonique**

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

(en %)	2014	2015	2016	2017			
	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Très satisfait	Assez satisfait	Pas satisfait
... de l'accueil globalement	91	93	96	94	42	52	5
... de l'attention à votre égard	90	91	91	92	41	51	8
... de la solution ou de la réponse apportée	89	89	90	92	43	49	8
... des horaires	88	92	91	89	34	55	8
... de la rapidité à obtenir l'interlocuteur	81	82	84	86	31	55	12

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 ?

(en %)	2014	2015	2016	2017			
	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Total satisfait	Très satisfait	Assez satisfait	Pas satisfait
... de la qualité du travail effectué	90	92	86	90	43	47	7
... de la ponctualité au rendez-vous	92	90	72	74	35	39	21
... du délai d'intervention	88	75	89	85	41	44	13
... du rendez-vous proposé (date et heure)	81	72	74	77	41	36	20
... des informations fournies (devis, conseils,...)	89	92	84	79	33	46	19

Tableau 23. **Motifs de la relation du client avec le service clientèle d'un fournisseur**

Personnes ayant déclaré avoir été en relation avec le service clientèle

(en %)	2014	2015	2016	2017
... 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

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 93%, stable par rapport à 2016. Reprises dans le tableau 24-a, ces réclamations (8340) sont en augmentation notable (plus de 40% par rapport à l'exercice passé) et reposent pour l'essentiel sur la facturation (30%), suivie par le recouvrement (23%), le contrat (14%), l'accueil (10%) et la relève (9%).

Classées sous la responsabilité du distri-

buteur Enedis, les réclamations liées aux données de consommation estimées, réelles, au fonctionnement du comptage, aux relations et à la qualité de fourniture et du réseau génèrent 18% des saisines (1499 dossiers). Par rapport à l'exercice précédent, force est de constater (voir tableau 24-b) une dégradation de tous les items.

#### **Gestion du contrat**

(Tableaux 24-a et 24-b)

Le nombre de lettres "uniques" de relance pour impayés (186 407) diminue sensiblement par rapport à 2016 (209 093) et 2015

(236 636). Les coupures\* demandées par le fournisseur "historique" (11 122) sont également en diminution (- 13,8% par rapport à 2016). Il en est de même pour les coupures effectives, réalisées par le gestionnaire de réseau : 1 914 contre 2 704 en 2016.

\*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 technicien 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 ».

Parmi les coupures réalisées, un grand nombre concerne des clients ayant quitté leur logement en laissant une dette.

#### **Solidarité, précarité énergétique**

(Tableau 25)

Un Français sur cinq est en situation de précarité énergétique et a du mal à se chauffer et à s'éclairer, selon l'évaluation de l'Observatoire national de la précarité énergétique.

En 2017, deux tiers des Français estiment que leurs factures d'énergie représentent une part importante des dé-

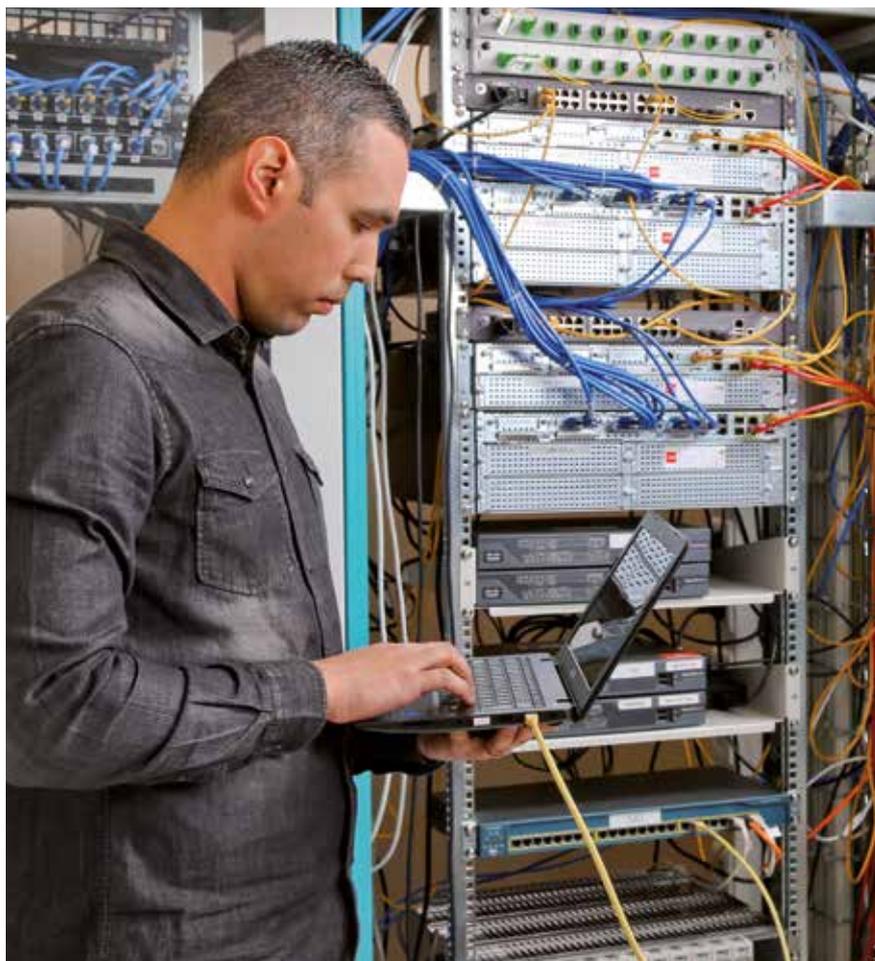


Tableau 24-a. Qualité des relations et des services pour les clients “résidentiels” relevant du tarif réglementé de vente (TRV)

	Maille	2015	2016	2017	Variation
<b>La satisfaction des clients (%)</b>					
Particuliers	Nationale	90,2	90,0	89	- 1,1 %
Collectivités	Nationale	87	86	92	7,0 %
Entreprises	Nationale	80	82	91	11,0 %
<b>Le traitement des réclamations (nombre)</b>					
Écrites	Sigeif	4 408	5 939	8 340	40,4 %
- Courrier	Sigeif	-	3 088	3 120	1,0 %
- Internet	Sigeif	-	2 851	5 220	83,1 %
- À l’item “facturation”	Sigeif	1 481	1 960	2 519	28,5 %
- À l’item “recouvrement”	Sigeif	-	1 504	1 897	26,1 %
- À l’item “contrat”	Sigeif	-	959	1 180	23,0 %
- À l’item “accueil”	Sigeif	-	524	810	54,6 %
- À l’item “relève”	Sigeif	88	303	754	148,8 %
Taux de réclamations traités dans les 30 jours	Sigeif	96	95	93	- 2,3 %
Nombre de réclamations en instance d’appel	Sigeif	176	505	441	- 12,7 %
<b>La gestion du contrat</b>					
Nombre de lettres “uniques » de relance envoyées	Sigeif	236 636	209 093	186 407	- 10,8 %
Nombre de coupures demandées par EDF à Enedis	Sigeif	10 683	12 902	11 122	- 13,8 %
Nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF	Sigeif	64 606	61 073	51 334	- 15,9 %

Tableau 24-b. Qualité des relations et des services pour les clients “résidentiels” relevant du gestionnaire de réseau

	Maille	2015	2016	2017	Variation
<b>Le traitement des réclamations (%)</b>					
- À l’item “relève”	Sigeif	88	303	754	148,8 %
- À l’item “qualité de fourniture et réseau”	Sigeif	-	385	482	25,2 %
- À l’item “relations avec le distributeur”	Sigeif	-	201	263	30,8 %
Taux de réclamations traités dans les 15 jours	Sigeif	92,6	94	93,2	-0,4 %
<b>La gestion du contrat</b>					
Nombre de coupures demandées par le fournisseur au GRD	Sigeif	-	12 902	11 122	- 13,8 %
Nombre de coupures effectives	Sigeif	2 779	2 704	1 914	- 29,2 %
Taux de coupures effectives par rapport à celles demandées	Sigeif	26	21	19,5	- 7,1 %
Taux de résiliations de contrat à l’initiative du fournisseur suite à coupures effectives du GRD	Sigeif	-	40,9	37,4	- 8,6 %

penses du foyer, contre 56% en 2016, sachant que les foyers considérés sont ceux qui consacrent plus de 10% de leurs revenus aux dépenses en énergie de leur logement.

### Les tarifs sociaux de l'énergie

À l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de bénéficiaires, en 2017, du tarif de première nécessité (TPN) enregistre une baisse significative de 16,7% par rapport à 2016. Pour les sept départements de la concession, le montant alloué par EDF au fonds de solidarité pour le logement (FSL) a été maintenu à hauteur de 3,49 M€.

Le chèque énergie remplace les tarifs sociaux de l'énergie à partir de 2018 et est attribué en fonction des ressources fiscales (revenu fiscal de référence) et de

la composition du ménage. Il est envoyé nominativement à l'adresse connue des services fiscaux. Pour en bénéficier, à aucun moment le bénéficiaire n'est démarché (ni à son domicile, ni par téléphone), ni ne doit communiquer ses références bancaires : toute sollicitation en ce sens doit être refusée.

Aide nominative au paiement des factures d'énergie du logement, le chèque énergie est attribué sous conditions de ressources, et le bénéficiaire le reçoit automatiquement par courrier chez lui.

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 der-

nier 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. Le client est ainsi alerté et incité à réagir en prenant contact avec EDF Commerce. La fourniture maintenue équivaut à une puissance de 1000 W. 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<sup>(1)</sup> est alors programmée.

(1) 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).

Tableau 25. Solidarité, précarité énergétique

	Maille	2015	2016	2017	Variation	(%)
<b>Fonds de solidarité pour le logement (FSL)</b>						
Nombre de dossiers acceptés	Sigeif	3 500	2 992	2 745	- 247	- 8 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Sigeif	576	509	498	- 11	- 2 %
Montant versé par EDF au FSL (k€)	Départements Sigeif	3 492	3 492	3 492	-	-
<b>Tarif de première nécessité (TPN)</b>						
Nombre de bénéficiaires	Sigeif	45 289	45 593	37 964	- 7 629	- 17 %
Nombre de contrats souscrits dans l'année	Sigeif	18 119	12 338	6 459	- 5 879	- 48 %
Nombre de contrats résiliés dans l'année	Sigeif	1 098	1 107	813	- 294	- 27 %
<b>Service minimum (SMI, 1 kW)</b>						
Nombre d'installations	Sigeif	1 934	2 029	2 405	376	19 %

### TPN : réductions forfaitaires

Aide forfaitaire (en euros TTC/an)	3 kVA	6 kVA	9 kVA et plus
UC=1	71	87	94
1<UC<2	88	109	117
UC>=2	106	131	140

UC : unité de consommation . La 1<sup>re</sup> personne du foyer compte pour 1 UC, la 2<sup>e</sup> pour 0,5 UC, les 3<sup>e</sup> et 4<sup>e</sup> personnes comptent chacune pour 0,3 UC, et chaque personne supplémentaire compte pour 0,4 UC.

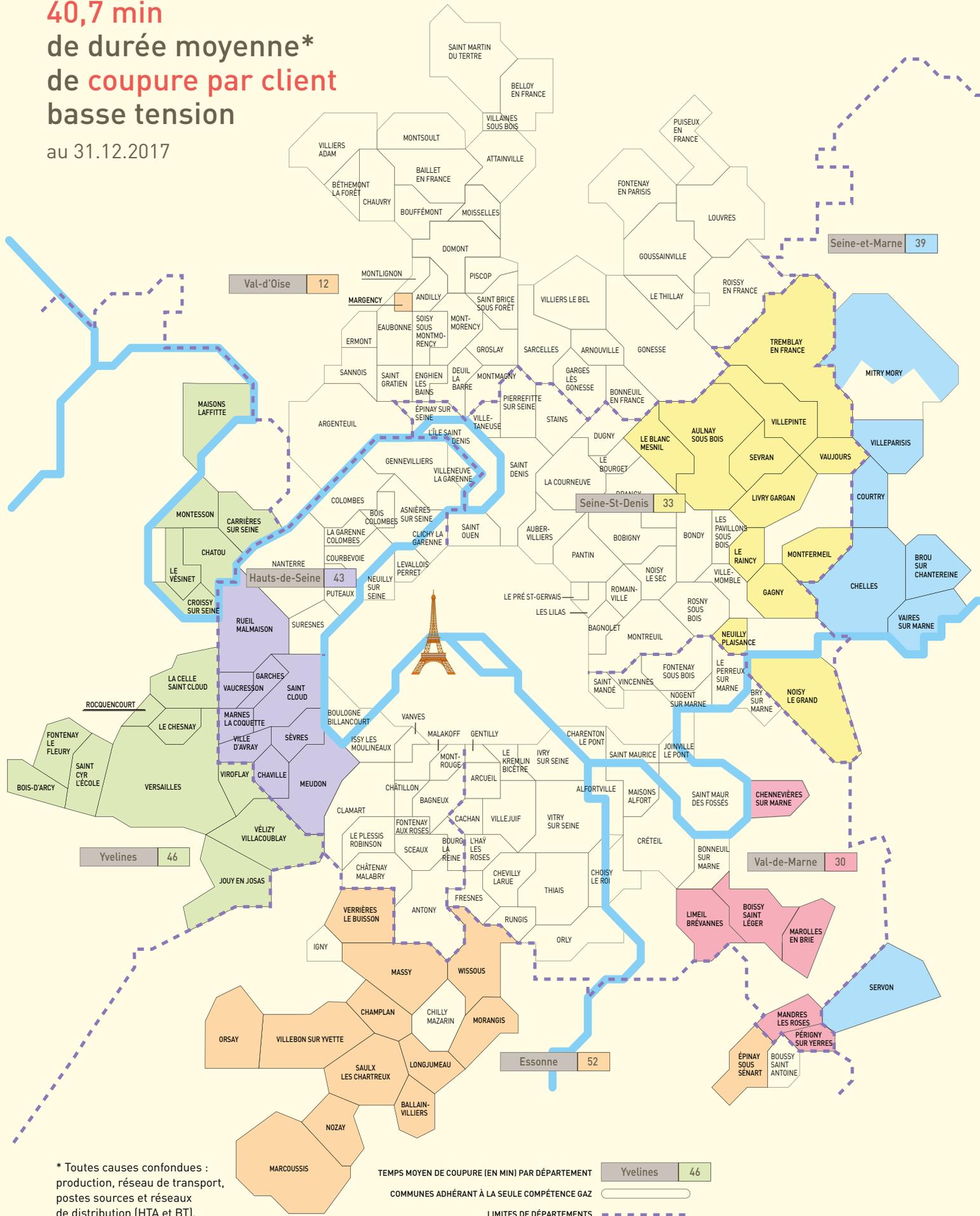


**QUALITÉ**  
**DE L'ÉLECTRICITÉ**  
**DISTRIBUÉE**

GROUPE  
SCOLAIRE  
SYD'AIR EVI

# 40,7 min de durée moyenne\* de **coupure** par client basse tension

au 31.12.2017



# CONTINUITÉ DE LA FOURNITURE

Un résultat en légère amélioration,  
conséquence d'une absence d'aléas climatiques majeurs.

## Le temps moyen d'interruption (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 48) 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.

Après un résultat 2016 placé au plus mauvais rang de ces quinze dernières années, celui de 2017 marque une amélioration sensible (40,7 min, soit - 11,7 min par rapport à 2016).

En l'absence d'aléas climatiques majeurs (comme la crue de juin 2016), ce résultat doit néanmoins être considéré comme médiocre. Dépassant depuis trois ans le seuil des 40 min, il se situe bien au-delà des niveaux antérieurs (autour de 30 min) et de l'objectif souhaité (un critère B oscillant sensiblement et durablement autour de 22,5 min).

Le niveau national (92,3 min, soit +21,8 min par rapport à 2016) se dégrade suite à plusieurs tempêtes, tandis que l'Île-de-France (34,3 min, soit - 12,1 min par rap-

port à 2016) enregistre, pour sa part, une amélioration qui, pour la troisième année consécutive, la situe (en termes de qualité) devant la concession du Sigeif.

### Origine et causes des coupures

(Graphique 9 et tableau 26)

L'analyse des incidents par origine des coupures permet d'apprécier 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).

En 2017, la part prédominante dans la composition du temps de coupure a été, comme pour les années passées, les ouvrages relevant de la concession (38,6 min : 95%). Les réseaux HTA et BT contribuent respectivement à hauteur de 17,3 min et de 21,2 min. En ce qui concerne plus particulièrement le concours du réseau BT, l'autorité concédante souligne, à ce stade, sa préoccupation, formulée depuis plusieurs années, sur l'aval HTA : une situation de plus en plus préoccupante.

Les incidents liés aux accessoires souterrains HTA et BT, sensibles à l'élévation de la température, associés aux défauts des câbles eux-mêmes, ont été la cause de la majorité du temps d'interruption de la fourniture. À l'évidence et comme l'autorité concédante a été amenée à le rappeler, il appartient au concessionnaire de stabiliser de manière satisfaisante ce cri-

tère, ce qui nécessite un accroissement des investissements nécessaires à la réactivité du réseau et aux travaux curatifs de renouvellement des accessoires et des ouvrages aujourd'hui obsolètes, tels que les câbles désuets.

La durée des interruptions liées aux travaux s'améliore légèrement et rompt ainsi avec la tendance haussière de ces quatre derniers exercices (8,3 min, contre 9,2 min en 2016). Toutefois, le résultat 2017 (20% du critère B) est toujours jugé élevé par l'autorité concédante, ce qui l'a amenée à réaliser un contrôle ciblé et à encourager de nouveau son concessionnaire à généraliser les travaux sous tension, comme le préconise le cahier des charges.

### Les départements les plus impactés

(Graphique 10)

Le critère B de trois 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 (40,7 min) :

- > Les Yvelines (45,6 min, contre 40,1 min en 2016 et 35,1 min en 2015).
- > L'Essonne (52,1 min, contre 172,1 min en 2016 et 58,8 min en 2015).
- > Les Hauts-de-Seine (43,2 min, contre 43,4 min en 2016 et 54,8 min en 2015).

## Interruption de l'énergie acheminée liée au réseau HTA

### Nombre d'incidents aux 100 km

(Graphique 11)

Avec un résultat 2017 en hausse par rapport à 2016 (respectivement 7,6 et 6,3 incidents aux 100 km), l'autorité concédante souligne que les investissements qu'elle a demandés et qui ont été consentis, en partie, ces dernières années par Enedis, n'ont pas encore porté tous leurs fruits et doivent, à ce stade, être maintenus, voire augmentés.

### Sièges et causes des incidents HTA

La plupart des incidents, répartis sur 180 des 590 départs HTA, sont isolés et ont des causes diverses. Onze d'entre eux (contre quatre lors de l'exercice précédent) 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 : le câble ou un accessoire (boîte de jonction ou de dérivation).

Les départs en question sont :

- > Corbev, au poste source de Saint-Aubin (15 incidents, déjà connu lors de l'exercice précédent).
- > Villej, au poste source de Montjay (13 incidents, déjà connu lors de l'exercice précédent).
- > Chilly, au poste source de Massy (9 incidents, déjà connu lors de l'exercice précédent).
- > 1H65, au poste source de Puteaux (9 incidents).
- > Giraf1, au poste source de Châtillon (8 incidents).
- > Sandne, au poste source de Sausset (8 incidents).

- > Mort.2, au poste source d'Amelot (7 incidents).
- > 1D46, au poste source de Billancourt (7 incidents).
- > Briard, au poste source de Massy (7 incidents).
- > Antony, au poste source de Massy (7 incidents).
- > Lebuet, au poste source de Saint-Aubin (7 incidents).

Interrogé par l'autorité concédante sur neuf des onze départs repérés ci-dessus, le concessionnaire a indiqué :

#### > Des travaux de renouvellement pour les départs HTA :

- Villej, au poste source de Montjay : renouvellement de 1740 m de câble CPI en cours sur 2018.
- Chilly, au poste source de Massy : les travaux de sécurisation et de renouvellement de 2600 m de câbles CPI sont en cours et s'achèveront en 2019. En complément, nous prévoyons la pose de trois télécommandes.

- 1H65, au poste source de Puteaux : renouvellement ciblé de 430 m de CPI en 2019.

- Giraf1, au poste source de Châtillon : renouvellement de 850 m de câbles à isolation imprégnés (CPI) et pose d'organe de coupure réseau source (OCRS, ouvrage télécommandé en tête du départ HTA) en 2018.

#### > Des travaux d'études à lancer ou à venir :

- Corbev, au poste source de Saint-Aubin : étude de fiabilisation du départ en 2018 pour des travaux prévus en 2020.
- 1D46, au poste source de Billancourt : étude à lancer pour un renouvellement en 2020.
- Briard, au poste source de Massy : étude à lancer pour un renouvellement en 2020.
- Antony, au poste source de Massy : étude à lancer pour un renouvellement en 2020.

- Lebuet, au poste source de Saint-Aubin : pas d'étude particulière à ce jour.

De plus, 25 des 180 départs HTA répertoriés (voir tableaux 27 et 28) présentent plus de deux défauts. Il y en avait 16 et 14 (pour 156 et 152 départs HTA) lors des deux derniers contrôles.

Comme il est d'usage, ces départs HTA ont fait l'objet d'une analyse de la part des services du Sigeif ; elle conclut à une majorité des incidents (59 %) générés, une nouvelle fois, par une usure naturelle de l'ouvrage ou par une défaillance de matériel. Les travaux de tiers sont, quant à eux, à l'origine de 28 % des coupures.

Les défauts HTA sont répertoriés le plus souvent "plein câble" et **touchent en grande majorité les technologies les plus anciennes**, matérialisant le mail-lon faible de ce réseau (46 %). Les câbles synthétiques et leurs accessoires ont, quant à eux, causé 33 % des incidents.

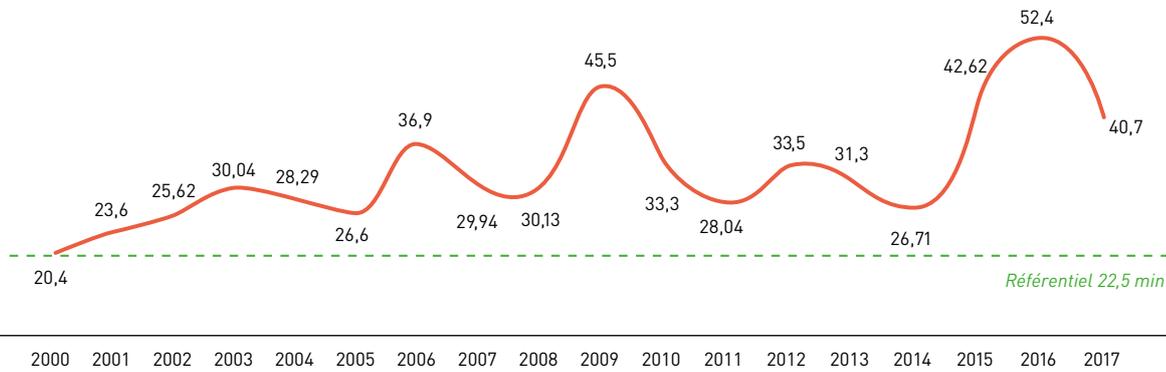
### Les coupures HTA de plus de 10h

(Tableau 29)

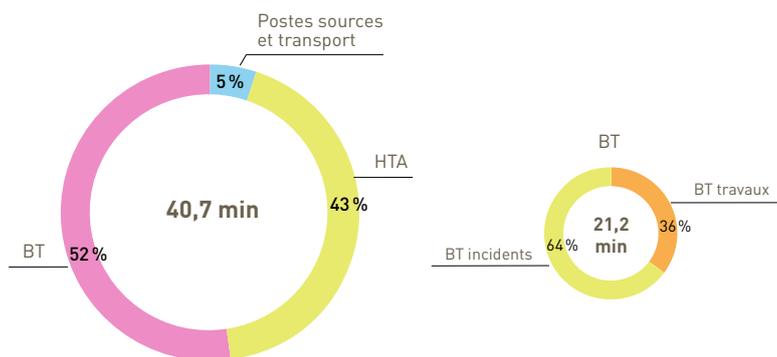
Selon Enedis, la durée mentionnée dans la restitution transmise à l'autorité concédante est la durée maximale correspondant à la somme de la durée de fin de localisation (après la dernière manœuvre possible) et la durée de dépannage.

Il convient de souligner, pour la plupart des départs HTA visés, un temps de coupure vu du client BT très inférieur à celui collecté, sans pour cela avoir un impact sur les NiTi. En effet, après avoir réaligné 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.

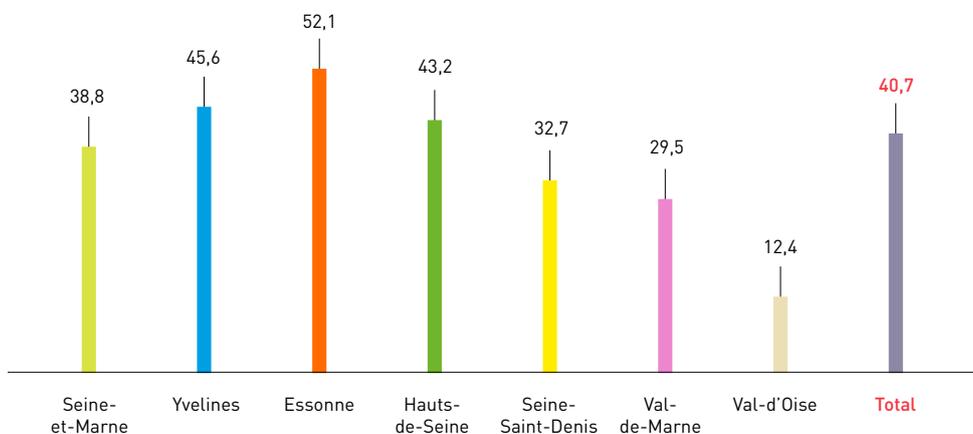
Graphique 8. Évolution du critère B (en min)



Graphique 9. Origine des coupures



Graphique 10. Répartition géographique des coupures



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 départements HTA pour lesquels un client ou plus a été coupé plus de 10h00).

### **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)

Les 668 incidents localisés sur la concession du Sigeif ont diminué de 7% par rapport à 2016, tout en demeurant supérieurs à la situation de 2015 (+8%). Composant près des trois quarts du linéaire BT de la concession (74,5%), le réseau souterrain a été à l'origine de 21% des incidents (137, contre 217 en 2016, qui représentaient 30% des incidents), devançant très légèrement le réseau aérien (20%) puis les appareillages BT (transformateur HTA/BT et tableaux BT) situés dans les postes de transformation HTA/BT (17%).

#### **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 une cause principale des incidents (377 incidents, soit 56%) résidant sur une détérioration progressive des ouvrages BT, liée à leur utilisation et à leur sollicitation, qualifiée selon le concessionnaire "d'usure naturelle". À ce phénomène s'ajoute également la défaillance du matériel et de ses protections (88 incidents, soit 13%).

Devant un tel résultat (69%), en hausse par rapport aux trois derniers exercices (respectivement 67%, 60% et 57%), le concessionnaire ne peut, à l'évidence, être qu'invité à renforcer son programme de maintenance et, bien évidemment, à le communiquer à l'autorité concédante, qui se considère insuffisamment informée et inquiète.

Enfin, dans la continuité des exercices précédents, nous trouvons les travaux de tiers (12%) et le dépassement (9%) de la capacité de transit (surcharge).

#### **Le nombre d'incidents aux 100 km**

(Tableau en annexes et carte "Nombre d'incidents aux 100 km", page 62)

Illustré à l'aide du graphique 12, le résultat 2017, avec 13,1 incidents aux 100 km, demeure à un niveau particulièrement élevé, très proche de celui de 2016 qui, avec 14,2 incidents aux 100 km, s'est situé au niveau 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, sa dégradation est constatée pour 19 d'entre elles, maintenue pour trois autres et améliorée pour les 42 restantes. Néanmoins, cela porte à 46 le nombre de communes dont le résultat se

situe au-dessus d'un seuil de référence visé de 8 incidents aux 100 km.

Parmi ces communes, l'autorité concédante a pointé par une astérisque, sur la carte précitée, celles qui avaient été repérées lors du contrôle précédent. Pour cinq d'entre elles – Meudon (92), Sèvres (92), Versailles (78), Ville-d'Avray (92) et Viroflay (78) – le résultat récurrent de plus de 20 incidents aux 100 km est préoccupant et a amené l'autorité concédante à solliciter son concessionnaire pour que des mesures soient prises à court et à moyen terme.

Réponse d'Enedis : « Pour chacune de ces communes, il est prévu, d'ici 2022, un renouvellement du tiers du volume de câbles BT dits à risque », ce que le Sigeif ne manquera pas de vérifier.

En ce qui concerne les communes de La Celle-Saint-Cloud (78) et de Saint-Cyr-l'École (78), des investigations complémentaires seront menées par l'autorité concédante dans le cas d'une absence d'amélioration de cet indicateur.

#### **La durée moyenne des coupures**

(Voir graphique 13)

La durée moyenne des coupures en 2017, avec 259 min, met un terme à la tendance haussière observée depuis 2012. Il n'en est cependant pas de même pour celle en lien avec les incidents générés par le réseau BT. En effet, sa composante souterraine augmente de manière préoccupante depuis deux ans (424 min en moyenne – plus de 7h – contre 365 min en 2016 et 308 min en 2015) et, pour sa partie aérienne, plus modestement (233 min, contre 214 min en 2016).

Le résultat est une situation mise sous surveillance par l'autorité concédante, qui entend disposer d'un éclairage de la part de son concessionnaire.

Tableau 26. Origine et décomposition du critère B (en min)

	Nombre de clients BT	Réseau BT		Réseau HTA		Transport + poste source	Total
		Incidents	Travaux	Incidents	Travaux		
Seine-et-Marne	52 783	4,0	5,0	28,9	0,1	0,8	38,8
Yvelines	179 266	16,8	8,2	17,8	0,1	2,7	45,6
Essonne	83 466	11,5	7,8	26,8	0,5	5,5	52,1
Hauts-de-Seine	125 030	19,3	6,3	12,9	1,5	3,2	43,2
Seine-Saint-Denis	205 923	11,3	9,3	11,1	0,8	0,2	32,7
Val-de-Marne	33 676	8,0	4,5	16,4	0,6	0,0	29,5
Val-d'Oise	1 323	7,7	2,1	-	-	2,6	12,4
<b>B Sigeif 2017</b>	<b>681 467</b>	<b>13,5</b>	<b>7,7</b>	<b>16,7</b>	<b>0,6</b>	<b>2,1</b>	<b>40,7</b>
		21,2		17,3			
B Sigeif 2016	678 019	15,2	8,1	25,3	1,1	2,7	52,4
		23,3		26,4			
B Sigeif 2015	672 097	12,0	8,5	15,7	0,3	6,1	42,6
		20,5		16,0		6,1	
B Sigeif 2014	657 572	7,3	5,4	10,6	2,3	1,1	26,7
		12,7		12,8			
B Sigeif 2013	653 045	8,4	5,1	15,2	1,2	1,4	31,3
		13,5		16,4			
B Sigeif 2012	645 874	6,0	4,2	18,8	0,5	4,1	33,5
		10,2		19,3			

Tableau 27. Causes des incidents HTA

Nom des départs HTA	Défaillance du matériel	Usure naturelle	Fausse manœuvre	Cause inconnue	Climatique ou externe	Travaux de tiers	Corps étranger	Total	Nombre Clients coupés	Nombre d'incidents 2016	Nombre d'incidents 2015
GIRAF1 au PS Châtillon	-	5	-	1	-	-	-	6	9 886	1	1
GRATTE au PS Jonchère	1	3	-	2	-	-	-	6	3 262	-	-
1H65 au PS Puteaux	2	2	-	1	-	-	-	5	6 850	1	3
CORBEV au PS Saint-Aubin	-	1	-	-	-	4	-	5	1 678	7	3
SANDRE au PS Épinay	-	3	-	-	-	1	1	5	264	-	-
BROU au PS Neuilly-sur-Marne	-	-	-	-	-	4	-	4	1 510	2	-
FOUINE au PS Primevères	1	3	-	-	-	-	-	4	2 884	1	1
MORT.2 au PS Amelot	-	2	-	-	-	2	-	4	156	2	1
Départs à 3 incidents (17)	4	32	1	5	2	7	-	51	58 621	17	3
<b>Total</b>	<b>8</b>	<b>51</b>	<b>1</b>	<b>9</b>	<b>2</b>	<b>18</b>	<b>1</b>	<b>90</b>	<b>85 111</b>	<b>31</b>	<b>12</b>
Pourcentage	9 %	57 %	1 %	10 %	2 %	20 %	1 %	100 %			

Selon Enedis, il s'agit d'une question de fond dans la mesure où elle porte sur une évolution pluriannuelle pour laquelle une étude approfondie permettrait de cibler les causes, nécessairement multifactorielles. Le Sigeif en prend acte et ne manquera pas de revenir vers son concessionnaire.

### 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.

- > Versailles (31,4 incidents aux 100 km),
- > Sèvres (30,9 incidents).
- > Ville-d'Avray (27,8 incidents).
- > Vaucresson (27,2 incidents aux 100 km),
- > Carrières-sur-Seine (24,3 incidents).

### Les coupures pour travaux

(Graphique 14)

Au regard des observations formulées par l'autorité concédante lors des précédents contrôles, le concessionnaire s'est engagé, depuis 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 coupures pour travaux (346) sont en légère diminution par rapport aux deux exercices précédents (respectivement - 3% et - 11%).

Elles ont concerné :

- > Les postes de transformation HTA/BT (145 coupures), pour la réalisation des opérations de raccordement (20), d'élimination du PCB<sup>(1)</sup> (30), d'adaptation aux charges (5), de maintenance (46) et de travaux divers (44) tels que les travaux de tiers à proximité du poste et les travaux dits urgents de mise en sécurité.
- > Les câbles et accessoires BT (106).
- > Les lignes aériennes (80) afin de répondre, notamment, à des besoins d'élagage.
- > Les branchements individuels et/ou collectifs (14), montrant par la même occasion l'insuffisance des travaux engagés dans ce domaine.

Concernant les coupures sur le réseau BT d'une durée supérieure à 5 heures et un NiTi supérieur à 30 000 (équivalent à 100 clients coupés pendant 5 heures), la tendance pourrait (voir graphique 15), si le phénomène persiste, être une source d'inquiétude (16 coupures en 2017, contre respectivement 17 et 27 en 2016 et 2015). Enfin, l'autorité concédante rappelle qu'elle se considère 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 place d'un groupe électrogène. Elle a, en conséquence, inscrit à son programme de contrôle un audit spécifique (voir contrôle ciblé).



(1) Les polychlorobiphényles (PCB), aussi appelés biphényles polychlorés (BPC), ou encore, parfois, improprement, "pyralènes".

Tableau 28. Sièges des incidents HTA

Nom des départs HTA	Boîte de jonction	Câble	Aérien	Poste HTA/BT	Boîte d'extrémité	Éliminé avec manœuvre	Siège non identifié	Total
GIRAF1 au PS Châtillon	1	4	-	-	-	1	-	6
GRATTE au PS Jonchère	3	-	1	-	-	2	-	6
1H65 au PS Puteaux	-	2	-	-	-	3	-	5
CORBEV au PS Saint-Aubin	-	5	-	-	-	-	-	5
SANDRE au PS Épinay	2	2	-	1	-	-	-	5
BROU au PS Neuilly-sur-Marne	-	4	-	-	-	-	-	4
FOUINE au PS Primevères	3	-	-	-	1	-	-	4
MORT.2 au PS Amelot	2	2	-	-	-	-	-	4
Départs à 3 incidents (17)	16	20	4	2	-	7	2	51
<b>Total</b>	<b>27</b>	<b>39</b>	<b>5</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>13</b>	<b>2</b>	<b>90</b>
Pourcentage	30 %	43 %	6 %	3 %	1 %	14 %	2 %	100 %

Tableau 29. Liste des départs HTA coupés plus de dix heures

Poste source	Départ HTA	Date	Durée maximale de la coupure (min)		NiTi total de la concession	Cumul des clients BT coupés de la concession
			Vue de l'outil de collecte	Vue du client BT		
LOUVECIENNES*	ROCQUE	17/05/17	5 342	127	141 671	5 138
GALERES*	BAGAGE	12/05/17	5 119	70	34 860	498
CHARTREUX*	ELBE	11/12/17	3 745	36	910	26
PRIMEVERES*	FIAT	28/06/17	3 436	82	67 462	2 423
PUTEAUX*	1 H 65	07/01/17	2 399	61	72 529	1 189
BILLANCOURT	1D46	22/01/17	2 143	2 143	11 594	341
CLICHY-SOUS-BOIS*	LOUBAR	06/09/17	2 080	389	217 731	1 490
GALERES*	MERLIN	11/09/17	1 815	85	46 307	659
ST-AUBIN*	LEBUET	16/05/17	1 806	67	124 974	2 212
MASSY*	SAUSNO	11/04/17	1 394	66	49 932	1 284
MONTJAY	NOZAY	11/12/17	1 288	1 288	4 372	52
VILLEVAUDE*	COURTR	20/07/17	1 230	68	39 034	1 075
RUNGIS*	LOCA22	20/06/17	1 177	68	2 108	31
MASSY*	ATOLL	15/06/17	951	52	36 569	717
NEUILLY-SUR-MARNE*	BROU	30/08/17	829	86	26 402	307
ELANCOURT	EPINE3	07/12/17	811	811	5 628	153
MASSY	SAULX	28/06/17	752	752	177 138	2 365
AMELOT	MORT.2	28/08/17	718	718	6 154	155

\* Pas de client BT coupé plus de 10 h.

## 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)

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

Le niveau 2017 est bien en-deçà de celui attendu. L'effacement des dégradations successives, constaté depuis l'exercice 2015, est donc reporté.

	2014	2015	2016	2017
TCl A (en %)	42	66	68	63

Source CF-001.

Avec 434466 clients coupés, toutes causes confondues<sup>(1)</sup>, le résultat 2017 enregistre un taux de fréquence en diminution de près de 6% par rapport à l'exercice précédent. Bien que positif, ce résultat est jugé insuffisant.

### Tcl : taux de coupures longues (≥ 3 min)

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

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

Durant l'exercice 2017, il a été enregistré 1373 coupures longues sur le réseau concédé, toutes causes confondues, c'est-à-dire les interruptions de l'alimentation électrique générées soit par des travaux (379), soit par des incidents (994).

	2014	2015	2016	2017
Tcl (en %)	0,13	0,18	0,19	0,20

Source CF-007 et CF-008.

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

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

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 proviennent 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.

	2014	2015	2016	2017
Nombre Cb	263	388	306	325
Tcb (en %)	0,040	0,057	0,045	0,047

Source : Crac 2017.

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.

## Enquête annuelle de satisfaction

Le Sigeif mesure annuellement sur sa concession la perception des coupures par ses usagers. Le résultat 2017 montre à nouveau 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 trois minutes) ? », il a été obtenu :

%	2014	2015	2016	2017
Jamais	66	70	70	72
Rarement	32	29	27	27
Souvent	2	1	3	1

En complément à la question précédente, il a été également demandé lors du constat d'une coupure (4% de l'échantillon) : « 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 obtenu :

%	2014	2015	2016	2017
Une ou deux fois	31	45	33	39
Trois à cinq fois	19	30	26	32
Plus de cinq fois	45	25	32	29
Ne sait pas	5	-	9	-

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

%	2014	2015	2016	2017
Jamais	61	63	62	64
Rarement	36	36	35	34
Souvent	3	1	3	2

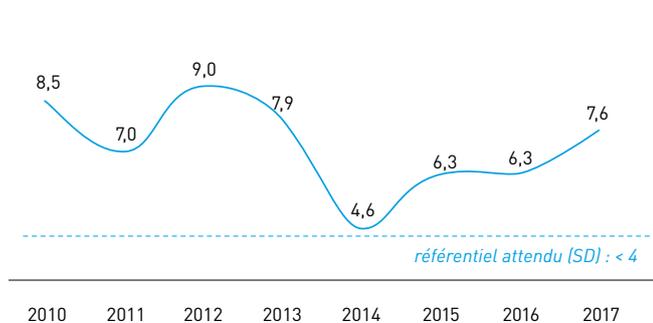
Tableau 30. Origine par département des incidents sur le réseau BT

	Nombre total d'incidents	Poste HTA/BT		Souterrain		Aérien		Branchement		Autres sièges		Pas de dégâts	
		Nombre d'incidents	%	Nombre d'incidents	%								
Seine-et-Marne	28	4	1	5	1	10	1	4	1	1	0,1	4	1
Yvelines	239	36	5	37	6	40	6	47	7	67	10	12	2
Essonne	65	17	3	18	3	17	3	7	1	5	1	1	0,1
Hauts-de-Seine	120	29	4	31	5	12	2	21	3	27	4	-	-
Seine-Saint-Denis	181	22	3	37	6	47	7	22	3	22	3	31	5
Val-de-Marne	33	7	1	8	1	8	1	6	1	1	0,1	3	0,4
Val-d'Oise	2	-	-	1	0,1	1	0,1	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>668</b>	<b>115</b>	<b>17</b>	<b>137</b>	<b>21</b>	<b>135</b>	<b>20</b>	<b>107</b>	<b>16</b>	<b>123</b>	<b>18</b>	<b>51</b>	<b>8</b>

Tableau 31. Cause des incidents sur le réseau BT, par département

	Nombre total d'incidents	Défaillance de matériel et de protection		Dépassement de capacité électrique		Élagage branches, fils emmêlés		Usure naturelle		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	28	2	0,3	12	2	3	0,4	-	-	7	1	4	1
Yvelines	239	30	4	156	23	20	3	1	0,1	18	3	14	2
Essonne	65	15	2	34	5	1	0,1	4	1	7	1	4	1
Hauts-de-Seine	120	25	4	75	11	3	0,4	2	0,3	12	2	3	0,4
Seine-Saint-Denis	181	12	2	83	12	27	4	5	1	25	4	29	4
Val-de-Marne	33	4	1	16	2	4	1	-	-	7	1	2	0,3
Val-d'Oise	2	-	-	1	0,1	-	-	-	-	1	0,1	-	-
<b>Total</b>	<b>668</b>	<b>88</b>	<b>13</b>	<b>377</b>	<b>56</b>	<b>58</b>	<b>9</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>77</b>	<b>12</b>	<b>56</b>	<b>8</b>

Graphique 11. Incidents aux 100 km HTA



Graphique 12. Incidents aux 100 km BT



## 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)

Le résultat de l'exercice 2017 est en légère diminution par rapport à l'exercice précédent tout en demeurant, depuis 2015, au-dessus de 20 000 foyers impactés (24 987 en 2017 contre 28 807 en 2016 et 24 222 en 2015). Il est donc encore jugé particulièrement élevé, d'autant plus que 1 082 usagers (3 490 en 2016 et 919 en 2015) ont été coupés plus de 20 h. Ces derniers sont principalement situés sur le territoire des Yvelines (624 clients, dont 70 à Fontenay-le-Fleury) et

les Hauts-de-Seine (329, dont 107 sur Saint-Cloud), et plus de la moitié (635) des clients l'ont été sur un seul incident d'origine BT (aucune récurrence avec les exercices précédents). Pour le reste des clients coupés plus de 20 h, le concessionnaire n'a pas été en mesure de reconstituer le détail des durées cumulées de coupures.

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

(Graphique 18 et tableau 32)

Pour une valeur de référence qui devrait tendre vers zéro, le résultat de l'exercice 2017 (voir graphique 18 et tableau 32) est décevant. En effet, il enregistre une hausse significative des clients subissant plus de six coupures longues (361 usagers contre 19 en 2016 et 912 en

2015). Les clients impactés sont répartis sur les communes de Servon (77), Carrières-sur-Seine (78), Versailles (78) et Saint-Cloud (92).

Aucune récurrence avec les exercices passés n'a été constatée.

Enfin, selon Enedis, « L'ensemble des clients (361) impactés par plus de 6 coupures longues en 2017 se décompose comme suit :

- 181 clients pour lesquels la coupure a pour origine des travaux et/ou des incidents sur un des ouvrages de la distribution (poste source, réseau HTA, réseau BT).
- 70 clients pour lesquels la coupure a pour origine des incidents sur le réseau HTA ou le réseau BT.
- 110 clients dont l'origine des coupures repose uniquement sur des incidents BT. »

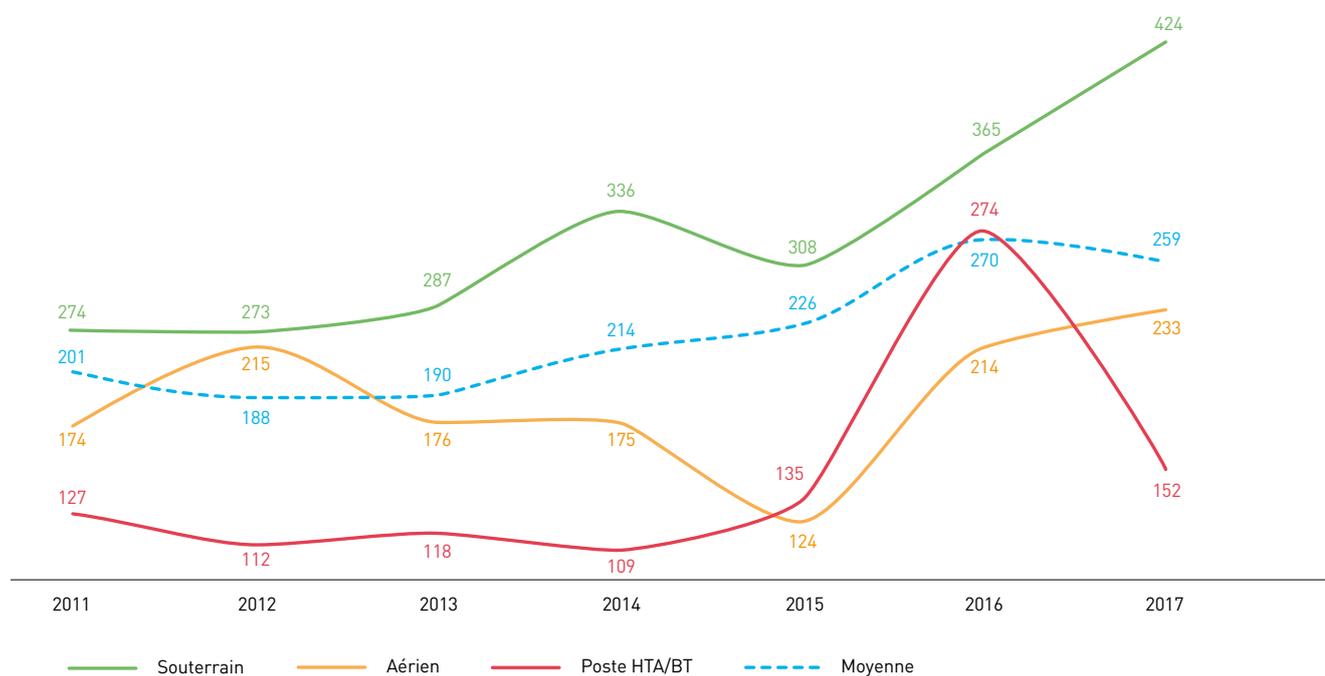


Tableau 32. Nombre de clients coupés plus de 3 heures ou plus de six fois (toutes causes confondues)

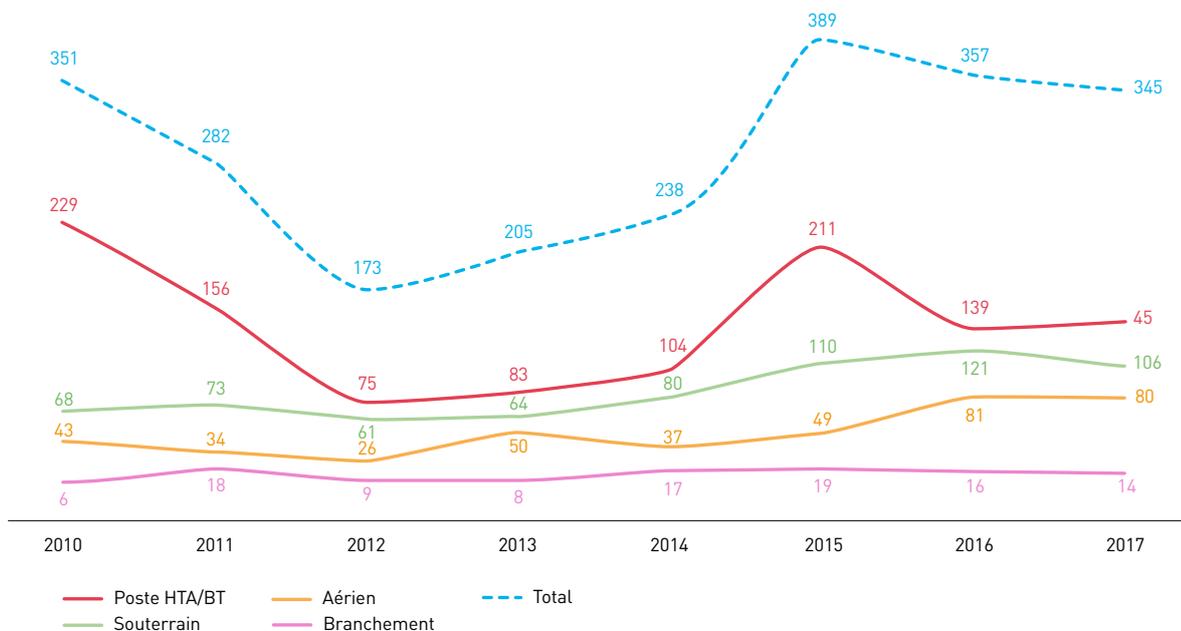
	Plus de 3 heures			Plus de 6 fois		
	2015	2016	2014	2015	2016	2017
Seine-et-Marne	1 618	1 236	2 735	-	-	98
Yvelines	6 779	8 472	8 276	46	19	180
Essonne	5 565	10 254	6 508	667	-	-
Hauts-de-Seine	10 000	8 545	8 244	199	-	83
Seine-Saint-Denis	11 956	11 550	10 967	-	-	-
Val-de-Marne	587	1 538	1 120	-	-	-
Val-d'Oise	30	117	-	-	-	-
<b>Total concession Sigeif</b>	<b>36 535</b>	<b>41 712</b>	<b>37 850</b>	<b>912</b>	<b>19</b>	<b>361</b>

Source CF-001.

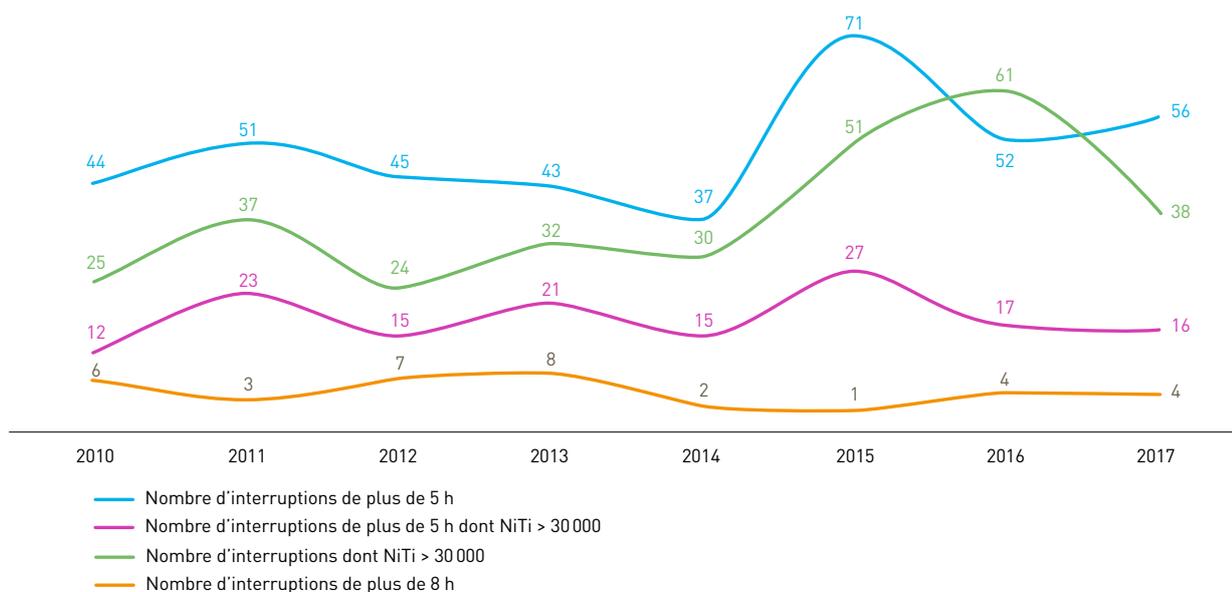
Graphique 13. Durée moyenne d'un incident BT (en min)



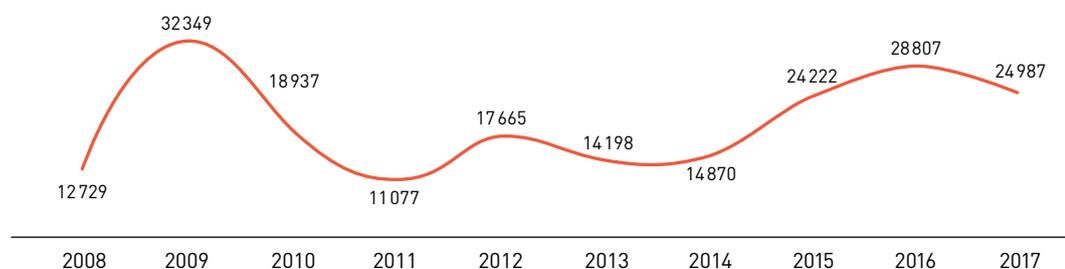
Graphique 14. Évolution du nombre de coupures pour travaux



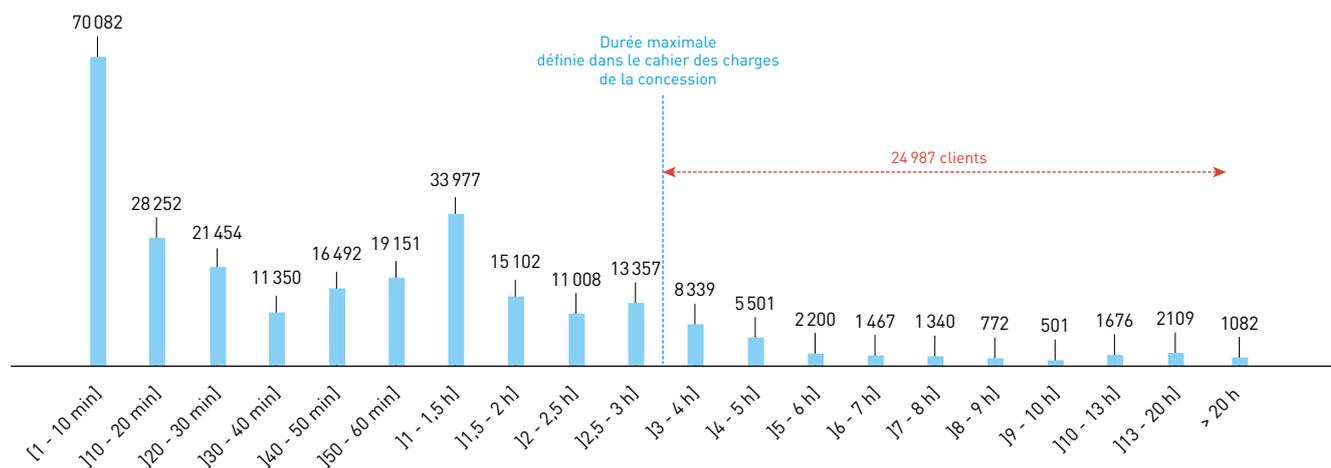
Graphique 15. Évolution du nombre de coupures pour travaux d'une durée supérieure à 5 heures



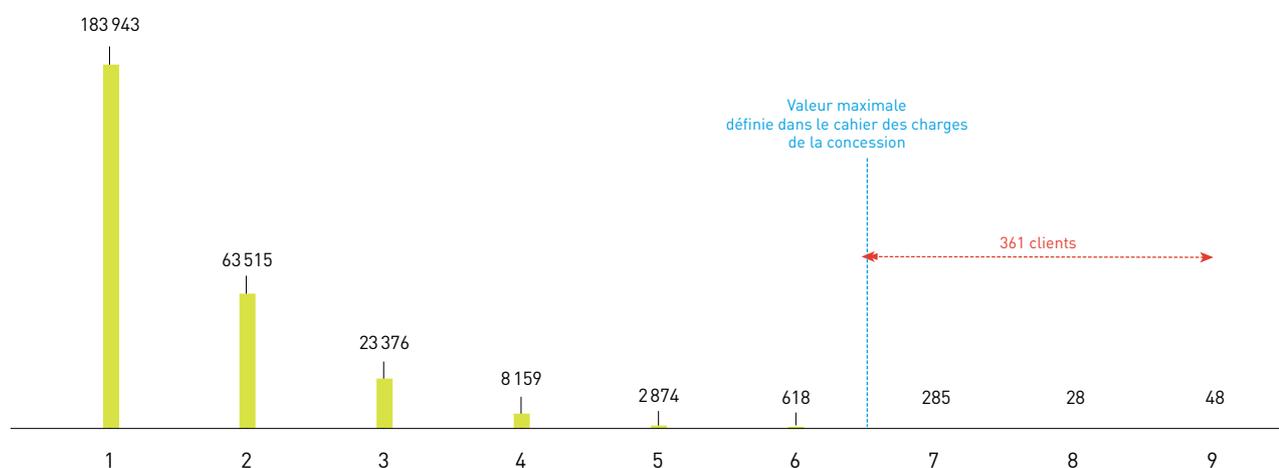
Graphique 16. Nombre de clients coupés plus de 3 heures sur incident



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

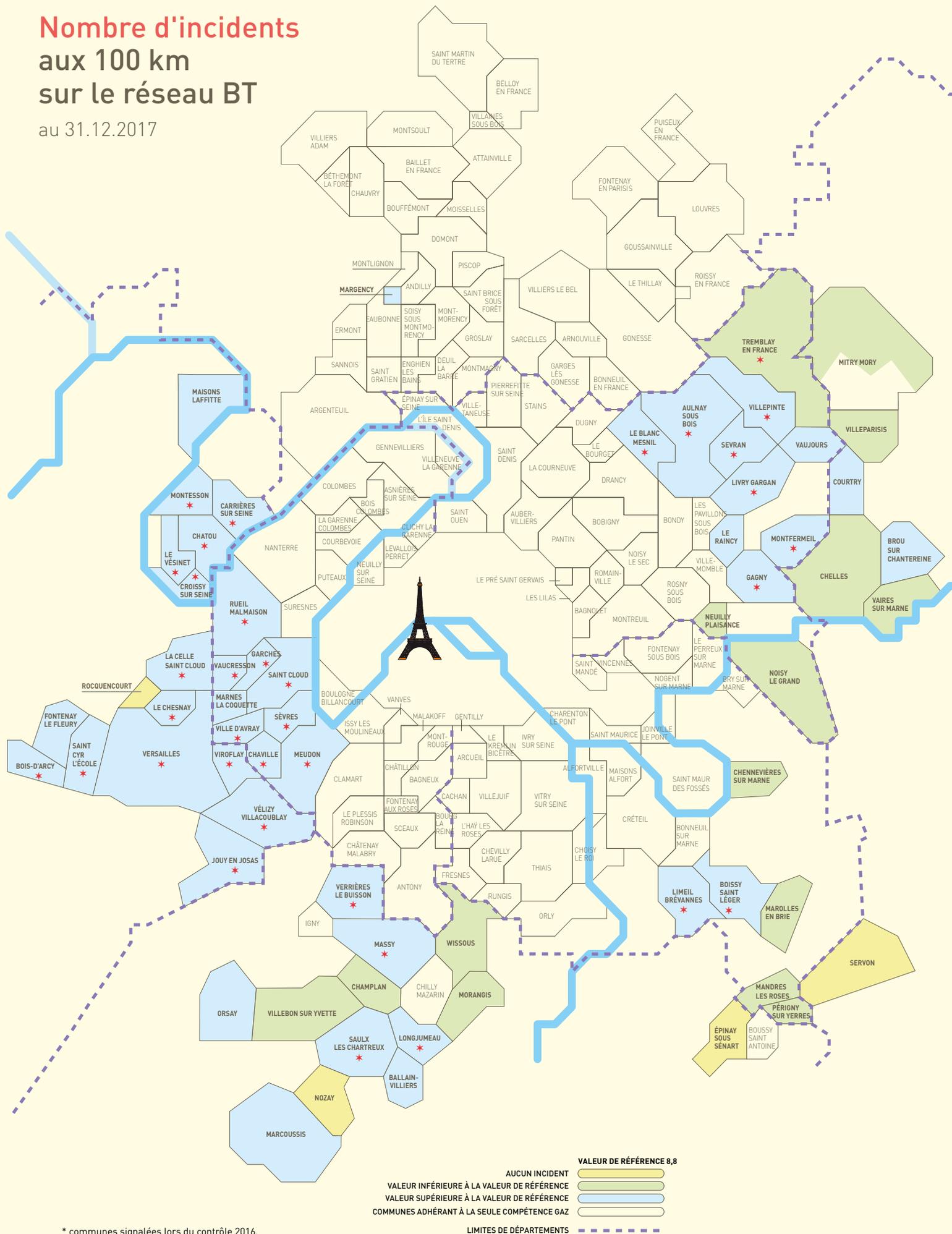


Graphique 18. Nombre de clients coupés en fonction du nombre d'interruptions



# Nombre d'incidents aux 100 km sur le réseau BT

au 31.12.2017



\* communes signalées lors du contrôle 2016.

# TENUE DE LA TENSION

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<sup>er</sup> alinéa de l'article 16 de l'annexe 1).

Douze départs HTA (2%) présents sur la concession Sigeif nécessitent une surveillance (résultat identique aux trois exercices précédents) et, pour l'un d'eux, une intervention du distributeur. Il s'agit du départ St-Cyr, au poste source de Saules, identifié en 2016, et pour lequel Enedis a indiqué l'achèvement en 2019 des travaux nécessaires à la levée de cette contrainte.

## 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, pour le concessionnaire, d'être 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).

Pour l'exercice 2017, l'autorité concédante souligne (tableau 34) l'augmentation du nombre de clients mal alimentés (632, contre 278 en 2016 et 272 en 2015) répartis autour de 21 sources HTA/BT (12 en 2016 et 14 en 2015).

Bien que représentant un taux très faible (0,01%) d'usagers-clients mal alimentés, près des deux tiers (63%) de ces derniers étaient déjà identifiés par le passé. L'intervention attendue du concessionnaire a donné lieu :

- > Au traitement d'une erreur de rattachement pour 7 sources HTA/BT,
- > À des travaux en cours ou terminés pour quatre autres,
- > À des travaux programmés en 2019 pour 8 autres.
- > À une étude prévue pour les sources restantes (2).

À l'occasion des précédents rapports de contrôle, l'autorité concédante a rappelé plusieurs facteurs ayant contribué à la situation d'aujourd'hui :

- > Le décret qualité 2007-1826.
- > La modification par Enedis (ex-ERDF), en 2010, du mode de calcul dans le SIG.
- > Le traitement par Enedis des erreurs décelées par le Syndicat.

> L'investissement du concessionnaire. De plus, 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, il est demandé au concessionnaire d'effectuer les corrections nécessaires. À fin 2017, trois anomalies ont été détectées dont l'une date du contrôle précédent. La contrainte sur le poste Bignetous a été confirmée par le concessionnaire et devra faire l'objet d'un traitement dans le courant de l'année 2018.

Enfin, l'autorité concédante rappelle les conséquences de la suppression, par le concessionnaire, de la référence "code invariant ou numéro identifiant unique" attribué à chaque poste de transformation. De nature à limiter la traçabilité des informations et, par voie de conséquence, à alourdir la mission de contrôle, elle requiert, *in fine*, l'établissement d'un fichier contenant des informations rigoureusement identiques à celles dont elle disposait lorsque le code GDO lui était transmis.

### Analyse de la chute de tension par zone géographique

(Carte des clients mal alimentés, page 68).

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 99,9% de clients situés dans la tolérance d'une variation inférieure à  $\pm 10\%$ .

Il demeure toutefois quelques points de livraison (632) répartis sur douze communes auxquels une attention particulière doit être portée (voir graphique 19).

Enfin, comme le montrent 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%, uniformément répartie.

On dénombre ainsi 52 communes du territoire de la concession ne comptabilisant plus de clients mal alimentés (contre 55 en 2016 et 53 en 2015).

Toutefois, la réduction du volume des investissements 2017 consentis par le concessionnaire pour traiter les différentes contraintes électriques sur le réseau BT (497 k€, -8% par rapport à 2016) le situe au plus bas de ces cinq dernières années. L'autorité concédante le juge insuffisant, notamment au regard de la hausse soudaine du nombre de clients mal alimentés et du traitement des sources HTA/BT repérées et signalées depuis plusieurs années (voir tableau 34 et graphique 21).

Enfin, un autre indicateur utile à l'appréciation de la qualité repose sur la perception des clients eux-mêmes. Interrogés dans le cadre de l'enquête réalisée annuellement par l'autorité concédante (voir tableau 37), 97% d'entre eux déclarent bénéficier d'une tension d'alimentation constante et, pour les 3% restants, remarquer 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.

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

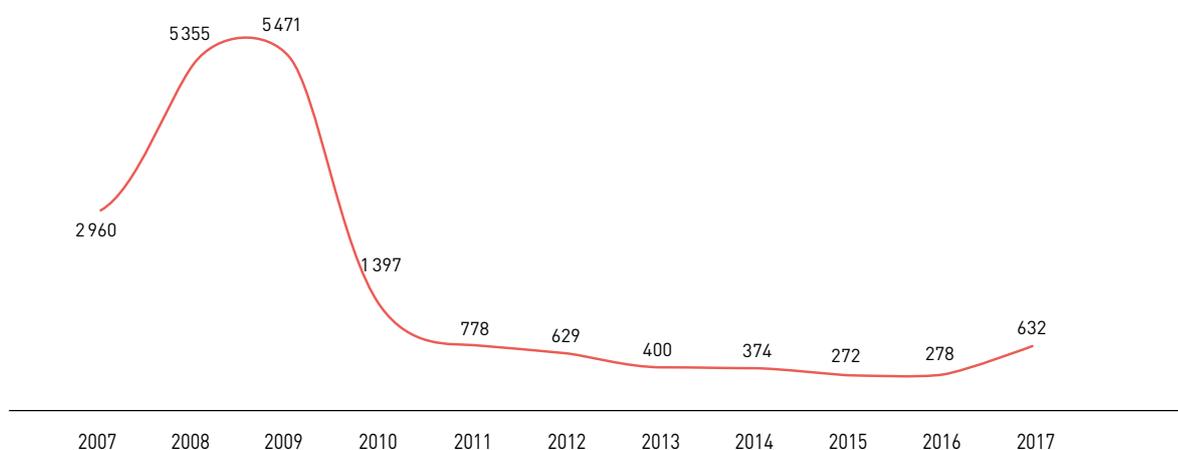


Tableau 33. Contraintes électriques - Tenue de la tension sur le réseau HTA

Départ HTA	Poste source	Commune	Tension de service (kV)	Chute de tension	Départ classé à surveiller en 2016	Départ classé à surveiller en 2015 ou 2014
STCYR	Saules	Fontenay-le-Fleury	15	5,13 %	X	X
EXPO23	Primevères	Villepinte	20	4,98 %	-	-
WISSOU	Rungis	Wissous	20	4,74 %	X	X
FORTRA	Villeneuve-Saint-Georges	Marolles-en-Brie	20	4,64 %	X	X
GRANDU	Buzenval	Sèvres	10	4,59 %	X	X
MUETTE	Cormeilles	Maisons-Laffitte	20	4,47 %	X	X
GRATTE	Jonchère	Servon	20	4,31 %	-	-
ROYAL	Saules	Versailles	15	4,35 %	X	X
VAIRES	Villevaude	Vaires-sur-Marne	20	4,23 %	X	X
DALTON	Bondy	Aulnay-sous-Bois	15	4,21 %	-	-
LANCEL	Clichy-sous-Bois	Gagny	15	4,16 %	X	-
VIROFL	Chatillon	Viroflay	15	4,13 %	X	X

Tableau 34. Contraintes électriques - Tenue de la tension sur le réseau BT

Source HTA/BT	Commune	Traitement	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
MG Serpente	Morangis (91)	Travaux programmés	24	24	24	23	23	24		23
Voltaire	Aulnay-sous-Bois (93)	Travaux programmés	34	33						21
VA Eugenie	Viroflay (78)	Erreur de rattachement	48							14
Arts	Montfermeil (93)	Travaux programmés	31						15	
<b>Sous-total</b>	<b>4</b>		<b>137</b>	<b>57</b>	<b>24</b>	<b>23</b>	<b>23</b>	<b>24</b>	<b>15</b>	<b>58</b>
Gros Chêne	Sevran (93)	Erreur de rattachement	40					26		
CA Gambetta 36	Chatou (78)	Travaux programmés	27	21	21	22		9		
Fontaine	Boissy-Saint-Léger (94)	Travaux programmés	7		6			7		
House Boat	Aulnay-sous-Bois (93)	Travaux terminés	81			40	42			
Professeur	Aulnay-sous-Bois (93)	Travaux programmés	22	20	20	10	20			
Haras	Marolles-en-Brie (94)	Travaux en cours	20	20	20					
Bignetous	Marolles-en-Brie (94)	Travaux terminés	20	22	19					
SV Troyon 12	Sèvres (92)	Travaux programmés	44	43						
<b>Sous-total</b>	<b>8</b>		<b>261</b>	<b>126</b>	<b>86</b>	<b>72</b>	<b>62</b>	<b>42</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Lebeq	Aulnay-sous-Bois (93)		121							
Tonnerre	Aulnay-sous-Bois (93)	Étude programmée	32							
MG Loti	Morangis (91)	Erreur de rattachement	32							
Pleureurs	Aulnay-sous-Bois (93)	Étude programmée	13							
Aurillac SX	Saulx-les-Chartreux (91)	Erreur de rattachement	12							
MG Eglise 6	Morangis (91)	Travaux programmés	11							
WS Testu	Wissous (91)	Erreur de rattachement	6							
MG Lin	Morangis (91)	Erreur de rattachement	5							
P'titballain	Ballainvilliers (91)	Erreur de rattachement	2							
<b>Sous-total</b>	<b>9</b>		<b>234</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total</b>	<b>21</b>		<b>632</b>	<b>183</b>	<b>110</b>	<b>95</b>	<b>85</b>	<b>66</b>	<b>15</b>	<b>58</b>

Tableau 35. Liste des sources HTA/BT avec une anomalie probable du système d'information géographique

Commune	Libellé du poste HTA/BT	Anomalie récurrente	Taux CMA	Coefficient I <sub>max</sub> (%)	Coefficient d'utilisation T <sub>max</sub> (%)
Marolles-en-Brie	Bignetous	oui	71 %	-	-
Aulnay-sous-Bois	House Boat	non	62 %	-	-
Aulnay-sous-Bois	Lebeq	non	59 %	-	-
<b>Total</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>3</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Tableau 36. Contraintes électriques - Tenue de la tension sur le réseau BT - Répartition par département

	Usagers BT				Sources HTA/BT			
	Année 2016 dU/U ≥ 10 %	Année 2017 dU/U ≥ 10 %	Taux CMA* 2016	Taux CMA* 2017	Nombre de sources 2016 en dU/U	Nombre de sources 2017 en dU/U	Taux U <sub>max</sub> 2016	Taux U <sub>max</sub> 2017
Seine-et-Marne (77)	-	-	-	-	-	-	-	-
Yvelines (78)	34	75	0,02 %	0,04 %	2	2	0,2 %	0,2 %
Essonne (91)	30	92	0,04 %	0,11 %	2	7	0,3 %	0,9 %
Hauts-de-Seine (92)	43	44	0,03 %	0,03 %	1	1	0,1 %	0,1 %
Seine-Saint-Denis (93)	129	374	0,06 %	0,18 %	5	8	0,4 %	0,6 %
Val-de-Marne (94)	42	47	0,12 %	0,14 %	2	3	0,8 %	1,2 %
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>278</b>	<b>632</b>	<b>0,04 %</b>	<b>0,09 %</b>	<b>12</b>	<b>21</b>	<b>0,3 %</b>	<b>0,5 %</b>

\* CMA : client mal alimenté.

Tableau 37. La perception des clients vis-à-vis de la tenue de la tension (baisse de l'éclairage (en %))

	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

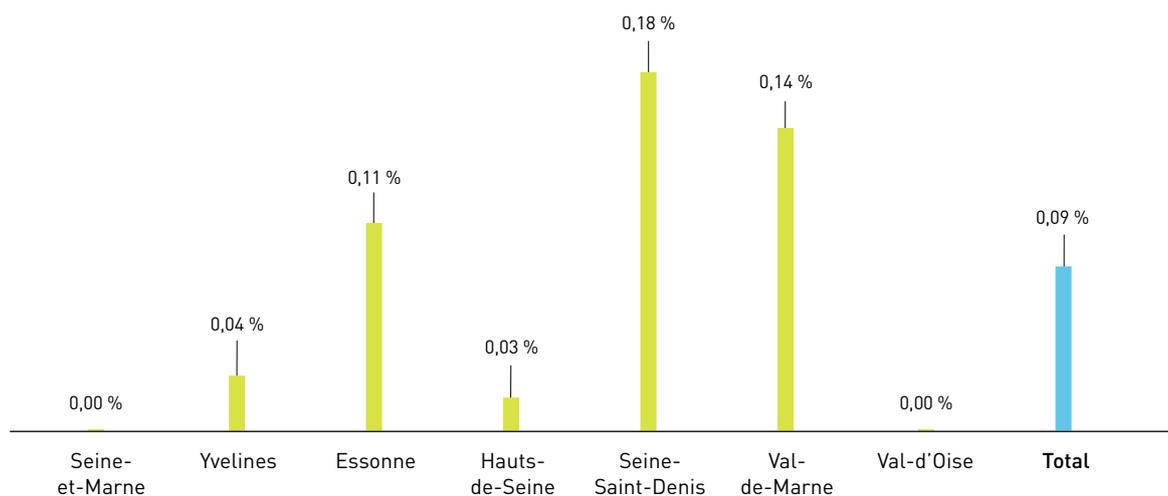
Tableau 38. Départs HTA en limite de capacité

Départ HTA	Poste source	Tension de service (kV)	I <sub>max</sub>	Travaux programmés	Départ classé à surveiller	Observations
STCYR	Saules	15	111%	2017-2019	oui	Restructuration liée aux PS Saules, Verinnerie et Élancourt)

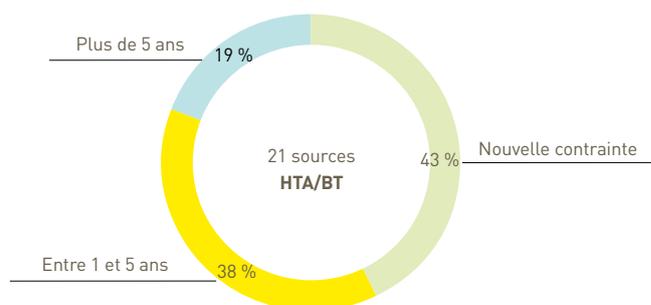
Tableau 39. Contraintes électriques - Tmax et Imax BT

	Tmax ≥ 100 %				Imax ≥ 100 %			
	2016	2017	Taux 2016	Taux 2017	2016	2017	Taux 2016	Taux 2017
Seine-et-Marne (77)	7	9	1,7 %	2,1 %	-	-	-	-
Yvelines (78)	7	8	0,6 %	0,7 %	5	3	0,5 %	0,3 %
Essonne (91)	12	15	1,7 %	2,0 %	5	8	0,7 %	1,1 %
Hauts-de-Seine (92)	9	12	1,3 %	1,7 %	5	17	0,7 %	2,5 %
Seine-Saint-Denis (93)	53	74	4,1 %	5,7 %	4	13	0,3 %	1,0 %
Val-de-Marne (94)	3	4	1,2 %	1,6 %	-	-	-	-
Val-d'Oise (95)	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>91</b>	<b>122</b>	<b>2,0 %</b>	<b>2,7 %</b>	<b>19</b>	<b>41</b>	<b>0,4 %</b>	<b>0,9 %</b>

Graphique 20. Répartition sur la concession des clients BT mal alimentés

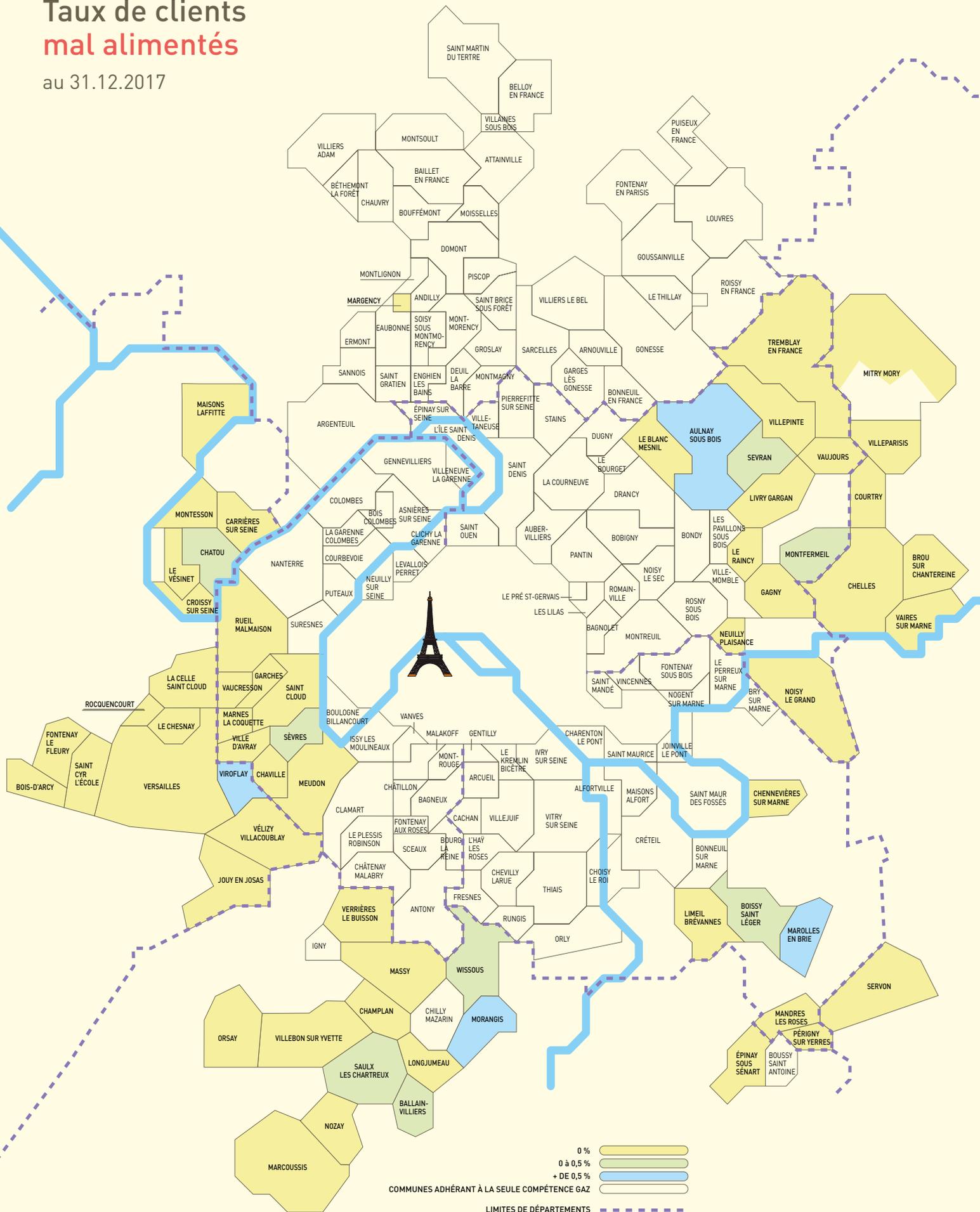


Graphique 21. Récurrence du nombre de sources HTA/BT en contrainte de tension



# Taux de clients mal alimentés

au 31.12.2017



# AUTRES INDICATEURS : CONTRAINTES SUR LES OUVRAGES

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

Souvent méconnue, 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 la 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 fin décembre 2017, il demeure deux départs HTA en dépassement de capacité de transit ( $I_{max}$ ), comme lors des contrôles 2016 et 2015.

Il s'agit des départs Fleuri, au poste source de Villevaude (77) et St-Cyr, au poste source de Saules (78), qui est également en contrainte de tension et était déjà pointé lors du contrôle précédent.

Le plan d'action débutera d'ici fin 2018 pour le premier, tandis que les travaux sont d'ores et déjà engagés et devraient se terminer d'ici fin 2019 pour le second.

## 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)

Le nombre de sources HTA/BT devant faire l'objet d'une attention particulière a plus que doublé à l'issue de cet exercice (41 en 2017 contre 19 en 2016), rompant par la même occasion la tendance baissière amorcée depuis 2008. Les actions engagées par le concessionnaire pour réduire le nombre de sources HTA/BT en contrainte ne sont plus, à l'évidence, suffisantes. En effet, près de la moitié (46%) de ces sources ont été identifiées depuis au moins deux ans, et, pour près d'un tiers (32%), depuis plus de cinq ans.

Selon Enedis : «*Le concessionnaire a engagé plusieurs actions :*

> *Le traitement d'une erreur de rattachement pour 12 sources HTA/BT.*

> *Des travaux réalisés ou programmés pour 21 autres.*

> *Des investigations complémentaires pour les sources HTA/BT restantes (8).»*

## 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, 2,7% des transformateurs HTA/BT ont un taux d'utilisation supérieur à celui défini comme nomina. 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, d'une mise en œuvre de moyens de contrôle.

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%.

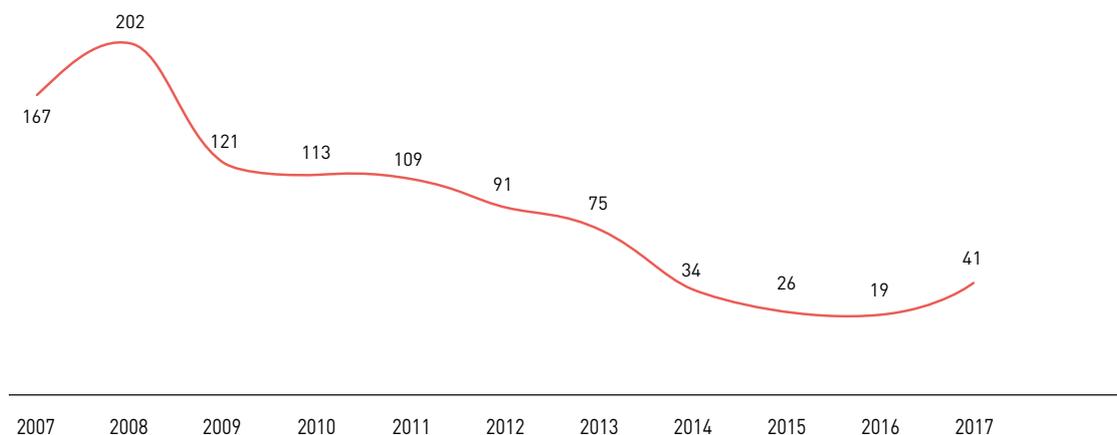
Pour l'exercice 2017, 43 transformateurs HTA/BT dépassant le seuil d'alerte (critique) ont été décelés. Neuf d'entre eux (10%) sont apparus sur l'exercice et, pour la majorité (65%), ils étaient repérés dès 2011.

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 donc, à ce stade, reconduite.

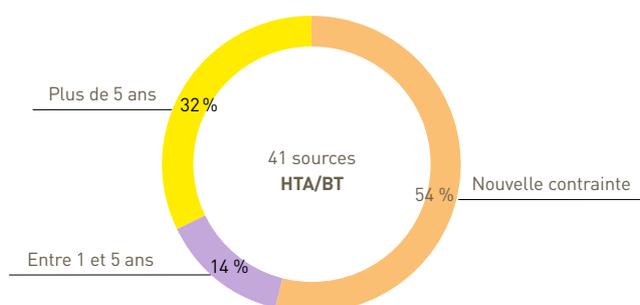
Selon le concessionnaire, les interventions, reprises à l'annexe 3 du présent rapport, ont concerné :

- > Une erreur de rattachement pour sept sources HTA/BT.
- > Des travaux réalisés ou programmés pour dix-neuf autres.
- > Des investigations complémentaires pour les sources HTA/BT restantes (17).

Graphique 22. **Évolution du nombre de sources HTA/BT en contrainte d'intensité (Imax)**



Graphique 23. **Récurrence du nombre de sources HTA/BT en contrainte d'intensité**



# 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

### 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<sup>(1)</sup>) sont donc ajoutés :

- > 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).

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

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 prononcer, sans aucune surprise, un indice local départemental nettement inférieur à l'indice précédemment défini. Le nombre de clients BT mal alimentés (632), conjugué aux 685 755 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.

En effet, le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés est de 0,1%, pour un seuil critique fixé à 3% (trente fois plus).

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<sup>(2)</sup> est supérieur à 2%.

La restitution "CTBT-005 - qualité de tension par transformateurs et sources HTA/BT" fait apparaître, comme lors des quatre exercices précédents, un gradient de tension maximal de 1,72 %, situé à l'extrémité du réseau BT du poste HTA/BT "Gare", à Sevran (93). Cette source HTA/BT ainsi que deux autres – "SC Parc B29" et "VS Ferrie" –, localisées respectivement sur les communes de Saint-Cloud et de Versailles, dont le gradient de tension maximal est supérieur à 1,5%, font l'objet d'une attention particulière.

## 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 :

- > Le nombre de coupures longues (interruption supérieure ou égale à 3 min).
- > Le nombre de coupures brèves (moins de 3 min).

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



> 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. Sa conséquence directe est que le pourcentage d'utilisateurs mal alimentés de la concession étant quasiment nul, pour un seuil fixé à 5% par le décret (voir tableau 42), la qualité, au sens réglementaire, est respectée.

Le résultat obtenu à partir de la restitution "CF-001 histogrammes durée et

nombre d'incidents TCC<sup>(1)</sup> permet également de conclure au respect de la réglementation (0,61%).

Enfin, du fait de 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 seules communes des Yvelines a été de 9 en 2017 (contre 7 en 2016 et 9 en 2015). Elles ont concerné 48 clients (voir graphique 18). Pour ce critère, le niveau de qualité est donc respecté.

En fonction du document de référence, la situation analysée précédemment, jugée quasi parfaite, peut s'avérer médiocre, voire insuffisante, et faire l'objet d'une attention particulière. En effet, l'autorité concédante tient à rappeler le contrat de concession, qui pointe comme extrêmes les situations où l'utilisateur rencontre plus de six coupures longues. Celles-ci ont impacté 361 usagers en 2017 contre 19 en 2016, 912 en 2015 et 16 en 2014.

(1) Toutes causes confondues.

Tableau 40. Valorisation des facteurs d'influence et évaluation statistique

Maille départementale						
	CMA	Uhta	Prise transformateur	Résidence secondaire	Réclamation	Indice
Seine-et-Marne	0,13%	4,66 %	0,57 %	0,15	0,03	3,60
Yvelines	0,17 %	4,82 %	1,07 %	0,05	0,02	4,77
Essonne	0,11 %	0,19 %	0,29 %	0,01	0,03	2,31
Hauts-de-Seine	0,01 %	0,00 %	0,18 %	0,09	0,00	0,31
Seine-Saint-Denis	0,11 %	0,00 %	0,15 %	0,01	0,00	1,86
Val-de-Marne	0,04 %	0,00 %	0,11 %	0,001	0,00	0,56
Val-d'Oise	0,11 %	5,27 %	1,02 %	0,005	0,00	3,20

Tableau 41. Tenue globale de la tension du réseau BT

	Concession Sigeif			Maille départementale		
	Nombre de clients	Nombre de CMA	Résultat	Nombre de clients	Nombre de CMA	Résultat
Seine-et-Marne	52 913	-	0,00%	661 152	839	0,13%
Yvelines	180 124	75	0,04%	692 256	1 145	0,17%
Essonne	84 203	92	0,11%	592 272	672	0,11%
Hauts-de-Seine	126 023	44	0,03%	883 413	102	0,01%
Seine-Saint-Denis	207 395	374	0,18%	719 447	786	0,11%
Val-de-Marne	33 767	47	0,14%	676 519	303	0,04%
Val-d'Oise	1 330	-	0,00%	538 345	602	0,11%
<b>Résultat 2017</b>	<b>685 755</b>	<b>632</b>	<b>0,09%</b>	<b>4 763 404</b>	<b>4 449</b>	<b>0,09%</b>
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%			

Tableau 42. Continuité globale de l'alimentation électrique sur le réseau (détermination Sigeif)

	Concession Sigeif				
	Nombre de clients	CL > 6	Cb > 35	Durée cumulée > 13 h	Résultat Sigeif
Seine-et-Marne	52 913	98	-	42	0,26 %
Yvelines	180 124	180	-	1 401	0,88 %
Essonne	84 203	-	-	358	0,43 %
Hauts-de-Seine	126 023	83	-	1 302	1,10 %
Seine-Saint-Denis	207 395	-	-	730	0,35 %
Val-de-Marne	33 767	-	-	-	-
Val-d'Oise	1 330	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>685 755</b>	<b>361</b>	<b>0*</b>	<b>3 833</b>	<b>0,61%</b>

\* Valeur indiquée dans le Crac 2017 (nombre de clients affectés par plus de 30 coupures brèves).

## 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.

Quatre coupures sur le réseau de transport, dont le gestionnaire est RTE, ont impacté les postes sources du Pecq (78), de Louveciennes (78) et de Massy (91). Au sens réglementaire, la qualité a été respectée.

## Conclusion

Loin de stimuler l'amélioration de la qualité, le décret et ses arrêtés la minorent, balayant de fait les besoins et l'exigence 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 0,1% ? 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 la concession du Sigeif.

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. »

Sauf à recevoir un avis contraire motivé, le Sigeif invite Enedis à contractualiser les différents seuils par voie d'avenant au contrat de concession qui les lie tous deux.





**PROGRAMMES  
D'INVESTISSEMENT  
2017 ET PLAN  
DE MAINTENANCE  
DU DISTRIBUTEUR**



France  
Elevateur

03 83 23 31 32

80 90

FWT 2011

2526 26-76

TRAVAIL EN COURS

# INVESTISSEMENTS DÉLIBÉRÉS 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

(Voir graphique 24)

### Croissance des besoins en électricité

Le poste source HTB/HTA Boule, inauguré en avril 2016 sur la commune de Nanterre [92], alimente désormais des clients de la concession du Sigeif et accompagne les besoins croissants en électricité du territoire. Par le biais de restructuration et de modernisation des réseaux HTA avoisinants, il renforce et fiabilise la desserte dans cette zone.

En cours de réalisation, deux autres postes sources sont annoncés par le concessionnaire, à Saclay [91] et à Aubervilliers [93].

Un nouveau poste source, à Crosne [91], est en phase de concertation. Est également au programme le renforcement de la puissance électrique installée sur certains postes 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 prévues pour 2017 a été estimé à 39,1 M€ (+7,1 M€ par rapport à 2016).

Les investissements bruts<sup>(1)</sup> réalisés se sont élevés à 3,6 M€ (5,2 € par client), - 66 % par rapport à 2016 et - 91 % par rapport à la prévision.

Questionnée sur les circonstances de la chute brutale des investissements et sur l'écart conséquent par rapport à leur prévision, Enedis nous a fait savoir :

« Au préalable, il convient de noter que les prévisions des dépenses pour les postes sources présentées lors de la commission de suivi du cahier des charges de la concession du Sigeif 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

(1) Dépenses d'investissement sur les postes sources implantés sur la concession (données issues du Crac 2017).

relatives aux postes sources situés sur le territoire de la concession du Sigeif (soit 13 postes sources).

L'écart entre les prévisions des dépenses 2017 (39,1 M€) et le montant des travaux réalisés pour l'année 2017 (26,9 M€) s'explique par le décalage entre les dépenses réalisées et les dépenses immobilisées dans nos systèmes d'information. Les sommes ne sont immobilisées qu'à la fin d'un chantier. En conséquence, sur des projets d'envergure, le décalage peut être important. En l'espèce, cet écart s'explique, notamment, par le chantier du poste source de Saclay, dont la mise en service est prévue en 2019. »

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 imprécise.

**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.
- > Des remplacements 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 en anciennes technologies et qui peuvent se conjuguer avec les programmes de travaux "voirie" des 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 2017 (page 52), l'absence d'investissement est la conséquence d'une difficulté, pour Enedis, à ventiler et à affecter les dépenses liées à cette thématique.

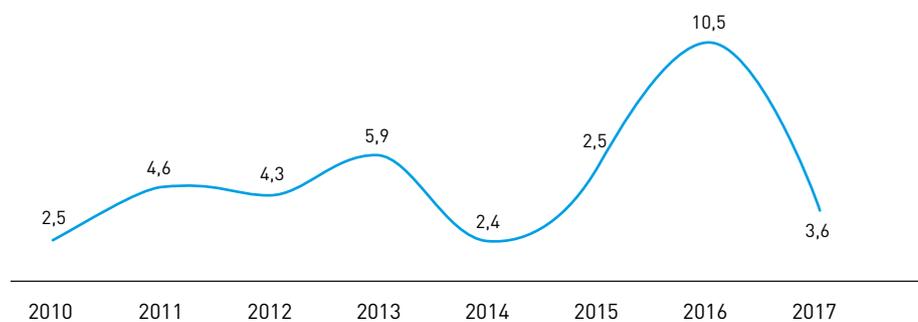
### Bilan des investissements

Le total des dépenses prévues était estimé à :

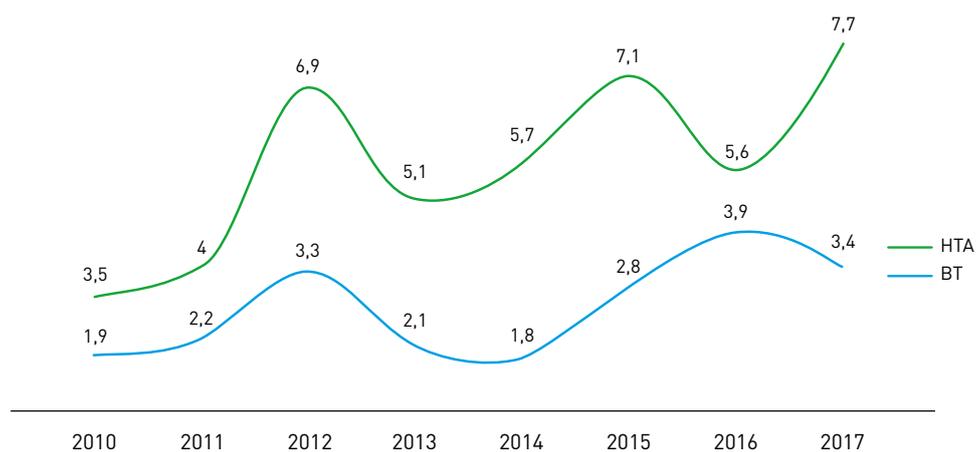
- > HTA : 6,6 M€ (identiques aux prévisions 2016).
- > BT : 2,7 M€, –25% par rapport à 2016 (3,6 M€).

L'investissement prévisionnel sur le réseau concédé se montait ainsi à 13,5 € par client (contre, respectivement, 15,2, 13,2 et 12,2 € pour les prévisions 2016, 2015 et 2014).

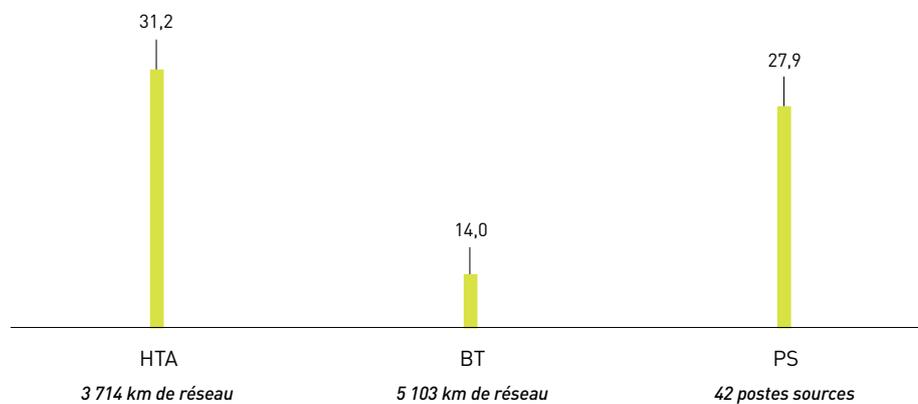
Graphique 24. Investissements sur les postes sources implantés sur la concession (en M€)



Graphique 25. Investissements pour la "performance réseau" et exigences environnementales (en M€)



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



Les investissements bruts<sup>(1)</sup> réalisés se sont, quant à eux, élevés à (voir graphique 25) :

> HTA : 7,7 M€, soit + 17 % par rapport à la prévision et + 38 % par rapport au montant investi en 2016 (5,6 M€).

> BT<sup>(2)</sup> : 3,4 M€, soit + 26 % par rapport à la prévision et - 13 % par rapport à 2016 (3,9 M€).

L'investissement réalisé sur le réseau concédé s'est élevé à 16,2 euros par client (+ 12 % 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 31/12/2017.

## 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 mainte-

nance, 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 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.

Le montant investi en 2017 sur le réseau concédé par Enedis est, avec 11 M€, le plus élevé jamais atteint. Toutefois, se fondant sur une estimation réalisée par ses services, l'autorité concédante (voir le tableau 43) laisse entendre un important besoin de renouvellement, avoisinant 508 M€, suggérant par la même occasion une insuffisance d'investissements de la part du concessionnaire.

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

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

Tableau 43. Besoins en investissement affectés au renouvellement

Ouvrages	2017		2016		2015		2014		2013	
	Qté	Besoin en invest. (en M€)								
<b>HTA (en km)</b>										
Aérien nu	3	0,36	3	0,36	3	0,4	3	0,36	3	0,36
Câble papier imprégné (CPI)	1 139	137	1 150	138	1 172	141	1 163	140	1 189	143
<b>Postes HTA/BT (unité)</b>										
Génie civil (> 45 ans)	1 833	27,5	1 704	25,6	1 586	23,8	1 470	22,1	1 335	20,0
Transformateurs HTA/BT (> 40 ans)	711	7,1	697	7,0	601	6,0	529	5,3	451	4,5
Appareillage (> 30ans)	1 718	8,6	1 675	8,4	1 625	8,1	1 528	7,6	1 473	7,4
<b>BT (en km)</b>										
Aérien nu	555	139	562	141	568	142	567	142	579	145
Câble à ceinture et gaine alu	1 261	189	1 269	190	1 301	195	1 336	200	1 345	202
<b>Estimation de l'autorité concédante</b>	-	<b>508</b>	-	<b>510</b>	-	<b>516</b>	-	<b>517</b>	-	<b>521</b>



# CONTRÔLE CONTINU SUR LES OUVRAGES CONCÉDÉS



# 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 concédé 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<sup>(1)</sup> 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 a été destinataire, pour l'année 2017, de 87 projets de construction d'ouvrages électriques de distribution publique. Ces derniers ont été, pour près de 51% (44 dossiers), en relation avec les travaux réalisés par le concessionnaire et, pour les 43 restants, par l'autorité concédante.

L'absence de déclaratif en lien avec un projet de construction d'une ligne aérienne (BT uniquement) amène l'autorité concédante à conclure à un taux de réalisation de construction des projets présentés en 2017 de 100% 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 aux déplacements d'ouvrages, aux extensions liées à un nouveau raccordement et, enfin, aux enfouissements. L'exercice 2017 comptabilise un peu plus de 13,3 km (contre 19,6 km en 2016), soit 53,3% du linéaire projeté (24,1 km, contre 27,2 km en 2016 et 50,6 km en 2015).

Les projets délibérés du concessionnaire correspondant aux travaux de renforcement et de renouvellement des ouvrages de la concession sont en augmentation par rapport à 2016 (10,8 km, soit 42%), mais bien en-deçà des programmes 2011-2015.

Situés principalement sur les communes de Rueil-Malmaison, Vaires-sur-Marne et Vaucresson, ces projets (7,3 km) ont pour finalité le renouvellement de câbles souterrains HTA.

Ceux relatifs au réseau BT (3,5 km) se répartissent sur sept communes – dont trois sur le département des Yvelines – et totalisent plus de 45% du linéaire construit. Ils sont en augmentation par rapport à l'exercice précédent (+73%). Comparé au "stock" des ouvrages BT de la concession construits il y a plus de 50 ans (2200 km), on peut mesurer l'effort qu'il conviendrait de faire pour résorber un retard croissant.

## Les postes de transformation HTA/BT

L'information due par le concessionnaire à l'autorité concédante est toujours jugée insuffisante. En effet, comme pour les exercices passés, le nombre de postes de transformation déclarés "en création" au Crac (35) représente plus de onze fois celui issu des "déclaratifs de travaux" (3).

## 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 les efforts annoncés du concessionnaire face à une situation qui n'arrive pas à s'améliorer.

(1) Le concessionnaire ou l'autorité concédante.

## Les avis sur les dossiers émis par le Sigeif

### Avis favorables

Neuf dossiers reçus sur dix 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 3).

> La solution technique proposée suscite des interrogations, compte tenu des caractéristiques des tronçons de câbles considérés (renouvellement partiel d'une zone à risque) (1 sur 3).

> La solution technique proposée laisse entendre une absence de tronçonnement et une absence d'information sur les caractéristiques des câbles et de la puissance souscrite (1 sur 3).

### Avis défavorables

Aucun avis défavorable n'a été émis.

### Avis en attente

L'avis "en attente" signifié au concessionnaire par l'autorité concédante a concerné les projets pour lesquels :

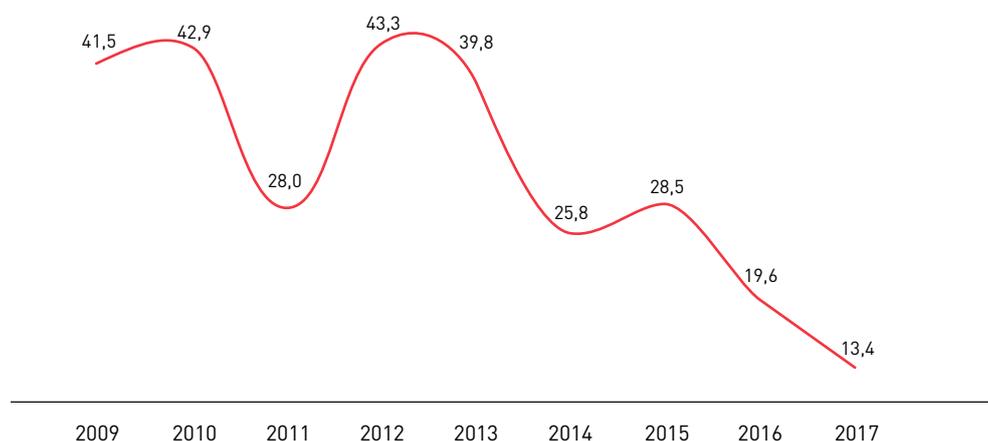
> Le seul document reçu est le certificat de conformité (fin de travaux) (2 avis sur 6).

> L'autorité concédante n'est pas en mesure de se prononcer, compte tenu de l'absence d'informations et de documents indispensables pour émettre un avis (3 sur 6).

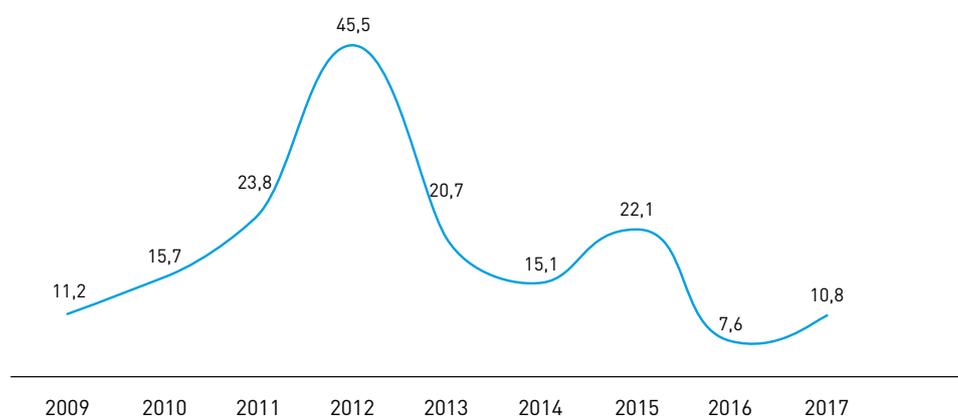
> Une charge est ajoutée à un poste HTA/BT pour lequel une contrainte d'intensité a été identifiée (1 sur 6).



Graphique 27. Projets de travaux "imposés" au concessionnaire (en km)



Graphique 28. Projets de travaux "délibérés" du concessionnaire (en km)



Graphique 29. Déclarations de commencement de travaux et certificats de conformité

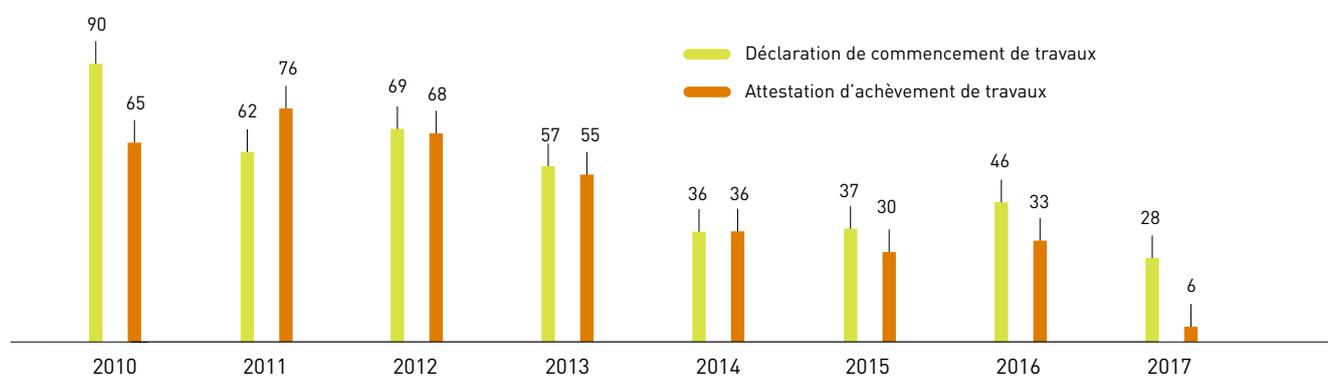


Tableau 44. Nombre de projets de construction d'ouvrage, par département

	2013	2014	2016	2016 proforma	2017
Seine-et-Marne	18	7	3	3	7
Yvelines	50	64	38	38	26
Essonne	37	21	11	11	10
Hauts-de-Seine	30	29	24	24	23
Seine-Saint-Denis	72	51	41	41	16
Val-de-Marne	9	11	6	6	5
Val-d'Oise	2	1	-	-	-
<b>Total</b>	<b>218</b>	<b>184</b>	<b>123</b>	<b>123</b>	<b>87</b>
MO Sigeif	64	47	51	51	44
MO Enedis	154	137	72	72	43

Tableau 45. Projets de construction d'ouvrage, par nature (en m)

Nature des déclarations	Nb de dossiers	HTA					BT				
		Construction		Dépose ou abandon		% en sout.	Construction		Dépose ou abandon		% en sout.
		Sout.	Aérien	Sout.	Aérien		Sout.	Aérien	Sout.	Aérien	
<b>2016</b>											
Extension	42	4	-	40	-	100,0 %	2 550	-	278	288	100,0 %
Renforcement	-	-	-	-	-	100,0 %	-	-	-	-	-
Renouvellement	16	5 584	-	5 661	-	100,0 %	1 995	-	1 907	-	100,0 %
Déplacement d'ouvrage	8	1 560	-	1 119	-	100,0 %	205	-	44	-	100,0 %
Enfouissement	51	-	-	-	-	-	13 582	-	-	15 177	100,0 %
Divers	6	490	-	480	-	100,0 %	1 218	-	702	416	100,0 %
<b>Total 2016</b>	<b>123</b>	<b>7 638</b>	<b>-</b>	<b>7 300</b>	<b>-</b>	<b>100,0 %</b>	<b>19 550</b>	<b>-</b>	<b>2 931</b>	<b>15 881</b>	<b>100,0 %</b>
<b>2017</b>											
Extension	17	512	-	-	-	100,0 %	806	-	-	-	100,0 %
Renforcement	-	-	-	-	-	100,0 %	600	-	385	-	100,0 %
Renouvellement	18	7 338	-	7 491	-	100,0 %	2 857	-	2 647	-	100,0 %
Déplacement d'ouvrage	6	650	-	975	-	100,0 %	1 270	-	850	370	100,0 %
Enfouissement	44	-	-	-	-	-	10 075	-	-	11 154	100,0 %
Divers	1	-	-	-	-	100,0 %	38	-	-	22	100,0 %
<b>Total 2017</b>	<b>87</b>	<b>8 500</b>	<b>-</b>	<b>8 466</b>	<b>-</b>	<b>100,0 %</b>	<b>15 646</b>	<b>-</b>	<b>3 882</b>	<b>11 546</b>	<b>100,0 %</b>

Tableau 46. Nombre de déclarations adressées à l'autorité concédante

	Déclaration de commencement de travaux						Attestation d'achèvement de travaux					
	2016	%	2016 Proforma	%	2017	%	2016	%	2016 Proforma	%	2017	%
Seine-et-Marne	3	100,0 %	3	100,0 %	1	14,3 %	1	33,3 %	1	33,3 %	-	0,0 %
Yvelines	15	39,5 %	15	39,5 %	11	42,3 %	17	44,7 %	17	44,7 %	4	15,4 %
Essonne	1	9,1 %	1	9,1 %	2	20,0 %	-	0,0 %	-	0,0 %	-	0,0 %
Hauts-de-Seine	12	50,0 %	12	50,0 %	8	34,8 %	11	45,8 %	11	45,8 %	1	4,3 %
Seine-Saint-Denis	9	22,0 %	9	22,0 %	5	31,3 %	4	9,8 %	4	9,8 %	-	0,0 %
Val-de-Marne	6	100,0 %	6	100,0 %	1	20,0 %	-	-	-	-	1	20,0 %
Val-d'Oise	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total</b>	<b>46</b>	<b>37,4 %</b>	<b>46</b>	<b>37,4 %</b>	<b>28</b>	<b>32,2 %</b>	<b>33</b>	<b>26,8 %</b>	<b>33</b>	<b>26,8 %</b>	<b>6</b>	<b>6,9 %</b>
MO Sigeif	45	88,2 %	45	88,2 %	28	63,6 %	17	33,3 %	17	33,3 %	3	6,8 %
MO Enedis	1	1,4 %	1	1,4 %	-	-	16	22,2 %	16	22,2 %	3	7,0 %







**CONTRÔLE  
CIBLÉ**



# ANALYSES PARTICULIÈRES ET PONCTUELLES EFFECTUÉES PAR LE SIGEIF

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

## Mouvements du patrimoine technique

L'inventaire technique des ouvrages, support indispensable à la connaissance du patrimoine concédé par l'autorité concédante à son concessionnaire, repose sur des données, communiquées dans le cadre du contrôle, pour lesquelles les variations de linéaires de réseaux d'un exercice à l'autre nécessitent, pour être comprises, des "zooms" particuliers. C'est à ce titre que deux audits ont été réalisés en 2018 à partir d'un échantillon fixé par l'autorité concédante, l'un portant sur les différents mouvements ayant généré une variation de linéaire de réseaux tant en HTA qu'en BT, et l'autre en lien avec les mouvements patrimoniaux reposant sur le réseau HTA dont la tension nominale est de 10 kV.

### Les différents mouvements de linéaires de réseaux HTA et BT

(Annexe 2).

Les mouvements (13 169 m) sont classés selon trois items :

> Les mouvements justifiés par des travaux ; de loin les plus nombreux, ils correspondent dans leur quasi-totalité aux variations enregistrées (95% pour le réseau HTA et un peu plus de 99% pour le réseau BT).

> Les mouvements dits "fiabilisation de la base de données ou encore recalage des bases" et qui, pour la HTA, représentent la part restante de 5% (809 m en valeur absolue) et, pour la BT, un peu moins de 1% (169 m).

> Les mouvements non justifiés : aucune opération n'a été relevée lors de cet audit.

### Évolution du linéaire de réseau 10 kV

(Tableau 49)

Comme indiqué en page 13, l'accroissement de linéaire du réseau HTA 10 kV est d'autant plus surprenant qu'il est appelé, à plus ou moins long terme, à disparaître au profit d'une tension uniforme (15 kV ou 20 kV) en fonction des secteurs.

Dans une première approche, le concessionnaire explique les poses et abandons du réseau 10 kV par les différences entre les longueurs géographiques (SIG) et les longueurs réelles des tronçons traversant les communes. L'audit, toujours en cours à ce stade, a d'ores et déjà fait apparaître un linéaire de réseau 10 kV hors du territoire de la concession du SigEIF (qu'il conviendra de corriger) et fera l'objet d'un compte rendu précis lors du prochain rapport de contrôle.

## Valorisation de la remise gratuite (VRG)

### Préambule

Lors de ses précédents rapports de contrôle, l'autorité concédante a mis 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 lui est spécifique. Cette valorisation est d'autant plus inquiétante qu'elle est utilisée par le concessionnaire 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.

Trois seuils d'alerte ont été définis :

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

### Audit sur les opérations soldées en 2017

(Tableaux 50 et 51)

Quarante-cinq opérations d'enfouissement réalisées sous la maîtrise d'ouvrage du Sigeif ont donné lieu, durant l'année 2017, 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 pages 126 et 127.

Près des trois quarts des dossiers (76%) 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 par le concessionnaire de la valeur d'entrée en patrimoine. Cette dernière représente 1% (34 777,59 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 de l'autorité concédante, à un rapprochement.

À l'issue des différents échanges, l'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 retenue par Enedis – se conclut sur l'absence de réduction des écarts pour la majorité (9 sur 11) des opérations concernées.

Ce constat, récurrent depuis la mise en œuvre par Enedis de l'application VRG, conduit l'autorité concédante à rejeter, une nouvelle fois, l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire.

### Corrections apportées sur les opérations

Sur une assiette de 721 125,17 euros, correspondant à onze opérations pour lesquelles les seuils d'alerte ont été dépassés, deux corrections ont été apportées par le concessionnaire sur ses valorisations.

Depuis 2010, la procédure de valorisation conduit à une minoration de 1,5% du financement net du concédant, soit 239 131,72 euros.

### Critère B : les trois départements les plus contraints

#### > Les Yvelines (45,6 min, contre 40,1 min en 2016 et 35,1 min en 2015).

La majorité du temps d'interruption provient du réseau BT (25,1 min soit 55%), réparti comme suit :

- Les incidents (16,8 min) ont eu pour siège principal les ouvrages de branchement (5,4 min ; 31%) et pour cause principale l'usure naturelle des composants BT (13,7 min ; 80%).

- Les coupures pour travaux (8,2 min) sont, quant à elles, survenues principalement sur des ouvrages souterrains (36%) et les postes HTA/BT (34%).

- Le réseau HTA a pesé pour 40% (17,8 min), quasi exclusivement des interruptions pour incident (99%) et, enfin, les ouvrages "hors concession" (poste source + réseau de transport), pour 5% du temps de coupure.

#### > L'Essonne (52,1 min, contre 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 (27,3 min, soit 52%). Les câbles à isolation papier imprégné (150 km) et leurs accessoires (jonctions, dérivations) ont contribué à hauteur de 58% à ce résultat tandis que les lignes aériennes (6 km) ont provoqué 13% de ce temps d'interruption.

Concernant l'incident du 23/03/2017 (usure naturelle d'un support bois), le concessionnaire a été interrogé sur la nature même de son intervention liée à son remplacement et également sur la probabilité d'une campagne de vérification, pour ce département, de ce type de support. À ce stade, aucune réponse n'a été apportée.

Le réseau BT a, quant à lui, contribué à hauteur de 37% (19,3 min) du temps de coupure, dont 40% (7,8 min) sont dus à des coupures pour travaux du concessionnaire.

Enfin, les ouvrages "hors concession" (poste source + réseau de transport) totalisent 5% (5,5 min) du temps d'interruption, causé principalement par un incident survenu le 22 mai 2017 sur le réseau de transport (RTE) alimentant le poste source HTB/HTA de Massy.

#### > Les Hauts-de-Seine (43,2 min, contre 43,4 min en 2016 et 54,8 min en 2015).

La composante "ouvrage en concession" (HTA + BT) totalise 92% du temps de coupure :

- 59% (25,6 min) générés par le réseau BT. Les causes principales de ce résultat sont la vétusté des ouvrages (16,5 min soit 64%) et les travaux effectués par le concessionnaire (6,3 min, 25%).

- 33% (14,4 min) générés par le réseau HTA, dont la principale cause est, comme à l'accoutumée, l'usure naturelle des câbles à isolation papier imprégné (CPI) et de ses accessoires.

La composante hors concession "poste source + réseau de transport" totalise 8% (3,2 min) et repose essentiellement sur l'évènement du 30 novembre 2017, intervention du personnel en grève au poste source HTB/HTA de Billancourt, privant 5000 foyers d'électricité.

### Coupures pour travaux sur le réseau BT

Depuis plusieurs exercices, l'autorité concédante souligne l'importance, en volume et dans la durée, des coupures BT liées aux interventions délibérées du concessionnaire sur le réseau basse tension (voir tableau 26). Face à un temps de coupure invariable et conséquent, identifié via l'indicateur "critère B travaux", le Sigeif a été amené à interroger son concessionnaire 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".

Un premier contrôle, mené en 2016, a été l'occasion pour le concessionnaire 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 30000 min. En ce qui concerne le retour attendu portant sur la volumétrie des travaux réalisés sous et hors tension, le nombre de groupes électrogènes ou d'alimentation provisoire (cabine, pontage et autres) mis en œuvre, faute d'éléments concrets, il n'a pas pu être apprécié à ce stade.

L'audit réalisé en 2018 à partir d'un échantillon composé de sept chantiers dépassant le seuil des 30000 NiTi s'est donc placé dans la continuité de celui de 2016.

Il a permis au Sigeif de constater, en fonction des projets de travaux à réaliser, les difficultés liées à une réalimentation provisoire :

- > Le franchissement d'un obstacle (une traversée de chaussée ou d'une partie privée...).
- > L'absence d'accessoire de tronçonnement du réseau BT souterrain.

Ces situations sont de nature à provoquer une interruption de la fourniture électrique très longue comme :

- > Plus de 12h30, pour une recherche de défaut dite "complexe" donnant lieu à la réalisation de plusieurs accessoires BT.
- > De 5h30 à 6h30 lors d'un renouvellement de tableaux BT situé à l'intérieur d'un poste de transformation de distribution HTA/BT. Pour ce type d'opération, la mise en œuvre d'une alimentation provisoire (cabine) s'avère longue et onéreuse, sans pour autant minimiser la gêne pour l'usager. Faute de disposer d'un "kit", une interruption "longue" hors tension est naturellement privilégiée par le concessionnaire. Eu égard à l'obsolescence d'un grand nombre de tableaux BT et, par voie de conséquence, à la multiplication des interventions à venir sur la concession du Sigeif et, plus généralement, sur l'ensemble des territoires concédés, l'autorité concédante invite son concessionnaire à trouver un moyen d'intervention à l'image de ce qui a pu être fait lors de la campagne de mesures du PCB au niveau des transformateurs HTA/BT.

Concernant la volumétrie des travaux sous tension, avec ou sans alimentation provisoire, force est de constater le niveau insuffisant de l'information apportée par le concessionnaire, qui ne dispose pas, à ce stade, d'enregistrement approprié susceptible de répondre à l'attente du Sigeif. Toutefois, un premier travail de recensement d'actes "TST" (travaux

sous tension) permet une approche de la volumétrie des travaux réalisés sous tension sur le réseau BT pour tous types d'activités (y compris les opérations de raccordement de branchement). Ainsi, entre juin et décembre 2017, 460 actes de délivrance d'autorisation de travaux sous tension TST ont été délivrés, auxquels il convient d'ajouter 63 chantiers pour lesquels un groupe électrogène a été mis en œuvre. Sur la même période donnée, 184 chantiers unitaires "travaux avec coupure" ont été recensés.

### 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" a été le plus élevé.

#### > Versailles (31,4 incidents aux 100 km).

On ne peut que constater la récurrence des incidents dus à l'usure naturelle des ouvrages (58 incidents en 2017), représentant depuis plusieurs années la principale cause (75%) des incidents survenant sur cette commune.

L'autorité concédante souligne un âge moyen du réseau BT parmi les plus élevés de la concession (voir carte "Âge moyen du réseau BT" page 24).

Au palmarès des postes HTA/BT, donc des secteurs touchés, nous trouvons VS Parioisse et VS Serbie, pour sept incidents chacun et pour lesquels l'usure naturelle a été la principale cause (13/14).

Tableau 49. **Audit sur l'évolution du 10 kV, à partir d'un échantillon de sept communes**

Communes	Évolution du linéaire de réseau 10 kV entre les années "n - (n - 1)"				Justificatifs		
	2014	2015	2016	2017	Assainissement des bases de données	Travaux	Linéaire non justifié
Carrières-sur-Seine	- 9	190	4 896	304	-	113	191
Montesson	267	- 450	-15	2 388	-	4	2 384
Le Vésinet	- 44	30	1 046	3 226	-	0	3 226
Garches	1 367	2 004	3 437	281	-	- 1 233	1 514
Rueil-Malmaison	1 356	4 778	- 7 028	8 072	-	395	7 677
Saint-Cloud	- 13	- 1 413	- 386	6 244	-	- 160	6 404
Vaucresson	- 21	795	- 1 715	3 100	-	6	3 094
Total général	2 903	5 935	234	23 615	-	-875	24 490

Tableau 50. **Valorisation de la remise gratuite 2016 (VRG - 44 dossiers)**

En euros		
Coût réel des opérations (HT) :		3 458 518,79
Coût valorisé (Enedis) HT :		3 423 741,20
<b>Écart (VRG-Sigeif)</b>		<b>- 34 777,59</b>
		<b>-1%</b>
Coût réel (HT) résultant du concédant :		1 914 873,83
<b>Majoration par rapport au financement du concédant :</b>		<b>- 1,01%</b>

Tableau 51. **Situation des opérations VRG par rapport à la tolérance**

Inférieure (décote)	Comprise	Supérieure (surcote)
6	34	5
13 %	76 %	11 %

Enfin, l'usure naturelle au niveau d'une jonction de câbles BT a, quant à elle, occasionné un temps de coupure incommensurablement long, près de 28 h de coupure pour 51 clients.

Interrogé par l'autorité concédante, le concessionnaire a indiqué :

- Le poste VS Serbie fera l'objet, de la part d'Enedis, d'une étude de renouvellement avec comme objectif de réaliser les travaux en 2020 / 2021.

- Le poste VS Paroisse a fait l'objet, en juillet et août 2017, de travaux portant sur le renouvellement des réseaux HTA et BT (multi départs) et des tableaux BT.

- L'incident BT de longue durée a débuté le samedi 26 août à 21 h 25 pour s'achever le lundi 28 août à 1 h 18. Cette situation repose sur la difficulté de mise en œuvre d'une réalimentation provisoire (le temps du dépannage) compte tenu de la structure complexe du départ BT dans sa desserte des immeubles du quartier.

#### > Sèvres (30,9 incidents aux 100 km)

Le poste HTA/BT SV Grande Rue 158 a été à l'origine de trois incidents BT. Des travaux de tiers à proximité d'un câble souterrain ont occasionné une interruption de la fourniture pendant près de 4 h, tandis que l'usure naturelle au niveau d'un accessoire souterrain (boîte sous trottoir) a provoqué deux incidents successifs d'une durée respective de 20 h et 17 h 30, impactant 61 et 124 foyers.

Le NiTi total autour de ce poste est de 232 070 min pour 307 clients cumulés.

On peut noter également l'incident du 21/04/2017 sur un câble d'ancienne technologie ayant duré plus d'une journée. Les travaux de réparation se sont heurtés à une difficulté à localiser le défaut et à un incident sur le réseau de gaz lors du terrassement. Une alimentation provisoire a été alors envisagée par le concessionnaire, minimisant une durée jugée, à ce stade, trop importante.



#### > Ville-d'Avray (27,8 incidents aux 100 km)

Trois incidents se sont situés au niveau du poste de transformation HTA/BT VA Versailles 36, l'un pour cause d'usure naturelle, les deux autres pour cause de dépassement de capacité électrique, quand bien même aucune contrainte n'a été décelée (coefficient de capacité de transit I<sub>max</sub> de 42%, d'après la source Enedis). Dans ce cas précis, l'explication repose sur la nature même de l'incident : un défaut non persistant.

Enfin, concernant les six autres incidents, on peut noter "l'usure naturelle" pour quatre d'entre eux.

#### > Vaucresson (27,2 incidents aux 100 km)

L'usure naturelle a été la cause de la plupart des incidents (58%) dont un – incident sur un accessoire de jonction BT – a eu la particularité d'avoir occasionné une durée d'interruption de la fourniture d'électricité de plus de 17 h pour 55 usagers. **La situation rencontrée sur la commune de Versailles n'est donc pas un cas isolé.**

#### > Carrières-sur-Seine (24,3 incidents aux 100 km)

La principale cause est une nouvelle fois l'usure naturelle des ouvrages (50%), sachant que 15 des 16 incidents sont à mettre en relation avec l'obsolescence du réseau BT.

Le poste de transformation HTA/BT CS Pâturage 14 a été impacté par 7 incidents, dont l'un a duré plus de 20 h, générant un NiTi total résultant de 89 740 min pour 70 clients impactés.

- L'incident BT a débuté le mardi 14 novembre à 12 h 38 pour s'achever avec la réalimentation de tous les clients le mercredi 15 novembre à 10 h. Le défaut souterrain est consécutif d'une série de fusions fusibles pour lesquelles le défaut a évolué. Le défaut a été localisé en sortie de poste, et les possibilités de reprises existantes ou de réalimentation provisoire n'ont pas été mises en œuvre compte tenu des longueurs et sections de câble à déployer.

- Une étude de renouvellement est prévue eu égard aux autres incidents pour lesquels l'usure naturelle a été invoquée. Les travaux de modernisation du réseau BT sont envisagés en 2020 / 2021.



A photograph of an office environment. In the foreground, a desk is cluttered with several large sheets of paper, likely financial statements or reports, and a black AOC computer monitor. The monitor has the 'AOC' logo on its bezel. In the background, there are more desks with computers, a person sitting at a desk, and a large white door with a green cross symbol. The office has a professional and busy atmosphere.

# CONTRÔLE FINANCIER



# 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 effectués, 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 demander au juge la résiliation du contrat.

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 au cours des dernières missions de contrôle, 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.

L'autorité concédante rappelle également qu'elle considère devoir être destinataire de l'ensemble des notes de procédure 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 2012** : changement d'estimation relatif à 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€<sup>(1)</sup> et une diminution de la dotation qui aurait été constituée, à méthode constante, pour 222 k€.

> **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.

(1) Source : Crac 2012, page 101.

> En 2008 : une diminution de la provision relative aux biens non localisés<sup>(1)</sup> 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.

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. (...) 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.

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.

Il convient de prendre en compte les effets cumulatifs de ces changements comptables, comme l'illustre le tableau 52.

Il apparaît donc que ces changements comptables ont une incidence sur le montant de la provision pour renouvel-

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

lement disponible au bilan de la concession, mais également sur la valeur non amortie des ouvrages qui figurera au bilan en fin de concession. Ainsi, selon la position unilatérale du concessionnaire<sup>(2)</sup> 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<sup>er</sup> janvier 2005. À cette date, la durée d'amortissement des immobilisations

(2) Position évoquée oralement depuis l'abandon, au 1<sup>er</sup> janvier 2005, de l'amortissement de caducité.

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 bouleverser 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<sup>(3)</sup> en fin de contrat – sont susceptibles de donner lieu à indemnisation.

(3) 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.

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.

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<sup>(1)</sup>. 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 lors de la prochaine mise à jour du cahier des charges qui est rendue nécessaire du fait des conséquences de la loi du 9 août 2004 qui ont remis en cause l'économie générale de l'accord trouvé entre les parties en 1994.**

Au-delà de ce problème, 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.

(1) Cette clause a été déclarée irrégulière par la cour administrative d'appel de Nancy, 1<sup>re</sup> chambre, formation à trois, 12/05/2014, 13NC01303.

En pratique, les tests réalisés sur les amortissements apparaissant en diminution de l'actif<sup>(2)</sup> montrent que ceux-ci correspondent à l'application d'un amortissement linéaire depuis l'origine. Il serait possible que l'écart entre l'amortissement recalculé selon la nouvelle estimation et l'amortissement de caducité figurant au bilan au 31/12/2004 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 53)

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* ».

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

Il s'est avéré que la quote-part des biens non localisés<sup>(3)</sup> 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. La correction de cette anomalie 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.

#### **Corrections de données patrimoniales opérée en 2015 en lien avec la localisation des transformateurs HTA/BT**

(Tableau 54)

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<sup>(4)</sup> et l'inventaire technique<sup>(5)</sup>.
- > 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.

(3) 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.

(4) Dénommé Iris.

(5) Système d'information géographique.

Tableau 52. Effets des changements comptables

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

Nota bene : Tableau présenté à titre illustratif sur la base d'un maintien des dotations annuelles et sans connaître l'impact sur les dotations.

Tableau 53. Correction d'erreurs sur les biens non localisés opérée en 2012

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

Tableau 54. Corrections liées à la localisation des transformateurs en 2015

En €	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 %

> 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.

**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 services antérieures à 2007 qui n'ont jamais pu donner lieu à des tests de traçabilité.**

### **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. 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, 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 estima-

tions<sup>(1)</sup>. En annexe de ce rapport figurent la synthèse des exercices 2010 à 2016 et, pour 2017, la liste des opérations pour lesquelles un bilan général des dépenses a été adressé au concessionnaire.

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 signé en 2009 entre la FNCCR et Enedis, il a été prévu une procédure de rapprochement lorsque des écarts significatifs apparaissent. 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<sup>(2)</sup> et anciens**

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.

Il convient également de prendre en compte que les tests de traçabilité réalisés ces dernières années n'ont pu concerner que le patrimoine localisé im-

(1) 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.

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

mobilisé 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<sup>(3)</sup>. 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

(3) 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.

*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, des tests ont pu être réalisés concernant des renouvellements d'ouvrages (uniquement localisés) et le traitement des ouvrages abandonnés.

Ces tests 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 ses 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. Lors des contrôles successifs réalisés, il est également apparu que la méthode d'évaluation des provisions pour renouvellement ne tient 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 – et 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<sup>(1)</sup> 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.

(1) Ainsi que l'amortissement du financement du concédant, cf. *infra*.

**Ces principes ne sont pas acceptables du point de vue du concédant. En effet, les inévitables et significatives erreurs de prévision 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, lors du contrôle sur pièce réalisée en 2017 au titre de l'exercice 2016, il est apparu que des fiches d'immobilisations au titre desquelles figurait une provision en 2015 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'avère être en réalité postérieure à la date de fin de contrat, ce qui implique 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.

#### **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 faisait 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 56). L'autorité concédante a donc souhaité poursuivre cette analyse au titre de l'exercice 2017 (travaux en cours), compte tenu de l'effet d'un mécanisme, conçu par le concessionnaire, de nature à générer d'ici 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.**

#### **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, 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 mais ne peuvent pas être rapprochés des financements initiaux et ne sont pas traçables. La validité de l'information transmise par le concessionnaire ne peut donc pas être vérifiée.

#### **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 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 concé-

Tableau 55. **Rapprochement entre les investissements (Crac) et ceux inscrits à l'inventaire comptable**

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

Tableau 56. **Affectation de la provision pour renouvellement afférente aux branchements**

En €	31/12/14	31/12/11
Coût effectif des nouveaux ouvrages	11 689 272	8 991 867
Financement du concédant sur les nouveaux ouvrages	2 571 504	2 863 418
<b>Besoin de financement net</b>	<b>9 117 768</b>	<b>6 128 449</b>
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
<b>Financement net du concessionnaire</b>	<b>511 526</b>	<b>-194 214</b>
Provision réellement affectée au droit du concédant	6 896 255	4 826 280
	96,2%	87,8%
<b>Financement revendiqué par le concessionnaire</b>	<b>785 039</b>	<b>473 667</b>
<b>Écart avec le besoin de financement réel</b>	<b>273 513</b>	<b>667 881</b>

Tableau 57. **Évolution des recettes de raccordement**

En M€	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	... / ...	2023*	2024*
Recettes de raccordements	2,6	3,9	5,9	6,6	6,7	5,6	6,2	6,2		6,3	6,3
Variation (%)	-	50,0 %	51,3 %	11,9 %	1,5 %	- 16,4 %	10,7 %	0,0 %		-	-
<b>Total cumulé</b>	<b>2,6</b>	<b>6,5</b>	<b>12,4</b>	<b>19,0</b>	<b>25,7</b>	<b>31,3</b>	<b>37,5</b>	<b>43,7</b>		<b>81,5</b>	<b>87,8</b>

\* Valeurs estimées.

dant, 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 refacturées au promoteur – via le barème de raccordement – et alors enregistrées 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 57).

**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.

Les progrès enregistrés dans le domaine de 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 la part localisée – permettent d'améliorer la traçabilité des chiffres communiqués à l'autorité concédante, notamment pour les opérations récentes.

Malheureusement, ces progrès enregistrés en matière de traçabilité sont relativisés par l'importance des immobilisations classées en actif "non localisé"<sup>(1)</sup>. Ces difficultés sont aggravées par les modalités de suivi de l'inventaire comptable, qui conduisent à sortir du patrimoine des éléments en exploitation, ce qui est en contradiction avec les règles comptables applicables. 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 bien remplaçant 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<sup>(2)</sup> du patrimoine localisé.

(1) Cf. *infra*.

(2) Investissements antérieurs à 2007.



# ANALYSE DES DONNÉES FINANCIÈRES PRÉSENTÉES DANS LE CRAC 2017 DU CONCESSIONNAIRE

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 58)

Rappel : depuis 2015, le concessionnaire a retenu une nouvelle organisation pour répartir les charges sur la maille de la concession. Afin de favoriser la comparabilité, ce sont donc les valeurs recalculées dans le cadre de cette nouvelle organisation qui sont présentées au titre de 2014.

### Principes d'élaboration du compte d'exploitation (produits – charges)

Deux principes ont été retenus par le concessionnaire :

#### Les affectations directes à la maille locale <sup>(1)</sup>

- > 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.

(1) Concession ou communale.

#### Les affectations directes à la maille supra-concessive (à la clé)

Elles concernent les autres produits et charges, pour lesquels le concessionnaire procède à une affectation par répartition à partir d'une collecte réalisée au niveau supra-concessif. Cette répartition repose, pour l'essentiel, sur une clé "clients". Une clé "réseau", par exemple, serait de nature à minorer le poids de ces charges d'exploitation sur la concession. 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.

Cependant, faute d'accès au système de collecte et d'enregistrement des produits et des charges d'exploitation, ainsi qu'au processus d'affectation et de répartition, l'autorité concédante n'est pas en mesure d'apprécier si cette évolution apporte une amélioration dans l'information relative au compte de résultat.

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 kilowatt-heures consommés. En ce qui concerne

les charges "contribution au CAS Facé<sup>(2)</sup>", elles sont assises sur le nombre de kilowatt-heures distribués à partir des ouvrages exploités en basse tension.

Pour la sixième année consécutive, la notion de "charges centrales", présentée par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession, ne correspond pas à une notion comptable normalisée<sup>(3)</sup>. Invité à fournir le détail de ces charges centrales par nature de charges comptables et par fonction support, le concessionnaire a répondu que « cette dépense dépasse le cadre de la concession ». Cette réponse n'est pas acceptable du point de vue de l'autorité concédante car elle n'est pas conforme aux dispositions de l'article 32. 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.

(2) Compte d'affectation spéciale financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale, créé par la loi de finances de décembre 1936.

(3) L'autorité concédante est dans l'impossibilité d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent ainsi être regroupées

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).

### Principales évolutions du compte d'exploitation

On constate sur l'exercice 2017 une baisse du résultat après péréquation de 4 M€ à méthode constante. Celle-ci est principalement liée à la hausse de la contribution à l'équilibre ou encore péréquation (5,1 M€). Cette charge supplémentaire illustre le lien entre les concessions pour disposer d'une unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire. Hors péréquation, le résultat est en hausse de plus de 1 M€ et représente 26 % du chiffre d'affaires régulé, contre 25,6 % en 2016.

Les autres éléments significatifs à l'origine de l'évolution du résultat sont les suivants :

- > Une hausse de la production immobilisée de près de 1 M€, qui avait enregistré un recul temporaire en 2014.
- > Après une hausse conjoncturelle, les autres produits reviennent à un niveau proche de 2014 et 2015.
- > Une baisse de 3,7 M€ des "autres dotations d'exploitation", que le concessionnaire justifie dans le Crac par :
  - une augmentation des dotations aux amortissements sur les immobilisations relevant du domaine propre en lien avec l'évolution du parc immobilisé pour lesquelles le détail des dotations aux amortissements par grande famille d'immobilisations propres n'a pas été communiqué par le concessionnaire. Selon lui, il s'agit « essentiellement des postes sources, et seuls les ouvrages en concession peuvent

être concernés par le contrôle ». Bien évidemment, cette réponse ne peut pas être acceptée par l'autorité concédante car elle est en contradiction avec l'article 32 du cahier des charges annexé au contrat de concession,

- une augmentation des dotations aux provisions pour pensions,
- une forte diminution des dotations aux provisions pour risque d'irrecouvrabilité.

### Points particuliers

Depuis 2013, et avec un effet rétroactif calculé sur 2012, les recettes de raccordement ne sont plus imputées au prorata du nombre de clients de la concession, mais en proportion des dépenses de construction des branchements.

**Cette nouvelle clé de répartition semble économiquement plus pertinente. 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.**

La forte croissance de ces recettes observée depuis 2011 résulte de la "modification des modalités de prise en compte des remises gratuites", chapitre traité précédemment dans le présent document. Sur ce point, l'autorité concédante tient à rappeler sa position constante relative aux recettes de raccordement : ces facturations constituent des financements externes contribuant à l'édification du domaine public et ont donc – *in fine* – le caractère de financement du concédant.

Il apparaît, enfin, que la croissance constante des recettes de production immobilisée<sup>(1)</sup>, observée depuis 2009, reprend, après un léger repli en 2014. Ces charges immobilisées représentent près

(1) Mécanisme qui permet de convertir des charges du concessionnaire (main-d'œuvre, achats de matériel) en immobilisations en concession.

de la moitié des sommes investies par le concessionnaire : 19,2 M€ pour 40,9 M€. Le concessionnaire considère que ce ratio doit être calculé par rapport à l'ensemble des investissements qu'il revendique, soit 49,2 M€ (voir tableau 55). Le ratio est alors de 39 %, ce qui reste important.

### Contribution du domaine concédé aux résultats et à la trésorerie d'Enedis

(Tableau 59)

#### Résultat avant péréquation

Le résultat avant péréquation augmente par rapport à 2016 et représente plus du quart des recettes d'acheminement (27,1 %). La contribution de la concession au résultat de la société Enedis, avec 23,4 M€, apparaît en recul, uniquement du fait de la hausse de la péréquation imputée (+ 14 %). Cette hausse de la péréquation s'explique par l'amélioration du ratio résultat d'exploitation / CA régulé de la concession, alors que la performance moyenne nationale recule légèrement.

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 qui sont supportées par Enedis puis réparties sur les concessions, notamment au travers de l'agrégat "charges centrales". Celles-ci avaient augmenté de 11 % en 2016 par rapport à 2015.

#### Capacité d'autofinancement

Le retraitement du résultat avant péréquation des éléments n'ayant pas de traduction en termes de flux de trésorerie, il aboutit à la constatation d'une capacité d'autofinancement, c'est-à-dire un flux disponible avant investissements, à hauteur de près de 43 % des recettes d'acheminement.

Tableau 58. Comparaison des résultats d'exploitation du réseau concédé

En k€		2017	2016	2015	2014* pro-forma	2013	2012
Recettes d'acheminement	a	240 400	240 010	233 173	225 806	239 404	228 069
Coût accès au réseau amont	b	52 094	49 805	48 810	44 826	49 083	46 768
Achats énergie couverture pertes	c	14 849	15 193	15 773	16 345	19 961	20 415
<b>Marge d'acheminement</b>	<b>(a - b - c)</b>	<b>173 457</b>	<b>175 012</b>	<b>168 590</b>	<b>164 635</b>	<b>170 360</b>	<b>160 886</b>
Recettes de raccordement	d	6 167	6 201	5 596	6 678	6 561	5 365
Recettes de prestations	e	3 491	3 617	3 787	3 638	3 531	3 349
Autres recettes	f	6 045	6 711	6 804	6 407	7 002	6 640
Production stockée et immobilisée	g	19 217	18 392	13 482	11 385	13 579	12 609
Reprises sur amortissements et provisions	h	9 991	13 057	11 869	9 685	10 639	8 606
Autres produits	i	1 851	3 096	1 557	1 453	954	1 190
<b>Total des produits (a+d+e+f+g+h+i)</b>		<b>287 162</b>	<b>291 084</b>	<b>276 268</b>	<b>265 052</b>	<b>281 670</b>	<b>265 828</b>
Autres consommations externes		36 053	37 346	34 474	37 205	39 514	39 386
Redevance de concession (R1+R2)		3 619	3 707	3 914	3 474	3 758	3 158
Contribution au Facé		8 196	8 167	8 087	8 076	8 174	8 136
Impôts, taxes versements assimilés		6 694	7 680	6 642	6 464	6 336	5 973
Charges de personnel		34 061	34 293	34 729	33 867	35 318	33 634
Autres charges		7 347	7 968	7 027	7 893	9 391	5 839
Charges centrales		11 479	11 375	10 263	7 465	6 841	6 940
Dotation aux amortissements		23 002	22 121	21 458	20 373	19 150	17 863
Dotation aux provisions		2 308	3 354	2 980	4 109	4 292	4 775
Autres dotations d'exploitation		22 422	26 102	20 079	18 635	18 815	12 867
<b>Total des charges</b>		<b>222 124</b>	<b>227 111</b>	<b>214 236</b>	<b>208 732</b>	<b>220 633</b>	<b>205 754</b>
<i>Contribution à l'équilibre</i>		<i>41 674</i>	<i>36 572</i>	<i>37 316</i>	<i>36 408</i>	<i>35 210</i>	<i>35 273</i>
<b>Résultat</b>		<b>23 364</b>	<b>27 401</b>	<b>24 716</b>	<b>19 912</b>	<b>25 827</b>	<b>24 801</b>

\* Valeurs recalculées dans le cadre de la nouvelle organisation pour la répartition des charges adoptée par le concessionnaire en 2015.

Il apparaît également, quel que soit le niveau de lecture, que l'exploitation a permis de dégager en 2017 un flux de trésorerie disponible significatif à destination du concessionnaire. En effet, sur les 102,8 M€ d'autofinancement, 41,7 M€ sont consacrés à la péréquation et 40,9 M€ (voir tableau 14) à la part des investissements financée par le concessionnaire.

En outre, il convient de noter que les chiffres présentés dans le tableau 59 n'intègrent pas les reprises de provision pour renouvellement qui ont été opérées suite aux changements comptables évoqués précédemment dans le présent rapport. En effet, ces reprises de provision ont

été traitées comme des produits exceptionnels non présentés dans les tableaux communiqués au titre de la rentabilité de la concession. Ces choix de présentation posent un problème de parallélisme dès lors que les charges de dotations qui avaient permis de constituer les provisions, aujourd'hui reprises, avaient été déduites en leur temps de la rentabilité affichée au titre de la concession.

Pour mémoire, les produits exceptionnels qui résultent des changements comptables opérés en 2011 et 2012, et qui ne figurent pas dans le compte de résultat dans le présent rapport, ont représenté respectivement 3,9 M€ puis 2,3 M€.

### Charges d'entretien et de maintenance

Dans son compte rendu d'activité 2017, le concessionnaire ventile par domaine ses dépenses d'entretien, de maintenance et de sécurité des tiers sur le réseau de distribution de la concession. Dans la mesure où ces dernières, reprises au tableau 60, ne sont pas justifiées par la production d'état de réconciliation avec la comptabilité d'Enedis, notamment au regard du compte de résultat précédemment présenté, il est donc difficile d'exprimer un avis sur leur significativité.



### 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 note avec satisfaction la convergence observée des dotations aux amortissements et aux

provisions relatives au domaine concédé (charges calculées) avec les mouvements présentés au titre des augmentations des agrégats concernés<sup>(1)</sup>.

L'autorité concédante 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.

(1) Même si, à ce stade, les dotations aux amortissements restent à réconcilier avec les éléments présentés dans le tableau de variation des amortissements.

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.

Tableau 59. Analyse de la contribution du domaine concédé aux résultats d'Enedis et à l'autofinancement

En M€		2017	2016	2015	2014 pro-forma	2014	2013
Résultat apparent (produits – charges)		23,4	27,4	24,7	19,9	20	25,8
Péréquation prélevée		41,7	36,6	37,3	36,4	35,7	35,2
<b>Résultat avant péréquation</b>	<b>a</b>	<b>65</b>	<b>64</b>	<b>62</b>	<b>56,3</b>	<b>55,6</b>	<b>61</b>
Part des recettes acheminement		27,1 %	26,7 %	26,6 %	24,9 %	24,6 %	25,5 %
Charges non décaissées (amortissements et provisions)	b	47,7	51,6	44,5	43,1	43,6	42,3
Produits non encaissés (reprises de provisions)	c	10,0	13,1	11,9	9,7	9,5	10,6
<b>Capacité d'autofinancement théorique</b>	<b>a+b-c</b>	<b>102,8</b>	<b>102,5</b>	<b>94,6</b>	<b>89,7</b>	<b>89,7</b>	<b>92,7</b>
Part des recettes acheminement		42,8 %	42,7 %	40,6 %	39,7 %	39,6 %	38,7 %

Tableau 60. Charges d'exploitation et de maintenance

En k€	2017	2016	2015 pro-forma	2015	2014	2013
Postes sources	1 011	957	1 017	1 274	1 239	968
Réseau HTA	397	455	467	572	653	416
Postes DP	456	402	442	744	572	527
Réseau BT	436	403	382	399	458	264
<b>Total</b>	<b>2 300</b>	<b>2 217</b>	<b>2 308</b>	<b>2 989</b>	<b>2 922</b>	<b>2 175</b>



# CONCLUSION

## Synthèse du contrôle technique

Le Sigeif fédère, à fin 2017, soixante-quatre communes (pas de nouvelle adhésion sur cet exercice) représentant une population totale de 1 437 779 habitants (+ 0,7%).

Conséquence du niveau des investissements consentis par le concessionnaire, le taux d'amortissement du réseau concédé (en diminution) est, pour cet exercice, en rupture avec la monotonie des résultats enregistrés ces dernières années. Toutefois, en 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 de certains matériels 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 3 714 km. Il est quasiment entièrement 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 (1 139 km, 31%) 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 d'engager un programme de maintenance et de renouvellement à même de remédier au retard cumulé ces dernières années.

Nécessaires à l'alimentation du réseau BT, les 4 535 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 mesure d'en apprécier l'intensité.

Le réseau basse tension (230-400 V) et ses branchements individuels et collectifs qui en sont issus constituent l'extré-

mité de la distribution publique. Long de 5 103 km, sa partie aérienne (1 301 km, 25,5%) regroupe une structure en torcadé isolé et une structure en conducteurs nus (555 km, 43,6%), pour laquelle l'autorité concédante et son concessionnaire œuvrent pour une sécurisation via sa suppression. Concernant la partie souterraine, l'autorité 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 1 400 km le linéaire concerné, ce qui laisse entrevoir un important effort financier pour combler, ici également, le retard cumulé 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 l'inventaire de ce patrimoine et 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 un faible nombre de dossiers transmis.

En ce qui concerne les dossiers reçus, malgré un traitement exhaustif, force est de constater l'impossibilité, pour l'autorité concédante, de tracer les données recueillies avec celles transmises pour le contrôle par son concessionnaire. La principale cause repose sur une communication toujours jugée insuffisante 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.

Enfin, au regard des dossiers reçus, les nouvelles constructions (extension) ont été, sans exception, réalisées en souterrain.

### Qualité de la fourniture

Après un résultat 2016 placé au plus mauvais rang de ces quinze dernières années, le critère B 2017 (40,7 min.) marque, tout en affichant une performance en deçà de celle de l'Île-de-France (34,3 min), une amélioration sensible. Les ouvrages relevant de la concession (38,6 min : 95%) ont été les plus impactants et, en ce qui concerne plus particulièrement le concours du réseau BT (21,2 min), l'autorité concédante tient à souligner une situation de plus en plus préoccupante. En l'absence d'aléas climatiques majeurs – et compte tenu d'une performance qui, depuis trois exercices, situe la concession du Sigeif au-delà du seuil

des 40 min, supérieur à l'objectif visé au début des années 2000 (22,5 min) –, le résultat 2017 est jugé, par l'autorité concédante, comme médiocre. 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. Concernant la tenue de la tension, 0,01% des usagers sont, au regard de ce critère, mal alimentés. L'autorité concédante souligne l'augmentation (plus du double) du nombre de clients mal alimentés et, pour près des deux tiers (63%) d'entre eux, une situation déjà identifiée par le passé. Il en est de même pour le nombre de sources HTA/BT relatives au dépassement de la capacité de transit (Imax) et de transformation (Tmax).

Enfin, s'agissant du baromètre d'opinion 2017, 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 sources HTA/BT décelées.

### 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.



## Contrôle ciblé

### Mouvements du patrimoine technique

L'audit réalisé sur l'exercice 2017 a été l'occasion pour l'autorité concédante de tracer et de visualiser l'exhaustivité des opérations génératrices d'un mouvement de linéaires de réseaux HTA et BT du système d'information géographique. En ce qui concerne l'évolution du réseau HTA 10 kV, le contrôle est en cours. Il a, d'ores et déjà fait apparaître un linéaire de réseau 10 kV hors du territoire de la concession du Sigeif (point qu'il conviendra de corriger) et fera l'objet d'un compte rendu précis lors du prochain rapport de contrôle.

### Valorisation des ouvrages

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 du maître d'ouvrage et de l'autorité concédante, une "minoration" ou une "majoration" de la valeur de l'ouvrage construit. Les opérations pour lesquelles un des seuils d'alerte a été atteint (un quart du volume) ont donné lieu à un rapprochement, demandé par l'autorité concédante, qui s'est conclu sur l'absence de réduction des écarts pour la majorité (80%) des opérations concernées. La minoration résultante de la valeur d'entrée en patrimoine s'élève à 34 777,59 € et représente 1% du financement net du concédant.

Ce constat, récurrent depuis la mise en œuvre par Enedis de l'application VRG, conduit l'autorité concédante à rejeter, une nouvelle fois, l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire.

### Coupure pour travaux

Face à un temps de coupure invariable et conséquent, identifié via l'indicateur "critère B travaux", le Sigeif a été amené à interroger son concessionnaire 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". La volumétrie des travaux sous tension, avec ou sans alimentation provisoire, n'a pas pu être appréciée compte tenu du niveau insuffisant de l'information apportée par le concessionnaire, qui ne dispose pas, à ce stade, d'enregistrement approprié susceptible de répondre à l'attente du Sigeif. Toutefois, un premier travail de recensement d'actes TST (travaux sous tension) permet une approche de la volumétrie des travaux réalisés sous tension sur le réseau BT pour tous types d'activités.

### 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.

### La clientèle de la concession

Au 31 décembre 2017, la concession enregistre 687 082 clients, parmi lesquels 519 239 ont souhaité conserver un contrat de fourniture aux tarifs réglementés de vente (TRV).

Les offres de marché (167 843), quant à elles, représentent 24% des points de livraison (PDL). Elles enregistrent une progression de 23% par rapport à l'exercice passé.

L'énergie totale acheminée (6 509 GWh), est en légère diminution (-0,6%) par rapport à 2016, conséquence d'une période hivernale moins rude.

La satisfaction des usagers, annuellement mesurée via le baromètre réalisé par l'autorité concédante, se situe à un bon niveau sur la plupart des items, à l'exception de ceux relatifs à la ponctualité au rendez-vous et du rendez-vous proposé (date et heure). De plus, l'augmentation des usagers "Total pas satisfait", en lien avec les informations fournies, et le délai d'intervention appellent à la plus grande vigilance, notamment eu égard au déploiement du nouveau compteur Linky.

La qualité des relations et des services portant sur la fourniture aux TRV est mesurée via plusieurs indicateurs pouvant être classés en trois grandes familles : "gestion du contrat", "traitement des réclamations" et "satisfaction des clients".

> **Gestion du contrat.** Le nombre de lettres uniques de relance (186 407) pour impayés est en diminution sensible par rapport à 2016. Il en est de même pour le nombre de coupures effectives réalisées par le gestionnaire de réseau (1914), tout comme le nombre de coupures demandées par le fournisseur historique (11 122).

> **Traitement des réclamations.** Le taux de traitement des réclamations dans les 30 jours (plus de 93%) est stable par rapport à 2016.

> **Satisfaction des clients.** L'indicateur de satisfaction, communiqué à la maille nationale, fait apparaître un très bon résultat.

Enfin, concernant la précarité énergétique à l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de bénéficiaires du tarif de première nécessité (37 964) enregistre une baisse significative de 16,7% par rapport à 2016. Sur les sept départements du territoire de la concession, le montant alloué par EDF au fonds de solidarité pour le logement (FSL) a été maintenu, à hauteur de 3,49 M€.

## Synthèse du contrôle comptable et financier

L'autorité concédante a enregistré au cours des derniers exercices une évolution favorable dans le détail des informations transmises.

Toutefois, certaines informations essentielles restent manquantes ou insuffisantes, notamment :

- > La justification des valeurs comptables du patrimoine non localisé affectées au domaine concédé.
- > La classification des biens immobilisés comme "biens de premiers établissements" 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 pou-

voir accéder aux documents comptables probants permettant de valider leur correcte application.

En conséquence, l'autorité concédante persiste à considérer que le contrôle financier du domaine concédé subit une limitation certaine, liée, en particulier :

- > À la difficulté de justifier la traçabilité des valeurs relatives au patrimoine ancien et, surtout, au patrimoine non localisé.
- > 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.

Cependant, les efforts consentis ont permis d'améliorer la lisibilité et la compréhension des enjeux financiers qui sont associés au domaine concédé, notamment pour ce qui concerne la description du patrimoine (localisé uniquement) 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, en particulier pour ce qui a trait à la justification du droit du concédant et au fonctionnement de la provision pour renouvellement.

**L'autorité concédante rappelle sa position constante sur certains éléments clés du contrôle :**

- > 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.

**L'autorité concédante ne peut se satisfaire d'un tel traitement, qui est contradictoire avec l'esprit et la lettre du contrat de concession.**

Enfin, l'autorité concédante rappelle également qu'elle se considère insuffisamment informée quant aux conséquences des importants changements de méthodes survenus depuis le 1<sup>er</sup> 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.

An aerial photograph of a vast agricultural field. The field is divided into numerous long, parallel rows of crops. The crops are in various stages of growth, with some appearing as vibrant green and others as deep purple. The rows are separated by narrow dirt paths. In the background, there are some trees and a few buildings under a sky filled with soft, white clouds. The overall scene is one of organized, large-scale farming.

# ANNEXES

## Inventaire des ouvrages par commune au 31 décembre 2017 (en m)

	Réseau HTA			Nombre de postes DP + mixtes	Réseau BT				Total (HTA-BT)	Réseau BT souterrain (%)
	Aérien	Souterrain	Total		Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain	Total		
Aulnay-sous-Bois	-	196 937	196 937	206	47 308	45 525	145 472	238 305	435 242	61,04
Ballainvilliers	196	25 657	25 853	24	784	3 615	25 118	29 517	55 370	85,10
Le Blanc-Mesnil	-	87 560	87 560	111	26 564	28 986	99 553	155 103	242 663	64,19
Bois-d'Arcy	-	27 322	27 322	46	2 311	6 972	44 391	53 674	80 996	82,70
Boissy-Saint-Léger	-	26 429	26 429	47	4 614	6 359	50 835	61 808	88 237	82,25
Brou-sur-Chantereine	-	7 279	7 279	14	2 866	2 407	11 353	16 626	23 905	68,28
Carrières-sur-Seine	-	46 392	46 392	47	10 993	7 456	47 521	65 970	112 362	72,03
La Celle-Saint-Cloud	-	44 230	44 230	61	5 071	6 912	71 672	83 655	127 885	85,68
Champlan	-	26 334	26 334	25	1 558	7 202	14 349	23 109	49 443	62,09
Chatou	-	67 065	67 065	85	21 170	9 664	81 137	111 971	179 036	72,46
Chaville	-	29 201	29 201	47	498	931	53 602	55 031	84 232	97,40
Chelles	-	139 745	139 745	170	24 625	48 501	131 322	204 448	344 193	64,23
Chennevières-sur-Marne	-	61 144	61 144	72	9 873	11 940	58 324	80 137	141 281	72,78
Le Chesnay	-	44 493	44 493	86	6 573	7 577	67 821	81 971	126 464	82,74
Courtry	-	18 837	18 837	29	501	11 214	25 455	37 170	56 007	68,48
Croissy-sur-Seine	-	22 821	22 821	37	5 892	2 690	47 650	56 232	79 053	84,74
Épinay-sous-Sénart	-	30 613	30 613	32	-	340	30 191	30 531	61 144	98,89
Fontenay-le-Fleury	1 359	21 967	23 326	37	548	1 421	35 117	37 086	60 412	94,69
Gagny	-	45 959	45 959	102	26 981	41 814	62 376	131 171	177 130	47,55
Garches	-	53 948	53 948	61	6 160	4 620	43 547	54 327	108 275	80,16
Jouy-en-Josas	804	29 277	30 081	43	2 406	9 535	29 320	41 261	71 342	71,06
Limeil-Brévannes	157	61 662	61 819	70	7 338	9 047	66 632	83 017	144 836	80,26
Livry-Gargan	-	69 225	69 225	101	29 089	38 667	72 713	140 469	209 694	51,76
Longjumeau	-	45 250	45 250	69	3 721	4 317	71 912	79 950	125 200	89,95
Maisons-Laffitte	-	39 484	39 484	82	2 600	31 526	72 642	106 768	146 252	68,04
Mandres-les-Roses	-	16 391	16 391	22	749	5 421	28 674	34 844	51 235	82,29
Marcoussis	4 303	38 743	43 046	56	3 577	18 225	41 073	62 875	105 921	65,32
Margency	-	5 207	5 207	12	502	1 806	10 686	12 994	18 201	82,24
Marne-la-Coquette	-	8 948	8 948	9	-	-	10 897	10 897	19 845	100,00
Marolles-en-Brie	-	20 218	20 218	30	-	-	39 172	39 172	59 390	100,00
Massy	103	192 184	192 287	158	8 780	5 972	120 395	135 147	327 434	89,08
Meudon	-	114 150	114 150	119	3 797	8 763	101 248	113 808	227 958	88,96
Mitry-Mory	4 124	84 148	88 272	57	3 053	5 435	38 984	47 472	135 744	82,12
Montesson	-	35 775	35 775	53	5 676	6 168	61 078	72 922	108 697	83,76
Montfermeil	-	43 663	43 663	73	21 712	26 568	48 002	96 282	139 945	49,86
Morangis	-	33 933	33 933	56	26 309	5 258	45 110	76 677	110 610	58,83
Neuilly-Plaisance	-	58 988	58 988	68	10 254	20 665	41 817	72 736	131 724	57,49
Noisy-le-Grand	-	194 627	194 627	206	19 622	42 478	142 457	204 557	399 184	69,64
Nozay	268	14 716	14 984	24	237	2 516	23 497	26 250	41 234	89,51
Orsay	-	61 183	61 183	68	16 793	17 322	54 016	88 131	149 314	61,29
Périgny-sur-Yerres	-	10 620	10 620	13	-	839	18 039	18 878	29 498	95,56
Le Raincy	-	20 806	20 806	52	8 921	13 441	34 388	56 750	77 556	60,60
Rocquencourt	-	18 549	18 549	14	-	780	12 689	13 469	32 018	94,21
Rueil-Malmaison	-	222 908	222 908	226	17 204	26 833	215 779	259 816	482 724	83,05
Saint-Cloud	-	88 207	88 207	98	-	-	85 036	85 036	173 243	100,00
Saint-Cyr-l'École	229	57 163	57 392	58	8 169	3 587	47 532	59 288	116 680	80,17
Saulx-les-Chartreux	1 325	19 091	20 416	38	4 059	10 220	19 665	33 944	54 360	57,93

\* Est exclue la partie du territoire de cette commune exploitée par la régie municipale.

## Inventaire des ouvrages par commune au 31 décembre 2017 (en m)

	Réseau HTA			Nombre de postes DP + mixtes	Réseau BT				Total (HTA-BT)	Réseau BT souterrain (%)
	Aérien	Souterrain	Total		Aérien nu	Aérien torsadé	Souterrain	Total		
Servon	588	27 441	28 029	24	1 616	2 489	25 791	29 896	57 925	86,27
Sevran	-	79 593	79 593	98	17 511	21 212	90 222	128 945	208 538	69,97
Sèvres	-	42 740	42 740	66	2 011	2 556	63 444	68 011	110 751	93,28
Tremblay-en-France	-	204 503	204 503	150	28 815	33 746	90 830	153 391	357 894	59,21
Vaires-sur-Marne	-	20 365	20 365	38	8 283	9 518	32 580	50 381	70 746	64,67
Vaucresson	-	29 849	29 849	32	2 700	1 806	39 596	44 102	73 951	89,78
Vaujours	-	21 069	21 069	21	4 047	7 329	17 511	28 887	49 956	60,62
Vélizy-Villacoublay	-	100 744	100 744	90	-	-	73 230	73 230	173 974	100,00
Verrières-le-Buisson	-	33 285	33 285	58	13 120	11 054	59 689	83 863	117 148	71,17
Versailles	-	196 653	196 653	278	8 279	8 541	231 776	248 596	445 249	93,23
Le Vésinet	-	32 851	32 851	50	19 557	6 774	66 618	92 949	125 800	71,67
Ville-d'Avray	-	18 401	18 401	33	616	826	30 918	32 360	50 761	95,54
Villebon-sur-Yvette	-	50 837	50 837	83	4 372	7 384	61 990	73 746	124 583	84,06
Villeparisis	-	48 692	48 692	90	9 985	29 473	51 691	91 149	139 841	56,71
Villepinte	-	103 860	103 860	113	10 707	21 806	90 658	123 171	227 031	73,60
Viroflay	-	23 791	23 791	48	8 110	3 842	40 094	52 046	75 837	77,04
Wissous	-	36 848	36 848	49	6 182	5 118	35 955	47 255	84 103	76,09
<b>Total</b>	<b>13 456</b>	<b>3 700 568</b>	<b>3 714 024</b>	<b>4 535</b>	<b>555 369</b>	<b>745 009</b>	<b>3 802 852</b>	<b>5 103 230</b>	<b>8 817 254</b>	<b>74,52%</b>

## Étude de la variation des linéaires de réseaux HTA et BT sur un échantillon de communes (en m)

	Signe	Écart (m) 2017/2016	Signe	Assainissement ou recalage de la base de données	Signe	Travaux	Linéaire non justifié
Massy	+	1 260	+	4	+	1256	-
Meudon	-	2 106	-	218	-	1 888	-
Mitry-Mory	+	4 666	+	14	+	4 652	-
Le Raincy		-	+		-		-
Servon	+	2 166	-		+	2 166	-
Tremblay-en-France	+	2 679	+	263	+	2 548	-
Vélizy-Villacoublay	-	1 736	-	310	-	1 426	-
Wissous	+	1 913	-		+	1 913	-
<b>Total*</b>		<b>13 160</b>		<b>809</b>		<b>15 849</b>	<b>-</b>
<b>Total % répartition</b>		<b>100 %</b>		<b>4,9 %</b>		<b>95,1 %</b>	<b>-</b>

	2016	2017	Écart 2016-2017	Assainissement des bases de données	Travaux	Linéaire non justifié
<b>Aérien BT nu</b>						
Aulnay-sous-Bois	47 308	47 308	-	-	-	-
Boissy-Saint-Léger	4 614	4 614	-	-	-	-
Le Blanc-Mesnil	26 633	26 564	- 69	-	- 69	-
Gagny	28 315	26 981	- 1 334	-	- 1334	-
Meudon	3 881	3 797	- 84	-	- 84	-
Orsay	16 793	16 793	-	-	-	-
Le Raincy	8 938	8 921	- 17	-	- 17	-
Rueil-Malmaison	18 212	17 204	- 1 008	-	- 1008	-
Servon	1 616	1 616	-	-	-	-
Versailles	8 931	8 279	- 652	-	- 652	-
Villebon-sur-Yvette	4 496	4 372	- 124	-	- 124	-
<b>Total</b>	<b>169 737</b>	<b>166 449</b>	<b>- 3 288</b>	<b>-</b>	<b>- 3 288</b>	<b>-</b>
<b>Aérien BT torsadé</b>						
Aulnay-sous-Bois	45 874	45 525	- 349	-	- 349	-
Boissy-Saint-Léger	6 359	6 359	-	-	-	-
Le Blanc-Mesnil	29 302	28 986	- 316	- 54	- 262	-
Gagny	42 099	41 814	- 285	-	-	-
Meudon	9 386	8 763	- 623	-	- 623	-
Orsay	17 114	17 322	208	- 12	220	-
Le Raincy	13 403	13 441	38	-	38	-
Rueil-Malmaison	27 074	26 833	- 241	-	- 241	-
Servon	2 745	2 489	- 256	-	- 256	-
Versailles	9 491	8 541	- 950	-	- 950	-
Villebon-sur-Yvette	7 727	7 384	- 343	-	- 343	-
<b>Total</b>	<b>210 574</b>	<b>207 457</b>	<b>- 3 117</b>	<b>- 66</b>	<b>- 2 986</b>	<b>-</b>
<b>Souterrain BT</b>						
Aulnay-sous-Bois	144 303	145 472	1 169	-	1 169	-
Boissy-Saint-Léger	49 799	50 835	1 036	-	1 036	-
Le Blanc-Mesnil	97 050	99 553	2 503	42	2 461	-
Gagny	60 525	62 376	1 851	-	1 851	-
Meudon	99 845	101 248	1 403	- 5	1 398	-
Orsay	53 793	54 016	223	-	223	-
Le Raincy	33 661	34 388	727	-	727	-
Rueil-Malmaison	213 779	215 779	2 000	-	2 000	-
Servon	23 704	25 791	2 087	-	2 087	-
Versailles	229 864	231 776	1 912	- 60	1 952	-
Villebon-sur-Yvette	60 011	61 990	1 979	- 38	2 020	- 3
<b>Total</b>	<b>1 066 334</b>	<b>1 083 224</b>	<b>16 890</b>	<b>- 103</b>	<b>16 924</b>	<b>- 3</b>
<b>Total*</b>	<b>1 446 645</b>	<b>1 457 130</b>	<b>23 295</b>	<b>- 169</b>	<b>23 198</b>	<b>- 3</b>
				<b>0,72 %</b>	<b>99,26 %</b>	<b>0,01 %</b>

\* En valeur absolue.

## Contrainte électrique - Tmax > 110%

Commune	Source HTA/BT	2012	2013	2014	2015	2016	2017	Actions prévues
Aulnay-sous-Bois	Beaujolais	x	x	x	x	x	x	Mesure à réaliser
Aulnay-sous-Bois	Conamo	x	x	x	x	x	x	Mesure à réaliser
Aulnay-sous-Bois	Pimodan	x	x	x	x	x	x	Mutation demandée
Aulnay-sous-Bois	Renoir	x	x	x	x	x	x	Pas de contrainte
Aulnay-sous-Bois	Sauterne	x	x	x	x	x	x	Mesure à réaliser
Aulnay-sous-Bois	Severine	x	x	x	x	x	x	Mutation prévue en 2018 (reportée)
Chaville	Ch Ale Maneyrol 30	x	x	x	x	x	x	Travaux en cours d'étude
Chelles	Crocus	x	x	x	x	x	x	Mutation prévue en 2018 (reportée)
Chelles	Flora	x	x	x	x	x	x	Pas de contrainte
Gagny	Famille	x	x	x	x	x	x	Mutation demandée
Le Raincy	Nicolas	x	x	x	x	x	x	Pas de contrainte
Livry-Gargan	Amiral	x	x	x	x	x	x	Mutation demandée
Livry-Gargan	Cicéron	x	x	x	x	x	x	Mutation demandée
Livry-Gargan	Physiocrate	x	x	x	x	x	x	Mesure à réaliser
Livry-Gargan	Simiane	x	x	x	x	x	x	Travaux programmés
Montfermeil	Vaucanson	x	x	x	x	x	x	Mesure à réaliser
Noisy-le-Grand	Betta	x	x	x	x	x	x	Pas de contrainte
Servon	Phobos	x	x	x	x	x	x	Mesure à réaliser
Sevran	Mazens	x	x	x	x	x	x	Mutation demandée
Tremblay-en-France	Rozanoff	x	x	x	x	x	x	Pas de contrainte
Tremblay-en-France	Touraine	x	x	x	x	x	x	Mutation demandée
Tremblay-en-France	Vercors	x	x	x	x	x	x	Mesure à réaliser
Vaujours	Diane	x	x	x	x	x	x	Travaux programmés
Villepinte	Olympe	x	x	x	x	x	x	Mesure à réaliser
Aulnay-sous-Bois	Briand	x	x	x	x	-	x	Mutation demandée
Aulnay-sous-Bois	Delattre	x	x	-	-	x	x	Mesure à réaliser
Vaucresson	Vc Concessions	x	x	-	-	-	x	Travaux en cours d'étude
Vélizy-Villacoublay	Vz Paulhan	x	-	x	x	-	x	Mutation demandée
Sèvres	Sv Grande Rue 155	x	-	-	-	x	x	Mutation demandée
<b>Sous-total</b>	<b>29</b>							
Aulnay-sous-Bois	Isere	-	-	x	x	-	x	Mesure à réaliser
<b>Sous-total</b>	<b>1</b>							
Chennevières sur-Marne	Borderie	-	-	-	x	x	x	Mesure à réaliser
Garches	Ga Parc Craon T22	-	-	-	x	x	x	Pas de contrainte
<b>Sous-total</b>	<b>2</b>							
Aulnay-sous-Bois	Cornefert	-	-	-	-	x	x	Contrainte traitée en 2018
Aulnay-sous-Bois	Voltaire	-	-	-	-	x	x	Mesure à réaliser
<b>Sous-total</b>	<b>2</b>							
Aulnay-sous-Bois	Pleureurs	-	-	-	-	-	x	Travaux programmés
Champlan	Cantonnier Ch	-	-	-	-	-	x	Travaux en cours
Chatou	Ca Landes 62	-	-	-	-	-	x	Pas de contrainte
Le Blanc-Mesnil	Fonck	-	-	-	-	-	x	Mutation demandée
Morangis	Mg Barres	-	-	-	-	-	x	Travaux en cours
Noisy-le-Grand	Cailteux	-	-	-	-	-	x	Mesure à réaliser
Saulx-les-Chartreux	Village Saulx Sx	-	-	-	-	-	x	Contrainte traitée en 2018
Sevran	Muret	-	-	-	-	-	x	Mesure à réaliser
Villebon-sur-Yvette	Wimpey Vy	-	-	-	-	-	x	Mesure à réaliser
<b>Sous-total</b>	<b>9</b>							
<b>Total</b>		<b>29</b>	<b>27</b>	<b>27</b>	<b>29</b>	<b>31</b>	<b>43</b>	

X : contrainte décelée.

- : aucune contrainte décelée.

## Valorisation 2017 de la remise gratuite par Enedis (en euros)

Commune	Libellé des travaux	VRG*				Financement des travaux par le Sigeif	Participation Enedis	Résultant concédant
		Valorisation Enedis	Écart VRG-Sigeif	Écart (%)	Seuil d'alerte			
Aulnay-sous-Bois	Enf. BT route de Bondy	61 103,00	- 2 147,52	- 3,40 %	-	63 250,52	25 300,21	37 950,31
Aulnay-sous-Bois	Enf. BT rue des Frères-Aspis	65 343,00	701,59	1,09 %	-	64 641,41	32 320,71	32 320,70
Aulnay-sous-Bois	Enf. BT rue de la Concorde***	102 272,00	1 701,41	1,69 %	-	100 570,59	50 285,30	50 285,29
Boissy-Saint-Léger	Enf. BT rue Georges-Picot	58 806,50	437,08	0,75 %	-	58 369,42	29 184,71	29 184,71
Boissy-Saint-Léger	Enf. BT rue de Lacarrière	101 147,00	1 546,49	1,55 %	-	99 600,51	49 800,26	49 800,25
Brou-sur-Chantereine	Enf. BT rue Carnot	95 721,00	- 1 788,12	- 1,83 %	-	97 509,12	39 003,65	58 505,47
Chaville	Enf. BT rue de la Monesse	55 414,92	1 142,32	2,10 %	-	54 272,60	21 709,04	32 563,56
Chaville	Enf. BT rue Marcel-Semhat**	28 409,00	- 894,09	- 3,05 %	-	29 303,09	14 651,55	14 651,54
Chaville	Enf. BT rue P.-V.-Couturier**	18 321,00	- 2 886,31	- 13,61 %	Bas	21 207,31	10 603,66	10 603,65
Chelles	Enf. BT rue Adolphe-Besson	19 420,00	- 1 062,57	- 5,19 %	-	20 482,57	10 241,29	10 241,28
Chennevières/Marne	Enf. BT avenue de la Plaine et rue des Archers	78 579,00	- 3 686,96	- 4,48 %	-	82 265,96	41 132,98	41 132,98
Chennevières/Marne	Enf. BT rue Gabriel	6 695,00	340,36	5,36 %	-	6 354,64	2 541,86	3 812,78
Chennevières/Marne	Enf. BT rue du Pont	164 995,00	- 1 762,50	- 1,06 %	-	166 757,50	83 378,75	83 378,75
Jouy-en-Josas	Enf. BT rue Jean-Jaurès**	22 842,00	- 9 761,86	- 29,94 %	Bas	32 603,86	13 041,54	19 562,32
Jouy-en-Josas	Enf. BT rue Léon-Blum	25 857,00	322,34	1,26 %	-	25 534,66	10 213,86	15 320,80
La Celle-Saint-Cloud	Enf. BT av. Montagne Bon Air	48 252,00	- 9 368,37	- 16,26 %	Bas	57 620,37	23 048,15	34 572,22
Le Blanc-Mesnil	Enf. BT avenue Maxime-Gorki	297 440,00	- 10 507,07	- 3,41 %	-	307 947,07	123 178,83	184 768,24
Le Raincy	Enf. BT Allée des Althéas	47 612,00	2 862,69	6,40 %	-	44 749,31	17 899,72	26 849,59
Le Vésinet	Enf. BT boulevard Carnot et rue Jean-Laurent**	28 600,00	4 652,35	19,43 %	Haut	23 947,65	11 973,83	11 973,82
Limeil-Brevannes	Enf. BT rue Pasteur	112 929,00	- 1 004,48	- 0,88 %	-	113 933,48	45 573,39	68 360,09
Marolles-en-Brie	Enf. BT rue Pierre-Besançon	24 672,00	-63,70	- 0,26 %	-	24 735,70	12 367,85	12 367,85
Massy	Enf. BT avenue de la Gare	59 263,00	1 379,30	2,38 %	-	57 883,70	28 941,85	28 941,85
Massy	Enf. BT Impasse d'Orléans	45 369,00	- 1 825,42	- 3,87 %	-	47 194,42	18 877,77	28 316,65
Meudon	Enf. BT sentier des Grimettes	43 217,00	- 182,52	- 0,42 %	-	43 399,52	21 699,76	21 699,76
Meudon	Enf. BT rue de Paris**	33 706,00	- 7 179,92	- 17,56 %	Bas	40 885,92	20 442,93	20 442,99
Meudon	Enf. BT route des Gardes	36 806,00	- 2 991,83	- 7,52 %	-	39 797,83	19 898,92	19 898,91
Mitry-Mory	Enf. BT rues Biestat et Maurice-Thorez	100 919,00	- 4 957,33	- 4,68 %	-	105 876,33	42 350,53	63 525,80
Montesson	Enf. BT bd de la République	46 645,00	2 146,00	4,82 %	-	44 499,00	17 799,60	26 699,40
Montesson	Enf. BT rue Berteaux (Angle rue Gaston-Voillereau)	71 351,00	- 2 535,68	- 3,43 %	-	73 886,68	29 554,67	44 332,01
Périgny-sur-Yerres	Enf. BT quartier du Moulin Neuf	50 219,00	- 2 798,92	- 5,28 %	-	53 017,92	26 508,96	26 508,96
Rueil-Malmaison	Enf. BT avenue Victor-Hugo**	150 277,00	- 26 984,16	- 15,22 %	Bas	177 261,16	70 904,46	106 356,70
Rueil-Malmaison	Enf. BT rue Xavier-de-Maistre	121 789,00	4 023,74	3,42 %	-	117 765,26	58 882,63	58 882,63
Rueil-Malmaison	Enf. BT avenue du Mont-Valérien	121 604,00	- 378,80	- 0,31 %	-	121 982,80	48 793,12	73 189,68
Rueil-Malmaison	Enf. BT av. Napoléon-Bonaparte**	138 160,00	- 17 060,33	- 10,99 %	Bas	155 220,33	77 610,17	77 610,16
Saint-Cyr-l'École	Enf. BT rue Jean-François**	85 955,00	14 568,54	20,41 %	Haut	71 386,46	35 693,23	35 693,23
Saint-Cyr-l'École	Enf. BT rue Yves-Farge	41 170,00	864,23	2,14 %	-	40 305,77	20 152,89	20 152,88
Saint-Cyr-l'École	Enf. BT rue Victorien-Sardou	69 913,00	8 723,00	14,26 %	Haut	61 190,00	30 595,00	30 595,00
Saint-Cyr-l'École	Enf. BT rue André-Cordier**	61 554,00	7 132,36	13,11 %	Haut	54 421,64	27 210,82	27 210,82
Servon	Enf. BT rue de Verdun	68 055,00	- 639,62	- 0,93 %	-	68 694,62	27 477,85	41 216,77

## Valorisation 2017 de la remise gratuite par Enedis (en euros)

Commune	Libellé des travaux	VRG*				Réal		
		Valorisation Enedis	Écart VRG-Sigeif	Écart (%)	Seuil d'alerte	Financement des travaux par le Sigeif	Participation Enedis	Résultant concédant
Sèvres	Enf. BT rue de la Croix-Bosset	81 386,00	5 252,41	6,90 %	-	76 133,59	38 066,80	38 066,79
Sèvres	Enf. BT rue de Ville-d'Avray	72 939,00	- 555,15	- 0,76 %	-	73 494,15	36 747,08	36 747,07
Sèvres	Enf. BT rue de la Monesse	84 879,78	1 749,71	2,10 %	-	83 130,07	33 252,03	49 878,04
Vaires-sur-Marne	Enf. BT rue Louis-Bectard	243 014,00	- 259,50	- 0,11 %	-	243 273,50	97 309,40	145 964,10
Vaucresson	Enf. BT avenue de la Forêt	25 836,00	245,69	0,96 %	-	25 590,31	12 795,16	12 795,15
Vaujours	Enf. BT rue et passage de la Tournelle***	105 284,00	18 713,53	21,62 %	Haut	86 570,47	34 628,19	51 942,28
<b>Valorisation 2017 de la remise gratuite par Enedis</b>		<b>3 423 741,20</b>	<b>- 34 777,59</b>	<b>- 1,01 %</b>		<b>3 458 518,79</b>	<b>1 543 644,96</b>	<b>1 914 873,83</b>
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		3 246 354,00	- 65 345,62	- 2,0 %		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		2 832 869,00	- 20 577,99	- 0,7 %		2 853 446,99	1 263 858,93	1 589 588,06
Valorisation 2010 de la remise gratuite par ERDF		3 111 383,02	- 195 519,40	- 5,9 %		3 306 902,42	1 501 286,93	1 805 615,49

[\*] VRG : valorisation par ERDF de la remise gratuite.

[\*\*] Valorisation maintenue par Enedis après l'audit réalisé par le Sigeif.

[\*\*\*] Valorisation corrigée par Enedis après l'audit réalisé par le Sigeif.

## Causes des incidents basse tension et nombre d'incidents aux 100 km

	Défaillance du matériel	Ure naturelle	Dépassement de capacité	Élagage	Climatique ou externe	Travaux de tiers
Aulnay-sous-Bois	2	18	2		3	2
Ballainvilliers		1			1	
Le Blanc-Mesnil	1	13	6		4	4
Bois-d'Arcy	1	4	1			
Boissy-Saint-Léger	1	4				2
Brou-sur-Chantereine		2				
Carrières-sur-Seine	6	8	1		1	
La Celle-Saint-Cloud	3	12	1		1	3
Champlan		1				
Chatou	3	6	1			3
Chaville	1	5				1
Chelles		5	2		3	2
Chennevières-sur-Marne	1	2				3
Le Chesnay		7	1	1	1	1
Courtry	1	2			1	
Croissy-sur-Seine	2	5			1	1
Épinay-sous-Sénart						
Fontenay-le-Fleury		6				
Gagny		8	1	1	2	3
Garches		5		1		
Jouy-en-Josas		2	2			1
Limeil-Brévannes	2	7	4			2
Livry-Gargan	1	11	4	2	3	2
Longjumeau	2	4				1
Maisons-Laffitte	1	11	1		1	
Mandres-les-Roses		1				
Marcoussis		5	1			2
Margency		1				1
Marnes-la-Coquette		1				
Marolles-en-Brie		1				
Massy	5	8		1		1
Meudon	3	18				3
Mitry-Mory						1
Montesson	4	3			4	
Montfermeil	2	4	6	2	1	4
Morangis	2	3				
Neuilly-Plaisance		3				
Noisy-le-Grand	1	4	1			
Nozay						
Orsay	1	6		2		2
Périgny-sur-Yerres		1				
Le Raincy		5			1	
Rocquencourt						
Rueil-Malmaison	11	12			2	2
Saint-Cloud	4	8	1			
Saint-Cyr-l'École	3	7	3		1	
Saulx-les-Chartreux		2			1	
Servon						
Sevran	1	7	2		3	4
Sèvres	3	14				3
Tremblay-en-France	2	5	2			2
Vaires-sur-Marne		2				1
Vaucresson	2	7		1		2
Vaujours	1	2	1		1	1
Vélizy-Villacoublay	1	7			1	
Verrières-le-Buisson	5	2				1
Versailles	3	58	7			8
Le Vésinet	1	13				
Ville-d'Avray	1	5	2			1
Villebon-sur-Yvette		1		1		
Villeparisis	1	1	1			3
Villepinte	1	3	2		3	3
Viroflay	2	7	2			1
Wissous		1				
<b>Total</b>	<b>88</b>	<b>377</b>	<b>58</b>	<b>12</b>	<b>40</b>	<b>77</b>

(1) Comparaison du nombre d'incidents aux 100 km de la commune entre 2016 et 2017.

(2) Comparaison du nombre d'incidents aux 100 km de la commune par rapport au résultat moyen de la concession (13,1).

Autre cause	Cause inconnue	Nombre de clients coupés	NiTi total (min)	Nombre d'incidents	Nombre d'incidents aux 100 km	Évolution 2016-2017 (1)	Niveau moyen Sigeif (2)
	3	2 099	507 487	30	12,6	↓	-
	1	54	5 310	3	10,2	↑	-
1	1	1 683	448 625	30	19,3	↓	+
		161	63 743	6	11,2	↓	-
		270	55 084	7	11,3	↓	-
		113	17 874	2	12,0	↑	-
		741	204 358	16	24,3	↑	+
		690	218 037	20	23,9	↓	+
		26	34 528	1	4,3	↓	-
		484	64 096	13	11,6	↓	-
		999	281 764	7	12,7	↓	-
		432	93 877	12	5,9	↓	-
	1	210	17 710	7	8,7	↓	-
		871	73 291	11	13,4	↓	+
		101	6 320	4	10,8	↑	-
		276	141 150	9	16,0	↑	+
					0,0	↓	-
		343	129 832	6	16,2	↑	+
	1	796	133 005	16	12,2	↑	-
		169	45 767	6	11,0	↓	-
		175	34 384	5	12,1	↓	-
		871	187 463	15	18,1	↓	+
		2 251	345 536	23	16,4	↓	+
1		547	198 102	8	10,0	↓	-
		548	98 375	14	13,1	↑	=
		16	2 720	1	2,9	↓	-
		480	54 974	8	12,7	↓	-
		78	12 822	2	15,4	↓	+
		37	17 205	1	9,2	↑	-
	1	17	1 518	2	5,1	↓	-
		804	195 638	15	11,1	↑	-
		1 358	363 302	24	21,1	↓	+
		63	3 969	1	2,1	↓	-
		504	70 482	11	15,1	↓	+
		1 276	223 809	19	19,7	↑	+
		319	102 870	5	6,5	→	-
		84	15 567	3	4,1	↓	-
		353	58 056	6	2,9	↓	-
					0,0	→	-
		753	233 718	11	12,5	↑	-
		40	4 720	1	5,3	↓	-
	1	282	88 480	7	12,3	↑	-
					0,0	↓	-
		1 063	218 915	27	10,4	↓	-
		691	445 024	13	15,3	↓	+
		729	68 702	14	23,6	↓	+
		103	16 265	3	8,8	↓	-
					0,0	→	-
		879	152 894	17	13,2	↓	+
1		1 827	696 504	21	30,9	↑	+
	1	625	193 455	12	7,8	↓	-
		147	35 938	3	6,0	↑	-
		816	256 944	12	27,2	↑	+
		387	71 227	6	20,8	↑	+
1		421	84 025	10	13,7	↓	+
		317	103 942	8	9,5	↓	-
2		4 017	1 445 925	78	31,4	↑	+
		530	133 013	14	15,1	↑	+
		452	85 358	9	27,8	↓	+
		65	23 647	2	2,7	↓	-
		295	54 551	6	6,6	↓	-
		618	155 595	12	9,7	↓	-
		516	245 250	12	23,1	↓	+
		32	2 752	1	2,1	↓	-
<b>6</b>	<b>10</b>	<b>35 904</b>	<b>9 345 494</b>	<b>668</b>	<b>13,1</b>	<b>↓</b>	

↓ Amélioration. → Maintien. ↑ Dégradation.

## Répartition, par décennie, du linéaire des lignes et des canalisations BT

Commune	SIG : OSCAR						Âge moyen
	< 11 ans	de 11 à 20 ans	de 21 à 30 ans	de 31 à 40 ans	de 41 à 50 ans	> 50 ans	
Aulnay-sous-Bois	26 553	14 450	28 141	6 213	1 218	161 730	53,7
Ballainvilliers	3 818	8 056	8 145	1 010	0	8 488	33,0
Le Blanc-Mesnil	17 924	16 254	27 763	8 416	35 148	49 598	37,3
Bois-d'Arcy	12 810	5 210	7 651	3 606	516	23 881	40,6
Boissy-Saint-Léger	8 259	8 850	16 152	3 934	29	24 584	39,9
Brou-sur-Chantereine	3 967	738	5 887	-	-	6 034	36,1
Carrières-sur-Seine	4 587	12 143	24 008	6 319	174	18 739	36,3
La Celle-Saint-Cloud	12 393	10 268	38 283	3 381	109	19 221	32,7
Champlan	1 118	5 608	6 218	1 036	1 133	7 996	39,0
Chatou	7 659	10 138	32 477	13 353	1 033	47 311	43,4
Chaville	17 057	9 727	9 640	1 973	2 018	14 616	29,9
Chelles	20 931	24 183	157 136	372	472	1 354	22,6
Chennevières-sur-Marne	9 115	6 394	56 993	1 889	310	5 436	27,1
Le Chesnay	6 829	7 626	7 994	811	57	58 654	55,7
Courtry	3 663	1 547	13 176	-	380	18 404	45,4
Croissy-sur-Seine	5 907	4 520	24 797	7 920	226	12 862	34,4
Épinay-sous-Sénart	4 583	2 529	2 139	941	6 770	13 569	42,7
Fontenay-le-Fleury	5 025	4 817	3 198	408	75	23 563	50,4
Gagny	12 591	8 612	44 469	10 052	39 769	15 678	33,8
Garches	5 665	5 847	7 517	1 195	765	33 338	50,6
Jouy-en-Josas	4 482	2 920	6 973	217	230	26 439	51,8
Limeil-Brévannes	18 484	10 815	16 224	2 723	-	34 771	39,1
Livry-Gargan	11 825	11 402	22 040	1 429	21	93 752	53,5
Longjumeau	5 927	6 711	16 613	10 752	22 583	17 364	37,9
Maisons-Laffitte	9 354	8 703	10 670	739	865	76 437	55,7
Mandres-les-Roses	1 549	5 330	16 167	1 041	-	10 757	37,8
Marcoussis	5 574	10 799	19 662	9 370	4 279	13 191	32,4
Margency	823	2 833	2 161	622	961	5 594	43,8
Marnes-la-Coquette	370	2 752	4 814	281	-	2 680	33,3
Marolles-en-Brie	961	2 536	14 584	6 140	-	14 951	43,5
Massy	24 958	13 471	24 472	14 929	17 034	40 283	34,3
Meudon	20 739	11 703	23 088	8 115	13 766	36 397	36,5
Mitry-Mory	10 952	10 469	16 360	-	-	9 691	27,8
Montesson	6 606	10 156	38 422	6 077	-	11 661	30,7
Montfermeil	9 405	18 932	18 533	16 063	15 702	17 647	32,2
Morangis	6 229	8 431	11 433	5 104	14 074	31 406	45,1
Neuilly-Plaisance	5 537	7 285	10 746	22 853	20 097	6 218	35,1
Noisy-le-Grand	19 113	24 568	82 945	41 196	27 529	9 206	28,9
Nozay	2 941	5 296	10 849	1 898	3 890	1 376	26,9
Orsay	5 907	17 101	18 373	3 649	5 318	37 783	42,9
Périgny-sur-Yerres	3 775	1 625	5 257	201	-	8 020	40,2
Le Raincy	5 749	5 013	7 151	1 514	30 812	6 511	37,9
Rocquencourt	785	1 115	667	231	417	10 254	58,8
Rueil-Malmaison	31 011	30 736	107 432	24 799	1 256	64 582	34,0
Saint-Cloud	8 859	24 331	9 833	3 919	3 193	34 901	39,6
Saint-Cyr-l'École	10 286	5 558	8 958	1 262	907	32 317	46,3
Saulx-les-Chartreux	5 309	3 666	10 048	3 082	614	11 225	37,2
Servon	7 029	4 974	9 158	6 225	1 404	1 106	22,9

## Répartition, par décennie, du linéaire des lignes et des canalisations BT

	SIG : OSCAR						Âge moyen
	< 11 ans	de 11 à 20 ans	de 21 à 30 ans	de 31 à 40 ans	de 41 à 50 ans	> 50 ans	
Sevran	15 262	8 357	24 957	2 298	631	77 440	50,1
Sèvres	12 901	8 426	15 149	1 069	773	29 693	40,6
Tremblay-en-France	14 150	14 441	36 119	3 739	169	84 773	48,0
Vaires-sur-Marne	5 971	5 710	16 701	17	-	21 982	41,3
Vaucresson	11 131	8 324	6 698	382	235	17 332	35,7
Vaujours	4 035	2 185	6 067	292	-	16 308	47,8
Vélizy-Villacoublay	9 477	5 332	23 565	519	163	34 174	43,3
Verrières-le-Buisson	3 831	6 385	12 833	22 605	10 354	27 855	42,4
Versailles	29 082	23 802	23 037	516	1 546	170 613	53,4
Le Vésinet	6 859	11 274	30 596	10 293	1 189	32 738	40,0
Ville-d'Avray	4 199	2 336	13 780	543	1 270	10 232	37,1
Villebon-sur-Yvette	10 893	15 529	19 228	12 077	4 787	11 232	29,7
Villeparisis	5 099	11 495	42 107	741	49	31 658	38,7
Villepinte	11 298	10 729	36 671	2 878	610	60 985	45,8
Viroflay	8 975	5 538	9 864	158	-	27 511	45,1
Wissous	6 607	3 643	9 400	8 073	8 247	11 285	37,1
<b>Total</b>	<b>594 763</b>	<b>580 254</b>	<b>1 392 189</b>	<b>333 460</b>	<b>305 177</b>	<b>1 897 387</b>	<b>40,2</b>

## Nombre de clients et énergie acheminée en 2017 sur la concession du Sigeif

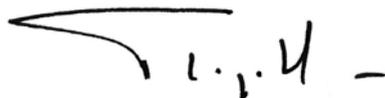
Commune	Nombre de clients				Énergie acheminée (en GWh)				Recettes d'acheminement (en k€)
	BT < 36 kVA	BT >36 kVA	HTA	Total	BT ≤ 36 kVA	BT > 36 kVA	HTA	Total	Total
Aulnay-sous-Bois	33 051	423	56	33 530	151,7	56,0	109,8	317,4	11 772,8
Ballainvilliers	1 991	39	6	2 036	12,9	5,3	6,3	24,5	909,8
Le Blanc-Mesnil	22 173	249	40	22 462	99,7	25,8	50,7	176,3	6 890,3
Bois-d'Arcy	6 885	79	12	6 976	31,1	7,0	31,3	69,4	2 412,9
Boissy-Saint-Léger	7 335	93	9	7 437	36,1	9,3	14,2	59,7	2 416,3
Brou-sur-Chantereine	1 955	16	2	1 973	8,7	1,1	1,3	11,1	496,6
Carrières-sur-Seine	6 764	69	11	6 844	38,6	6,8	4,6	50,0	2 192,0
La Celle-Saint-Cloud	9 925	69	9	10 003	37,7	7,8	5,6	51,1	2 341,2
Champlan	1 270	44	8	1 322	9,0	4,3	17,2	30,5	896,2
Chatou	15 310	106	6	15 422	66,1	14,4	15,7	96,2	4 126,6
Chaville	10 839	90	5	10 934	44,8	10,4	4,4	59,5	2 734,8
Chelles	24 820	242	44	25 106	125,6	31,7	51,9	209,1	8 217,4
Chennevières-sur-Marne	9 129	114	20	9 263	46,0	15,4	25,8	87,2	3 279,0
Le Chesnay	16 012	139	32	16 183	61,0	20,8	43,8	125,6	4 770,7
Courtry	2 686	26	4	2 716	18,6	2,6	0,8	22,0	954,2
Croissy-sur-Seine	4 932	43	11	4 986	33,2	4,5	31,0	68,8	2 264,0
Épinay-sous-Sénart	4 863	38	6	4 907	17,0	5,5	4,1	26,6	1 188,1
Fontenay-le-Fleury	6 864	28	9	6 901	25,0	3,3	2,5	30,7	1 447,7
Gagny	17 730	77	10	17 817	82,7	8,9	4,9	96,6	4 389,0
Garches	9 657	75	7	9 739	46,1	10,3	10,1	66,4	2 773,8
Jouy-en-Josas	3 328	50	12	3 390	22,7	7,8	29,3	59,8	1 903,1
Limeil-Brévannes	11 689	71	15	11 775	58,7	8,3	22,8	89,8	3 542,3
Livry-Gargan	20 670	141	13	20 824	100,2	18,5	13,4	132,2	5 755,9
Longjumeau	10 429	81	18	10 528	52,8	9,8	24,9	87,5	3 363,4
Maisons-Laffitte	13 059	121	17	13 197	60,8	12,2	15,4	88,4	3 718,5
Mandres-les-Roses	2 081	28	2	2 111	16,7	3,3	1,8	21,8	894,5
Marcoussis	3 651	56	9	3 716	27,7	7,3	39,1	74,2	2 162,5
Margency	1 325	5	1	1 331	8,3	0,6	0,9	9,7	409,7
Marnes-la-Coquette	801	16	4	821	5,3	1,6	4,6	11,5	407,9
Marolles-en-Brie	2 063	21	5	2 089	25,5	2,3	4,7	32,6	1 223,4
Massy	24 772	400	89	25 261	90,5	48,5	157,3	296,3	9 849,2
Meudon	24 022	264	35	24 321	87,4	31,5	54,4	173,3	6 912,1
Mitry-Mory	3 465	123	53	3 641	20,3	14,6	91,6	126,6	3 255,6
Montesson	6 783	89	7	6 879	42,3	11,0	16,3	69,7	2 607,8
Montfermeil	10 250	75	7	10 332	59,0	6,9	13,1	79,0	3 244,1
Morangis	6 238	142	21	6 401	36,2	20,3	18,9	75,5	2 904,0
Neuilly-Plaisance	10 172	109	6	10 287	51,4	11,6	8,5	71,5	3 100,7
Noisy-le-Grand	31 261	490	86	31 837	168,4	66,6	160,3	395,3	13 752,2
Nozay	2 001	25	1	2 027	13,0	2,1	0,6	15,7	687,1
Orsay	8 447	105	18	8 570	48,6	12,2	85,0	145,8	4 620,4
Périgny-sur-Yerres	1 134	9	3	1 146	9,6	2,2	1,3	13,0	512,3
Le Raincy	8 106	82	6	8 194	40,9	9,9	2,8	53,6	2 416,0
Rocquencourt	2 064	13	5	2 082	6,5	1,9	3,3	11,6	497,5
Rueil-Malmaison	40 404	601	85	41 090	197,0	63,4	171,8	432,2	15 476,6
Saint-Cloud	16 366	258	28	16 652	74,5	31,7	58,2	164,5	6 019,7
Saint-Cyr-l'École	9 746	76	13	9 835	42,4	9,4	51,6	103,5	3 536,1
Saulx-les-Chartreux	2 834	40	5	2 879	19,6	5,0	5,3	29,9	1 190,0
Servon	1 418	50	7	1 475	11,2	4,9	2,5	18,6	753,1

## Nombre de clients et énergie acheminée en 2017 sur la concession du Sigeif

Commune	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
Sevran	19 081	156	20	19 257	85,9	19,7	18,9	124,5	5 276,6
Sèvres	11 775	212	14	12 001	54,2	24,7	10,2	89,2	3 899,9
Tremblay-en-France	15 421	303	58	15 782	84,7	44,0	110,5	239,2	7 820,6
Vaires-sur-Marne	6 095	42	8	6 145	27,6	8,3	4,7	40,6	1 762,7
Vaucresson	4 494	50	5	4 549	23,3	7,5	3,6	34,5	1 465,6
Vaujours	3 222	23	6	3 251	18,9	2,1	57,1	78,2	1 834,7
Vélizy-Villacoublay	11 160	318	99	11 577	46,6	41,0	244,8	332,3	8 860,1
Verrières-le-Buisson	7 314	87	6	7 407	51,4	14,7	3,0	69,1	2 907,6
Versailles	48 703	507	95	49 305	201,1	60,0	91,0	352,0	14 294,1
Le Vésinet	8 306	75	7	8 388	43,0	7,7	7,9	58,6	2 540,9
Ville-d'Avray	6 064	35	2	6 101	24,9	5,4	2,0	32,4	1 476,5
Villebon-sur-Yvette	5 300	208	33	5 541	32,5	29,0	32,3	93,7	3 443,5
Villeparisis	11 869	106	12	11 987	65,9	16,0	12,8	94,7	3 901,7
Villepinte	13 867	263	47	14 177	75,7	31,9	63,4	170,9	6 410,4
Viroflay	8 431	70	9	8 510	36,1	7,8	5,6	49,5	2 214,8
Wissous	3 711	117	28	3 856	25,6	13,5	48,6	87,6	2 649,5
<b>Total</b>	<b>677 583</b>	<b>8 172</b>	<b>1 327</b>	<b>687 082</b>	<b>3 286,5</b>	<b>1 010,0</b>	<b>2 212,2</b>	<b>6 508,6</b>	<b>241 948,1</b>

Rapport présenté à la commission de suivi  
du cahier des charges de distribution publique d'électricité du Sigeif  
du 7 décembre 2018 et au Comité du 11 février 2019.

Le responsable chargé du contrôle des concessions,



Christophe Tampon-Lajarriette  
Directeur général du Sigeif

Conception graphique, réalisation, typographie : Sigeif.

Crédits photos : Sigeif/Patrice Diaz et Brand Center Enedis.

---

Couverture : Cornut Cyrus/PWP/Brand Center Enedis.