



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

2 0 2 2



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

Sommaire

Les chiffres clés	PAGE 03
Préambule	PAGE 07
1 Patrimoine de la concession <ul style="list-style-type: none">• Analyse des données physiques.• Contrôles ciblés des mouvements du patrimoine technique.• Les branchements de la concession.	PAGE 10
2 Transition énergétique <ul style="list-style-type: none">• Producteurs raccordés au réseau public du SIGEIF.• Flexibilité.• Irve.	PAGE 30
3 Clientèle de la concession et énergie acheminée <ul style="list-style-type: none">• Évolution des données clientèle.• Audit sur la précarité énergétique.	PAGE 36
4 Qualité de l'électricité distribuée <ul style="list-style-type: none">• Continuité de l'acheminement.• Incidents importants HTA.• Contraintes sur les ouvrages.• Contraintes I et T.	PAGE 50
5 Investissements de développement et de performance <ul style="list-style-type: none">• Une dynamique d'investissements en progression.• Contrôles ciblés du plan pluriannuel d'investissement 2020-2023.• Contrôles ciblés de la valorisation de la remise gratuite (VRG).	PAGE 78
6 Contrôle comptable et financier <ul style="list-style-type: none">• Analyse des données financières présentées dans le rapport 2022 du concessionnaire.• Les passifs de concession.• Structure financière de la concession.• Le compte d'exploitation de la concession.	PAGE 90
7 Conclusions <ul style="list-style-type: none">• Synthèse du contrôle technique.• Synthèse du contrôle comptable et financier.	PAGE 114
8 Annexes	PAGE 118

Les chiffres de la concession électricité en 2022



66
communes

1 474 206
habitants*

* (population municipale :
1 457 180 habitants)

739 794
clients

6,1 TWh
acheminés*

* (1 TWh = 1 000 000 kWh)



VALEUR DU PATRIMOINE
EN CONCESSION

1 058 M€
valeur brute des ouvrages
en concession

47 %
Taux d'amortissement

561 M€
valeur nette comptable

1 387 M€
valeur de remplacement

329 M€
droit à récupérer d'Enedis



INVESTISSEMENTS

18,9 M€
consacrés à la performance
réseau (renforcement et
modernisation)

39,4 M€
consacrés au développement
du réseau (valeur brute des
raccordements)



QUALITÉ

40,5 MIN
critère « B »

218
clients affectés par plus de
6 coupures (toutes causes
confondues)

43 874
clients coupés plus de
3 heures à la suite d'un incident

6,3
incidents aux 100 km sur le
réseau HTA, et **16,5** sur
le réseau BT

4 457
clients BT mal alimentés



LES TARIFS SOCIAUX

1 327
clients aidés dans le cadre
du Fonds de Solidarité
pour le Logement (FSL)

30 595
clients crédités du chèque



RÉSULTAT D'EXPLOITATION

267 M€
recettes d'acheminement

résultat (total des produits -
total des charges) **97 M€**,
dont **46 M€** contribution
à l'équilibre



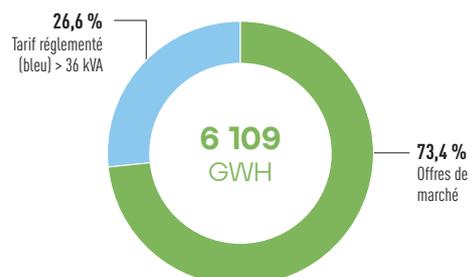
DROIT DU CONCÉDANT

402 M€ et **198 M€**
de provision pour renouvellement

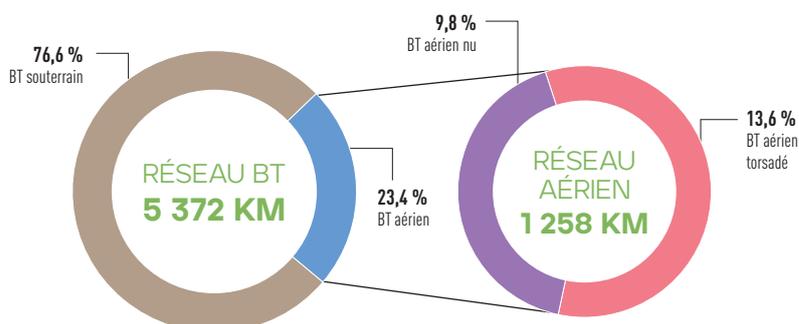
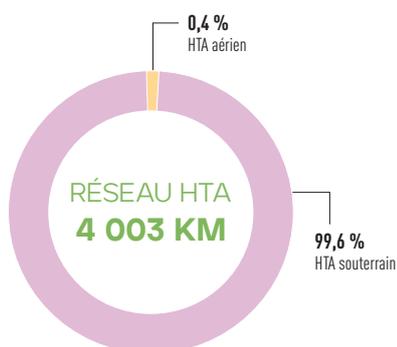
RÉPARTITION DES CLIENTS « CONSOMMATEURS » PAR TYPE DE CONTRAT



RÉPARTITION DE LA CONSOMMATION PAR TYPE DE CONTRAT

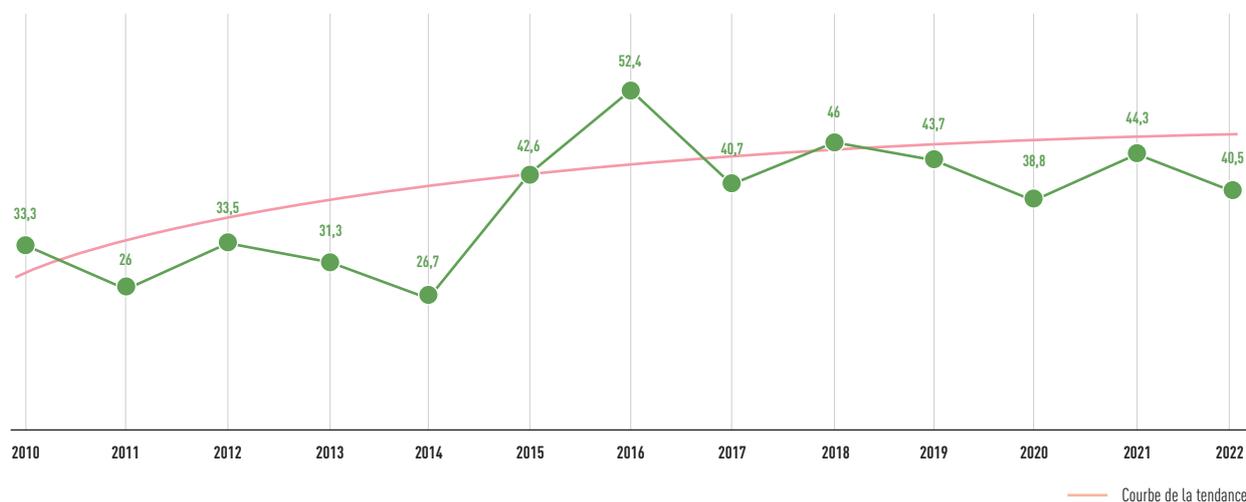


NATURE ET LONGUEUR DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

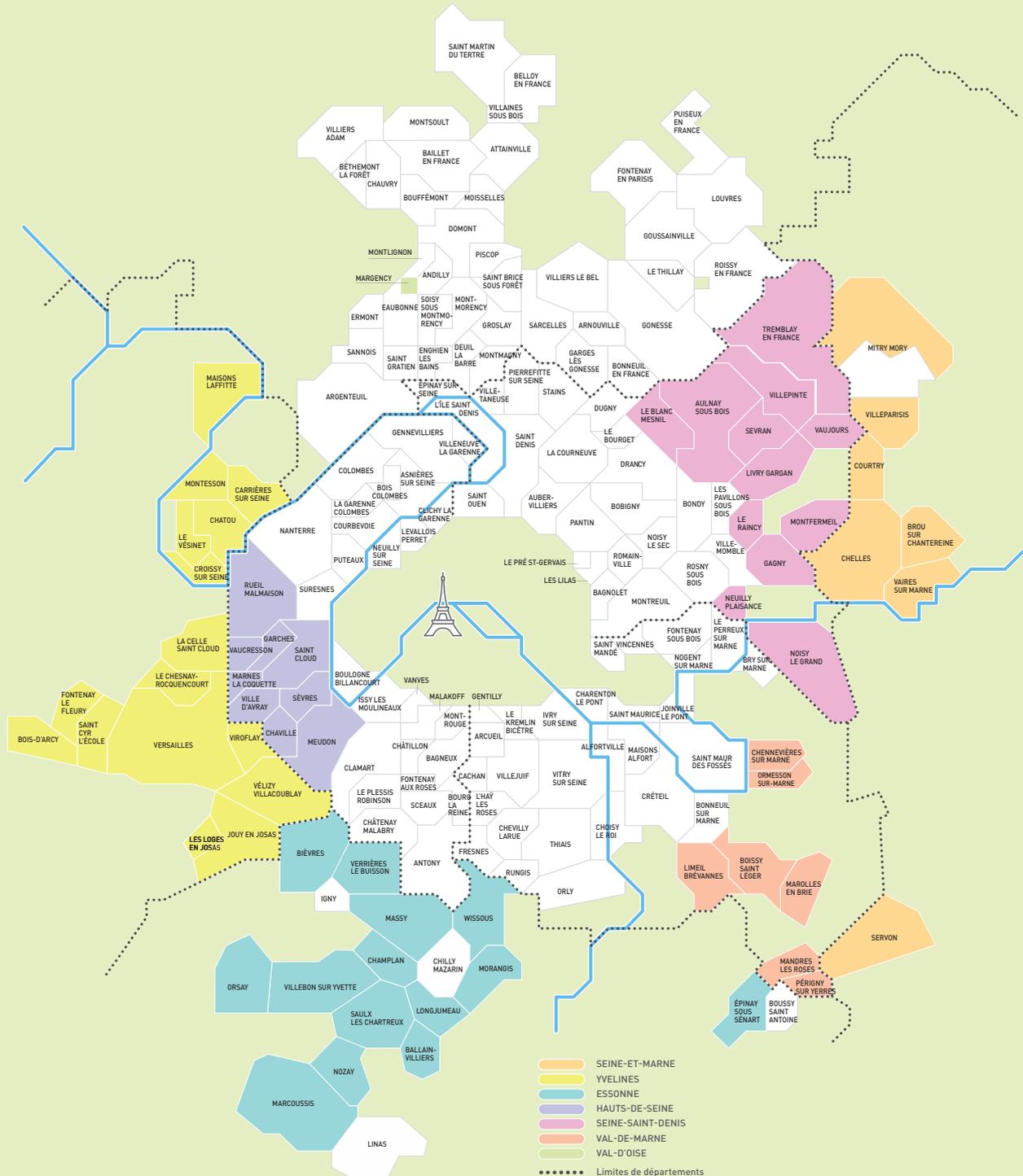


CRITÈRE B : TEMPS MOYEN (EN MIN)

Avec **40,5 min** de temps moyen de coupure en 2022, le critère B sur le territoire du Sigeif s'est amélioré de **3,8 min**



Le territoire de la concession au 31 décembre 2022



Soixante-six communes adhérentes

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-Rocquencourt
Croissy-sur-Seine
Fontenay-le-Fleury
Jouy-en-Josas
Les Loges-en-Josas
Maisons-Laffitte
Montesson
Saint-Cyr-l'École
Vélizy-Villacoublay
Versailles
Le Vésinet
Viroflay

Essonne

Ballainvilliers
Bièvres
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
Ormesson-sur-Marne
Périgny-sur-Yerres

Val-d'Oise

Margency

2022 : FAÇONNER L'AVENIR ÉNERGÉTIQUE FACE À UN CONTEXTE COMPLEXE

Engagé dans la transition écologique depuis de nombreuses années, le Sigeif continue de jouer un rôle crucial pour l'avenir énergétique de son territoire, aux côtés de ses soixante-six communes adhérentes. Malgré un contexte socio-économique difficile, le Syndicat poursuit ses actions pour la sécurité des chantiers à proximité de ses réseaux et ses projets pour atteindre la neutralité carbone.

L'année 2022 a été marquée par un contexte mondial bouleversé par le conflit russo-ukrainien qui a accéléré la crise énergétique. La réduction des importations de gaz russe a exacerbé les défis déjà existants, entraînant une augmentation significative des prix du gaz et de l'électricité. Les effets ont été ressentis par le concessionnaire, aussi bien pour la fourniture d'électricité avec différents dispositifs de protection des consommateurs que pour la distribution avec une augmentation des charges pour couvrir les pertes, par exemple.

L'année 2022 a aussi été le théâtre de mouvements sociaux en France, notamment en lien avec la réforme des retraites. Ces événements sont venus perturber le fonctionnement normal du concessionnaire et les chantiers sur le réseau public d'électricité du Sigeif.

Malgré cela, les investissements d'Enedis se maintiennent à 73 M€ en 2022. Espérons que les effets permettent de contribuer durablement à l'amélioration du temps moyen de coupure qui progresse légèrement, en s'établissant à 40,5 min pour les 739 794 clients de la concession en 2022. De son côté, EDF a préservé la clientèle des tarifs réglementés en privilégiant la limitation de puissance plutôt que les coupures pour impayés.

Comme le permet l'article 8 du contrat de concession, la maîtrise d'ouvrage du Sigeif a également poursuivi son action d'enfouissement des réseaux électriques aériens basse tension, avec un linéaire estimé à 15,8 km.

Le contrôle montre que les opérations gagneraient en fluidité avec une meilleure prise en compte par Enedis des demandes et enjeux de ces affaires.

Ces chantiers doivent, de plus, s'opérer en toute sécurité pour les personnes et les biens. Ainsi, pour célébrer les 10 ans du décret anti-endommagement, le président du Sigeif réaffirmait l'engagement du Syndicat pour la sécurité des travaux à proximité des réseaux, à l'occasion. Le Syndicat partage cette préoccupation avec ses concessionnaires et les collectivités adhérentes.

Une étape importante pour la transition énergétique du territoire a également été franchie en 2022, avec la validation du schéma directeur des infrastructures de recharge pour véhicules électriques du Syndicat qui met en lumière son engagement en faveur de solutions durables. Plus concrètement, 769 points de recharge étaient déjà en exploitation en 2022 au bénéfice de 101 communes, un territoire qui dépasse donc les frontières de la concession de distribution publique d'électricité.

Dans ce contexte, le Sigeif a contrôlé l'exercice 2022 du concessionnaire EDF Enedis, dans une démarche transparente et apprenante, mettant en avant les évolutions constatées et soulignant l'importance de la gouvernance partagée pour un service public de qualité résolument tourné vers l'avenir. En misant sur la complémentarité des énergies, le Sigeif et ses partenaires sont prêts à relever les défis à venir et à construire ensemble un avenir énergétique durable.

Vos interlocuteurs pour le contrôle de la concession de distribution d'électricité



Christophe PROVOT
Directeur général
christophe.provot@sigeif.fr



Grégory FICHET
Directeur général adjoint concessions et innovation
gregory.fichet@sigeif.fr



Omer GELI
Chargé de mission contrôle de la concession électricité
omer.geli@sigeif.fr



Lenny COLLET
Directeur des services techniques
lenny.collet@sigeif.fr



Michel MASSON
Chargé de mission contrôle des concessions
michel.masson@sigeif.fr



Julien GALLIENNE
Directeur de la transition énergétique et de l'innovation
julien.gallienne@sigeif.fr

LES PRINCIPAUX POINTS DU CONTRÔLE

Le Sigeif a contrôlé l'exercice 2022 et la bonne exécution de son contrat par le concessionnaire, conformément à l'article L. 2234-31 du Code général des collectivités territoriales, qui précise que les « autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz (...) exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public ». Ce contrôle repose sur les points suivants :

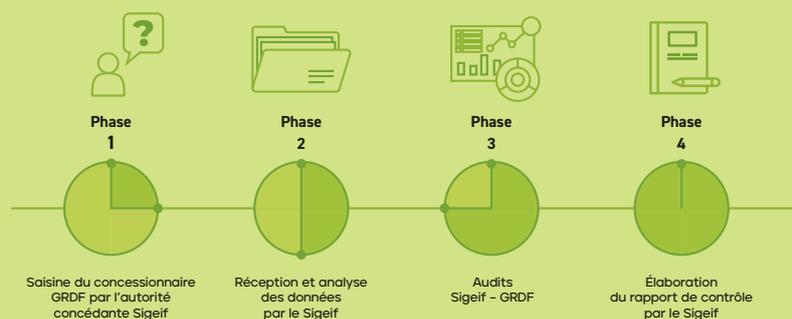
- la répartition des clients et l'évolution de l'énergie acheminée ;
- la qualité de la fourniture et des prestations perçues par les clients et leur degré de satisfaction,
- la qualité du produit distribué (continuité de la fourniture d'énergie, respect des caractéristiques électriques) ;
- l'analyse des incidents et le traitement des différentes contraintes sur le réseau (U, I, T) ;
- le programme pluriannuel d'investissements du concessionnaire en matière d'extension, de renouvellement, de renforcement et de maintenance ;
- 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 ;
- la justification des mouvements liés aux variations patrimoniales et à l'évolution de la provision pour renouvellement ;
- l'équilibre économique du contrat, le droit du concessionnaire et le droit du concédant.

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 le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité d'Enedis, organisé de la façon suivante en Île-de-France (hors Paris) :

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

Ces contrôles permettent au concessionnaire et au Sigeif d'offrir un service public de qualité aux communes adhérentes du territoire.

Comment s'est déroulé le contrôle du concessionnaire ?





La modernisation du patrimoine du Sigeif et des 66 communes adhérentes se poursuit afin d'améliorer la qualité de la distribution publique d'électricité aux 739 764 usagers du réseau et 2 596 producteurs. Parmi les plus importants de France, notre actif industriel concédé contribue fortement aux enjeux économiques de la région capitale. Pour ces raisons, le Syndicat s'attache à établir un diagnostic annuel de son patrimoine et à rendre compte des actions définies avec le concessionnaire pour accroître la valeur économique du réseau, ainsi que la performance du service public de l'électricité.

PATRIMOINE DE LA CONCESSION

Analyse des données physiques

Le réseau de la concession

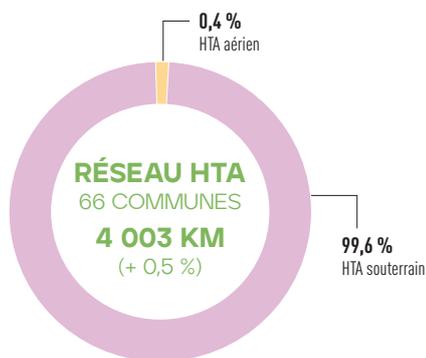
Au 31 décembre 2022, l'alimentation électrique des 739 764 clients-usagers de la concession est assurée par 44 postes sources HTB/HTA, dont 12 sont situés sur le territoire du Syndicat. Ces ouvrages représentent les points frontières entre le réseau haute tension (HTB), exploité par RTE, et le réseau moyenne tension (HTA),

exploité par Enedis. L'inventaire technique de la concession dénombre 619 départs moyenne tension (HTA), qui alimentent 4 924 postes de transformation HTA/BT de distribution publique, pour un linéaire total des réseaux moyenne et basse tension (HTA et BT), majoritairement souterrains à plus de 86 %.

Les données du contrôle ci-dessous portent sur le périmètre des 66 communes adhérentes au 1^{er} janvier 2022. L'adhésion à cette date de trois nouvelles communes peut expliquer certaines évolutions ou modifications. Celles-ci seront identifiées dans ce rapport.

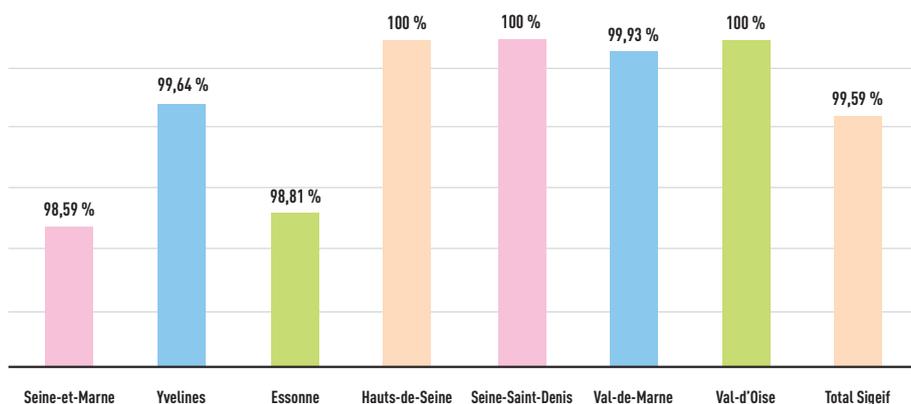
Réseau moyenne tension (HTA)

RÉPARTITION DU RÉSEAU HTA PAR NATURE
(66 COMMUNES) - GRAPHIQUE 1



Le réseau moyenne tension (HTA), dont la tension nominale varie de 10 à 20 kV, représente les artères principales de la distribution publique d'électricité. Il est aujourd'hui long de 4 003 km, posé en souterrain à 99,6 %. Les câbles souterrains d'ancienne technologie (non synthétique) et les réseaux aériens implantés en zones boisées constituent des points de fragilité, notamment en cas d'aléas climatiques. Une grande vigilance est à apporter à ces situations pour maîtriser les risques.

PART DU RÉSEAU SOUTERRAIN HTA
PAR DÉPARTEMENT - GRAPHIQUE 2



LIGNES AÉRIENNES HTA

La concession totalise 16,3 km de lignes aériennes HTA (quasi stable, par rapport à 2021), de tension nominale quasi homogène (14,6 km de lignes 20 kV), réparties dans douze communes et cinq départements (voir tableau 1). Cette variation par rapport

à 2021 s'explique par la dépose des 50 m de réseau aérien provisoire construit sur la commune de Saint-Cloud, dans le cadre du projet « Îlot des Avelines ».

L'identification précise des départs et des tronçons qui ont connu des

incidents est nécessaire. Il paraît utile d'observer l'influence de la décroissance des canalisations aériennes sur le nombre de pannes constatées. Une veille particulière sera mise en œuvre, dans le cadre du suivi de la qualité de fourniture.

RÉSEAU HTA AÉRIEN (EN M) - TABLEAU 1

COMMUNES	2020	2021	2022	ÉCART 2021/2022	TENSION (EN KV)	NATURE DE L'OUVRAGE		
						TORSADÉ	NU	DONT FAIBLE SECTION
MITRY-MORY	4 425	4 425	4 425	0	20	-	4 425	-
SERVON	588	588	588	0	20	-	588	-
SOUS-TOTAL : SEINE-ET-MARNE	5 013	5 013	5 013	0	-	-	5 013	-
FONTENAY-LE-FLEURY	1 359	1 359	1 359	0	20	-	1 359	-
JOUY-EN-JOSAS	804	804	804	0	15	-	804	-
LES LOGES-EN-JOSAS	-	637	637	0	15	-	637	-
SAINT-CYR-L'ÉCOLE	311	311	311	0	15	-	311	311
SOUS-TOTAL : YVELINES	5 013	5 013	5 013	0	-	-	5 013	-
BALLAINVILLIERS	196	196	196	0	20	-	196	-
BIÈVRES	-	2 112	2 112	0	20	451	2 112	-
MARCOUSSIS	4 303	4 303	4 303	0	20	-	4 303	-
MASSY	103	130	130	0	20	-	130	-
NOZAY	268	-	-	0	20	-	-	-
SAULX-LES-CHARTREUX	1 325	1 325	1 325	0	20	-	1 325	-
SOUS-TOTAL : ESSONNE	6 195	8 066	8 066	0	-	-	8 066	-
SAINT-CLOUD	-	50	-	- 50	•	•	•	•
SOUS-TOTAL : HAUTS-DE-SEINE	-	50	-	- 50	•	•	•	•
LIMEIL-BRÉVANNES	157	157	157	0	20	157	-	-
SOUS-TOTAL : VAL-DE-MARNE	157	157	157	0	-	157	-	-
TOTAL 2022 (BASE 66 CNES)	13 839	16 397	16 347	- 50	-	608	15 739	311

LIGNES SOUTERRAINES HTA

Fin 2022, la concession totalise un linéaire de 3 986 km de réseau HTA souterrain + 0,5 %, par rapport à 2021. 25 % de celui-ci (1 025 km) est constitué de câbles à isolation papier imprégné, dits "CPI", de technologie ancienne (premier tableau ci-contre). Ces ouvrages « CPI » représentent une des plus importantes priorités du schéma directeur des investissements, car ils constituent des points de fragilité et de risque. La gouvernance partagée avec Enedis conduit, dans les prochains PPI, à renforcer et accélérer les renouvellements.

Sur le territoire, le linéaire se décompose de :

- 40 km de câbles à ceinture "cuivre" (1 %), issus de technologies datant de 1920 à 1960 ; sont exclus les 3 km de « papier imprégné métallisé ».

- 18 km de câbles à ceinture "aluminium" (0,45 %), issus de technologies datant de 1946 à 1960 sont exclus les 18 km de « papier imprégné métallisé » et de « papier unipolaire ».
- 987 km de câbles dits "CPI" installés avant 1980.

Il subsiste, dans les données fournies par le concessionnaire, 1 770 mètres de câbles de faibles sections (< ou = à 75 mm²) en cuivre et de technologies obsolètes, alimentés en 20 kV. L'autorité concédante s'interroge sur ces données. En conséquence, une analyse approfondie sera menée sur ce linéaire, et la restitution en sera faite au prochain rapport.

Trois niveaux de tension HTA sont utilisés sur le territoire de la concession : 10, 15 et 20 kV. Un programme de changement de

tension est engagé, visant notamment à réduire la part du 10 kV (second tableau ci-contre) qui, en plus d'alimenter les ouvrages les plus anciens, limite les capacités d'accueil des réseaux. Le programme travaux que le concessionnaire a communiqué annonce tendre vers la résorption du 10 kV.

ANALYSE DES MOUVEMENTS D'INVENTAIRE DE FAIBLE AMPLIEUR

Certains mouvements d'inventaire sont la conséquence de corrections réalisées par le concessionnaire. Le nombre de communes (au nombre de 5) pour lesquelles une faible variation de linéaire a été enregistrée (arbitrairement fixée par l'autorité concédante à plus ou moins 20 m) est quasi stable, ces trois dernières années.



ÉVOLUTION DU RÉSEAU HTA SOUTERRAIN (EN M) - TABLEAU 2

COMMUNES	SOUTERRAIN			DONT CPIW			TENSION NOMINALE DE SERVICE		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022	10 KV	15 KV	20 KV
SEINE-ET-MARNE	355 051	357 156	357 866	77 770	73 890	72 580	-	87 504	270 362
YVELINES	816 179	876 787	876 037	250 096	240 694	238 827	80 945	440 898	354 194
ESSONNE	632 240	689 579	701 462	132 466	129 319	126 767	-	7 971	693 491
HAUTS-DE-SEINE	611 629	615 347	615 523	224 669	215 126	210 196	191 345	2 203	421 975
SEINE-SAINT-DENIS	1 162 810	1 172 155	1 179 622	321 077	311 831	305 666	-	295 558	884 064
VAL-DE-MARNE	201 180	247 758	249 973	64 841	63 523	68 480	-	-	249 973
VAL-D'OISE	5 685	5 685	5 685	2 073	2 073	2 073	-	4 434	1 252
TOTAL (BASE 66 CNES) (63 COMMUNES)	3 784 774 (63 COMMUNES)	3 964 467	3 986 167	1 070 992 (63 COMMUNES)	1 049 859	1 024 589	272 290	838 568	2 875 309
ÉVOLUTION 2022 / 2021			21 700		- 2,4 %				

ÉVOLUTION DU LINÉAIRE DES CÂBLES HTA SOUS 10 KV (EN M) - TABLEAU 3

COMMUNES	SOUTERRAIN 10 KV			ÉVOLUTION		
	2020	2021	2022	2020/2019	2021/2020	2022/2021
YVELINES						
CARRIÈRES-SUR-SEINE	18 539	14 065	14 810	-	- 4 474	745
LA CELLE-SAINT-CLOUD	492	634	634	-	142	-
CHATOU	25 136	25 221	25 232	-	85	11
CROISSY-SUR-SEINE	7 821	7 832	7 832	-	11	-
MONTESSON	12 571	12 275	12 275	+ 28	- 296	-
VÉLIZY-VILLACOUBLAY	1 657	-	-	-	- 1 657	-
LE VÉSINET	20 162	20 162	20 162	-	-	-
TOTAL YVELINES	86 378	80 189	80 945	+ 28	- 6 189	756
HAUTS-DE-SEINE						
CHAVILLE	6 891	1 193	1 193	327	- 5 697	-
GARCHES	23 454	23 713	23 594	- 9 762	259	- 119
MARNES-LA-COQUETTE	2 923	2 957	2 957	-	34	-
MEUDON	31 262	31 462	31 451	- 184	201	- 11
RUEIL-MALMAISON	71 714	69 565	69 114	- 1 044	- 2 149	- 451
SAINT-CLOUD	32 138	32 402	32 373	- 1 660	264	- 29
SÈVRES	16 525	16 539	16 539	1	14	-
VAUCRESSON	11 912	12 508	11 750	- 8 991	596	- 758
VILLE-D'AVRAY	2 450	2 412	2 375	-	- 38	- 39
TOTAL HAUTS-DE-SEINE	199 269	192 752	191 345	- 21 313	- 6 517	- 1 407
TOTAL SIGEIF	285 647	272 941	272 290	- 21 285	- 12 706	- 651

Postes de transformation HTA/BT de distribution publique

INVENTAIRE DES POSTES HTA/BT DE DISTRIBUTION PUBLIQUE, Y COMPRIS MIXTES (SYNTHÈSE) - TABLEAU 4

	CRAC			ÉCART CRAC	MISE EN SERVICE		MISE HORS SERVICE	
	2020	2021	2022	2021-2022	SIG	BASE COMPTABLE	SIG	BASE COMPTABLE
SEINE-ET-MARNE	448	451	453	2	3	8	1	2
YVELINES	1 149	1 160	1 186	26	14	14	1	1
ESSONNE	752	771	820	49	11	19	2	1
HAUTS-DE-SEINE	710	725	739	14	18	6	4	•
SEINE-SAINT-DENIS	1 360	1 384	1 417	33	37	14	4	1
VAL-DE-MARNE	258	261	297	36	8	5	1	•
VAL-D'OISE	12	12	12	0	0	0	•	•
TOTAL 66 COMMUNES	4 689	4 764	4 924	160	91	66	13	5

TYPE DE POSTES DE TRANSFORMATION HTA/BT DE DISTRIBUTION PUBLIQUE, Y COMPRIS MIXTES - TABLEAU 5

	CB	IM	UP	UC	EN	UIE	CH	RS	H61	CC	NR	RC	SA	SB	DI	CS	PO	TOTAL (66)
SEINE-ET-MARNE	181	95	160	8	-	-	1	2	1	1	-	•	2	2	-	•	-	453
YVELINES	603	390	118	34	15	8	4	3	1	1	7	-	1	1	•	-	-	1 186
ESSONNE	417	173	152	23	1	1	11	10	13	2	5	5	3	3	•	1	•	820
HAUTS-DE-SEINE	286	365	48	15	10	1	1	-	-	4	5	1	-	-	3	-	-	739
SEINE-SAINT-DENIS	612	400	277	83	10	23	4	-	-	2	3	-	-	-	3	-	-	1 417
VAL-DE-MARNE	137	51	74	30	-	-	•	-	-	1	-	-	-	-	4	-	-	297
VAL-D'OISE	8	2	0	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12
TOTAL (66 COMMUNES)	2 244	1 476	829	195	36	33	21	15	15	11	20	6	6	6	10	1		4 924

CB : cabine basse.
 IM : en immeuble.
 UP : urbain portable.
 UC : urbain compact.
 EN : enterré.
 CH : cabine haute.
 H61 : transformateur sur poteau.
 RS : rural socle.

UIE : urbain intégré dans l'environnement.
 RC : rural compact.
 CS : rural compact simplifié.
 NR : Non-renseigné.
 SA : poste au sol de type A (sans coupure HTA).
 SB : poste au sol de type B (avec coupure HTA).
 CC : cabine chantier. PO : poste ouvert.

NOTA BENE : un transformateur sur poteau installé à Champlan (91) bien que non équipé d'un H61 est classé par cohérence technique dans cette même colonne.

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 constitué d'une enveloppe extérieure (génie civil), d'interrupteurs HTA, d'un transformateur de tension et d'un tableau de répartition basse tension (BT). L'ensemble de ces composantes fait partie des ouvrages concédés.

En moyenne, 150 clients-usagers sont alimentés par chacun d'entre eux.

INVENTAIRE

Le CRAC 2022 annonce 4 927 postes HTA/BT, tandis que les données de la concession Sigeif (fichier OHTA-006) dénombrent 4 924 postes de transformation HTA/BT sur son territoire (+ 1,6 %). Enedis indique que l'écart est dû à la présence de 3 postes mixtes HTA/BT et production qui n'apparaissent pas dans les états de contrôle OHTA 006 transmis. Le Sigeif souhaiterait des compléments d'information sur ces 3 postes.

Les 4 924 postes de transformation HTA/BT de distribution publique **sont principalement répartis comme suit :**

- 4 792 postes de transformation de distribution publique,
- 129 postes de transformation mixtes, de distribution publique et de livraison, plus communément appelés « postes clients ».

L'autorité concédante souligne, une nouvelle fois, les difficultés à croiser l'ensemble des fichiers communiqués, dans le cadre du contrôle : "fichier OHTA-006 pour la base technique", "inventaire des

biens localisés et non localisés pour la base comptable", et "fichier des mises en et hors service". Faute de code invariant commun aux deux bases, il ne lui est pas permis de retrouver les valeurs annoncées dans le CRAC (voir tableau 4).

Les données communiquées font apparaître une augmentation de 160 postes de distribution publique et une diminution de 5 postes mixtes, par rapport à 2021. La question est à nouveau posée à Enedis afin de connaître la raison des écarts constatés entre les bases comptables et le SIG. Si le fichier technique présente une certaine cohérence, au niveau comptable l'autorité concédante relève qu'un écart significatif subsiste, et nécessite une fiabilisation, afin de faire converger les deux bases.

Enfin, les quatre modèles principaux de construction – cabine basse (génie civil traditionnel), en immeuble, urbain portable (préfabriqué) et urbain compact (préfabriqué) – représentent, à eux seuls, plus de 96 % du patrimoine concédé (voir second

tableau 5). Le Syndicat constate à nouveau l'intégration des ouvrages provisoires (11 cabines chantiers) dans l'inventaire des ouvrages concédés.

L'autorité concédante tient à faire la distinction entre cabines chantiers (alimentation des moyens nécessaires à l'exécution d'un chantier) et poste provisoire (poste de distribution publique déplacé provisoirement pour les besoins d'un chantier). Dans ce second cas, dès lors que du matériel neuf y est installé, il est entendu que l'ouvrage peut être immobilisé dans son patrimoine.

Compte tenu de la réponse formulée l'an dernier sur ces types d'ouvrages, un suivi particulier sera mené sur l'inventaire de ces ouvrages.

Enedis expliquait en 2020 que les cabines chantiers (terme impropre si l'on accepte le distinguo plus haut) devaient être immobilisées car elles constituent un ouvrage du réseau public de distribution. Après le chantier, elles sont retirées de l'inventaire et remplacées par un poste HTA-BT définitif (si la nécessité technique l'impose).

PUISSANCE INSTALLÉE

Si, généralement, il est installé un transformateur par poste, dans 476 d'entre eux la densité des zones desservies conduit à en installer de 2 à 5 : ce sont donc 5 400 transformateurs HTA/BT qui équipent les postes de distribution publique de la concession. Les prescriptions des nouvelles règles de construction des postes de distribution publique interdisent selon Enedis l'installation de plusieurs transformateurs dans la même enceinte. Cette disposition nécessite une vérification sur son application réglementaire (la norme Nfc 11-201).

La puissance totale installée sur la concession du Sigeif est de 2 833 MVA (+ 3,4 %, par rapport à 2021), soit une puissance moyenne de 575 kVA par poste de transformation et de 525 kVA par transformateur HTA/BT.

ÂGE MOYEN ET ANALYSE

L'âge moyen des postes de transformation HTA/BT de distribution publique est de 40,5 ans (même âge moyen qu'en 2021), 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)

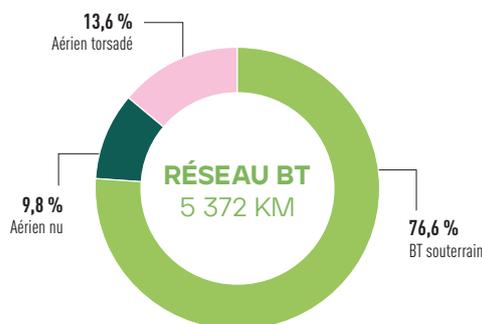
INVENTAIRE

Le réseau basse tension (BT), qui se situe en aval des postes de distribution publique, est alimenté par une tension de 230 et 400 volts, qui sera utilisée jusqu'aux installations terminales des clients. Il a la particularité d'être répertorié par tronçon homogène localisé au plus près des usagers.

La part des réseaux aériens BT nus et torsadés diminue grâce à la volonté des communes et du Syndicat d'effacer ces lignes datées et parfois disgracieuses.

À date, on constate une augmentation des projets des collectivités et la nécessité de renforcer les ressources du Syndicat pour répondre favorablement à ces demandes.

RÉPARTITION DU RÉSEAU BT
PAR NATURE - GRAPHIQUE 3



ÉVOLUTION DU RÉSEAU AÉRIEN BT
(EN M) - TABLEAU 6

	TOTAL AÉRIEN	RÉSEAU AÉRIEN BT							
		AÉRIEN NU				AÉRIEN TORSADÉ			
		TOTAL	ALUMINIUM	CUIVRE	DONT FAIBLE SECTION	TOTAL	ALUMINIUM	CUIVRE	
2022	SEINE-ET-MARNE	1 594 989	49 026	59	48 967	666	108 525	108 525	-
	YVELINES	197 536	92 276	3 548	88 728	1 669	107 207	107 071	136
	ESSONNE	186 445	87 215	4 188	83 027	404	99 230	98 517	713
	HAUTS-DE-SEINE	65 426	26 090	1 159	24 931	1 868	39 336	39 150	186
	SEINE-SAINT-DENIS	577 769	240 552	3 539	237 013	904	337 217	336 692	525
	VAL-DE-MARNE	69 060	31 551	883	30 668	-	37 509	37 509	-
	VAL-D'OISE	2 000	315	-	315	-	1 685	1 685	-
TOTAL (66 COMMUNES)	1 257 734	527 025	13 376	513 649	5 511	730 709	729 149	1 560	

2021	SEINE-ET-MARNE	157 897	49 323	59	49 264	666	108 574	108 574	-
	YVELINES	204 810	95 613	3 780	91 833	1 723	109 197	109 046	151
	ESSONNE	181 388	86 105	4 105	82 000	191	95 283	94 620	663
	HAUTS-DE-SEINE	68 887	27 166	1 159	26 007	1 880	41 721	41 535	186
	SEINE-SAINT-DENIS	579 888	243 017	3 539	239 478	1 449	336 871	336 296	575
	VAL-DE-MARNE	46 517	17 405	-	17 405	-	29 112	29 112	-
	VAL-D'OISE	2 187	502	-	502	-	1 685	1 685	-
TOTAL	1 241 574	519 131	12 642	506 489	5 909	722 443	720 868	1 575	
VARIATION 2022/2021		- 1 %	1,5 %	5,5 %	- 0,58 %	- 6,73 %	- 1,07 %	- 1,05 %	- 8,14 %

ÉVOLUTION DU RÉSEAU SOUTERRAIN BT (EN M) - TABLEAU 7

		RÉSEAU SOUTERRAIN BT				
		TOTAL SOUTERRAIN	ALUMINIUM	CUIVRE	CÂBLE ANCIENNE TECHNOLOGIE	CÂBLE SYNTHÉTIQUE
2 0 2 2	SEINE-ET-MARNE	340 651	324 843	15 808	37 134	303 517
	YVELINES	1 104 905	1 006 946	97 959	461 230	631 347
	ESSONNE	669 173	630 064	39 109	180 288	457 322
	HAUTS-DE-SEINE	673 735	600 879	72 856	203 758	469 977
	SEINE-SAINT-DENIS	1 003 074	915 175	87 899	331 944	671 130
	VAL-DE-MARNE	280 733	300 958	10 115	76 378	204 355
	VAL-D'OISE	11 284	10 905	379	4 442	6 842
	TOTAL (66 COMMUNES)	4 113 895	3 789 770	324 125	1 295 174	2 744 490
2 0 2 1	SEINE-ET-MARNE	335 157	319 073	16 084	36 916	298 047
	YVELINES	1 076 512	979 005	97 507	468 020	605 653
	ESSONNE	627 864	589 456	38 408	180 636	446 127
	HAUTS-DE-SEINE	666 147	591 096	75 051	204 786	457 518
	SEINE-SAINT-DENIS	981 966	893 032	88 934	333 309	648 196
	VAL-DE-MARNE	275 965	266 440	9 525	76 380	199 585
	VAL-D'OISE	10 916	10 537	379	4 442	6 474
	TOTAL	3 974 527	3 648 639	325 888	1 304 489	2 661 600
VARIATION 2022 / 2021 (BASE 66 COMMUNES)		1,34 %	3,72 %	- 0,6 %	0,76 %	5,2 %

Le linéaire de réseau basse tension (BT) s'étend sur 5 372 km.

Il est composé de :

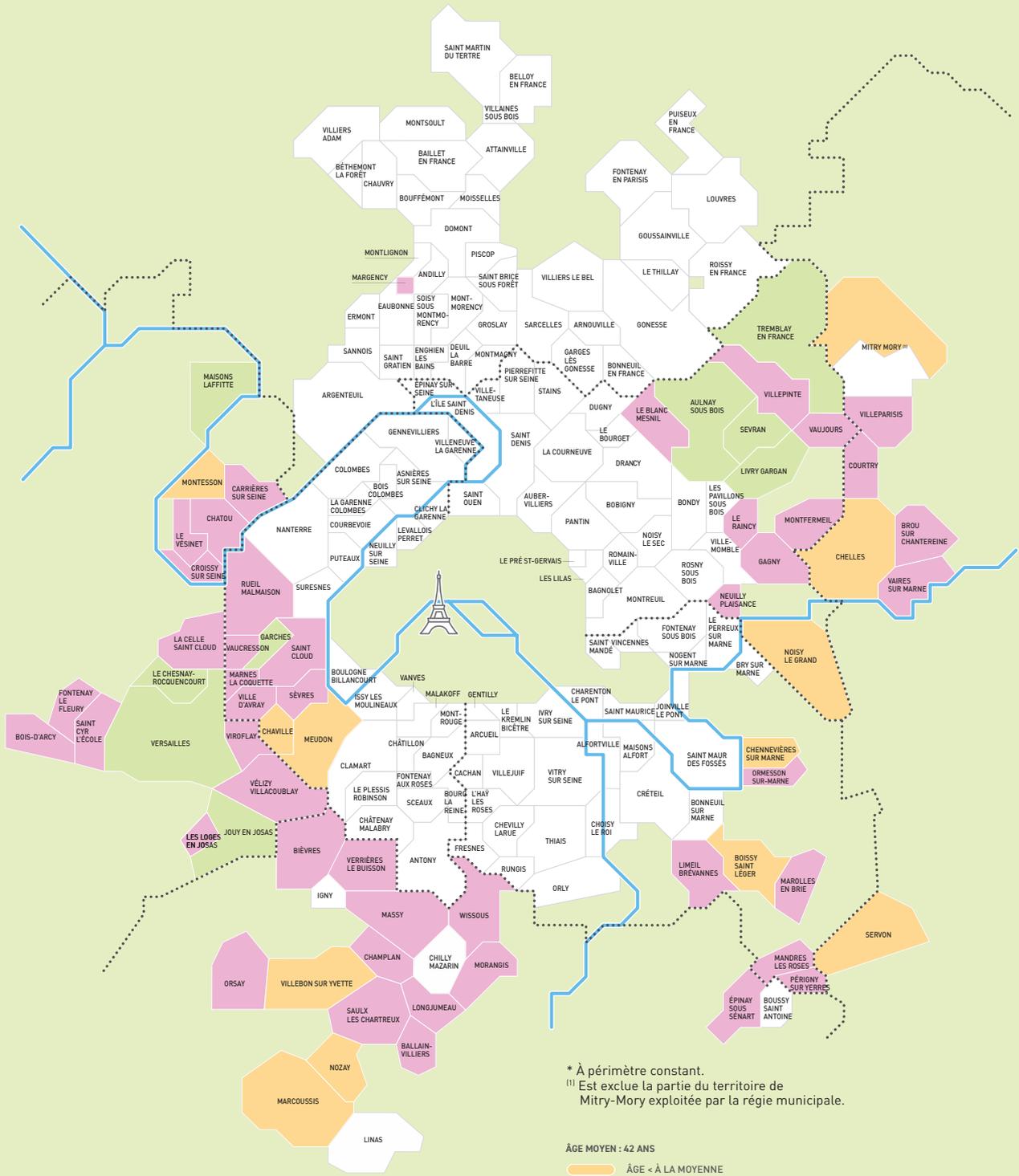
- 4 114 km de canalisations souterraines (76,6 %),
- 527 km de lignes aériennes en conducteurs nus (9,8 %),
- 731 km de lignes aériennes en conducteurs isolés torsadés (13,6 %).

REMARQUE : *le linéaire déclaré dans la base technique « OTBT001 » et dans la base comptable diffère, même si nous constatons une diminution de cet écart. Nous relevons un écart de plus de 11 km, contre 14 km en 2021 et 25 km en 2020. Cette situation repose essentiellement sur la date à laquelle sont effectuées les requêtes, et également sur l'intervalle de temps entre les deux traitements. Cela suscite naturellement des interrogations au regard de l'importance de cet écart entre les deux bases, qui reste encore supérieur à celui de 2018, où il était de 9 km. En conséquence, l'autorité concédante maintient l'objectif d'un audit spécifique lors d'un prochain contrôle.*

42 ANS Âge moyen du réseau basse tension

(ISSU DU FICHER SIG ** AU 31/12/2022)

** Base de donnée Oscar



Fin 2022, l'âge moyen du réseau basse tension de la concession se stabilise à 42 ans. **Si le ralentissement du vieillissement des ouvrages répond en partie aux attentes de l'autorité concédante, cette dernière compte sur l'engagement du concessionnaire pour réaliser les investissements nécessaires, dans le cadre du renouvellement des ouvrages d'anciennes technologies, afin que le résultat ne repose pas uniquement sur la contribution des communes adhérentes et du Syndicat à moderniser leurs réseaux, à travers les opérations d'enfouissement. La répartition par décennie et par commune du linéaire des lignes et des canalisations BT (sources SIG et fichier comptable) figure en annexe du présent rapport.**

Totalisant 2 053 km et 38,2 % du linéaire de la concession, contre 2 016 km l'année précédente, les ouvrages de plus de cinquante ans se répartissent de la façon suivante (voir tableau 8) :

- 60,8 % pour les **canalisations souterraines**,
- 20,3 % pour les **lignes aériennes nues**,
- 18,9 % pour les **lignes aériennes torsadées**.

Dans le but de faciliter tout rapprochement ultérieur des fichiers du SIG (ex-GDO) avec les fichiers comptables, le rapport de synthèse de la mission des commissaires aux comptes, en 2003, 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*). La décision arbitraire du concessionnaire de renseigner le

champ "date de pose" par "1946" (voir tableau 9) concerne plus de 1 603 km.

Enfin, comme chaque année, l'autorité concédante souligne l'arrêt, en 1976, de la construction des réseaux aériens BT en conducteurs nus, au profit des conducteurs isolés torsadés. En conséquence, et dans la continuité des années précédentes, il maintient l'idée qu'il conviendrait donc de poursuivre l'ajustement du SIG, notamment en ce qui concerne la partie "réseau nu" postérieure à 1976 (environ 106 km à périmètre constant, contre environ 109 km en 2021) et le torsadé alu antérieur à 1960 (325 km, contre 332 km en 2021), soit un linéaire total aérien d'environ 10 km. Malgré cette amélioration, l'autorité concédante constate que la mise à jour de l'inventaire technique ne sera effective, à ce rythme, qu'à l'horizon 2050.

RÉPARTITION PAR DÉCENNIE DU RÉSEAU BT (EN M) - TABLEAU 8

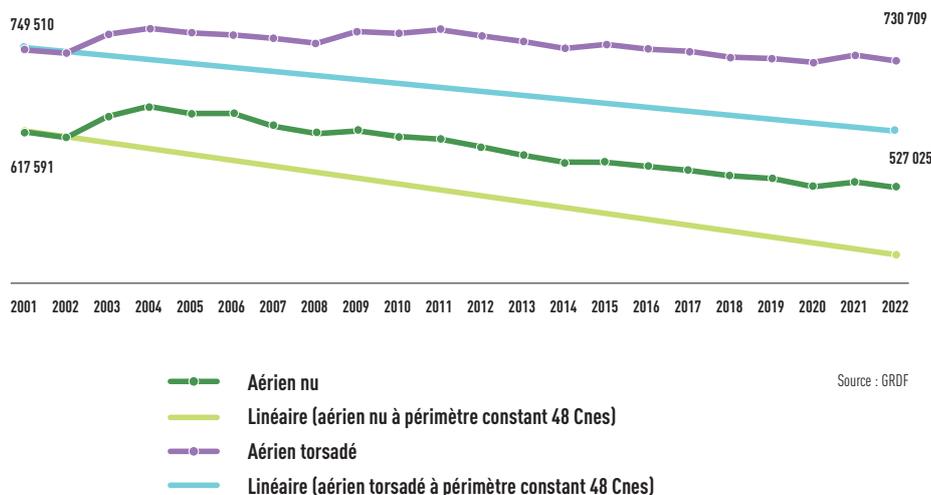
	TOTAL	AÉRIEN NU	AÉRIEN TORSADÉ	SOUTERRAIN
< 11 ANS	644 861	-	16 996	627 865
DE 11 À 20 ANS	578 341	2 045	24 480	•
DE 21 À 30 ANS	885 546	11 497	109 444	764 605
DE 31 À 40 ANS	1 033 065	85 381	162 178	785 506
ENTRE 1973 ET 1982	191 681	10 896	31 556	149 229
AVANT 1973	2 038 135	417 206	385 695	1 235 234
TOTAL (66 COMMUNES)	5 371 629	527 025	730 709	4 113 895

TYPLOGIE DE RÉSEAU DATÉ DE 1946 - TABLEAU 9

	ALUMINIUM	CUIVRE	TOTAL
AÉRIEN NU	5 121	337 634	342 755
AÉRIEN TORSADÉ	327 750	665	328 415
SOUTERRAIN	765 611	167 008	932 719
TOTAL 2021 (66 COMMUNES)	1 098 482	505 307	1 603 889
TOTAL 2022 (66 COMMUNES)	1 141 465	515 630	1 657 095



ÉVOLUTION DU RÉSEAU AÉRIEN BT (EN M) – GRAPHIQUE 4



La carte du réseau électrique aérien basse tension illustre la part des lignes aériennes en conducteurs en cuivre nu, construite, pour les plus récentes, au début des années 1980.

Ce réseau long de 527 km dans les 66 communes, dont 5,5 km (soit une diminution de 400 m sur 2021) sont répertoriés comme "faible section", constitue une zone de fragilité des ouvrages aériens.

En 2022, bien que 17,3 km de lignes aériennes aient été déposées (9,5 km en conducteurs nus et 7,8 km en conducteurs isolés torsadés), celles-ci ne représentent respectivement que 1,84 % et 1,6 % de leur linéaire total. Le Syndicat souhaite pouvoir répondre aux demandes des communes qui veulent, de façon croissante, voir ces réseaux enfouis, et attend du concessionnaire que la dynamique s'amplifie.

À noter que le syndicat s'interroge sur la réalité de ce qui est recensé en « réseau alu » non isolé, qui lui paraît relever d'une anomalie de la base de données fournie. En l'état des informations connues, cette donnée devra être confirmée par le concessionnaire.

Plus du tiers du réseau basse tension (BT), 37,9 % des 5 372 km qui le constituent, a plus de 50 ans. Cette part s'élève à 76 % en ce qui concerne spécifiquement le réseau en aérien nu. Entre 2021 et 2022, le volume de ce type de réseau a chuté de 1,3 %, celui de la totalité des installations de cet âge est quasi stable (- 0,10 %). Il n'y a pas d'évolution notable entre les différents types de réseaux. Des interrogations subsistent quant aux dates de pose des réseaux aériens torsadés qui auraient été construits, pour plus de la moitié d'entre eux, en 1946.

EXEMPLE : la commune d'Aulnay-sous-Bois compterait sur son territoire 34 614 m de réseau torsadé de section 70 mm², posés en 1946, alors que ce dernier n'est apparu que dans les années 1970.

Il convient d'observer, dans le tableau 9, une baisse de plus de 53 km de réseaux censés avoir été posés au cours de l'année 1946. Ce constat devrait s'expliquer soit par la suppression effective de certains de ceux-ci, soit par une mise à jour partielle des bases de données ; en effet, certains des types de réseaux recensés en 1946 paraissent incompatibles avec les technologies de cette époque, qu'il s'agisse de réseaux souterrain ou aérien. De plus, entre 2021 et 2022, les éléments transmis indiquent une augmentation des longueurs du réseau aérien, nu et torsadé. Il serait souhaitable qu'un regard soit porté sur ces situations pour ne pas ajouter des informations erronées à celles qui le sont déjà.

Réseau souterrain BT

Le réseau souterrain, long de 4 114 km (+ 3,5 %, par rapport à l'exercice précédent), allie esthétique et sûreté de la desserte électrique. S'il peut être considéré comme la technique la plus robuste, il est important de souligner la vétusté d'une partie de celui-ci, illustrée par la nature d'anciennes technologies, toujours en exploitation.

Les informations transmises par Enedis en 2022 ont permis d'en recenser une partie :

- **Câbles à ceinture cuivre :**
85,4 km (2 %), datant des années 1920 à 1971.
- **Câbles à ceinture aluminium :**
135 km (3,2 %), datant des années 1946 à 1971.
- **Câbles à neutre périphérique :**
152 km (3,6 %), datant des années 1967 à 1980.

Le patrimoine constitué par les technologies les plus anciennes est en légère diminution en 2022, par rapport à 2021. On dénombre 932 km de câbles posés ou censés avoir été posés en 1946, ce qui porte à 1 260 km (soit plus d'un tiers du réseau souterrain) le linéaire de câbles nécessitant une attention particulière en raison de l'année de pose et de la technologie relevée. Il demeure un doute sur la cohérence entre la date de pose en 1946, de certains des ouvrages et la technologie de ces ouvrages.

L'autorité concédante estime que le renouvellement de ces ouvrages, qui pour un grand nombre conjuguent une part de vétusté technologique associée à un dimensionnement susceptible de ne pas répondre aux nouvelles demandes, exige des investissements conséquents et une dynamique nouvelle.

À la maille de la concession, les éléments transmis pour l'année 2022 montrent une longueur totale de plus de 328 km de câbles aériens torsadés, de sections variables, censés avoir été installés en 1946. Rapportés aux 731 km de longueur totale de ce même type de canalisation, cela représente 45 %. L'autorité concédante s'interroge sur la fiabilité des informations transmises et sur la mise à niveau des bases de données, et demande au concessionnaire, une fois de plus, des précisions à ce sujet afin d'engager des actions de fiabilisation.



Contrôles ciblés des mouvements du patrimoine technique

LES DIFFÉRENTS MOUVEMENTS DE LINÉAIRES

DE RÉSEAUX HTA ET BT - VOIR ANNEXE 2

Les mouvements analysés (environ 18 km de lignes HTA et un peu plus de 10 km de lignes BT) sont classés selon trois items :

- Les mouvements justifiés par des travaux : de loin les plus nombreux, ils correspondent aux variations enregistrées (96,5 % 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 » représentent, en HTA, 3,5 % (soit 6 km en valeur absolue) et, en BT, un peu moins de 1 % (soit 86 m en valeur absolue).
- Les mouvements non justifiés : à l'exception de 3 m, en HTA, nous pouvons considérer qu'ils sont inexistant].

Les résultats de l'audit ont permis à l'autorité concédante de relever sur les 10 communes contrôlées ce qui suit :

- En HTA, un peu plus de 3 km de câbles d'ancienne technologie (CPI) ont été renouvelés durant l'année 2022. De plus, il a permis

à l'autorité concédante de prendre connaissance, une fois de plus, des erreurs dans le système d'information géographique du concessionnaire (SIG), et de suivre l'évolution des mouvements contraires aux dispositions du cahier des charges, sur son territoire :

- L'autorité concédante a constaté 603 m, en valeur absolue, de linéaire de réseau jugé comme des anomalies ou, encore, des recalages de la base de données. Bien que le linéaire soit relativement faible par rapport aux 18 km audités, l'autorité concédante s'interroge sur la nécessité d'étendre l'échantillon à un plus grand nombre de communes, d'autant plus que les résultats contribuent à la fiabilisation des données.
- Dans le cadre du suivi des constructions aériennes HTA, non conformes aux dispositions du cahier des charges :
 - La construction en câble torsadé de 50 m, à Saint-Cloud (92), a été déposée durant l'année 2022.

Si le retrait a été effectif dans la base technique, un suivi sera effectué pour s'assurer du retrait dans la base comptable.

- Concernant la construction provisoire sur la commune de Mitry-Mory, identifiée en 2020, il conviendra de suivre le tronçon des 700 m, afin de s'assurer que le provisoire ne devienne pas définitif...
- En BT, l'autorité concédante n'enregistre quasiment pas d'anomalie.

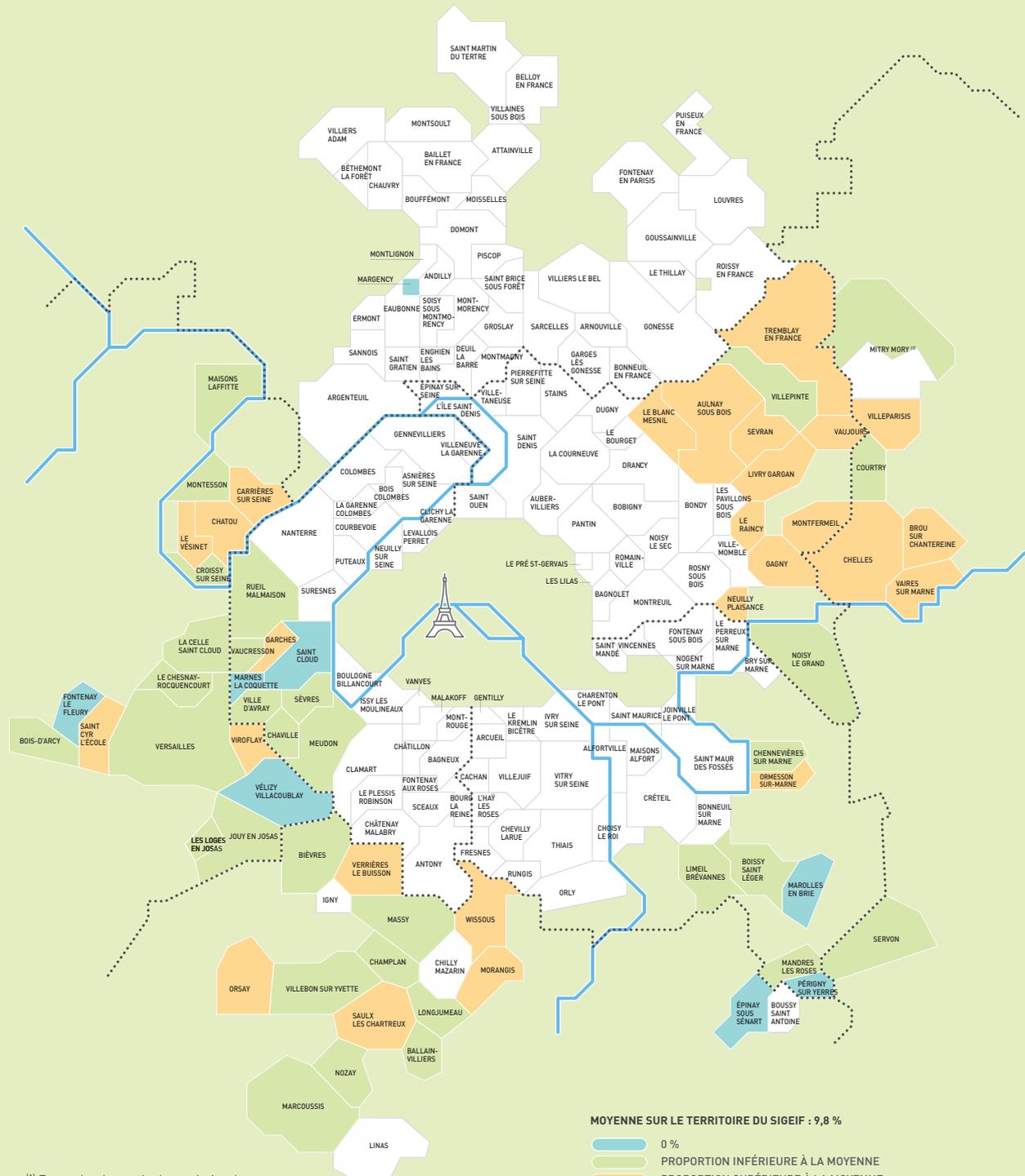
Ces points confortent l'autorité concédante dans la nécessité de poursuivre le suivi des variations du patrimoine et de maintenir une veille sur les différents mouvements du patrimoine, d'autant plus que le non-aboutissement de la mise en place des procédures de dématérialisation a généré une rupture d'information en matière de déclaration des projets (article R323-25) et des certificats de conformité pour le suivi des délais de mise en cartographie.

527 KM Réseau aérien nu basse tension

Quelques indicateurs sur le réseau aérien BT

Sur le territoire du Sigeif : • Réseau aérien : 23,4 %
 • Réseau aérien nu : 9,8 %

Au niveau national : • Réseau aérien : 51,3 %
 • Réseau aérien nu : 6,4 %

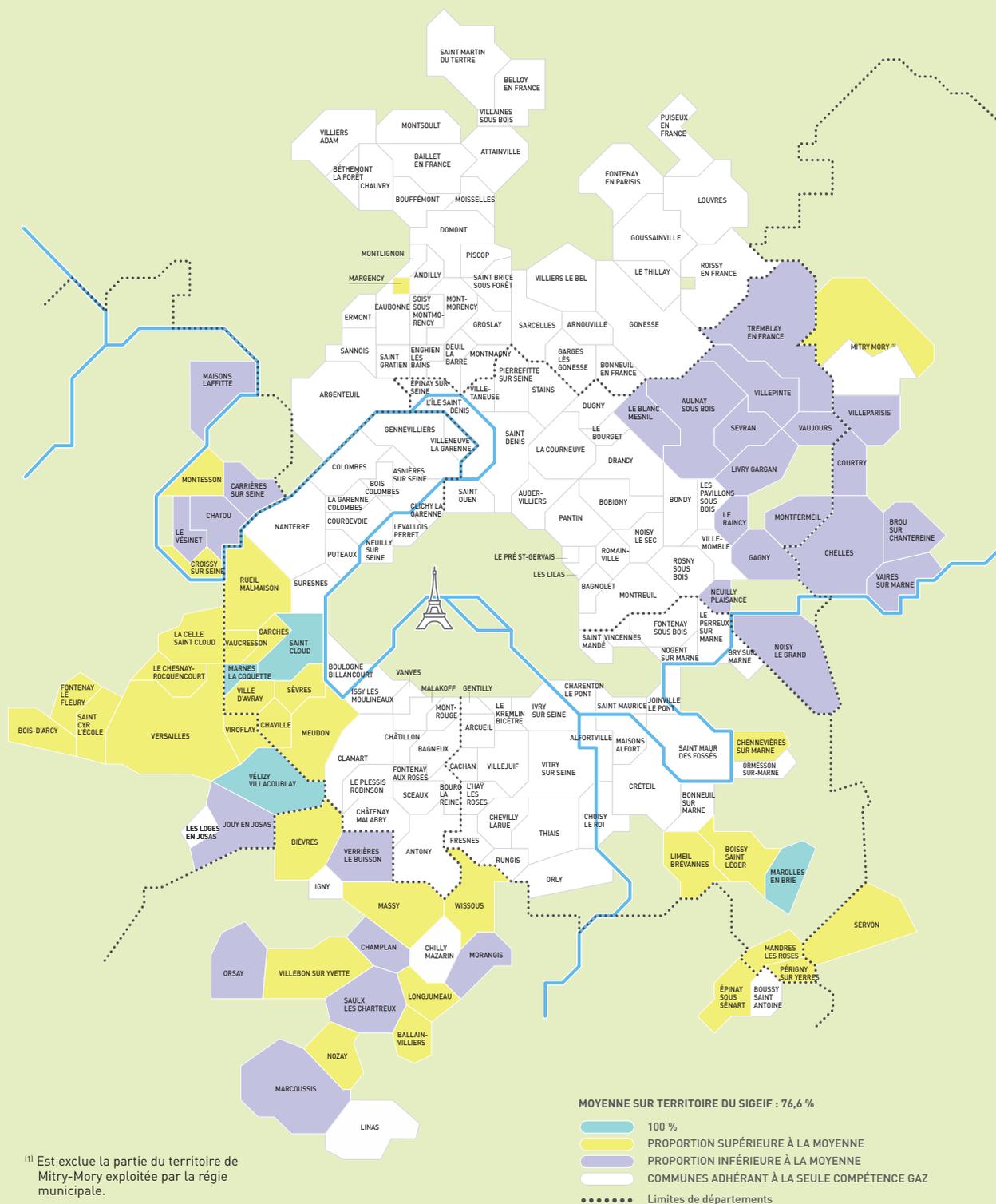


⁽¹⁾ Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

4 114 KM Réseau souterrain basse tension

76,6 % du réseau basse tension du Syndicat sont construits en souterrain.

Cette technique est considérée, aujourd'hui, comme la plus robuste.



Les branchements de la concession

Sur la concession, le nombre de points de livraison issus de branchements individuels ou collectifs augmente de 4,1 %, par rapport à 2021, et s'établit à 739 764.

Ouvrages collectifs de branchement

RÉSEAU D'ALIMENTATION EN ÉLECTRICITÉ POUR LES IMMEUBLES COLLECTIFS ET LES RÉSIDENCES INDIVIDUELLES



Branchement individuel

- 1 Réseau BT
- 2 Branchement
- 3 CCPI*
- 4 Dérivation individuelle
- 5 Panneau de contrôle**

* Coupe circuit principal individuel

** Compteur communicant et appareil général de coupure principal (disjoncteur)

Branchement collectif

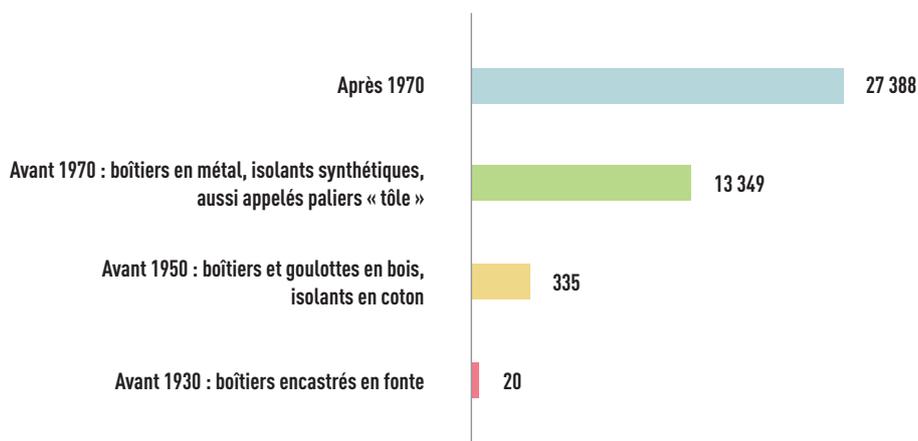
- 1 Réseau BT
- 2 Branchement
- 3 CCPC*
- 4 Distribution d'étage (colonne montante)
- 5 Dérivation individuelle
- 6 Panneau de contrôle**

* Coupe circuit principal collectif

** Compteur communicant et appareil général de coupure principal (disjoncteur)

Exception faite de 24 propriétaires d'immeubles depuis la promulgation de la loi Elan, toutes les colonnes montantes du territoire du Sigeif sont en concession.

NOMBRE DE BRANCHEMENTS - GRAPHIQUE 5



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

L'article 176 de la loi ELAN a clarifié le régime de propriété de ces ouvrages, en précisant que les colonnes montantes desservant les immeubles d'habitation relèvent de la concession, sauf si les propriétaires ont explicitement refusé le transfert de propriété avant l'expiration d'un délai de deux ans à compter du 23 novembre 2018, date de promulgation de la loi. À l'expiration du délai en 2020, nous avons constaté 24 revendications de propriété, tandis que la majorité des ouvrages avaient basculé en concession.

Ainsi sont dénombrés, sur le territoire de la concession, 41 092 ouvrages collectifs de branchement (OCB), contre 40 333 en 2021, soit une augmentation de plus de 1,9 %, par rapport à 2021.

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

- **avant 1930** : coffrets encastrés en fonte,
- **avant 1950** : coffrets en fonte et tôle et goulottes en bois, isolants en coton,
- **avant 1970** : coffrets en métal, isolants synthétiques, aussi appelés paliers « tôle ».

Colonnes montantes **mises en service en 1930** : 20 (10 communes concernées dans les départements de la Seine-et-Marne, des Yvelines, des Hauts-de-Seine et de la Seine-Saint-Denis).

Colonnes montantes **mises en service avant 1950** : 335.

Colonnes montantes **mises en service avant 1970** : 13 349.

Colonnes montantes **mises en service après 1970** : 27 388.

Les chiffres progressent ainsi pour les ouvrages construits avant 1930, + 2, avant 1950, + 2, ou avant 1970, + 308, dont il apparaît raisonnable, du point de vue du SigEIF, d'en déduire qu'il s'agit de mises à jour de données inconnues jusqu'alors. À la lecture du fichier « inventaire technique colonnes montantes », il y aurait eu 435 mises en exploitation de colonnes montantes en 2022, chiffre vraisemblablement plus proche de l'accroissement réel du patrimoine (+ 759 entre 2021 et 2022), du fait que les données pour les trois dernières communes adhérentes n'avaient pas été communiquées et, donc, non comptabilisées sur l'exercice précédent.



Sur le territoire du Sigeif, la part d'énergies renouvelables a progressé, notamment grâce à la ferme solaire de Marcoussis, qui a produit 23,4 GWh en 2022. Cependant, cela ne représente que 0,41 % de l'électricité consommée sur le territoire.

TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



Producteurs raccordés au réseau public du Sigeif

La stratégie énergie-climat de la Région Île-de-France incite au développement de la production d'électricité locale et renouvelable. Sur le territoire du Syndicat, le nombre de producteurs raccordés au réseau progresse de 15 % grâce, en particulier, à la forte hausse des installations photovoltaïques ; la puissance des installations raccordées augmente, quant à elle, de 157 % et la quantité d'énergie produite de 257 %.

Cette évolution tient, en particulier, à la prise en compte de la production de la ferme solaire de Marcoussis dont la puissance installée est de 20,3 MWc. Le CRAC ne tient cependant pas compte de la totalité de la production. En effet, Enedis nous indiquait en mai 2022 que le concessionnaire rencontrait « une problématique sur l'activation du contrat, à la suite d'un changement SI ».

Aucune production éolienne n'est implantée sur le territoire de la concession.

PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES	2020	2021	2022	PROGRESSION
NOMBRE D'INSTALLATIONS PV	1 967	2 180	2 568	15 %
PUISSANCE RACCORDÉE EN KW	9 907	11 473	29 257	157 %
ÉNERGIE PRODUITE EN KWH	6 411 961	7 082 102	25 315 565	257 %
PUISSANCE MOYENNE PAR SITE EN KW	5	5,3	11,3	113 %
ÉNERGIE PRODUITE MOYENNE PAR SITE EN KWH	3 259,8	3 248,7	9 858	203 %

AUTRES PRODUCTEURS

La production des « autres producteurs », composés principalement de cogénération, représente 92 % de l'énergie produite avec 280 GWh en 2022 contre 324 GWh en 2021.

Pour le prochain rapport de contrôle, le Sigeif demandera au concessionnaire de transmettre les données de production par domaine de tension. Il serait également appréciable de suivre le nombre d'auto-producteurs

dont la dynamique, notamment en autoconsommation collective solaire photovoltaïque, augmente dans les territoires compte tenu des coûts importants de la fourniture d'électricité depuis ces dernières années.

Flexibilité

La flexibilité se définit comme une « modulation de puissance, volontaire, d'un site ou de plusieurs sites agrégés, durant une période donnée, en réaction à un signal extérieur pour fournir un service au système électrique ou à un acteur en particulier ».

Bien que souhaitables, les efforts de sobriété ou d'efficacité énergétique conduisant à une baisse durable de la consommation d'électricité n'entrent pas dans cette définition.

L'enjeu est de faire face à des contraintes ponctuelles du réseau

électrique et d'accélérer les projets de transition énergétique (production d'électricité renouvelable, mobilité électrique...).

APPEL À CONTRIBUTION POUR LES FLEXIBILITÉS LOCALES D'ENEDIS

Afin de gérer des contraintes locales à proximité de la commune de Margency, notamment en prévision de travaux au poste source Fanaudes, Enedis a lancé, début 2022, un appel à contribution à la flexibilité locale.

The screenshot shows the Enedis website interface for the 'Fanaudes N' offer. On the left, a blue banner reads 'Fanaudes N - Offre à la hausse - Appel au marché terminé' and provides a summary of the offer. Below it, a green box indicates the dates from 'mardi 01 novembre 2022' to 'dimanche 31 décembre 2023'. A map on the right, titled 'Vérifier son éligibilité', shows the Margency area with a search bar for 'PDL ou PRM (10 à 14 chiffres)'. A legend indicates 'Postes HTA privés' (orange circle) and 'Réseau BT' (blue lines). A green button says 'Recevoir les résultats par mail'.

Un site internet dédié à ces offres est accessible ici : <https://flexibilites-Enedis.fr/>.

Le SigEIF accompagnera cette initiative sur son territoire et suivra la « taskforce » que souhaite lancer l'UFE pour développer les flexibilités (annonce faite le 17 novembre 2023 par Mathias Laffont, directeur général adjoint de l'UFE).

ÉTUDE DE LA VALEUR TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE DE LA FLEXIBILITÉ

Depuis fin 2020, le SigEIF et Enedis participent à une expérimentation en lien avec la mobilité électrique, portée par la société Eqinov, financée par la Région Île-de-France. Dans le cadre d'un projet plus large nommé Invest'co, il s'agit de tester

la flexibilité des consommations pour équilibrer la production et la demande d'électricité.

La flexibilité de consommation et de production d'électricité des véhicules est également étudiée afin d'estimer sa valeur économique. À cet effet,

le SigEIF met à disposition d'Eqinov les données issues de ses IRVE ; des tests en conditions réelles de pilotage sont réalisés. Les conclusions de ces études et leurs incidences étaient en cours d'instruction au terme de l'année 2022.

DEUX AUTRES PROGRAMMES DE RECHERCHE ONT ÉTÉ LANCÉS EN 2021

Le projet aVEnir (accompagnons le véhicule électrique avec la nécessaire intelligence de la recharge) met au point en conditions réelles les situations de pilotage des IRVE et les interfaces avec le réseau public de distribution d'électricité.

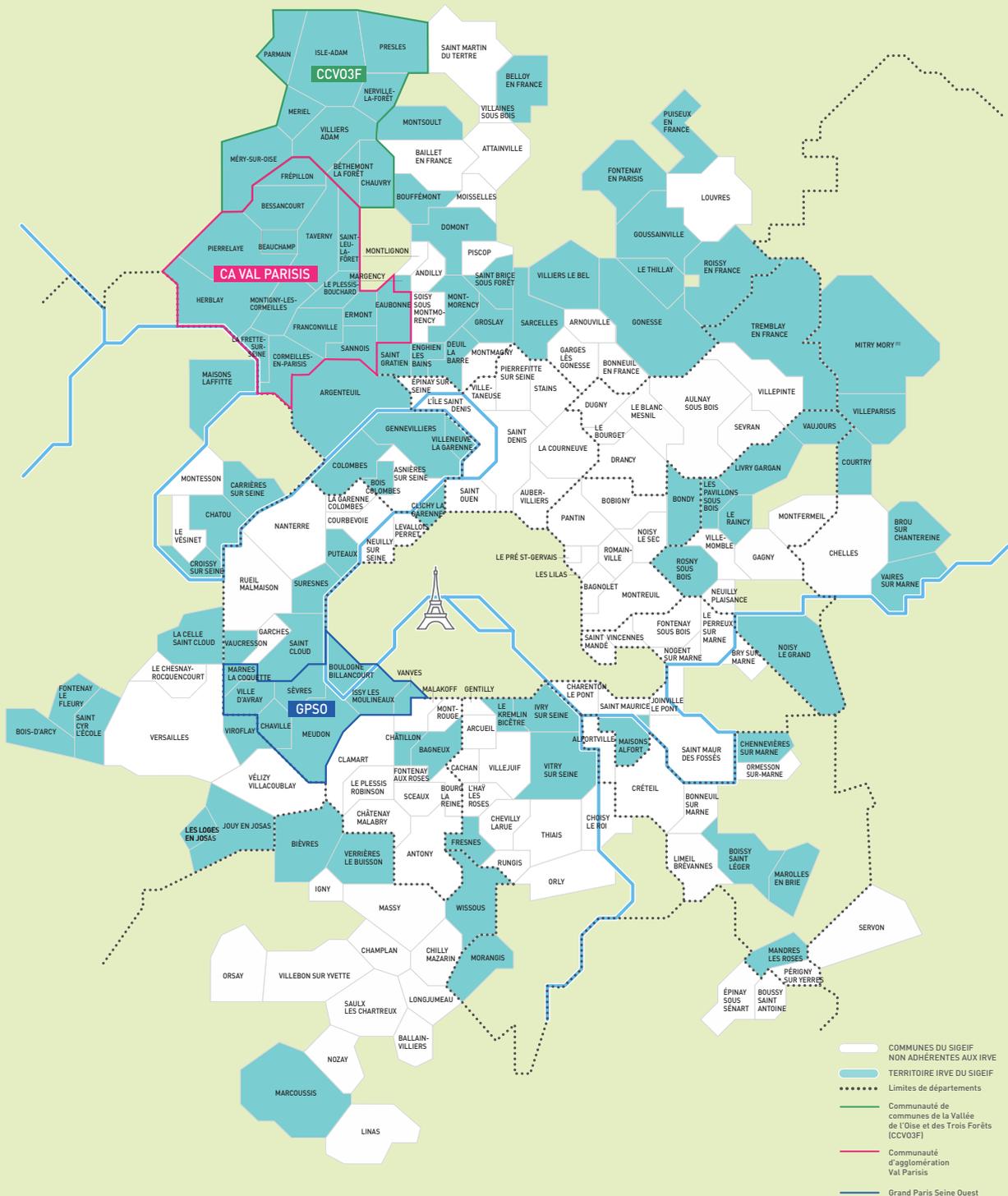
Lancé en juillet 2020 par les principales organisations de l'écosystème de la mobilité électrique, le projet MOBENA vise à simplifier l'expérience-utilisateur grâce à l'interopérabilité des systèmes de recharge et l'accompagnement des acteurs dans le déploiement d'une nouvelle génération de systèmes liés à la mobilité, dans le marché français.

Irve

Au 31 décembre 2022, 101 communes de la région Île-de-France sont adhérentes au Sigeif au titre de la compétence IRVE du Sigeif (infrastructures de recharge pour véhicules électriques). 769 points de recharge sont ainsi en service sur le territoire du Sigeif.

101 communes adhérentes

Le réseau d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) du Sigeif compte, à la fin décembre 2022, 769 points de recharge. 215 000 recharges ont été enregistrées à cette même date contre 53 000 en 2021. Le service clés en main proposé aux communes ayant délégué leur compétence est pris en charge à 100 % par le Syndicat, avec le soutien financier de la région Île-de-France et du dispositif Advenir.



Linky et les compteurs communicants

Brique essentielle de la transition énergétique pour le réseau public de distribution d'électricité, Linky permet au concessionnaire Enedis d'optimiser ses interventions clients, d'avoir une vision en temps réel de l'état de son réseau, et aux clients de maîtriser leurs consommations. C'est aussi un dispositif adapté aux autoconsommations individuelle et collective.

Entamé le 1^{er} décembre 2015, le déploiement en masse par Enedis de 34,3 millions de compteurs « communicants » Linky (le parc potentiel est de 37,7 millions), sur le territoire français, s'est achevé à la fin de l'année 2021.

La particularité de cet appareil réside dans ses capacités à communiquer et agir à distance. Le gestionnaire du réseau public de distribution peut ainsi recevoir des informations et envoyer des ordres à distance, appelés télé-opérations (modifications contractuelles, mises en service

suite à déménagement, diagnostics clients, etc.). Les fournisseurs, en ce qui les concerne, sont en mesure de proposer à leurs clients une offre adaptée à leurs consommations.

À la maille du territoire du SigEIF, 699 707 clients-usagers (+ 21 447 sur 2021), soit 93,5 % d'entre eux, en sont désormais équipés.

À ce jour, aucun incident électrique majeur n'a été enregistré.

La CRE a publié une délibération le 24 février 2022, précisant :

Une phase transitoire : 2022-2024

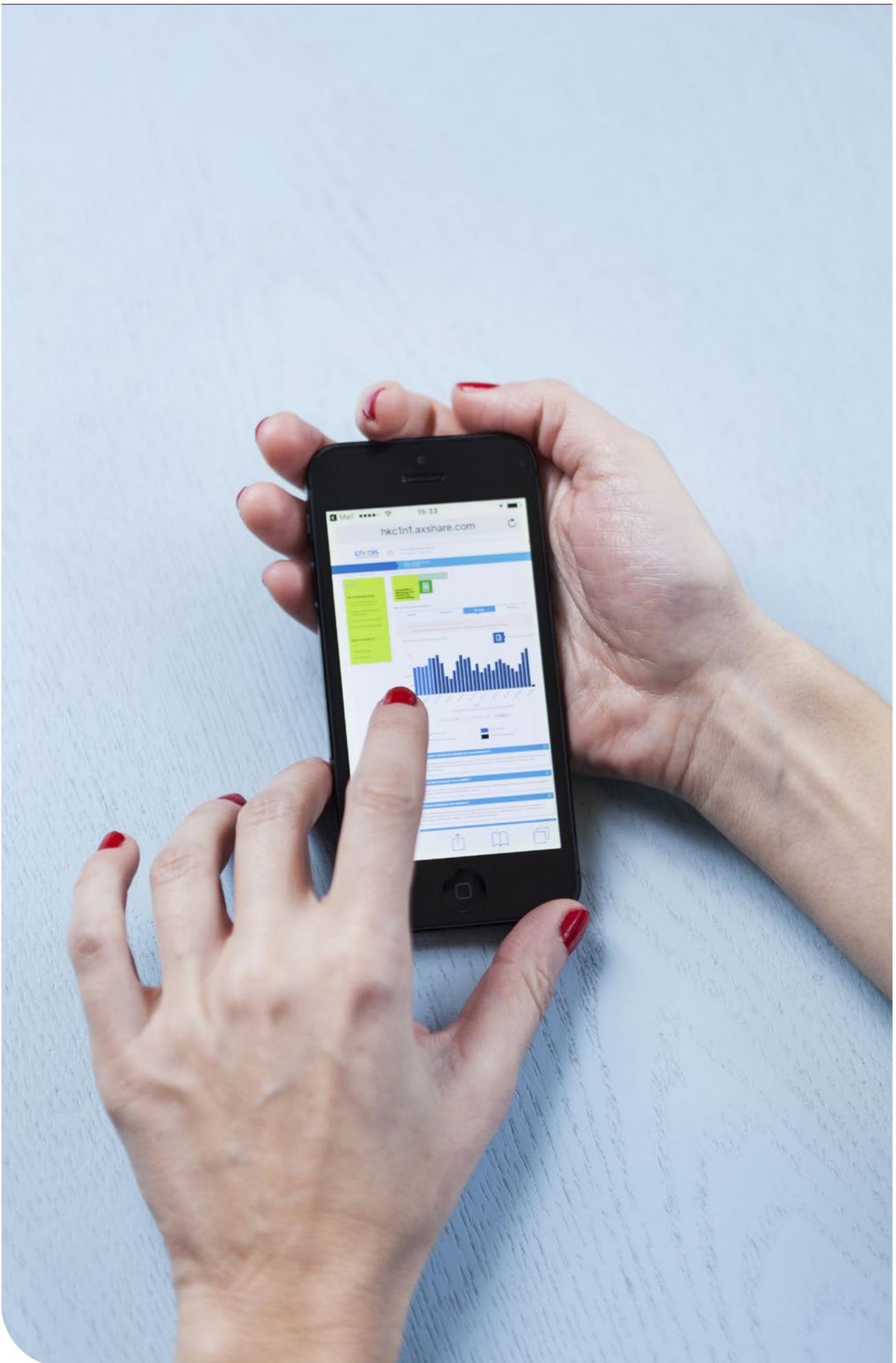
- **Les clients auront à transmettre à Enedis leurs index de consommation ou de production 2 fois par an.** Ils seront contactés deux fois par an, par courrier, SMS, emails et appels téléphoniques.
- Lors de ces contacts, Enedis rappellera les **bénéfices du compteur communicant** et leur donnera la marche à suivre pour la pose d'un compteur Linky.

- **Les clients non équipés de compteur Linky et n'ayant communiqué aucun index pendant une année** se verront facturer des frais supplémentaires de 8,30 euros tous les deux mois (à partir de janvier 2023, au titre de l'année 2022, durant laquelle aucun index n'aura été collecté par Enedis).
- **La pose d'un compteur Linky interrompt la facturation en cours.** L'installation du compteur Linky continue à être entièrement prise en charge par Enedis.

À partir de 2025 :

- L'ensemble des clients non équipés de Linky seront **systématiquement facturés** du coût du relevé (hormis les impossibilités techniques). Le montant de la facturation reste à déterminer, en fonction de l'organisation du relevé qui prévaudra à ce moment-là.





L'année 2022 a été plus sobre que 2021, avec un peu plus de 6,1 TWh d'électricité consommés par 739 794 clients de la concession du Sigeif. Alors que la crise énergétique aurait pu inverser la tendance observée depuis plusieurs années, avec la diminution du nombre de clients faisant valoir leur droit d'éligibilité aux offres de marché, le nombre de bénéficiaires des tarifs réglementés de vente dans le territoire du Syndicat continue à fortement baisser au profit des offres de marché.

CLIENTÈLE DE LA CONCESSION ET ÉNERGIE ACHÉMINÉE

Évolution des données clientèle

La clientèle de la concession

En 2022, la concession du Sigeif totalise 739 794 clients raccordés aux réseaux HTA et BT.

APPEL À CONTRIBUTION POUR LES FLEXIBILITÉS LOCALES D'ENEDIS

Pour rappel, depuis le 1^{er} janvier 2016, les tarifs réglementés de vente (TRV) concernent uniquement les consommateurs finaux résidentiels et professionnels BT « C5 », pour lesquels la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA. On les appelle aussi les « tarifs bleus ». Les sites de puissance supérieure à 36 kVA, autrefois nommés « tarifs jaunes » en BT ou « tarifs verts » en HTA, doivent obligatoirement choisir une offre de marché.

L'année 2022 a été marquée par plusieurs points importants, et notamment par la crise énergétique :

- En raison de la crise énergétique, les prix de l'énergie, qui avaient déjà subi une augmentation en 2021, ont fortement augmenté en 2022. Face à cette hausse, le Gouvernement a mis en place un bouclier tarifaire pour l'année,

limitant la hausse des prix pour les TRV (Tarif Bleu) à 4 % en moyenne.

- **Le 1^{er} février 2022, jusqu'au 31 janvier 2023 :** le Gouvernement a également baissé la TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Électricité). À noter que cette taxe est désormais nommée « accise sur l'électricité », avec l'entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2022 du nouveau Code des impositions sur les biens et services (articles 312-1).
- **Depuis le 1^{er} avril 2022 :** EDF s'est engagée à ne plus suspendre l'alimentation des clients particuliers en situation d'impayé. Une réduction de puissance à 1 kVA est appliquée, sauf en cas d'impossibilité physique ou technique de mise en œuvre sur le logement.

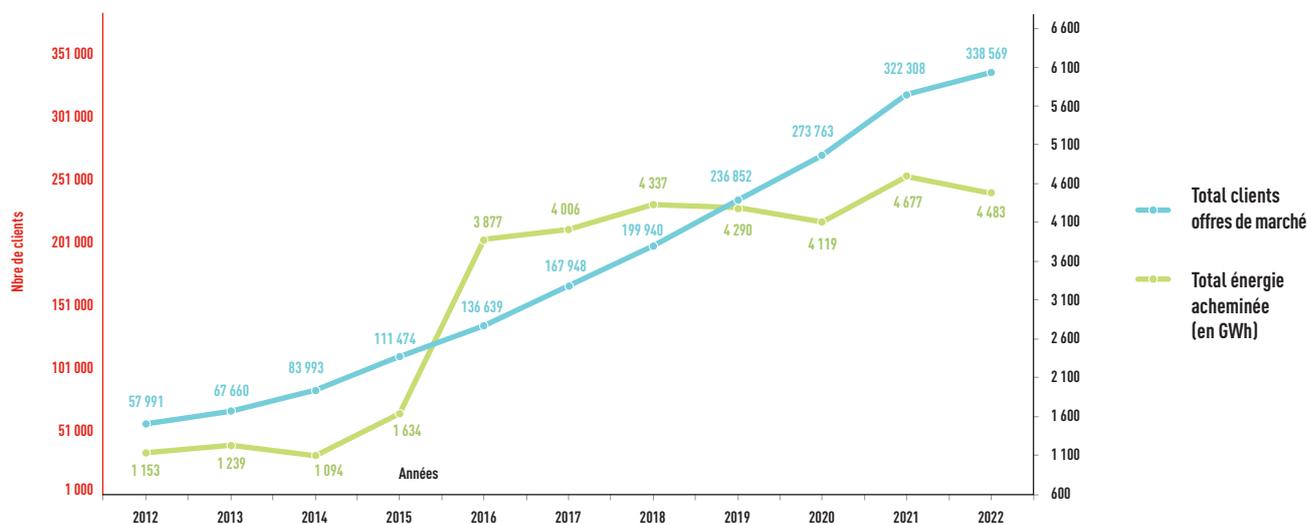
- **Le 1^{er} août 2022 :** comme les années précédentes, le tarif n'a pas évolué au mois d'août, grâce au bouclier tarifaire, et malgré la délibération de la CRE proposant une évolution tarifaire.

- **10 décembre 2022 :** par décret n° 2022-1552, le Gouvernement propose d'attribuer un chèque Énergie supplémentaire de 200 € à l'ensemble des ménages dont le revenu fiscal de référence (RFR/UC) est ≥ 10 800 € et ≤ 17 400 €, afin de les aider à traverser cette crise énergétique. Cette aide a été attribuée en décembre.

Au 31 décembre 2022, la concession dénombre 399 786 contrats (clients) de fourniture aux tarifs réglementés de vente (- 1,2 %, par rapport à l'exercice précédent), soit 54 % des points de livraison (PDL) raccordés aux réseaux HTA et BT de la concession.

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS EN OFFRES DE MARCHÉ

CLIENTS EN OFFRES DE MARCHÉ : ÉVOLUTION DE LEUR NOMBRE ET DE L'ÉNERGIE ACHEMINÉE DE RÉSEAUX - GRAPHIQUE 6



L'ouverture des marchés de l'énergie permet à chaque client de faire valoir ses droits à l'éligibilité en quittant les tarifs réglementés et en optant pour une offre dite de marché. Le médiateur national de l'énergie accompagne les clients, avec plusieurs outils accessibles sur le site internet : <https://www.energie-info.fr/>.

Au 31 décembre 2022, la concession compte 339 978 clients qui ont choisi une offre de marché représentant près de 46 % des points de livraison (PDL). Le graphique 6 illustre l'évolution sur le territoire du nombre de clients (en progression de 5,4 %, par rapport à l'exercice précédent). L'autorité concédante

en déduit un ralentissement du nombre de clients à faire valoir leurs droits à l'éligibilité puisqu'en 2021, plus de 12 % avaient quitté le tarif bleu.

L'énergie acheminée

CLIENTÈLE DE LA CONCESSION SIGEIF (TRV ET OFFRES DE MARCHÉ) ET QUANTITÉ D'ÉNERGIE ACHÉMINÉE (EN GWH) - TABLEAU 10

CONCESSION SIGEIF	NOMBRE DE CLIENTS			VARIATION 2022/2021		ACHEMINEMENT			VARIATION 2022/2021	
	2020	2021	2022	ÉCART	TAUX	2020	2021	2022	ÉCART	TAUX
CLIENTS « TARIF BLEU »										
SEINE-ET-MARNE	32 479	29 561	29 126	- 435	- 1,5 %	157	143	133	- 10	- 7,1 %
YVELINES	116 947	108 964	107 725	- 1 239	- 1,1 %	465	423	392	- 31	- 7,4 %
ESSONNE	53 085	49 903	49 861	- 262	- 0,5 %	260	247	228	- 19	- 7,7 %
HAUTS-DE-SEINE	84 148	78 759	78 227	- 532	- 0,7 %	338	316	289	- 27	- 8,6 %
SEINE-SAINT-DENIS	124 925	114 022	112 103	- 1 919	- 1,7 %	570	501	466	- 36	- 7,1 %
VAL-DE-MARNE	21 473	22 431	22 064	- 367	- 1,6 %	114	124	114	- 10	- 8,3 %
VAL-D'OISE	901	846	851	5	0,6 %	5,3	5,2	4,8	- 0,3	- 6,8 %
TOTAL TARIF BLEU 66 CNES (A)	433 958	404 486	399 737	- 4 749	- 1,2 %	1 909	1 759	1 625,6	- 134	- 7,6 %
CLIENTS PARTICULIERS « PS INFÉRIEURS À 36 KVA »*										
CLIENTS BT*	70	42	41	- 1	- 2,4 %	2,3	1,2	0,2	- 1	- 81,7 %
CLIENTS HTA* (BT ≤ 36 KVA)	12	7	8	1	14,3 %	0,5	0,2	0,5	0,3	126,6 %
TOTAL CLIENTS PARTICULIERS (B)	82	49	49	0	-	2,9	1,5	0,8	- 0,7	- 47,9 %
TOTAL SIGEIF TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE (A+B)	463 489	404 535	399 786	- 4 749	- 1,2 %	1 909	1 759	1 625,6	- 134	- 7,6 %
CLIENTS OFFRES DE MARCHÉ										
CLIENTS BT	272 396	320 912	338 569	17 657	5,5 %	1 253	1 636	425	- 1 211	- 74 %
CLIENTS HTA	1 367	1 396	1 409	13	0,9 %	2 864	3 043	4 058	1 015	33,3 %
TOTAL SIGEIF TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE (A+B)	273 763	322 308	339 978	17 670	5,5 %	4 117	4 679	4 483	- 196	- 4,2 %

(*) : cas particuliers de sites bénéficiant d'un tarif jaune et vert (contrat en extinction).

Après une période hivernale moins rigoureuse et les appels à la sobriété pendant la crise, l'énergie totale acheminée (6 109 GWh) est en diminution de 3,8 %, par rapport à 2021. On observe une baisse sur tous les secteurs :

- 7,6 % pour l'ensemble des clients aux tarifs réglementés de vente (TRV),
- 4,2 % pour les clients en offres de marché.

L'INDICATEUR LOCAL RTB (RATIO TARIF BLEU)

Pour les clients relevant du tarif bleu (54 % des clients BT), l'indicateur local RTB, résultat de la fraction entre l'énergie totale acheminée et le nombre total de clients, décroît progressivement depuis 2016. Cette consommation unitaire moyenne mériterait d'être analysée pour identifier la part liée à la maîtrise de l'énergie (rénovation, autoconsommation, régulation...) et celle liée au climat.

$(\Sigma \text{ ÉNERGIE ACHÉMINÉE}) \text{ RTB}^* = (\text{NOMBRE TOTAL DE CLIENTS})$

* Valeurs extrêmes exclues.

(EN KWH/ CLIENT)	2020	2021	2022
VALEUR MINIMALE	3 368	3 455	3 182
VALEUR MOYENNE	4 536	4 741	4 247
VALEUR MAXIMALE	7 789	8 652	7 214

Les valeurs extrêmes se situent, pour la première fois, à Massy (91), pour la consommation moyenne la plus faible, et, comme les années précédentes, à Marolles-en-Brie (94), pour la valeur la plus élevée.

(EN KWH/CLIENT)	2019	2020	2021	2022
VALEUR LA PLUS FAIBLE (MASSY)	•	•	•	3 134
VALEUR LA PLUS FORTE (MAROLLES-EN-BRIE)	11 560	11 070	12 247	10 362

LES DJU, DEGRÉS-JOURS UNIFIÉS¹

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

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

considérée comme douce autour de 200 DJU et très froide autour de 2 700 DJU.

Pour la station de Paris-Bourget, nous obtenons :

(EN KWH/ CLIENT)	2020	2021	2022
DJU	1 771	2 159	1 811

* Données Météo Consult.

À l'issue des calculs exposés ci-dessus, l'autorité concédante note, en ce qui concerne le flux d'énergie, comme pour l'exercice précédent, une cohérence des données pour l'exercice 2022.

L'enquête annuelle de satisfaction auprès des clients-usagers

Désormais effectué tous les deux ans, le baromètre de suivi de la satisfaction des clients-usagers, mis en place depuis plusieurs années par le Sigeif, est un des outils d'appréciation de la qualité des services apportés par le concessionnaire aux clients-usagers du territoire syndical. La dernière enquête datant de 2021, pour l'année 2022, nous présenterons les autres indicateurs « fourniture » communiqués par le concessionnaire.



¹ DJU = 18 °C - (Tmax + Tmin) / 2.

Autres indicateurs « fourniture »

LES AIDES

Selon l'Observatoire National de la Précarité Énergétique (ONPE), 22 % des Français ont souffert du froid au cours de l'hiver 2021-2022, et ceci durant 24h minimum.

Malgré les nombreux dispositifs de soutien mis en place, les ménages français ont rencontré des difficultés à maintenir un niveau de chauffage suffisant durant l'hiver 2022. 69 % déclarent avoir restreint le chauffage pour ne pas avoir de factures trop élevées.

Après la pandémie de la Covid-19, et avec la guerre en l'Ukraine, l'économie mondiale subit de plein fouet une crise énergétique qui se traduit par une hausse importante des prix de l'énergie. Face à cette augmentation, les pouvoirs publics ont maintenu des mesures strictes durant l'année 2022 pour soutenir les ménages en situation de précarité énergétique :

- Soutien au revenu : mise en place d'aides exceptionnelles, prolongation des délais du dispositif chèque énergie.
- Révision du plafond d'éligibilité pour percevoir le chèque énergie.
- Allègement des charges liées au logement.
- Protection en cas d'impayés.

Le chèque énergie a été adressé à 5,8 millions de ménages, comme en 2021 et en 2019, contre 5,5 millions en 2020. En plus du chèque énergie exceptionnel de 100 € versé comme en 2021, le Gouvernement a décidé d'attribuer un chèque énergie supplémentaire de 200 € en décembre 2022 à l'ensemble des bénéficiaires du chèque énergie.

L'année 2022 constitue le début de la 5^e période du dispositif des CEE, qui s'étend de 2022 à 2025.

L'une des principales évolutions structurelles du dispositif est l'entrée en vigueur, en 2022, du décret du 27 octobre 2022, portant sur l'obligation du relèvement de 2 500 à 3 100 TWh cumac.

La généralisation, à partir de 2022, des contrôles sur site et par contact avant dépôt d'une demande de CEE, a permis de constater une forte diminution des « faux travaux ».

Le SigEIF continue à accompagner ses collectivités membres dans leur demande de CEE.

Ainsi, 2 364 TWh cumac de CEE ont été délivrés pour lutter contre la précarité énergétique.



RAPPORT DU MÉDIATEUR NATIONAL DE L'ÉNERGIE

En 2022, 4,6 millions de consommateurs, contre 3,6 millions en 2021, ont consulté le service d'information du médiateur national de l'énergie, pour s'informer ou rechercher des solutions aux litiges qui les opposent à leurs fournisseurs.

Le nombre de litiges enregistrés par les services du médiateur, pour l'année 2022, est quasi stable : 30 558 dossiers reçus, contre 30 626 en 2021.

Sur les 8 567 litiges recevables (soit environ - 14 %, par rapport à 2021), 7 871 litiges ont fait l'objet d'une recommandation de solution en médiation, en incitant à trouver un accord amiable (64 % des recommandations). 46 % des litiges sont imputables à des contestations des niveaux de consommations facturées.

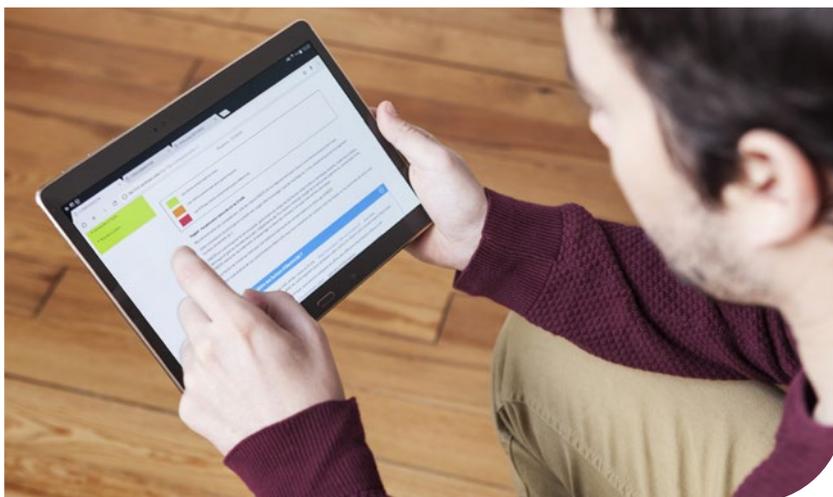
Depuis la crise sanitaire et l'envolée des prix de l'énergie, les consommateurs prêtent une attention particulière à leurs factures.

Les litiges en médiation portent notamment sur le non-respect des obligations réglementaires de certains fournisseurs qui repercutent les augmentations du prix de l'énergie sur

leurs clients. Ces litiges, liés à des mauvaises pratiques, connaissent une forte augmentation, par rapport à 2021, soit 140 %, dont 20 % sont recevables. 9 % des litiges instruits en 2022 relèvent d'une mauvaise application, voire d'une absence d'application, des dispositions de l'article L. 224-11 du Code de la consommation. Cet article interdit la facturation d'énergie au-delà de 14 mois, pour éviter les factures de rattrapage trop importantes.

37 % des litiges liés aux mesures d'application de la consommation impliquent la responsabilité d'Enedis.

D'une manière générale, on observe une baisse des litiges en 2022. Selon le médiateur de l'énergie, cette baisse s'explique par le déploiement des compteurs Linky, qui permet de fiabiliser la facturation, et des efforts faits par les principaux fournisseurs dans le traitement des réclamations de leurs clients.



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

Cet indicateur, communiqué à l'échelle nationale par le fournisseur historique, fait apparaître un très bon résultat, comme les années précédentes.

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 possède 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 d'EDF, si aucun accord n'a pu être trouvé.

Le client a également la possibilité de saisir le médiateur national de l'énergie, s'il le souhaite.

Suivi à l'échelle de la concession, le taux de traitement des réclamations écrites (Internet, courrier) dans les 30 jours maintient son très bon niveau, avec 95,8 %.

Reprises dans le tableau 12A, ces réclamations (8 619) sont en baisse (- 9,6 %, par rapport à l'exercice passé) et reposent essentiellement sur le recouvrement (- 14 %) et le contrat (- 13,8 %). La répartition du nombre de réclamations par item sur l'année est la suivante : 33,4 % sur la facturation, 20,1 % sur le contrat,

18,6 % sur l'accueil et 17,3 % sur le recouvrement.

Classées sous la responsabilité du distributeur Enedis, les réclamations liées aux données de consommation estimées ou réelles, au fonctionnement du comptage, aux relations et à la qualité de fourniture et du réseau génèrent une baisse de 19,8 % des saisines, par rapport à 2021.

Enfin, à l'image des années précédentes, la diminution des réclamations en lien avec la relève se poursuit en 2022 : - 35,4 %, par rapport à l'année précédente.

LES MOTIFS DE LA RELATION AVEC LE SERVICE CLIENTÈLE D'UN FOURNISSEUR - TABLEAU 11

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

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
... MODIFICATION DE VOTRE ABBONNEMENT	35	21	-	26	-	27
... CONTESTATION D'UNE FACTURE	20	20	-	18	-	18
... INFORMATION SUR LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE	36	18	-	20	-	22
... COUPURE	20	14	-	14	-	14
... PROBLÈME DE MISE EN SERVICE	17	12	-	26	-	30
... DÉPANNAGE DE L'INSTALLATION PERSONNELLE	22	9	-	14	-	13
... DIFFICULTÉS DE PAIEMENT	7	4	-	5	-	8
AUTRES RAISONS	25	34	-	22	-	23

TRAITEMENT DES FACTURES

Les modalités de traitement des factures évoluent avec la loi sur **la transition écologique pour la croissance verte**, en intégrant de plus en plus le numérique dans le foyer des clients. L'arrivée du compteur Linky est une opportunité pour le

fournisseur de montrer la pertinence de la facturation électronique. Comme les années précédentes, on observe un ralentissement de la généralisation de la facturation établie sur la base d'une téléopération sur le compteur Linky (+ 3,5 %, par

rapport à 2021, contre 12,2 % entre 2021 et 2020).

En revanche, est constatée une forte augmentation des factures établies sur la base de relevé effectué par le client (+ 74,3 %).

QUALITÉ DES RELATIONS ET DES SERVICES POUR LES CLIENTS RELEVANT DU TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE

(TRV) - TABLEAU 12A

MAILLE	2019	2020	2021	2022	VARIATION	
LA SATISFACTION DES CLIENTS (%)						
PARTICULIERS (CLIENTS RÉSIDENTIELS)	NATIONALE	91	92	91	91	0 %
PARTICULIERS (CLIENTS NON RÉSIDENTIELS)	NATIONALE	91	91	90	91	1,1 %
COLLECTIVITÉS	NATIONALE	95	92	93	92	- 1,1 %
ENTREPRISES	NATIONALE	90	90	88	90	2,2 %
LE TRAITEMENT DES RÉCLAMATIONS (NOMBRE)						
ÉCRITES	SIGEIF	7 956	8 707	9 457	8 619	- 9,6 %
- COURRIER	SIGEIF	1 813	1 098	1 192	1 071	- 11, %
- INTERNET	SIGEIF	6 143	7 609	8 265	7 548	- 9,4 %
- À L'ITEM « FACTURATION »	SIGEIF	2 320	2 734	3 095	2 877	- 9,9 %
- À L'ITEM « RECOUVREMENT »	SIGEIF	1 621	1 939	1 734	1 488	- 14 %
- À L'ITEM « CONTRAT »	SIGEIF	1 425	1 781	1 958	1 735	- 13,8 %
- À L'ITEM « ACCUEIL »	SIGEIF	1 137	1 060	1 549	1 605	4,1 %
- À L'ITEM « CONSEILS ET SERVICES »	SIGEIF	98	52	-	-	-
TAUX DE RÉCLAMATIONS TRAITÉES DANS LES 30 JOURS	SIGEIF	95	95,3	96,2	95,8	- 0,4 %
NOMBRE DE RÉCLAMATIONS EN INSTANCE D'APPEL	SIGEIF	421	372	396	403	1,9 %



GESTION DU CONTRAT

ÉVOLUTION DES MODALITÉS DE FACTURATION POUR LES CLIENTS RELEVANT DU TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE (TRV) - TABLEAU 12B

	MAILLE	2019	2020	2021	2022	VARIATION
PARTICULIERS (CLIENTS RÉSIDENTIELS)						
NOMBRE DE FACTURES ÉTABLIES SUR LA BASE DE RELEVÉ EFFECTUÉ PAR LE CLIENT	SIGEIF	57 147	32 147	14 874	25 919	74,3 %
NOMBRE DE FACTURES ÉTABLIES SUR LA BASE D'UNE TÉLÉOPÉRATION SUR COMPTEUR LINKY	SIGEIF	657 711	758 955	851 253	881 357	3,5 %
NOMBRE DE FACTURES RECTIFICATIVES	SIGEIF	7 959	3 368	3 675	2 878	- 21,7 %
NOMBRE DE CLIENTS BÉNÉFICIAIRES D'UNE FACTURATION ÉLECTRONIQUE	SIGEIF	159 258	204 837	202 990	208 231	2,6 %
PARTICULIERS (CLIENTS NON RÉSIDENTIELS)						
NOMBRE DE FACTURES ÉTABLIES SUR LA BASE DE RELEVÉ EFFECTUÉ PAR LE CLIENT	SIGEIF	1 002	86	-	1	-
NOMBRE DE FACTURES ÉTABLIES SUR LA BASE D'UNE TÉLÉOPÉRATION SUR COMPTEUR LINKY	SIGEIF	112 955	119 402	107 884	123 844	14,8 %
NOMBRE DE FACTURES RECTIFICATIVES	SIGEIF	•	-	-	156	-
NOMBRE DE CLIENTS BÉNÉFICIAIRES D'UNE FACTURATION ÉLECTRONIQUE	SIGEIF	14 708	13 822	9 294	10 715	15,3 %
LA GESTION DU CONTRAT						
NOMBRE DE LETTRES « UNIQUES » DE RELANCE ENVOYÉES	SIGEIF	134 499	147 142	107 459	99 634	- 7,3 %
NOMBRE DE CONSEILS TARIFAIRES DISPENSÉS PAR EDF	SIGEIF	30 728	37 201	38 217	43 507	13,8 %

QUALITÉ DES RELATIONS ET DES SERVICES POUR LES CLIENTS « RÉSIDENTIELS » RELEVANT DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU - TABLEAU 12C

	MAILLE	2019	2020	2021	2022	VARIATION
LE TRAITEMENT DES RÉCLAMATIONS (NOMBRE)						
- À L'ITEM « RELÈVE »	SIGEIF	790	517	305	197	- 35,4 %
- À L'ITEM « QUALITÉ DE FOURNITURE ET RÉSEAU »	SIGEIF	379	268	243	195	- 19,8 %
- À L'ITEM « RELATIONS AVEC LE DISTRIBUTEUR »	SIGEIF	186	356	573	521	- 9,1 %
TAUX DE RÉCLAMATIONS TRAITÉS DANS LES 15 JOURS	SIGEIF	89,2	92,5	96,2	95,8	- 0,4 %
LA GESTION DU CONTRAT						
NOMBRE DE COUPURES DEMANDÉES PAR EDF À ENEDIS	SIGEIF	6 546	2 998	4 367	0	- 100 %
NOMBRE DE COUPURES EFFECTIVES	SIGEIF	1 216	712	1 493	1	- 99,9 %
TAUX DE COUPURES EFFECTIVES PAR RAPPORT À CELLES DEMANDÉES	SIGEIF	18,6	23,7	34,2	-	-
TAUX DE RÉSILIATIONS DE CONTRATS À L'INITIATIVE DU FOURNISSEUR SUITE À DES COUPURES EFFECTIVES DU GRD	SIGEIF	34,1	40,2	90,3	-	-

Le nombre de lettres « uniques » de relance pour impayés (99 634, soit - 7,3 %, par rapport à 2021) poursuit sa baisse, mais de façon plus modérée qu'en 2021. Malgré l'augmentation de 2020 (année Covid-19), cette nouvelle baisse confirme la tendance observée précédemment, avec six années consécutives de baisse. À l'inverse de la diminution du nombre de lettres « uniques » de relance envoyées, le nombre de conseils tarifaires dispensés par EDF Commerce est en augmentation de près de 14 % (43 507 en 2022, contre 38 217 en 2021).

C'est le nombre le plus élevé sur ces cinq dernières années.

Les actions de solidarité engagées par le fournisseur « historique » font de l'année 2022 une année exceptionnelle en matière de gestion du contrat. En effet, il n'y a plus de coupures demandées par le fournisseur à Enedis (0 en 2022, contre 4 367 en 2021). Une seule coupure a été réalisée par le gestionnaire de réseau. Si ces engagements présentent une réelle avancée en matière de solidarité et de lutte contre la précarité énergétique, l'autorité concédante

se doit de maintenir une veille sur les bonnes pratiques, dans l'intérêt du client.

Selon le médiateur, les impayés des factures d'énergie continuent d'augmenter. Ce constat est à corrélérer à l'augmentation du nombre d'interventions pour réduction de puissance (le nombre d'interventions réalisées à la demande des fournisseurs d'énergie pour impayés est en hausse de 10 %, soit 767 000 interventions pour impayés en 2022, contre 702 000 en 2021).

SOLIDARITÉ, PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

Le contexte économique, social et sanitaire, selon le baromètre 2022 du médiateur national de l'énergie, révèle une stabilisation de la précarité énergétique. Toutefois, une nouvelle forme de précarité énergétique touche 6 Français sur 10, avec l'entrée en vigueur de la nouvelle réglementation sur les habitations en matière de Diagnostic de Performance Énergétique (DPE).

SOLIDARITÉ, PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE - TABLEAU 13

FONDS DE SOLIDARITÉ POUR LE LOGEMENT (FSL)	MAILLE	2019	2020	2021	2022	VARIATION
NOMBRE DE DOSSIERS ACCEPTÉS	SIGEIF	2 020	1 724	1 789	1 327	- 26 %
ACCOMPAGNEMENT ÉNERGIE	SIGEIF	-	10 509	8 344	5 749	- 31 %
MONTANT MOYEN DES CHÈQUES ÉNERGIE QUI ONT ÉTÉ CRÉDITÉS SUR COMPTES DES CLIENTS PARTICULIERS (EN €)	•	•	•	160	159	- 0,4 %
MONTANT VERSÉ PAR EDF AU FSL (K€)	SIGEIF	381	375	445	n.c.	-
MONTANT VERSÉ PAR EDF AU FSL (K€)	DÉPARTEMENTS	3 420	3 420	3 420	3 550	4 %
LE CHÈQUE ÉNERGIE (QUI REMPLACE LE TPN)						
NOMBRE DE CLIENTS PARTICULIERS POUR LESQUELS UN CHÈQUE ÉNERGIE A ÉTÉ PRIS EN COMPTE SUR L'EXERCICE	SIGEIF	27 028	30 507	28 941	30 595	6 %
NOMBRE DE CLIENTS PARTICULIERS POUR LESQUELS UN CHÈQUE ÉNERGIE EXCEPTIONNEL DU MILLÉSIME 2021 A ÉTÉ PRIS EN COMPTE SUR L'EXERCICE	•	•	•	21 090	4 103	- 81 %
NOMBRE DE CLIENTS PARTICULIERS POUR LESQUELS UN CHÈQUE ÉNERGIE EXCEPTIONNEL DU MILLÉSIME 2022 DE 100 € A ÉTÉ PRIS EN COMPTE SUR L'EXERCICE	•	•	•	•	9 441	n.d.
NOMBRE DE CLIENTS PARTICULIERS POUR LESQUELS UN CHÈQUE ÉNERGIE EXCEPTIONNEL DU MILLÉSIME 2022 DE 200 € A ÉTÉ PRIS EN COMPTE SUR L'EXERCICE	•	•	•	•	23 002	n.d.
NOMBRE DE CLIENTS PARTICULIERS POUR LESQUELS UNE ATTESTATION DE DROIT A ÉTÉ TRAITÉE SUR L'EXERCICE	SIGEIF	1 958	835	433	374	- 14 %
NOMBRE DE CONTRATS RÉSILIÉS DANS L'ANNÉE	SIGEIF	415	286	643	11	- 98 %
SERVICE MINIMUM (SMI, 1 KW)						
NOMBRE DE RÉDUCTIONS DE PUISSANCE AU COURS DE L'EXERCICE	SIGEIF	1 211	3 109	5 505	6 605	20 %
NOMBRE DE RÉDUCTIONS DE PUISSANCE DURANT LA PÉRIODE HIVERNALE	SIGEIF	2 533	1 000	1 000	1 922	- 24 %
NOMBRE DE CLIENTS EN SITUATION DE RÉDUCTION DE PUISSANCE EN FIN D'ANNÉE	SIGEIF	•	•	1 196	1 275	7 %

Les tarifs sociaux de l'énergie

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

À l'échelle de la concession du Sigeif, le nombre de clients particuliers, pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte par le fournisseur historique, est reparti à la hausse ; soit + 6 %, par rapport à 2021. Cette hausse est en adéquation avec le contexte économique lié à la crise énergétique. Elle se traduit par les mesures exceptionnelles du Gouvernement, qui relève :

- d'une part, le plafond d'éligibilité au chèque énergie, permettant à un plus grand nombre de français de bénéficier de cette aide,
- d'autre part, la mise en place de deux nouveaux chèques énergies exceptionnels de 100 et 200 euros sur l'année,
- enfin, le bouclier tarifaire pour contenir les prix de l'énergie en France.

En effet, le chèque énergie peut être utilisé pour le règlement d'une dépense autre qu'une facture d'électricité,

comme, notamment, une facture de gaz, de fioul domestique ou de rénovation énergétique du logement...

Le tableau 13 met en évidence le nombre de clients particuliers qui ont utilisé leur chèque énergie pour régler leur facture d'électricité.

Comme indiqué dans le précédent rapport, l'autorité concédante a réalisé un contrôle, rapporté plus bas, dans le cadre d'un suivi sur la précarité énergétique et du bouclier tarifaire mis en place par le Gouvernement pour pallier les hausses du coût des énergies.

Le fonds de solidarité pour le logement (FSL) vise à aider les personnes rencontrant des difficultés financières à accéder au logement ou à s'y maintenir. La contribution allouée par EDF est en hausse, avec 3,55 M€, contre 3,4 M€ en 2021 (+ 4 %, par rapport aux trois dernières années qui ont connu une stabilité) pour l'Île-de-France hors Paris. La part de la concession est en diminution de 22 % (0,35 M€, contre 0,44 M€ en 2021). Cette baisse s'explique par la diminution du nombre de dossiers acceptés. EDF rappelle que la gestion des FSL est généralement effectuée par les services départementaux, en application de la « loi NOTRe ».

Enfin, au-delà de la réglementation en vigueur interdisant toute suspension de la fourniture d'énergie

durant la trêve hivernale, EDF Commerce a souhaité aller plus loin que ses obligations réglementaires. Le concessionnaire a donc décidé depuis le 1^{er} avril 2022 de mettre fin aux coupures, en privilégiant une limitation de puissance, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique (cas exceptionnel).

Lorsque le fournisseur « historique » ne peut pas entrer en contact direct avec un de ses clients en situation d'impayé, une réduction de puissance est opérée pour ne pas interrompre sa fourniture d'électricité. La fourniture maintenue équivaut à une puissance de 1 kW. Cet accompagnement solidaire ne concerne que les clients particuliers en situation d'impayé. Il est à rappeler que les mesures de limitation de puissance n'interviennent qu'en dernier recours, si les procédures de relance conformes à la réglementation en vigueur n'aboutissent pas à une solution de régularisation. Malgré les mesures prises par le fournisseur, l'autorité concédante constate la poursuite de la hausse (7 %, par rapport à 2021) du nombre de clients ayant subi une réduction de puissance.

Par ailleurs, pour les clients ne bénéficiant pas des aides, la limitation de puissance peut correspondre à une puissance de 2 ou 3 kW, en fonction de la puissance souscrite.



[11] 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).



Audit sur la précarité énergétique

Une visite de contrôle s'est tenue dans le centre de relation Clientèle rue Avron à Paris le 12 juillet 2023.

L'objectif du CRC (Centre de relation Clientèle « Service clients n° 1 ») est de maximiser le pilotage des consommations à travers des outils d'accompagnement.

Afin de répondre à nos attentes en matière d'actions pour lutter contre la précarité énergétique, le concessionnaire a exposé trois grands axes :

- **Le premier axe** cible les marchés particuliers, avec un zoom sur le tarif « TEMPO » qui représente le tarif réglementé de vente le plus incitatif pour la sobriété énergétique.
- **Le deuxième axe** expose le service consommateurs sur les traitements des réclamations et l'accompagnement des clients.
- **Le troisième axe** traite de la solidarité, à travers le partenariat avec les PIMMS et l'accompagnement en énergie des clients précaires, qui a pour but d'apporter une aide au paiement des factures.

Au cours de l'audit, le concessionnaire a présenté le contexte très évolutif dans lequel il gère la relation client.

En effet, l'afflux de clients a généré une exploitation très tendue, avec près de

400 000 sollicitations par mois. Cela a conduit à une perte de 20 points d'accessibilité, pour atteindre 65 % en septembre 2022, avant de remonter à 80 % en octobre.

Pour répondre à cette surcharge, EDF Commerce a décidé de l'arrêt des ventes de certains services (services annexes « exemple retrait *Zen Online* »). Les conseillers du « *back-office* » ont renforcé en urgence les équipes appelées « *frontline* » pour répondre au maximum de sollicitations clients. Réciproquement, pour réaliser les traitements des dossiers mis en pause par les équipes « *back-office* », les équipes « *frontline* » ont prêté main forte. Ainsi, le retour à la normale (résorption du stock *back-office*) a été constaté à la fin du premier semestre 2023.

Il a été rappelé que les interventions pour la solidarité sont mises en œuvre dans des cadres réglementaires et législatifs. Cependant, EDF a choisi d'aller plus loin que les obligations réglementaires en mettant fin aux coupures d'alimentation en électricité, tout au long de l'année. Cette mesure permet la limitation à 1 kVA de la puissance. L'autorité concédante souligne que si cet engagement peut paraître comme une très bonne chose pour lutter contre la précarité, il est important de préciser qu'avec une telle puissance, il n'est pas possible de se chauffer, de cuisiner si les modes de cuissons ont une source d'énergie électrique.

MARCHÉ PARTICULIER

Les 28 centres de relations clients d'EDF sont basés en France. Le taux de satisfaction s'améliore sur l'ensemble du territoire national.

Face aux défis relevés en 2021 et 2022, EDF a relancé l'offre Tempo. Très attractif pour les clients par sa structure, il s'agit d'un contrat

d'effacement. En effet, si la période bleue permet au consommateur des économies sur son tarif réglementé, il doit pouvoir effacer sa consommation (ou la déplacer) en période rouge, pendant laquelle le tarif est multiplié par 3. Cela exige souvent pour les clients d'avoir une

autre source d'énergie, notamment pour le chauffage puisque les jours rouges se produisent lorsque le système électrique nécessite de réduire la consommation en hiver. L'offre Tempo est accessible pour les consommateurs, avec des puissances à partir de 6 kVA.

SERVICE CONSOMMATEURS

Le service consommateurs gère notamment les réclamations des clients, avec 3 niveaux d'instances :

- **Niveau 1 « Réclamation »** : cette première instance répond à toutes les demandes et sollicitations des clients.
- **Niveau 2** : si la réponse ne satisfait toujours pas le client, il peut alors escalader au deuxième niveau.
- **Niveau 3** : enfin, l'ultime recours pour le client insatisfait des deux précédents niveaux repose sur le médiateur du groupe EDF.

L'objectif est de traiter de manière identique tous les clients, avec un interlocuteur unique pour chaque dossier de réclamation.

S'il s'agit d'un problème de facturation, EDF met tout en œuvre si c'est en faveur du client. Dans le cas contraire, s'il y a un redressement écrit du distributeur « Erreur de comptage », une anticipation du flux est mise en place, avec l'application des tarifs les plus avantageux pour le consommateur, sans délais de paiement.

Ainsi, le tarif le plus bas est appliqué sur la période de redressement, tandis que le tarif le plus élevé est pris en compte lorsque c'est en faveur du client.

Les leviers du service consommateur reposent sur :

- des gestes d'élégance,
- des interlocuteurs privilégiés,
- la gestion portefeuille,
- un temps de traitement spécifique à chaque sollicitation.

SOLIDARITÉ

La solidarité est cadrée par le décret 2008-780 du 13 août 2008 : **obligation sur les cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.**

EDF Commerce constate que l'évolution de + 15 % des tarifs a engendré une augmentation des impayés. Cependant, les conseillers d'EDF contactent les clients précaires pour identifier les meilleures solutions [ex : accompagnement des salariés RATP qui profitent des services de leur employeur].

De plus, comme nous l'avons évoqué, depuis 1^{er} avril 2022, EDF a fait le choix de ne plus demander des coupures pour impayés mais limite la puissance à 1 kVA. Cette limitation permet de sauver le réfrigérateur

mais pas la production d'eau chaude ou la plaque de cuisson électrique.

Généralement, la limitation provoque une action client auprès des services sociaux pour retrouver une situation normale. Toutefois, EDF compte 700 clients limités depuis plus de 3 mois en France.

Depuis 28 ans, les Pimms Médiation sont des lieux d'accueil ouverts à tous, interfaces de médiation entre les populations et les services publics. En dehors du département du Val-de-Marne, on trouve ces lieux dans chaque département du territoire du Sigeif. Concernant EDF, l'équipe solidarité traite 50 dossiers par semaine (procédure 2 appels, et si pas de réponse envoi d'un courrier

d'information avec l'ensemble des informations pour indiquer au client les démarches à suivre). Elle gère la relation avec les services d'aide et garde le dossier ouvert jusqu'à sa résolution.

Ce contrôle montre que le concessionnaire ne cesse de développer des actions pour lutter contre la précarité énergétique, et se déclare très impliqué dans la solidarité sur le territoire au service des clients. L'autorité concédante peut relayer les actions mises en place afin de s'assurer et de veiller à ce que les clients aient connaissance de l'ensemble de ces aides. C'est pourquoi le Sigeif se propose d'accompagner la communication des actions menées par le concessionnaire, dans l'intérêt de tous ses clients.

Point de vigilance sur la prise en compte des demandes des communes du Sigeif par Enedis

Dans le précédent rapport, le Sigeif demandait à Enedis d'intensifier l'accompagnement des projets des collectivités, d'informer ses services et d'être proactif. En effet, la commune du Vésinet a sollicité en 2022 l'appui du Sigeif pour l'étude de faisabilité technique et financière d'embellissement de la place de l'Église, dont le projet impacte la distribution d'électricité. Le concessionnaire a pu présenter plusieurs solutions techniques et avancer avec la commune dans son projet.

Il est aussi important qu'Enedis s'assure de la bonne tenue des chantiers. En 2023, la commune de Longjumeau a convoqué le concessionnaire, en présence du syndicat, après avoir écrit plusieurs courriers de réclamation. Les motifs du mécontentement portaient sur le non-respect des prescriptions des arrêtés, en particulier des délais constatant régulièrement des chantiers dont les fouilles sont maintenues ouvertes en attente de réfection. De même, Maisons-Laffitte a fait part au Sigeif d'un fort mécontentement sur le pilotage des chantiers.

En plus d'accompagner les projets des communes, le Sigeif attend de son concessionnaire une tenue exemplaire des chantiers sur son territoire.





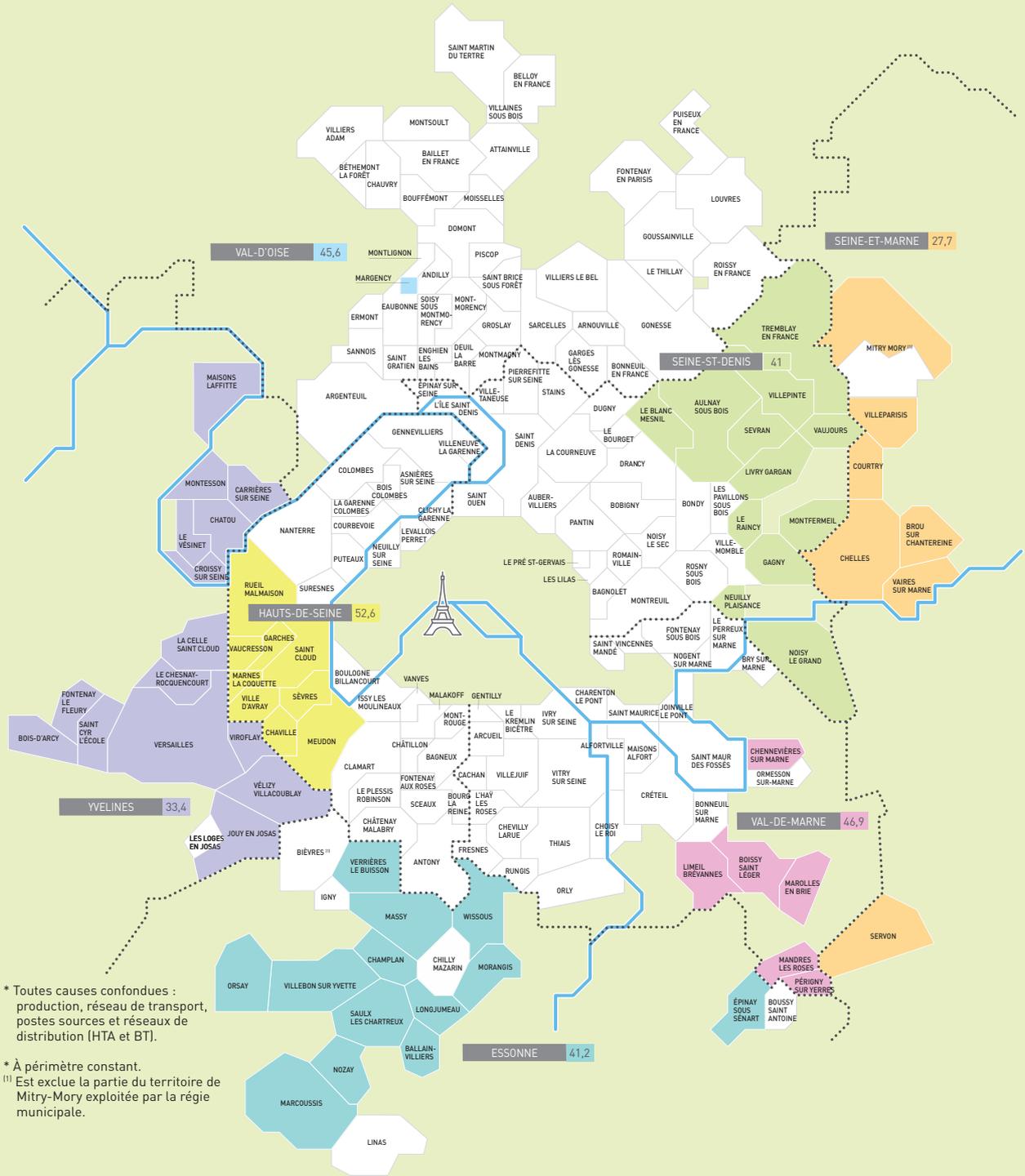
Après avoir augmenté de 6 minutes en 2021, le temps moyen de coupure diminue de près de 4 minutes en 2022. Si ce résultat laisse penser que nous allons vers une amélioration, le SigEIF souhaite que ce ne soit pas une tendance éphémère mais un résultat durable, contrairement aux oscillations observées ces dix dernières années.

QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DISTRIBUÉE

40,5 MIN, durée moyenne * de coupure par client basse tension

La durée annuelle moyenne de coupure est le principal indicateur pour mesurer la qualité de la fourniture d'électricité.

Appelé également « critère B », cet indicateur est géré par les gestionnaires des réseaux publics de distribution en basse tension et HTA.



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

* À périmètre constant.
 (1) Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.

YVELINES 33,4 TEMPS MOYEN DE COUPURE (EN MIN) PAR DÉPARTEMENT
 ——— COMMUNES ADHÉRANT À LA SEULE COMPÉTENCE GAZ
 Limites de départements

Continuité de l'acheminement

Loin de stimuler une amélioration de la qualité sur le territoire de la concession du Sigeif, le décret 2007-1826 du 24 décembre 2007 et ses arrêtés la minorent, balayant les besoins et les exigences du consommateur. Pour ces raisons, le Sigeif et Enedis ont intégré dans le contrat du 18 octobre 2019 des indicateurs de qualité spécifiques et plus adaptés à la concession. Ce chapitre décrit **les résultats atteints, encore insuffisants, lorsqu'on observe la tendance du critère B sur la décennie écoulée, malgré les investissements réalisés.**

Le temps moyen de coupure (critère B)

ÉVOLUTION DU CRITÈRE B

CRITÈRE B : DURÉE ANNUELLE DE COUPURE PAR CLIENT BASSE TENSION
(EN MIN) – GRAPHIQUE 7



RAPPEL : 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. Il est représenté géographiquement (*voir page ci-contre*), à l'échelle de son département, pour chacune des communes membres. Le critère B s'avère peu significatif sur un petit périmètre car il dépend de la structure du réseau, de son maillage,

de son environnement et des travaux à proximité, ce qui le rend donc très sensible à la moindre variation. Cet indicateur est d'autant plus important qu'il est le fil conducteur du schéma directeur des investissements.

Sur le territoire du Sigeif, le critère B TCC¹ s'améliore, pour atteindre 40,5 min (soit - 3,8 min, par rapport à 2021) et se situe pour la première fois sous le résultat de la région Île-de-France, avec 38,9 minutes.

Hors interruptions, qualifiées « d'exceptionnelles »², et hors incidents sur le réseau de transport, géré par RTE, c'est une amélioration de 4,1 min (38 min, contre 43,8 min en 2021), mais en augmentation de 1,4 min, par rapport à 2020 (38 min, contre 36,6 min en 2020).

Ce résultat est donc jugé insuffisant, notamment au regard des ambitions fixées au schéma directeur³.

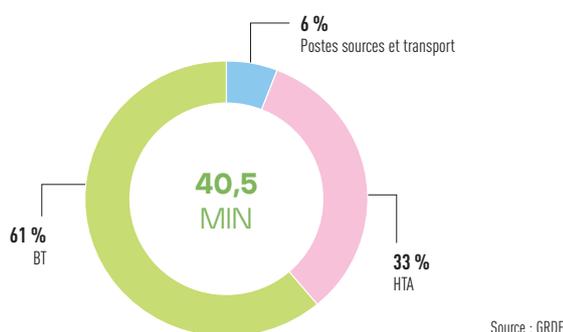
¹ Toutes causes confondues.

² Conformément à la décision de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 12 décembre 2013, sont notamment considérés comme des événements exceptionnels « les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée, dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finaux, alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution, sont privés d'électricité.

³ Atteindre au plus tôt un critère B, toutes causes confondues (TCC) et hors événements exceptionnels (HIX), inférieur à 25 min, avec une variation de plus ou moins 20 %.

ORIGINE ET CAUSES DES COUPURES

ORIGINE DES COUPURES - GRAPHIQUE 8



ORIGINE ET DÉCOMPOSITION DU CRITÈRE B (EN MIN) - TABLEAU 14

	RÉSEAU BT		RÉSEAU HTA		TRANSPORT (RTE)	POSTE SOURCE	B TOTAL TCC	B TOTAL HIX
	INCIDENTS	TRAVAUX	INCIDENTS	TRAVAUX				
SEINE-ET-MARNE	9,9	9,7	7,2	0,2	0	0,7	27,7	26,7
YVELINES	14,4	8,9	9,8	0,1	0	0,3	33,4	33,3
ESSONNE	8	12	18,6	1,4	0,2	1	41,2	41
HAUTS-DE-SEINE	17,8	14	17,2	1	0,4	2,1	52,6	52,4
SEINE-SAINT-DENIS	17,6	8,8	9,7	1,8	2,7	0,4	41	38,8
VAL-DE-MARNE	9	3,7	19,2	0,8	13,3	0,9	46,9	46,8
VAL-D'OISE	21,5	10,5	0,1	0	0	13,6	45,6	45,6
B SIGEIF 2022	14,6	10	12,5	1	1,7	0,8	40,5	39,6
	24,5		13,5					
B SIGEIF 2021	15,9	9,9	12,6	1,6	1,7	2,7	44,3	43,8
	25,7		14,1					
B SIGEIF 2020	13,7	7,2	12,4	0,9	2	2,6	38,8	36,6
	20,9		13,3					
B SIGEIF 2019	12,2	8,8	17,8	1,9	0,2	2,7	43,7	42,4
	21		19,7					
B SIGEIF 2018	15	9,8	16,6	0,9	0,5	3,1	46	43
	24,8		17,5					

L'analyse des incidents suivant leur origine permet de déterminer le rôle joué par les ouvrages structurants, hors concession (postes sources et réseau de transport), et par les ouvrages de la concession (réseau HTA, postes HTA/BT, réseau BT et branchements). La part prédominante dans la composition du temps de coupure provient, sans surprise et comme pour les années précédentes, des ouvrages relevant de la concession (38 min : 94 %), d'autant plus que la part reflétant l'impact

des incidents liés aux postes sources HTB/HTA et au réseau de transport s'est réduite d'environ 46 %, par rapport à l'exercice précédent (2,5 min : 6 %, contre 4,6 min : 10 % en 2021).

Les réseaux HTA et BT contribuent respectivement à hauteur de 13,5 min et de 24,5 min (contre 14,1 min et 25,7 min en 2021).

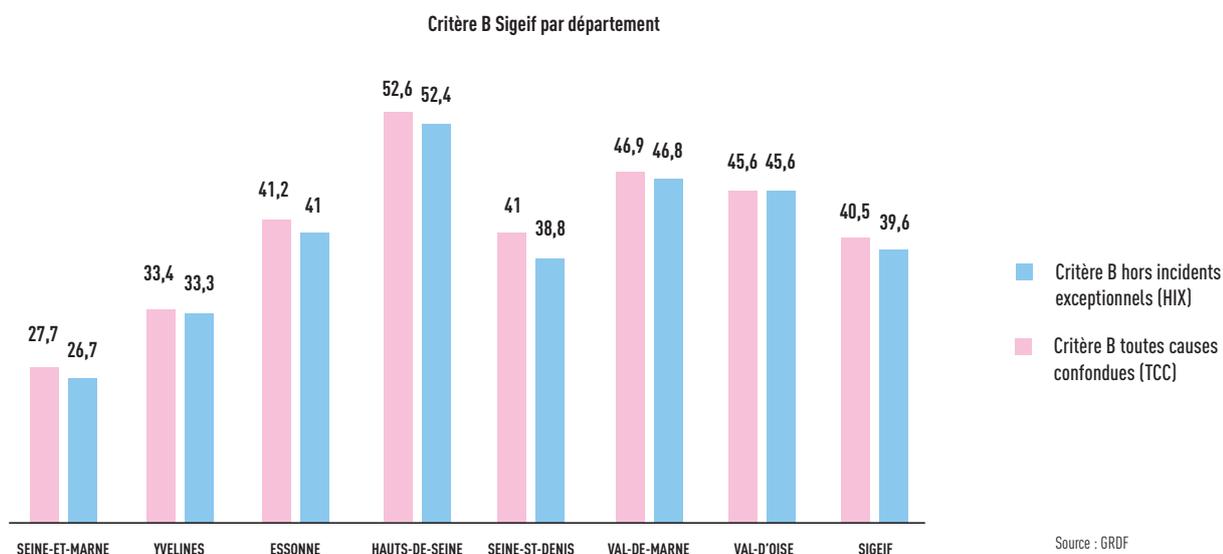
Bien qu'en amélioration, le poids du réseau BT sur le critère B est incontestablement de plus en plus dominant (plus de 60 % contre 58 %

en 2021 et 54 % en 2020), dont une part importante est liée aux interruptions pour travaux (10 min : près de 25 %, contre 9,9 min : 22 % en 2021). Or, le cahier des charges préconise de privilégier les travaux sous tension pour réduire les effets des chantiers sur le critère B.

De plus, l'autorité concédante souligne les actions nécessaires, conformément au schéma directeur des investissements, pour renouveler le réseau BT.

LES DÉPARTEMENTS LES PLUS IMPACTÉS

RÉPARTITION GÉOGRAPHIQUE (EN MIN) – GRAPHIQUE 9



Calculé à la maille des usagers BT de la concession du Sigeif sur chaque département, le critère B de cinq départements sur sept (voir analyse particulière au chapitre « Contrôle ciblé ») se situe au-dessus de la valeur moyenne de la concession (40,5 min).

- L'Essonne (14 communes) :**
 41,2 min, contre 50,1 min en 2021, contre 56,1 min en 2020 et 41,9 min en 2019, dépassant depuis neuf ans le seuil des 40 min.
- Les Hauts-de-Seine (9 communes) :**
 52,6 min, contre 52,4 min en 2021, contre 47,7 min en 2020 et 73,1 min en 2019, dépassant depuis quatre ans le seuil des 40 min.
- La Seine-Saint-Denis (12 communes) :**
 41 min, contre 53,3 min en 2021, contre 26 min en 2020, dépassant, ces deux dernières années, le seuil des 40 min.
- Le Val-de-Marne (7 communes) :**
 46,9 min, contre 22,3 en 2021.
- Le Val-d'Oise (1 commune) :**
 45,6 min, contre 122,7 min en 2021, contre 62,1 min en 2020 et 46,4 min en 2019, dépassant, ces quatre dernières années, le seuil des 40 min.



Interruption de l'énergie acheminée liée au réseau HTA

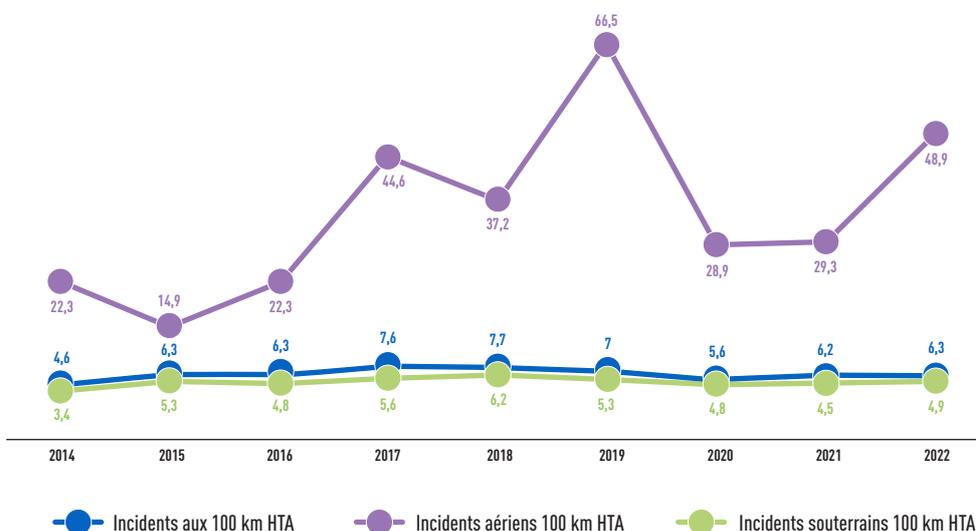
NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM

L'année 2022 confirme une nouvelle dégradation de cet indicateur (6,3 incidents aux 100 km, contre 6,1 incidents aux 100 km en 2021, 5,6 incidents aux 100 km en 2020), en s'éloignant encore plus de l'objectif fixé au schéma directeur des investissements (objectif : 4 incidents aux 100 km).

Face à ce constat, l'autorité concédante s'engage de plus en plus dans la gouvernance partagée sur le suivi et le niveau des investissements consentis, afin que la dégradation constatée sur les premières années du contrat ne soit qu'un épisode éphémère, et qu'une nette amélioration s'inscrive dans

la durée, à l'aide d'actions et de leviers identifiés dans le schéma directeur des investissements et de ses déclinaisons en programmes pluriannuels d'investissements (PPI) sur le territoire.

INCIDENTS AUX 100 KM HTA - GRAPHIQUE 10



SIÈGES ET CAUSES DES INCIDENTS HTA

Les 254 incidents HTA, avec une durée supérieure à 3 min, recensés en 2022 sont répartis sur 179 des 619 départs HTA de la concession : ils ont été plus nombreux (238 en 2021), tandis que la durée d'interruption moyenne est moins importante (23 min, contre environ 37 min en 2021). 64 incidents sur les 18 départs en présentent au moins 3 (il y en avait 12 lors du contrôle précédent). 56 964 clients ont été impactés. 12 de ces départs étaient déjà connus en 2021, avec plus de 3 incidents. 14 ont la particularité d'avoir cumulé plus de six incidents sur la période des exercices 2019 à 2022, avec comme cause principale l'usure naturelle.



SIÈGES DES INCIDENTS

HTA - TABLEAU 15

NOM DES DÉPARTS HTA	CÂBLE OU ACCESSOIRE SYNTHÉTIQUE	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	PAS DE DÉGÂTS OU NON IDENTIFIÉ	AÉRIEN	TRANSFORMATEUR HTA/BT	TOTAL
ETAI23 AU PS JONCHÈRE	3	2	-	-	-	5
FORTRA AU PS VILLENEUVE	-	5	-	-	-	5
NOZAY AU PS MONTJAY	2	1	-	-	1	4
STNOM AU PS SAULES	1	-	1	2	-	4
2A22 AU PS CORMEILLES	-	3	1	-	-	4
CANTAL AU PS SACLAY	3	-	-	1	-	4
KIRSH AU PS ROBINSON	2	-	-	-	2	4
CHVA21 AU PS VILLENEUVE	1	1	2	-	-	4
BOUQUE AU PS BOURGET (LE)	1	2	-	-	-	3
L28 AU PS LOUVECIENNES	2	1	-	-	-	3
BRIARD AU PS MASSY	3	-	-	-	-	3
CARN22 AU PS MASSY	2	1	-	-	-	3
ARPENT AU PS MONTJAY	-	-	2	1	-	3
BROU AU PS NEUILLY-SUR-MARNE	1	1	1	-	-	3
BORBON AU PS ROBINSON	-	-	2	-	1	3
CURACO AU PS ROBINSON	-	3	-	-	-	3
GRACE1 AU PS ROBINSON	1	1	-	-	1	3
GRIS22 AU PS VILLENEUVE	-	3	-	-	-	3
TOTAL	22	24	9	4	5	64
POURCENTAGE	34 %	38 %	14 %	6 %	8 %	100 %

CAUSES DES INCIDENTS

HTA - TABLEAU 16

NOM DES DÉPARTS HTA	DÉFAILLANCE MATÉRIEL	USURE NATURELLE	TRAVAUX DE TIERS	ÉLAGAGE	CLIMATIQUE OU EXTERNE	FAUSSE MANŒUVRE	CAUSE INCONNUE	TOTAL	NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS	NOMBRE D'INCIDENTS 2021	NOMBRE D'INCIDENTS 2020	NOMBRE D'INCIDENTS 2019
ETAI23 AU PS JONCHÈRE	2	2	1	-	-	-	-	5	1 145	6	-	2
FORTRA AU PS VILLENEUVE	-	5	-	-	-	-	-	5	6 620	6	1	2
NOZAY AU PS MONTJAY	-	4	-	-	-	-	-	4	3 364	5	1	2
STNOM AU PS SAULES	1	3	-	-	-	-	-	4	3 478	4	-	-
2A22 AU PS CORMEILLES	-	2	-	-	2	-	-	4	14 804	4	3	-
CANTAL AU PS SACLAY	-	-	3	1	-	-	-	4	3 583	4	1	-
KIRSH AU PS ROBINSON	-	3	1	-	-	-	-	4	1 867	3	-	2
CHVA21 AU PS VILLENEUVE	-	2	-	-	-	2	-	2	1 671	3	1	2
BOUQUE AU PS BOURGET (LE)	-	2	1	-	-	-	-	3	3 054	3	-	-
L28 AU PS LOUVECIENNES	-	1	2	-	-	-	-	3	870	-	-	6
BRIARD AU PS MASSY	-	1	1	-	1	-	-	3	1 896	-	1	1
CARN22 AU PS MASSY	-	1	2	-	-	-	-	3	1 748	-	-	-
ARPENT AU PS MONTJAY	-	1	-	-	-	-	2	3	3 127	1	2	1
BROU AU PS NEUILLY-SUR-MARNE	-	1	1	-	-	-	1	3	2 976	1	2	2
BORBON AU PS ROBINSON	1	-	-	-	-	1	1	3	383	-	-	-
CURACO AU PS ROBINSON	-	1	-	-	1	1	-	3	2 628	3	1	-
GRACE1 AU PS ROBINSON	-	1	1	-	1	-	-	3	176	3	5	1
GRIS22 AU PS VILLENEUVE	-	3	-	-	-	-	-	3	3 574	3	-	-
TOTAL	4	23	13	1	5	4	4	64	56 964	49	18	21
POURCENTAGE	6 %	52 %	20 %	2 %	8 %	6 %	6 %	100 %

LES COUPURES HTA DE PLUS DE 10 H

RAPPEL : selon Enedis, la durée mentionnée dans la restitution transmise à l'autorité concédante est une durée maximale qui correspond à la durée de localisation du défaut (après la dernière manœuvre possible), à laquelle est ajoutée la durée de dépannage.

Il convient de souligner, pour la plupart des départs HTA visés, un

temps de coupure vu du client BT inférieur à celui collecté.

Pour l'année 2022, 18 coupures HTA ont dépassé les 10 heures d'interruption. Ces dernières se décomposent de la manière suivante :

- 13 incidents dont 5 ont pour cause l'usure naturelle. Sur ces 13 incidents, deux ont concerné

uniquement des clients HTA, donc pas d'impact direct sur le critère B.

- 5 coupures pour travaux, dont 2 sont des travaux à l'initiative du concessionnaire et sous sa maîtrise d'ouvrage. Les cinq ont impacté uniquement des clients HTA.

LES COUPURES HTA DE PLUS DE 100 000 NiTi (NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS SUR L'INCIDENT X LE TEMPS D'INCIDENTS « DURÉE DE L'INCIDENT »)

(Voir tableau 17 p. 60)

En 2022, on dénombre 17 incidents majeurs réalisant plus de 100 000 NiTi, répartis sur 15 départs, dont 2 ont la particularité d'avoir cumulé plus de 6 incidents sur la période des exercices 2019 à 2022. La cause principale est l'usure naturelle d'un de leurs composants.

Le 12 octobre dernier, le concessionnaire nous a présenté une analyse globale des incidents jugés importants par ses services. L'indicateur retenu est le nombre d'incidents de plus de 100 000 NiTi.

En séance, l'analyse présente 254 incidents HTA hors événements

exceptionnels (conforme à l'état de contrôle CF007, du 30 juin dernier), dont 14 dits majeurs.

Sur ces 14 incidents, 6 ont pour cause l'usure naturelle.

31 589 clients BT ont été coupés pour une durée totale de coupure de 1 115 min (soit 18 heures et 35 minutes).



Incidents importants HTA

RÉPARTITION des 31 589 clients BT sur les 20 communes.

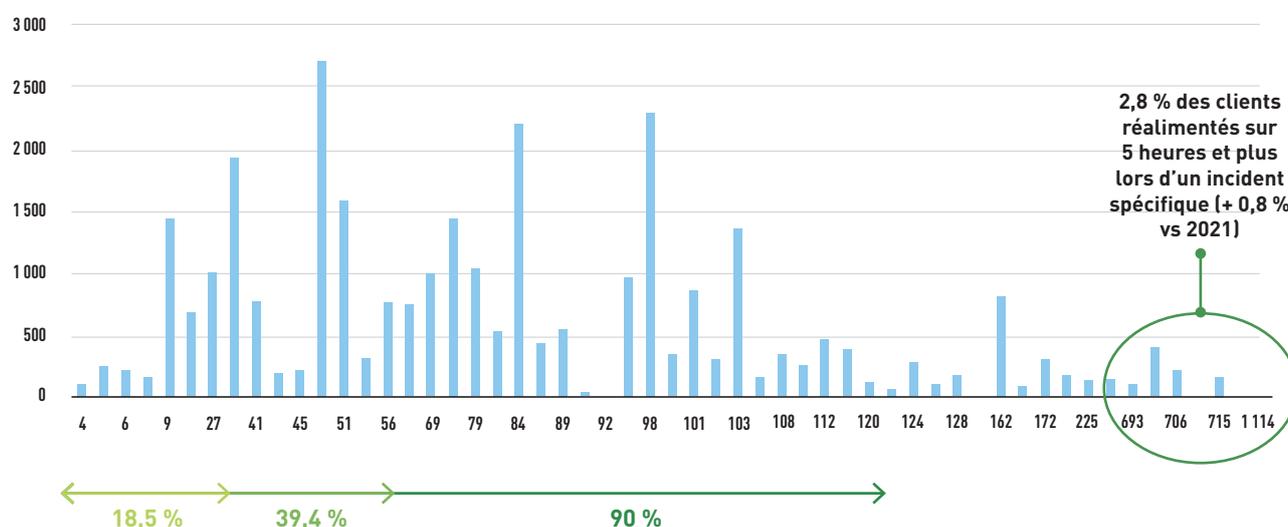
PROFIL AGRÉGÉ DE LEUR RÉALIMENTATION :

18,5 % des clients réalimentés en moins de 30 min, soit - 8,5 % vs 2021, 39,4 % des clients réalimentés en moins en moins d'une heure, soit - 8 % vs 2021 et 90 % en moins de 2 heures, soit + 2 % vs 2021.



COMMUNES	CUMUL CLIENTS BT COUPÉS (NOMBRE)	MAX DE DURÉE DE COUPE (MIN)
AULNAY-SOUS-BOIS	1 563	46
BIÈVRES	1 578	128
BOISSY-SAINT-LÉGER	330	98
CHELLES	4 034	54
GAGNY	2 647	125
GARCHES	1 051	203
JOUY-EN-JOSAS	786	120
LA CELLE-SAINT-CLOUD	3 459	98
LES LOGES-EN-JOSAS	130	120
LIMEIL-BREVANNES	1 378	98
LIVRY-GARGAN	2 385	139
MAISONS-LAFFITTE	1 205	172
MAROLLES-EN-BRIE	104	98
RUEIL-MALMAISON	3 410	225
SAINT-CLOUD	4 677	1115
SEVRAN	764	46
TREMBLAY-EN-FRANCE	957	139
VAUJOURS	757	139
VERRIÈRES-LE-BUISSON	76	128
VERSAILLES	298	120
TOTAL GÉNÉRAL	31 589	1 115

RÉALIMENTATION DES CLIENTS BT TOUS INCIDENTS MAJEURS AGRÉGÉS



Dans le cadre du contrôle, l'autorité concédante a dressé la liste suivante commentant les 17 incidents > 100 000 NiTi :

- **Départ SL 2 au PS (poste source) de Versailles 16.08.22 : aérien/chute d'arbre, climatique**

NiTi 110 146

Nature de l'ouvrage : Almelec, 577 m

Le concessionnaire n'a pas commenté cet événement.

- **Départ St Pie au PS de Neuilly-sur-Marne 9.2.22 : souterrain, arrachage**

NiTi 129 887

Nature de l'ouvrage : 26 tronçons Alu 3 018 m (PM, S3, S0, SC et S6)

(507 m de PM de 1965 à 1977)

Le concessionnaire n'a pas commenté cet événement.

2 OMT équipent le départ.

- **Départ Solo au PS de Sausset 10.05.22 : souterrain, arrachage**

NiTi 159 193

Nature de l'ouvrage : 40 tronçons Alu 14 467 m (PM, PC, S0, SC, S3 et S6)

(4 379 m de PM et PC de 1963 à 1978)

Le concessionnaire n'a pas commenté cet événement.

5 OMT équipent le départ.

- **Départ Radeau au PS de Robinson 16.2.22 : souterrain, usure naturelle**

NiTi 180 504

Nature de l'ouvrage : 27 tronçons Alu (de 1967 à 2003). L = 14 891 m (PU, PM, S3, S0, S3 et S6)

Incident sur câble papier (JTR) qui constitue 2 562 m du départ Radeau

2 OMT équipent le départ.

- **Départ Course au PS de Corneilles 14.06.22 : souterrain, usure naturelle**

NiTi 198 328

Nature de l'ouvrage : 33 tronçons Alu (de 1961 à 2021). L = 10 771 m (PU, PM, S3, S0, S3, SR et S6)

Incident sur câble papier (JTR) qui constitue 1 401 m du départ Course

6 OMT équipent le départ.

- **Départ Parc au PS de Galères : 20.06.22 : souterrain, défaut de conception**

NiTi 132 082

Nature de l'ouvrage : 20 tronçons Alu (de 1970 à 2019) 4 283 m (PM, S3, S0, SC et S6)

Incident sur câble papier (JTRF 3 M) qui constitue 2 571 m du départ Parc

2 OMT équipent le départ.

- **Départ Forban du PS Primevères 20.06.22 : souterrain, usure naturelle**

NiTi 100 071

Nature de l'ouvrage : 36 tronçons Alu (de 1962 à 2021) 7 145 m (PC, PM, S3, S0, S6 et SC)

Incident sur câble papier (JTR) qui constitue 4 869 m du départ Parc

2 OMT équipent le départ.

- **Départ 2C16 au PS de Rueil-Malmaison du 20.06.22 : souterrain, climatique**

NiTi 127 502

Nature de l'ouvrage : 30 tronçons Alu (de 1934 à 2020) 5 996 m (PC et PM)

Incident sur câble (dérivation, DTIM/PS) constitué entièrement de PC et PM incluant de faibles sections (1 771 m) de 25 (642 m), 50 (1 122 m) et 75 (7 m) mm²

6 OMT équipent le départ.

- **Départ 2C35 au PS de Rueil-Malmaison du 20.06.22 : souterrain, cause inconnue**

NiTi 314 545

Nature de l'ouvrage : 13 tronçons Alu (de 1962 à 1993) 2 601 m (PM)

Incident sans dégât, éliminé par manœuvres d'OMT

4 OMT équipent le départ.

- **Départ Corbau au PS de Buzenval du 27.06.22 : souterrain, arrachage**

NiTi 128 352

Nature de l'ouvrage : Alu et Cu (de 1960 à 1973) 1 771 m (PC et PM)

Faibles sections de 50 et 75 mm² sur 497 m

2 OMT équipent le départ.

- **Départ Girol 2 au PS de Buzenval du 19.07.2022 : souterrain, climatique**

NiTi 808 744

Nature de l'ouvrage : 20 tronçons Alu (de 1973 à 2015) 4 759 m (PM, S0, S3, SC et S6)]

Incident sur câble (dérivation, DTIM/PS) constitué de 2 516 m de PM

2 OMT équipent le départ.

- **Départ Rouge 22 au PS de Menus du 27.07.22 : souterrain, usure naturelle**

NiTi 192 273

Nature de l'ouvrage : 42 tronçons Alu (de 1971 à 2022) 9 711 m (PM, S3, S6, SC et S0)

Incident sur câble papier (JTR) constitué de 2 516 m de PM

1 OMT équipent le départ.

- **Départ Lycose au PS de Clichy-sous-bois du 14.08.22 : souterrain, usure naturelle**

NiTi 159 000

Nature de l'ouvrage : 34 tronçons Alu et Cu (de 1964 à 2019) 11 403 m (PU, PM, S3, S6, SC et S0)

Incident sur câble papier (JTR hors 3 M) constitué de 2 743 m de PM et PC incluant de faibles sections (915 m), 50 (425 m) et 75 (490 m) mm²

1 OMT équipent le départ.

- **Départ Fortra au PS de Villeneuve st Georges du 02.12.22 : souterrain, usure naturelle**

NiTi 145 407

Nature de l'ouvrage : 27 tronçons Alu (de 1954 à 2021) 5 638 m (PC, PM, S3, S6, SC et S0)

Incident sur câble papier (JTR) constitué de 6 222 m de PM et PU

4 OMT équipent le départ.

- **Départ Fur 22 au PS Primevères du 14.04.22 : souterrain, climatique ou externe**

NiTi 303 586

Nature de l'ouvrage : 43 tronçons Alu (de 1979 à 2022) 10 813 m (PM, S3, S6 et SC)

Incident sur câble (jonction) constitué de 1 782 m de PM

Aucun OMT équipe le départ.

Cette analyse et le tableau 17 mettent en évidence que l'usure naturelle représente plus d'un tiers des causes. 90 % des défauts sont survenus sur des départs non homogènes qui sont en partie constitués de PC et/ou PU et/ou PM.

83 % des incidents enregistrés ont pour siège un accessoire de « jonction » (8 d'entre eux) ou de « dérivation » (3), pour lesquels la cause est considérée comme provenant de l'usure naturelle.

5 incidents sont survenus du 14 au 20 juin 2022. Un seul parmi eux voit sa cause identifiée en aléa climatique.

Au regard des éléments présentés par le concessionnaire et l'analyse faite sur le fichier de contrôle pour les incidents > 100 000 NiTi, il conviendra comme pour les années précédentes, de saisir le concessionnaire, selon nos indicateurs de suivi, lors des opérations de contrôle.

LEXIQUE (ACCESSOIRES HTA)

NOM DE L'ACCESSOIRE	LIBELLÉ
DTIM	DÉRIVATION TRIPOLAIRE INJECTÉE MIXTE
JTR	JONCTION DE TRANSITION RUBANÉE
JTRF	JONCTION DE TRANSITION RÉTRACTABLE À FROID

LEXIQUE (CODIFICATION DES CÂBLES HTA)

CODE ISOLATION HTA	LIBELLÉ ISOLATION HTA
PC	PAPIER CEINTURE TRIPOLAIRE
PM	PAPIER MÉTALLISÉ TRIPOLAIRE CHAMP RADIAL
PP	PAPIER MÉTALLISÉ TRIPOLAIRE TRIPLOMB
PU	PAPIER IMPRÉGNÉ UNIPOLAIRE SOUS PLOMB
S3	SYNTHÉTIQUE HN33 S 23 (PR)
S6	S6 - SYNTHÉTIQUE NF C33-226
SC	SYNTHÉTIQUE NF C 33-223 SS CÂBLETTE
SO	SYNTHÉTIQUE UTE C 33-223 (CÂBLE 2000)
SR	SYNTHÉTIQUE HN-33S22 (PR OU EP)
CODE NATURE DE MÉTAL HTA	LIBELLÉ NATURE DE MÉTAL HTA
AL	ALUMINIUM
AM	ALMELEC
CU	CUIVRE

SIÈGES ET CAUSES DES INCIDENTS HTA (NITI>100 000 MIN) - TABLEAU 17

NOM DES DÉPARTS HTA	SIÈGES	CAUSES								TOTAL	NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS	DURÉE MAX (MIN)	SOMME NITI (MIN)	IDENTIFIÉ & NOMBRE INCIDENTS CUMULÉS SUR 4 ANS
		DÉFAILLANCE MATÉRIEL	USURE NATURELLE	TRAVAUX DE TIERS	ÉLAGAGE	CLIMATIQUE OU EXTERNE	FAUSSE MANŒUVRE	CAUSE INCONNUE						
CORBAU AU PS BUZENVAL	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	-	1	-	-	-	-	-	1	1 052	203	128 352	-
GIROL2 AU PS BUZENVAL	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	-	-	-	-	-	-	-	1	2 323	1 115	808 744	-
LYCOSE AU PS CLICHY-SOUS-BOIS	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	1	-	-	-	-	-	-	1	2 382	88	159 000	-
COURSE AU PS CORMEILLES	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	1	-	-	-	-	-	-	1	1 206	172	198 328	-
PARC AU PS GALÈRES	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	1	-	-	-	-	-	-	-	1	4 034	54	132 082	-
ROUG22 AU PS MENUS	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	1	-	-	-	-	-	-	1	2 367	112	192 273	-
ST-PIE AU PS NEUILLY-SUR-MARNE	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	-	1	-	-	-	-	-	1	2 993	125	129 887	-
FORBAN AU PS PRIMEVÈRES	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	1	-	-	-	-	-	-	1	2 329	46	100 071	-
RADEAU AU PS ROBINSON	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	-	-	-	-	-	1	-	1	2 685	128	180 504	-
CURACO AU PS ROBINSON	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	1	-	-	1	-	1	-	3	2 628	263	152 884	-
2C16 AU PS RUEIL	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	-	-	-	1	-	-	-	1	3 401	225	127 502	8
2C35 AU PS RUEIL	PAS DE DÉGÂTS OU NON IDENTIFIÉ	-	-	-	-	-	-	1	-	1	3 675	98	314 545	-
SOLO AU PS SAUSSET	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	-	1	-	-	-	-	-	1	1 720	139	159 193	-
SL2 AU PS VERSAILLES	AÉRIEN	-	-	-	1	-	-	-	-	1	1 220	120	110 146	-
FORTRA AU PS VILLENEUVE	CÂBLE OU ACCESSOIRE PAPIER	-	1	-	-	-	-	-	-	1	4 911	98	145 407	8
TOTAL		1	6	3	1	3	-	3	17	38 926	2 986	3 038 918	16	
POURCENTAGE		6 %	35 %	18 %	6 %	18 %	-	18 %	100 %					

LISTE DES DÉPARTS HTA COUPÉS PLUS DE DIX HEURES - TABLEAU 18

POSTE SOURCE	DÉPART HTA	DATE	DURÉE MAX DE LA COUPURE (EN MIN)		NI*TI TOTAL DE LA CONCESSION	NOMBRE DE CLIENTS BT COUPÉS SUR LA CONCESSION
			VUE DE L'OUTIL DE COLLECTE	VUE DU CLIENT BT		
MONTJAY	VIVIE	05/01/2022	837	78*	132 923	3 727
ÉPINAY	MAIS	01/03/2022	766	NC	58 767	476
BOULE	BOURS1	01/06/2022	1 594	371*	119 978	556
SAULES	STNOM	03/06/2022	837	57*	102 937	1 059
MASSY	VAL 21	14/07/2022	1 747	NC	22 365	499
BUZENVAL	GIROL2	19/07/2022	1 115	NC	20 771	1 734
ARPAJON	MONTAG	20/07/2022	726	NC	9 639	191
SACLAY	SANGLE	20/07/2022	707	NC	73 119	753
MASSY	CARN22	01/08/2022	5 875	NC	61 449	3 763
ÉPINAY	SANDRE	01/09/2022	618	NC	31 024	331
RUEIL	1C49	19/10/2022	2 574	NC	6 000	101
PRIMEVÈRES	PRIMO*	15/06/2022	771	NC	0	0
RUEIL	2C19*	24/06/2022	1 556	NC	0	0
MASSY	FUSTEL*	07/07/2022	645	NC	0	0
RUEIL	2C2T*	16/07/2022	4 555	NC	0	0
MITRY-MORY	GMOCQU*	28/09/2022	601	NC	0	0

Les semaines régionales de la prévention des risques travaux en Île-de-France



Mises en œuvre par l'Observatoire des risques travaux en IDF, les Semaines régionales de la prévention sont l'occasion pour les adhérents de cet organisme de participer à des visites de chantiers. **L'objectif : sensibiliser les entreprises de travaux au respect du décret anti-endommagement.**

En 2022, le Sigeif a réalisé une trentaine de visites de chantiers à travers l'Île-de-France :

- enfouissement de réseaux électriques aériens,

- pose de stations IRVE (infrastructures de recharge pour véhicules électriques),
- travaux sur le réseau d'eau potable,
- requalification de la voirie,
- extension d'un réseau de chaleur...

Ces visites s'inscrivent dans la continuité des travaux entrepris par le Syndicat, dans le cadre de « Balises de Sécurité 2018-2024 » et permettent à l'Observatoire de conclure que la phase pourtant

obligatoire de marquer/piqueter les réseaux avant travaux est encore perfectible.

Sur 1 000 visites (tous participants confondus), 82 % ont été considérées comme satisfaisantes (dossiers et plans DT/DICT conformes, marquage/piquetage...), alors que le pourcentage du panel « experts » atteint les 63 %.

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

Chaque année, le Sigeif analyse les interruptions générées par les incidents sur les ouvrages BT (aux causes diverses) ou programmées pour travaux (maintenance et autres), qui perturbent la distribution d'électricité dans les foyers de la concession, selon 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

ORIGINE, PAR DÉPARTEMENT, DES INCIDENTS SUR LE RÉSEAU BT - TABLEAU 19

DÉPARTEMENT	NOMBRE TOTAL D'INCIDENTS	POSTE HTA/BT		SOUTERRAIN - CÂBLES		AÉRIEN		BRANCHEMENT		SOUTERRAIN - BOÎTES OU ACCESSOIRES		COFFRET HORS SOL		PAS DE DÉGÂTS OU SIÈGE NON IDENTIFIÉ	
		NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%
SEINE-ET-MARNE	61	19	31	8	13	19	31	5	8	1	2	4	7	2	1
YVELINES	205	51	25	25	12	43	21	16	8	29	14	27	13	11	5
ESSONNE	90	29	32	9	10	29	32	6	7	7	8	10	11	-	-
HAUTS-DE-SEINE	143	34	24	29	20	13	9	15	10	14	10	28	20	9	6
SEINE-SAINT-DENIS	337	132	39	34	10	102	30	7	2	12	4	26	8	18	5
VAL-DE-MARNE	48	10	21	9	19	18	38	-	-	1	2	7	15	3	6
VAL-D'OISE	3	0	-	0	0	1	33	-	-	1	33	1	33	-	-
TOTAL SIGEIF	887	275	31	114	31	225	25	49	6	65	7	103	12	42	5

Le nombre d'incidents BT localisés sur la concession du Sigeif (887) est en diminution, par rapport à celui de 2021 de 6 %.

En 2022, le siège principal des incidents de la concession concerne, pour près d'un tiers (31 %), les appareillages BT des postes de transformation HTA/BT.

Le réseau aérien est incriminé dans 25 % des incidents. Viennent ensuite les câbles souterrains et leurs accessoires (20 %). Avec une nouvelle distinction faite par le concessionnaire, qui nécessitera une information complémentaire pour mieux comprendre la ventilation,

on notera dans le classement des sièges d'incidents les coffrets hors sol (12 %) et les branchements (17 %). Enfin, on dénombre 42 incidents (5 %) dont le siège n'est pas identifié.

LA CAUSE DE L'INCIDENT

Qualifiée d'« usure naturelle » par le concessionnaire, la fragilisation progressive des ouvrages BT, liée à leur utilisation et à leur sollicitation, demeure sans surprise la cause principale des incidents, au nombre de 422, soit 48 %.

En 2022, la référence à cette cause incidentogène connaît une augmentation significative de 15 %, par rapport à l'exercice précédent.

On en dénombrait 367 en 2021.

L'item « dépassement de la capacité électrique (surcharge) » concerne 26 % des incidents enregistrés (233).

Bien que nous observions une baisse de 25 %, par rapport à l'an passé, le nombre d'incidents liés à cette cause reste à un niveau élevé et permet à l'AODE de maintenir l'idée

que l'électrification des usages va accélérer la sollicitation des réseaux et probablement les dépassements de capacité. La complémentarité des énergies renouvelables doit s'accélérer pour réduire ces phénomènes.

Enfin, une diminution d'environ 7 % du nombre de dégâts tiers est à souligner : ils passent de 93 en 2021 à 84 en 2022. Il était de (86 en 2020).

ORIGINE, PAR DÉPARTEMENT, DES INCIDENTS SUR LE RÉSEAU BT - TABLEAU 20

DÉPARTEMENT	NOMBRE TOTAL D'INCIDENTS	USURE NATURELLE		DÉFAILLANCE DE MATÉRIEL ET DE PROTECTION		DÉPASSEMENT CAPACITÉ ÉLECTRIQUE		ÉLAGAGE, BRANCHES, FILS EMMÊLÉS		TRAVAUX DE TIERS		CLIMATIQUE OU EXTERNE		FAUSSE MANŒUVRE	
		NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%	NOMBRE	%
SEINE-ET-MARNE	61	26	43	5	8	17	28	3	5	2	3	8	13	-	-
YVELINES	205	125	61	7	3	36	18	5	2	15	7	16	8	1	0
ESSONNE	90	46	51	13	14	18	20	2	2	10	11	12	13	-	-
HAUTS-DE-SEINE	143	90	63	10	7	48	34	2	1	23	16	12	8	1	1
SEINE-SAINT-DENIS	337	111	33	10	3	107	32	11	3	26	8	22	7	3	1
VAL-DE-MARNE	48	22	46	-	-	7	15	-	-	8	17	3	6	-	-
VAL-D'OISE	3	2	67	1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL SIGEIF	887	422	48	59	5	233	26	23	3	84	9	73	8	5	0,6

NOMBRE D'INCIDENTS AUX 100 KM

(voir graphique 10)

L'année 2022 a connu une baisse de 1,6 point du nombre d'incidents aux 100 km, pour atteindre 16,5 (18,1 en 2021). Si ce résultat est encourageant, il ne permet pas de retrouver les valeurs de la période des années précédentes, qui se situaient à des niveaux de 14,4 en 2020 et 14,3 en 2019.

À travers cet indicateur, il est confirmé que le réseau souterrain a un taux d'incidents aux 100 km bien inférieur à celui de l'aérien, soit 4,3 contre 17,9. Ces chiffres issus du fichier de contrôle CF-008 BT mettent en évidence une incohérence avec les données affichées dans le CRAC 2022. L'autorité concédante a interrogé son concessionnaire sur les éléments pris en compte pour déterminer les valeurs annoncées dans son compte

rendu. Enedis a formulé la réponse suivante : « Suite à la nouvelle collecte des incidents BT sous nos applications internes (description plus précise des coupures réellement ressenties par les clients), il y a eu une augmentation artificielle du nombre d'incidents BT dans le fichier CF-008 (et qui modifie donc le calcul du taux d'incidents pour 100 km). Pour retrouver le bon nombre de coupures, il a été ajouté sur le fichier CF-008 l'identifiant coupure mais également le code centre. Ainsi, pour retrouver les chiffres du CRAC, il faut supprimer les doublons du fichier. »

Le Sigeif estime que le fichier tel que communiqué devrait permettre une interprétation précise, comme

l'ensemble des pièces fournies dans le cadre des contrôles, sans avoir à manipuler les données qui s'y trouvent.

À l'exception notable de la commune de Nozay en Essonne, qui n'a pas connu de perturbation, les 65 autres communes adhérentes à la concession ont connu au moins un incident durant l'année 2022.

Comparé au seuil de référence (8 incidents aux 100 km), moins d'un cinquième des communes (12 contre 11 en 2021 et contre 18 en 2020) se situe dans la tolérance visée.

Un regard particulier a été porté sur les communes dépassant 20 incidents aux 100 km (18 communes, contre 16 en 2021 et contre 10 en 2020).

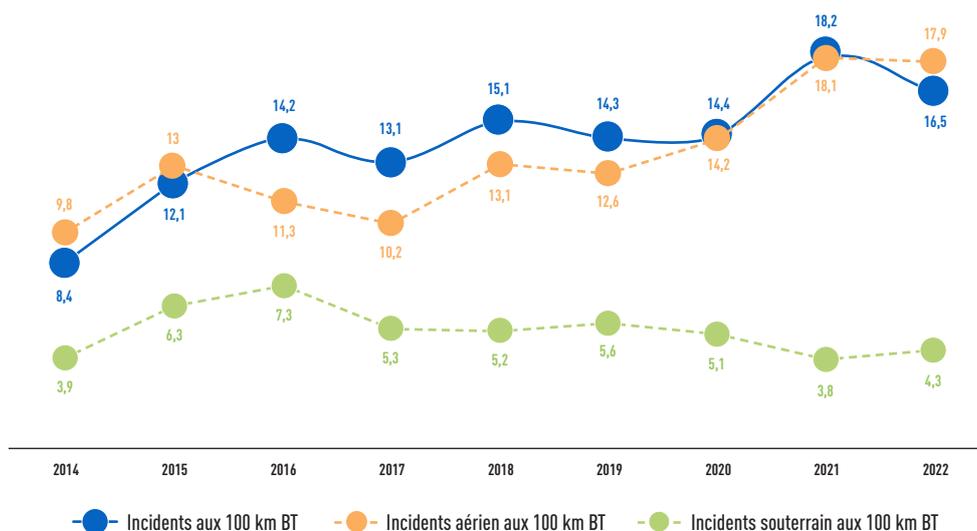


Cinq départements sont concernés, seul l'Essonne y échappe. Deux communes de la Seine-Saint-Denis, Le Blanc-Mesnil et Vaujours, atteignent respectivement plus de 45 et 32 incidents aux 100 km. Le département de la Seine-Saint-

Denis connaît l'un des taux les plus élevés sur le territoire de la concession, plus de 21, alors que l'Essonne a le plus bas, avec 10,52. L'autorité concédante communiquera au concessionnaire une liste de communes particulièrement touchées par les incidents sur le réseau basse tension, afin d'obtenir des

informations supplémentaires sur leurs origines, leurs traitements, les causes récurrentes et les propositions curatives afin d'y remédier. Le prochain PPI devra notamment tenir compte des actions à engager sur le réseau BT et accélérer son renouvellement.

INCIDENTS AUX 100 KM BT - GRAPHIQUE 11



Des sessions de formation AIPR pour les collectivités adhérentes

Pour mémoire, l'Autorisation d'Intervention à Proximité des Réseaux (AIPR) est une habilitation obligatoire, depuis le 1^{er} janvier 2018, pour toutes personnes œuvrant à la conception, ou à l'encadrement ou à l'exécution d'un chantier sur le domaine public.

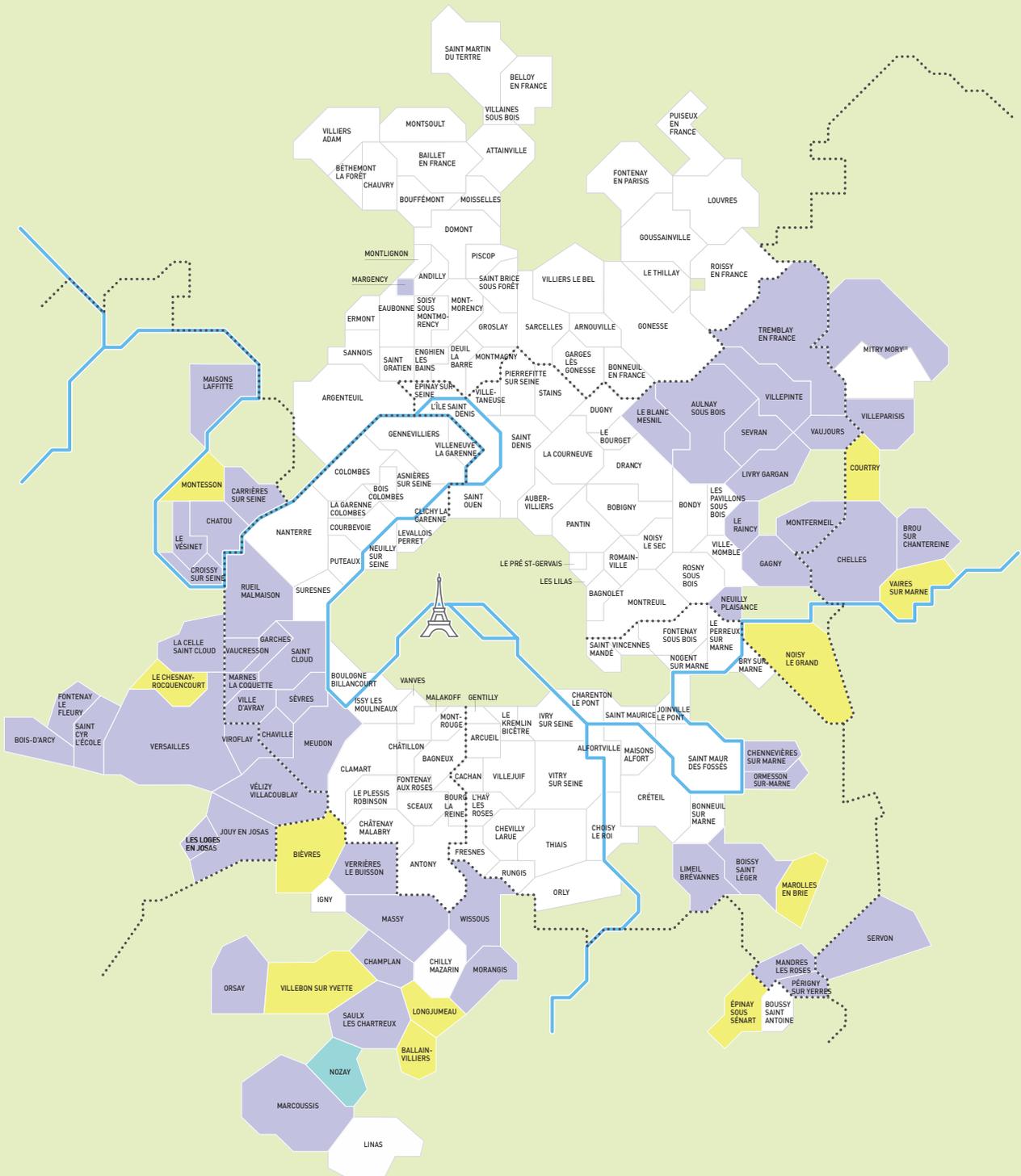
Après une période soumise au contexte sanitaire (Covid-19), le SigEIF a renouvelé l'organisation de plusieurs sessions de formation AIPR en présentiel.

Ces sessions entièrement financées par le SigEIF permettent de faire découvrir les spécificités des réseaux aéro-souterrains et la gestion des travaux de voirie, quelles que soient leurs étapes de réalisation (étude et réalisation). Une amende de 1 500 euros peut être appliquée au responsable de projet ou à l'exécutant de travaux ne disposant pas d'une AIPR (doublée en cas de récidive).

Les sessions 2022 ont été une réussite, avec plus de 70 agents formés représentant plus d'une quarantaine de collectivités.



16,5* Incidents aux 100 km sur le réseau BT



⁽¹⁾ Est exclue la partie du territoire de Mity-Mory exploitée par la régie municipale.

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

VALEUR DE RÉFÉRENCE : 8

- AUCUN INCIDENT
- VALEUR INFÉRIEURE OU ÉGALE À LA VALEUR DE RÉFÉRENCE
- VALEUR SUPÉRIEURE À LA VALEUR DE RÉFÉRENCE
- COMMUNES ADHÉRANT À LA SEULE COMPÉTENCE GAZ
- Limites de départements

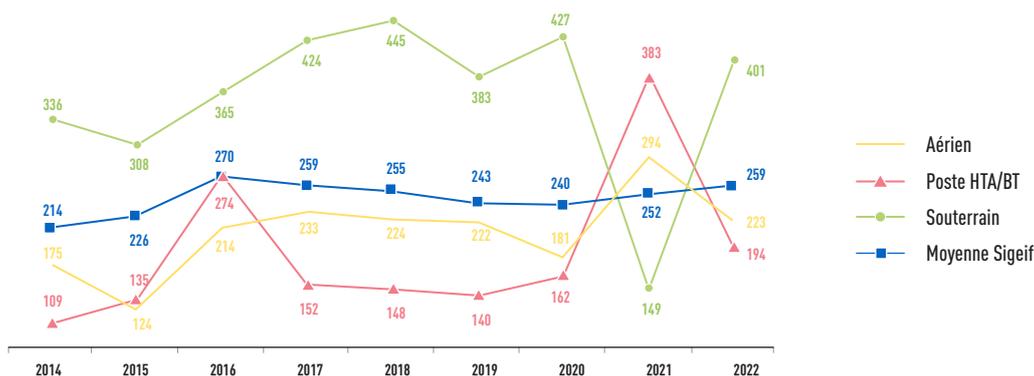
LA DURÉE MOYENNE DES COUPURES

Après la décroissance constatée sur les exercices antérieurs à 2021, la tendance haussière observée en 2021 est confirmée, avec une durée moyenne des coupures de 259 min, contre 252 en 2021 et 240 min en 2020. Les résultats enregistrés en 2022 montrent des évolutions contradictoires en fonction du siège de l'interruption puisque,

contrairement aux exercices précédents, aucune des valeurs de 2021 n'est confirmée : ainsi, les incidents générés sur le réseau aérien baissent de 71 min, s'établissant à 223 min, ceux des postes de transformation HTA/BT diminuent de 189 min, pour atteindre 194 min, et ceux du réseau souterrain augmentent de 252 min, s'élevant désormais à 401 min

(soit presque sept heures). Le Syndicat constate que les durées moyennes des coupures retrouvent des temps proches des trajectoires des années antérieures à 2021. Ce bilan mérite qu'un temps d'analyse soit consacré par le distributeur à ce paragraphe afin d'explicitier ces résultats et ces mouvements.

DURÉE MOYENNE DES COUPURES POUR TRAVAUX - GRAPHIQUE 12



LES COUPURES POUR TRAVAUX

Depuis plusieurs années, le SigEIF a formulé des observations au sujet des coupures pour travaux. Le concessionnaire s'était alors engagé, à compter de l'exercice 2012, à une vigilance particulière, en lien avec ses interventions sur le réseau, pour lesquelles il convient de privilégier les travaux sous tension. En effet, la coupure pour travaux est de sa seule responsabilité quand l'intervention « sous tension » ne peut être exécutée et que l'installation d'une source provisoire (groupe électrogène, poste chantier, reprises BT...) s'avère difficile, voire impossible à concevoir, tant au regard de la configuration de la zone de travaux, des prescriptions

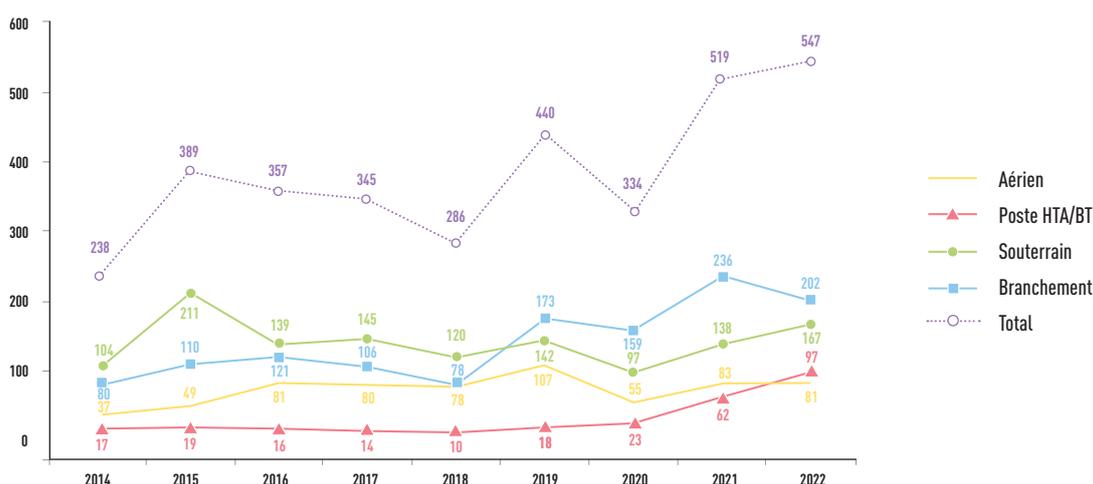
techniques et réglementaires, que de la sécurité des intervenants. Les coupures pour travaux, au nombre de 547, sont à nouveau en augmentation, par rapport à 2021, soit + 5 %. Les coupures lors de travaux dans les postes diminuent légèrement, passant de 83 à 81. Celles du réseau souterrain baissent plus nettement, passant de 236 à 202, tandis que celles du réseau aérien progressent de 138 à 167. Enfin, celles pour les interventions sur les branchements évoluent de 62 à 97.

Concernant les coupures sur le réseau BT d'une durée supérieure à 5 h et pour laquelle le NiTi est supérieur à 30 000 (équivalant à

100 clients coupés pendant 5 h), l'accroissement constaté ces dernières années est confirmé, passant de 108 en 2022, contre 91 en 2021. Ainsi, le nombre d'interruptions de fourniture supérieures à 8 h, augmente, pour s'établir à 14 contre 6 en 2021.

L'autorité concédante invite le distributeur à réaliser un retour d'expérience de ses interventions, afin de permettre, dans le strict respect des règles en vigueur et sans en augmenter les contraintes techniques, la réalisation de ses travaux sans coupures, ou en les réduisant au minimum. Le SigEIF souhaiterait avoir une présentation de ce retour d'expérience courant 2024.

COUPURES POUR TRAVAUX - GRAPHIQUE 13



Indicateurs locaux de la continuité d'acheminement

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

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

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

Avec 361 972 clients coupés, toutes causes confondues, le résultat 2022 enregistre un taux de fréquence en net recul, par rapport à celui de l'exercice précédent (50 %, contre 67,8 %).

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TCI A (EN %)	63	69	69	52	68	50

TCL : taux de coupures longues (≥ 3 min).

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

L'exercice 2022 a été marqué par une légère baisse du nombre de coupures longues, passant de 1 803 à 1 777 (- 26 coupures). Ce résultat confirme celui enregistré en 2021 (1 803), qui avait marqué une rupture avec les années antérieures (1 404 coupures longues en moyenne de 2017 à 2020). Toutes causes confondues, les interruptions de l'alimentation électrique ont été générées soit par des travaux (636, + 2,9 %), soit par des incidents (1 141, - 3,7 %).

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
TCL (EN %)	0,20	0,20	0,22	0,19	0,25	0,20

TCB : taux de clients affectés par les coupures brèves (1 s ≤ durée < 3 min).

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

Les coupures brèves (**durée inférieure à 3 min**) sont plus ou moins perçues par les foyers. De par la composition de son réseau, la concession du Sigeif devrait être quasi « insensibilisée » à ce type de perturbation. Pour l'essentiel, ces coupures proviennent 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.

	2017	2018	2019	2020	2021	2022
NOMBRE CB	325	467	326	307	482	430
TCL (EN %)	0,05	0,07	0,05	0,04	0,07	0,06

Le niveau 2022 est en amélioration, mais reste supérieur à ce qui avait été enregistré en 2019 et 2020.

Autres indicateurs « performance »

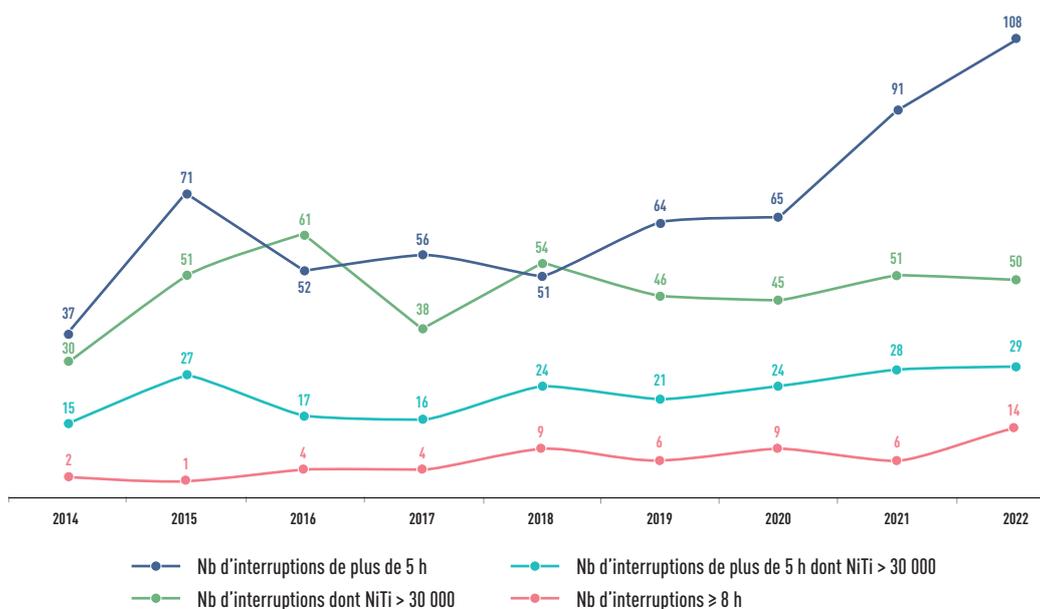
Nombre de clients subissant dans l'année plus de 6 coupures longues et nombre de clients subissant dans l'année plus de 4 coupures brèves (toutes causes confondues)

Nous enregistrons pour l'exercice 2022 une baisse remarquable du nombre de clients qui ont eu à subir plus de 6 coupures. Leur nombre s'établissant à 218, soit - 778 clients, par rapport à l'exercice 2021, retrouvant ainsi des valeurs proches de l'exercice 2020 (210 usagers en 2020). Les usagers impactés sont répartis dans 2 des 7 départements. Le territoire de la Seine-Saint-Denis enregistre la quasi-totalité de ces coupures (202, 93 %), et le Val-de-Marne étant le siège des 16 autres.

Nous relevons 6 départs HTA répartis sur 5 postes sources qui ont connu plus de 4 coupures brèves au cours de l'année 2022.

POSTE SOURCE	DÉPART HTA	COUPURE BRÈVE
ÉPINAY	ROCHPO	5
JONCHÈRE	ETA123	5
MASSY	BRIARD	5
NEUILLY-SUR-MARNE	BRY 22	7
NEUILLY-SUR-MARNE	BELL22	6
VILLENEUVE-SAINT-GEORGES	VALENT	5

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE COUPURES POUR TRAVAUX D'UNE DURÉE SUPÉRIEURE À 5 HEURES - GRAPHIQUE 14



NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS PLUS DE 3 HEURES OU PLUS DE 6 FOIS (TOUTES CAUSES CONFONDUES) - TABLEAU 21

COMMUNES	PLUS DE 3 HEURES					PLUS DE 6 FOIS				
	2018	2019	2020	2021	2022	2018	2019	2020	2021	2022
SEINE-ET-MARNE (77)	1 721	1 589	1 390	1 895	2 365	-	-	-	-	-
YVELINES (78)	9 868	11 290	12 183	9 820	9 586	262	29	-	160	-
ESSONNE (91)	6 374	5 142	7 062	6 548	5 188	66	20	16	166	-
HAUTS-DE-SEINE (92)	7 550	13 219	9 302	10 518	11 962	25	109	194	65	-
SEINE-SAINT-DENIS (93)	16 900	10 765	9 299	18 507	12 655	645	164	-	588	202
VAL-DE-MARNE (94)	999	1 371	1 242	1 249	2 024	-	-	-	17	16
VAL-D'OISE (95)	20	46	114	257	94	-	-	-	-	-
TOTAL CONCESSION SIGEIF	43 432	43 422	40 592	48 794	43 874	998	322	210	996	218

Autres indicateurs « performance »

Nombre de clients subissant plus de 3 heures de coupure annuelle

43 874 clients ont connu une interruption de fourniture de plus de 3 heures, chiffre en diminution, comparé à 2021 qui comptait 48 794 clients impactés. Cet indicateur demeure au-dessus de 20 000 foyers touchés pour la huitième année consécutive. Représentant un taux de clients de 5,9 %, il continue d'être jugé trop élevé [18]. La part des incidents pèse 60 % de cet indicateur, les quelque 40 % restants étant imputables aux travaux sous coupures.

1 094 clients ont été coupés plus de 20 h (ils étaient 1 470 en 2021, 939 en 2020 et 564 en 2019).

Ces derniers sont répartis dans les départements des Yvelines (424), de l'Essonne (68), des Hauts-de-Seine (316) et de la Seine-Saint-Denis (286).

Pour les situations particulières reposant sur un seul incident BT, aucune récurrence avec les exercices antérieurs n'a été constatée.

En plus de ces indicateurs, le contrat de concession prévoit les ambitions suivantes :

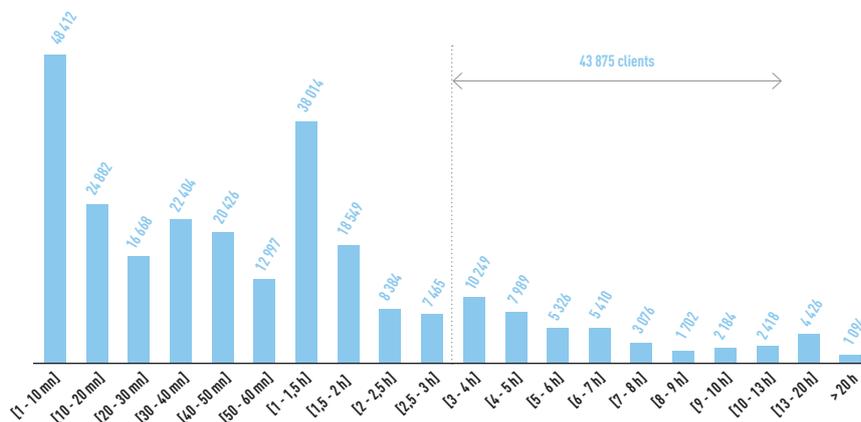
- Nombre de clients subissant plus de 2 coupures de plus de 4 h, suite à travaux = 0.
- Taux de clients coupés plus de 6 h < 1 %.
- Taux de clients coupés plus de 3 h < 1,5 %.
- Fréquence de coupures longues, toutes causes confondues < 0,5.

Le tableau 33 présente pour 2022 le suivi de ces valeurs repères à la maille de la concession.

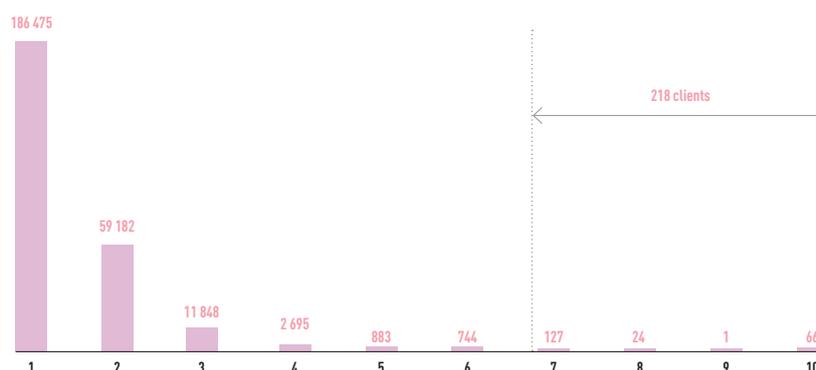
NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS PLUS DE 3 HEURES - GRAPHIQUE 15



NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS SUR INCIDENT EN FONCTION DE LA DURÉE DE L'INTERRUPTION - GRAPHIQUE 16



NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS EN FONCTION DU NOMBRE D'INTERRUPTIONS - GRAPHIQUE 17



CARACTÉRISTIQUES ÉLECTRIQUES DES DÉPARTS HTA

SUIVI DES VALEURS REPÈRES - TABLEAU 22

	2022 TOUTES CAUSES CONFONDUES	2021 TOUTES CAUSES CONFONDUES	2020 TOUTES CAUSES CONFONDUES	2019 TOUTES CAUSES CONFONDUES
NOMBRE DE CLIENTS SUBISSANT PLUS DE 2 COUPURES DE PLUS DE 4 H SUITE À TRAVAUX	0	0	0	0
TAUX DE CLIENTS COUPÉS PLUS DE 3 H	5,9 %	6,8 %	5,7 %	6,3 %
TAUX DE CLIENTS COUPÉS PLUS DE 6 H	2,5 %	2,8 %	2,8 %	2,7 %
NOMBRE DE CLIENTS COUPÉS PLUS DE 3 H SUITE À INCIDENT	43 874	30 162	28 526	28 436
FRÉQUENCE DE COUPURES LONGUES TOUTES CAUSES CONFONDUES	0,6	0,7	0,5	0,7

Contraintes sur les ouvrages

Constatant depuis plusieurs années le vieillissement du réseau et les nombreux incidents liés à l'usure des ouvrages électriques, le SigEIF vérifie le fonctionnement normal

de son patrimoine et incite le concessionnaire, à travers le schéma directeur des investissements, à agir pour un service public de qualité.

Le concessionnaire examinera ces situations pour les prendre en charge dans les meilleurs délais.

Tenue de la tension HTA

CONTRAINTES ÉLECTRIQUES - TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU HTA (UMAX) - TABLEAU 22A

DÉPART HTA	POSTE SOURCE	COMMUNE	TENSION DE SERVICE (KV)	CHUTE DE TENSION (EN %)	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2021	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2020	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2019	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2018 OU 2017
DALTON	BONDY	AULNAY-SOUS-BOIS	15	4,1 %	X	-	-	-
GRATTE	JONCHÈRE	SERVON	20	5,2 %	X	X	X	X
2A22	CORMEILLES	MONTESSON	20	5 %	X	X	-	-
ARPENT	MONTJAY	MARCOUSSIS	20	5 %	-	-	-	-
NOZAY	MONTJAY	VILLEBON-SUR-YVETTE	20	5,3 %	-	-	-	-
WISSOU	RUNGIS	WISSOUS	20	4,3 %	X	X	X	X
FORTRA	VILLENEUVE-SAINT-GEORGES	MAROLLES-EN-BRIE	20	4,3 %	X	X	X	X
VIROFL	CHATILLON	VIROFLAY	15	5 %	X	X	-	X
WISSOU	RUNGIS	WISSOUS	20	4,3 %	X	X	X	X

CONTRAINTES ÉLECTRIQUES - DÉPARTS EN CONTRAINTES ÉLECTRIQUES SUR LE RÉSEAU HTA - TABLEAU 22B

DÉPART HTA	POSTE SOURCE	COMMUNE	TENSION DE SERVICE (KV)	CHUTE DE TENSION (EN %)	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2021	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2020	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2019	DÉPART CLASSÉ À SURVEILLER EN 2018 OU 2017
DALTON	BONDY	AULNAY-SOUS-BOIS	15	4,1 %	-	-	X	3 371
GRATTE	JONCHÈRE	SERVON	20	6,6 %	-	X	-	4 578
2A22	CORMEILLES	MONTESSON	20	5 %	-	X	-	4 423
ARPENT	MONTJAY	MARCOUSSIS	20	5,1 %	X	-	-	4 009
NOZAY	MONTJAY	VILLEBON-SUR-YVETTE	20	5,5 %	X	-	-	1 359
WISSOU	RUNGIS	WISSOUS	20	4,3 %	-	-	X	1 081
FORTRA	VILLENEUVE-SAINT-GEORGES	MAROLLES-EN-BRIE	20	4,4 %	-	-	X	3 001
VIROFL	CHATILLON	VIROFLAY	15	5 %	-	-	X	2 750
FLEURI	VILLEVAUDE	VIROFLAY	15	7,2 %	-	X	-	2 562

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 (article 35B du cahier des charges).

Neuf départs HTA alimentant la concession requièrent une surveillance particulière (fichier OHTA 008) (contre 10 en 2021, 8 en 2020, 10 en 2019 et 11 en 2018). Au regard des valeurs constatées ces dernières années, une intervention de la part du gestionnaire de réseau est attendue pour chacun de ces départs HTA.

Il s'agit des départs :

- **Fleuri, au poste source de Villevaudé** : avec une chute de tension à plus de 7 % et sachant ce départ déjà identifié en contrainte en 2018 et 2019, des investigations complémentaires seront menées auprès du concessionnaire, afin de déceler si c'est une nouvelle contrainte par rapport à celle connue entre 2018 et 2019. Le résultat de ces recherches sera communiqué dans un prochain rapport de contrôle.
- **Gratte, au poste source de Jonchère** : Enedis a indiqué, il y a deux ans, l'achèvement des travaux nécessaires à la levée de cette contrainte (création d'un nouveau départ Noyer depuis le poste source Jonchère). Le Sigeif reste donc dans l'attente de sa mise à jour cartographique et s'interroge sur les motifs d'un délai aussi long pour l'actualisation des données. Des actions de contrôles seront entreprises pour la fiabilité

des données sur la qualité de fourniture.

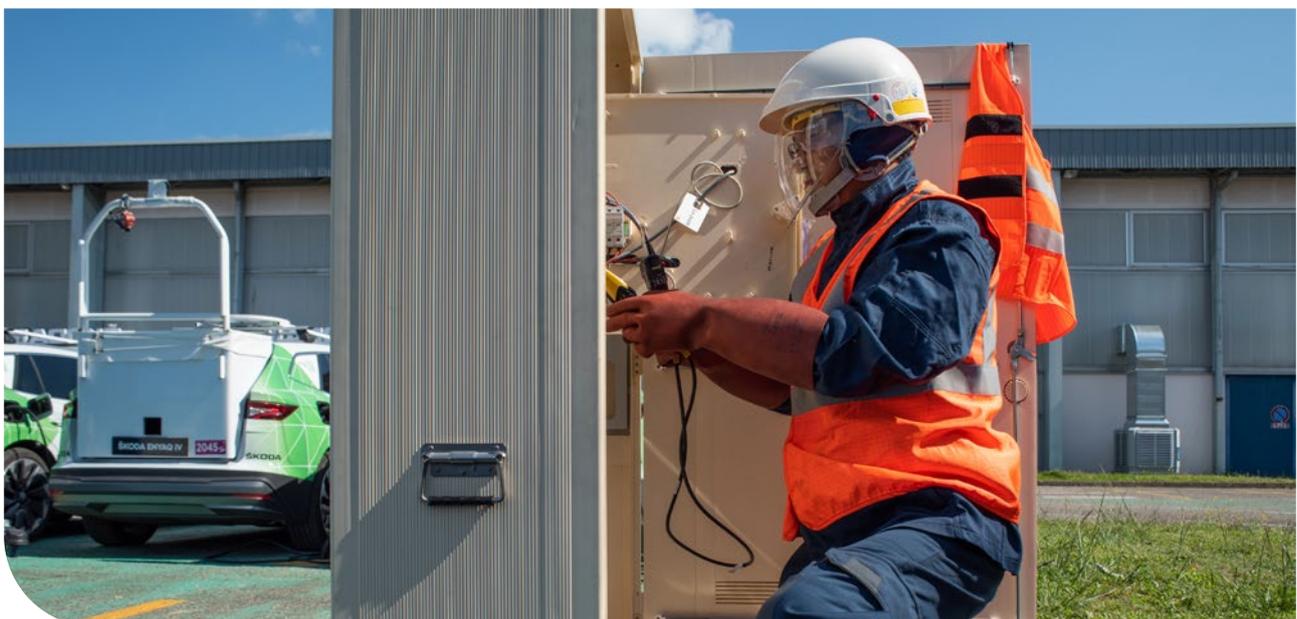
- **2A22, au poste source de Cormeilles** : déjà connu en 2020, l'autorité concédante émet des réserves sur la réponse faite par son concessionnaire pour la levée de la contrainte. En effet, le fichier d'analyse présente toujours ce départ en contrainte. Réponse Enedis en 2020 : « après mise à jour de l'autotransformateur 20/10kV ST CONVENTION 2, dans l'outil de calcul, et l'achèvement de travaux de restructuration avec changement de tension, ce départ n'affiche plus de contrainte ».
 - **Arpent, au poste source de Montjay** : nouveau départ en contrainte, qui impacte 4 009 usagers.
 - **Nozay, au poste source de Montjay** : nouveau départ en contrainte, qui impacte 1 359 usagers.
- Ces deux départs n'étaient pas identifiés en contrainte ou à surveiller au cours de ces trois dernières années, ce qui amène le Sigeif à interroger son concessionnaire sur les motifs de l'apparition de cette contrainte.
- **Virofl, au poste source de Châtillon** : identifié en précontrainte et à surveiller au cours de ces deux dernières années, avec une chute de tension de 4,99 %, nous pouvons considérer qu'il a atteint le seuil de 5 % pour le classer en contrainte en 2022.

- **Fortra, au poste source de Villeneuve-Saint-Georges** : déjà signalé à surveiller les années précédentes (en précontrainte), avec une chute de tension supérieure à 4,3 % en 2022, l'AODE attend de son concessionnaire des actions qui permettront d'effacer tout risque d'une contrainte avérée, à l'heure où les besoins en électrification ne cessent de s'intensifier.
- **Wissous au poste source de Rungis** : à l'exception de l'année 2021, ce départ était déjà identifié en précontrainte *a minima* sur les quatre années précédentes.
- **Dalton au poste source de Bondy** : à l'exception de l'année 2020, ce départ était déjà identifié en précontrainte *a minima* sur les quatre années précédentes.

En croisant les caractéristiques de ces départs sur les fichiers OHTA-007 et OHTA-008, l'autorité concédante constate des incohérences tant sur les données liées à la chute de tension que sur le nombre de départs en contrainte.

La question des écarts entre les données des deux fichiers sera posée au concessionnaire et sera traitée dans le prochain rapport de contrôle.

Par ailleurs, en comparant la liste des départs en contrainte avec la liste des départs ayant subi plus de 3 incidents dont la cause est « usure naturelle », 4 départs sont mis en évidence. Ce constat amène l'AODE à être vigilante sur les programmes travaux à venir, dans le cadre du suivi du schéma directeur des investissements, à travers les prochains PPI.



LES CLIENTS DITS MAL ALIMENTÉS

Outil pour le diagnostic et l'aide à la préparation des programmes d'investissement, l'état CTBT-003 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, 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).

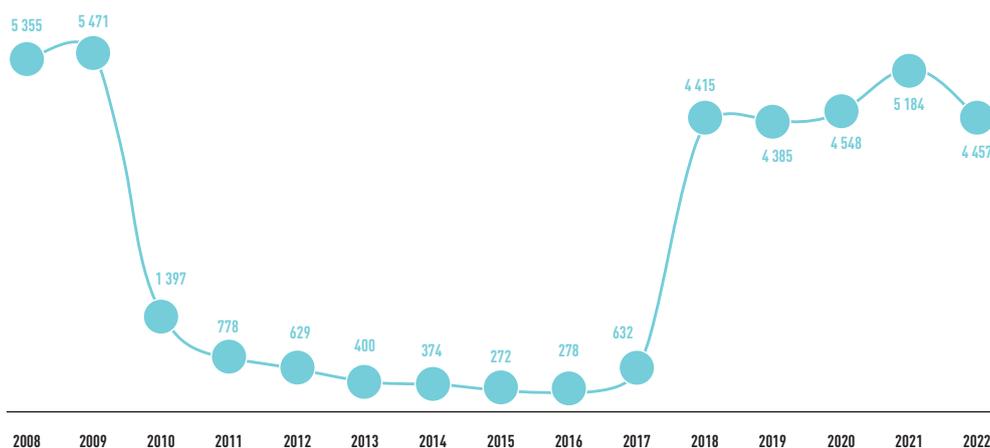
L'exercice 2018 était marqué par la multiplication du nombre de clients dits « mal alimentés » (4 415, contre 632 en 2017 et 278 en 2016), qui s'expliquait, selon Enedis, par « le nouveau modèle statistique, utilisé

en 2018, de façon à prendre en compte, d'une part, la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau basse tension et, d'autre part, les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique » (voir *Rapport de contrôle de l'exercice 2018*, p. 96). Dorénavant et comme expliqué par le concessionnaire, le compteur Linky mesure des excursions de tension et permet de décider de travaux d'optimisation du réseau pour supprimer ces excursions (équilibrage de phases ou changement de prise transformateur), tout en permettant une meilleure priorisation du traitement des CMA théoriques.

Avec 4 457 usagers-clients « mal alimentés » répartis autour de 171 transformateurs HTA/BT et 195 départs BT (174 transformateurs HTA/BT en 2021, 158 transformateurs HTA/BT en 2020, 152 transformateurs HTA/BT en 2019 et 196 transformateurs HTA/BT en 2018), le résultat 2022 laisse entrevoir une légère amélioration.

Représentant toujours un faible taux (0,6 %), une intervention du concessionnaire est, malgré tout, attendue, conformément à l'engagement inscrit dans le schéma directeur des investissements, notamment sur les 169 départs BT déjà identifiés par le passé (81 %, dont 125 – 60 % – depuis plus de deux ans).

TENUE DE LA TENSION : ÉVOLUTION DU NOMBRE DE CLIENTS MAL ALIMENTÉS SUR LE RÉSEAU BT - GRAPHIQUE 18



TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU BT - RÉPARTITION PAR DÉPARTEMENT ET CLIENTS MAL ALIMENTÉS CMA - TABLEAU 23

	USAGERS BT					
	2020	2021	2022	TAUX 2020	TAUX 2021	TAUX 2022
SEINE-ET-MARNE (77)	179	357	327	0,33 %	0,64 %	0,59 %
YVELINES (78)	447	778	733	0,24 %	0,42 %	0,39 %
ESSONNE (91)	654	708	714	0,75 %	0,76 %	0,78 %
HAUTS-DE-SEINE (92)	597	618	352	0,46 %	1,47 %	0,27 %
SEINE-SAINT-DENIS (93)	2 572	2 675	2 192	1,2 %	1,22 %	1 %
VAL-DE-MARNE (94)	99	126	139	0,28 %	0,12 %	0,35 %
VAL-D'OISE (95)	-	-	-	-	-	-
TOTAL SIGEIF	4 548	5 262	4 457	0,64 %	0,64 %	0,61 %

ANALYSE DE LA CHUTE DE TENSION PAR DÉPARTEMENT

Illustrée par le tableau 24 et la carte des clients mal alimentés, la qualité sur le territoire est loin d'être uniformément répartie, avec un taux de CMA majoritairement inférieur à 0,5 % (39 communes concernées sur les 66 adhérentes). Malgré l'application de la nouvelle méthode statistique, le nombre de communes du territoire de la concession sans clients mal alimentés est en recul :

14 contre 21 en 2021 (contre 18 en 2020 et 2019, 22 en 2018 et 52 en 2017). Ce constat met en évidence l'urgence d'accélérer les travaux de renouvellement et de modernisation des réseaux pour répondre au besoin et à la qualité de service sur le territoire.

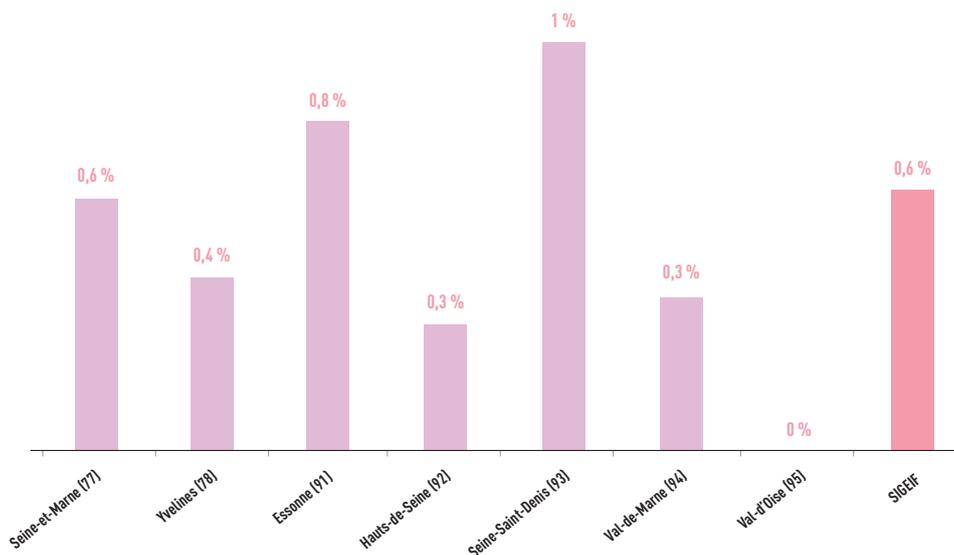
Enfin, le volume des investissements consentis par le concessionnaire pour traiter les différentes contraintes

électriques sur le réseau BT est trop faible : 254 k€, soit - 55 %, par rapport à 2021, un niveau historiquement bas se confirmant une fois de plus. À travers la gouvernance partagée, le Sigeif attend du concessionnaire un niveau d'investissement plus ambitieux afin de résorber le stock de clients mal alimentés.

TENUE DE LA TENSION SUR LE RÉSEAU BT - RÉPARTITION PAR DÉPARTEMENT ET TRANSFORMATEURS HTA/BT EN CONTRAINTE
- TABLEAU 24

DÉPARTEMENT	2022	TAUX 2022	2021	TAUX 2021
SEINE-ET-MARNE (77)	17	3,5 %	17	3,5 %
YVELINES (78)	25	1,9 %	27	2,1 %
ESSONNE (91)	33	3,8 %	29	3,5 %
HAUTS-DE-SEINE (92)	11	1,3 %	14	1,8 %
SEINE-SAINT-DENIS (93)	76	4,9 %	83	5,5 %
VAL-DE-MARNE (94)	9	2,8 %	4	1,4 %
VAL-D'OISE (95)	-	-	-	0 %
TOTAL	171	3,2 %	174	3,1 %

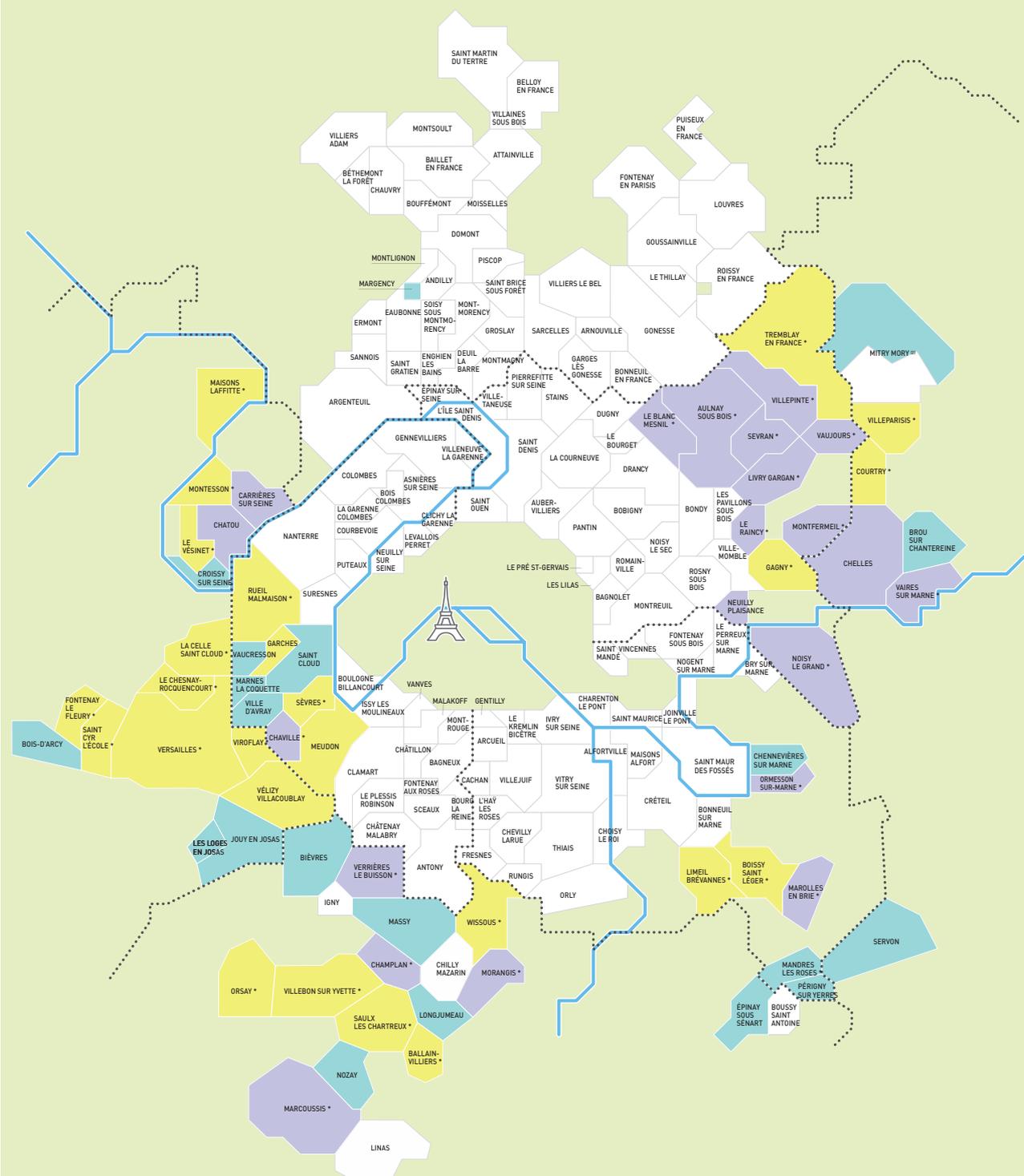
RÉPARTITION SUR LA CONCESSION DES CLIENTS BT MAL ALIMENTÉS
- GRAPHIQUE 19



0,61 % de clients mal alimentés

ÉLECTRICITÉ

4 QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ DISTRIBUÉE



- 0 %
- 0 À 0,5 %
- + DE 0,5 %
- COMMUNES ADHÉRANT À LA SEULE COMPÉTENCE GAZ
- Limites de départements

^[2] Est exclue la partie du territoire de Mitry-Mory exploitée par la régie municipale.
 * Commune signalée lors de l'exercice précédent.

Contraintes I et T

Aller au-delà des conditions normales d'utilisation des ouvrages fragilise inévitablement le réseau et accélère son vieillissement. Le Sigeif veille donc à la capacité d'accueil de son réseau et au fonctionnement normal des ouvrages concédés. En effet, certains cas de dépassements peuvent causer la destruction du matériel et l'interruption momentanée de l'acheminement de l'électricité.

Intensités maximales atteintes contraintes sur les départs HTA

À fin décembre 2022, le nombre de départs HTA en dépassement de capacité de transit (Imax) n'a pas été communiqué dans les états de contrôle, et le concessionnaire n'a pas donné suite à la question posée dans le rapport précédent. Afin d'y remédier lors du prochain contrôle, l'autorité concédante

fera une demande spécifique au concessionnaire, aussi bien sur les nombres en 2022 et 2023, et renouvellera sa demande formulée lors du précédent rapport. Pour mémoire en 2021, il y avait un départ communiqué en dépassement de capacité, contre 2 en 2020. Il s'agissait du départ Bison 1, au poste source

de « Châtillon ». Il était déjà pointé lors des contrôles précédents, et le concessionnaire avait déjà précisé en 2020 que « l'achèvement des travaux de restructuration et changement de tension ont levé (en attente de mise à jour cartographique) la contrainte d'intensité du départ Bison 1 ».

Postes HTA-BT pour lesquels au moins un dipôle est en surcharge (IMAX et TMAX)

LES CONTRAINTES « INTENSITÉ (IMAX) »

Après une diminution de 12 % en 2021, par rapport à l'année 2020, la variation en 2022 est quasi nulle (158 transformateurs HTA/BT concernés par rapport aux 160 transformateurs HTA/BT en 2021).

Ce résultat renforce la demande de l'AODE d'engagement du concessionnaire pour réduire le nombre de transformateurs HTA/BT en contrainte, notamment au regard de la récurrence des transformateurs HTA/BT décelés et du taux des contraintes Imax, relativement stable.

Une analyse approfondie et une action rapide sont donc attendues pour traiter l'ensemble des transformateurs HTA/BT, compte tenu du fait que ces contraintes agissent directement sur le Critère B et, donc, sur la qualité de fourniture.

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE TRANSFORMATEURS HTA/BT EN CONTRAINTE INTENSITÉ (IMAX) - GRAPHIQUE 20



LES CONTRAINTES « TRANSFORMATEURS (TMAX) »

CONTRAINTES ÉLECTRIQUES
TMAX ET IMAX BT - TABLEAU 25

	TMAX ≥ 100 %				IMAX ≥ 100 %			
	2021	2022	TAUX 2021	TAUX 2022	2021	2022	TAUX 2021	TAUX 2022
SEINE-ET-MARNE (77)	38	34	7,9 %	7 %	11	12	2,3 %	2,5 %
YVELINES (78)	62	58	4,9 %	4,5 %	38	40	3 %	3,1 %
ESSONNE (91)	77	57	9,4 %	6,5 %	14	24	1,7 %	2,7 %
HAUTS-DE-SEINE (92)	51	47	6,4 %	5,7 %	37	36	4,7 %	4,4 %
SEINE-SAINT-DENIS (93)	203	193	13,5 %	12,6 %	51	38	3,4 %	2,5 %
VAL-DE-MARNE (94)	11	15	3,8 %	4,9 %	9	8	3,1 %	2,5 %
VAL-D'OISE (95)	1	1	8,3 %	8,3 %	-	-	0 %	-
TOTAL SIGEIF	443	405	8,5 %	7,6 %	160	158	3,1 %	2,9 %

Le transformateur HTA/BT est l'organe du réseau indispensable à la transformation du courant et, donc, à l'alimentation des clients.

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, 405 (soit 7,6 % du patrimoine) transformateurs HTA/BT (contre 443, - 8 %, en 2021) ont un taux d'utilisation supérieur à celui défini comme nominal. Le dépassement momentané de ce taux reste acceptable, à condition que la température présente dans l'enceinte du poste de transformation

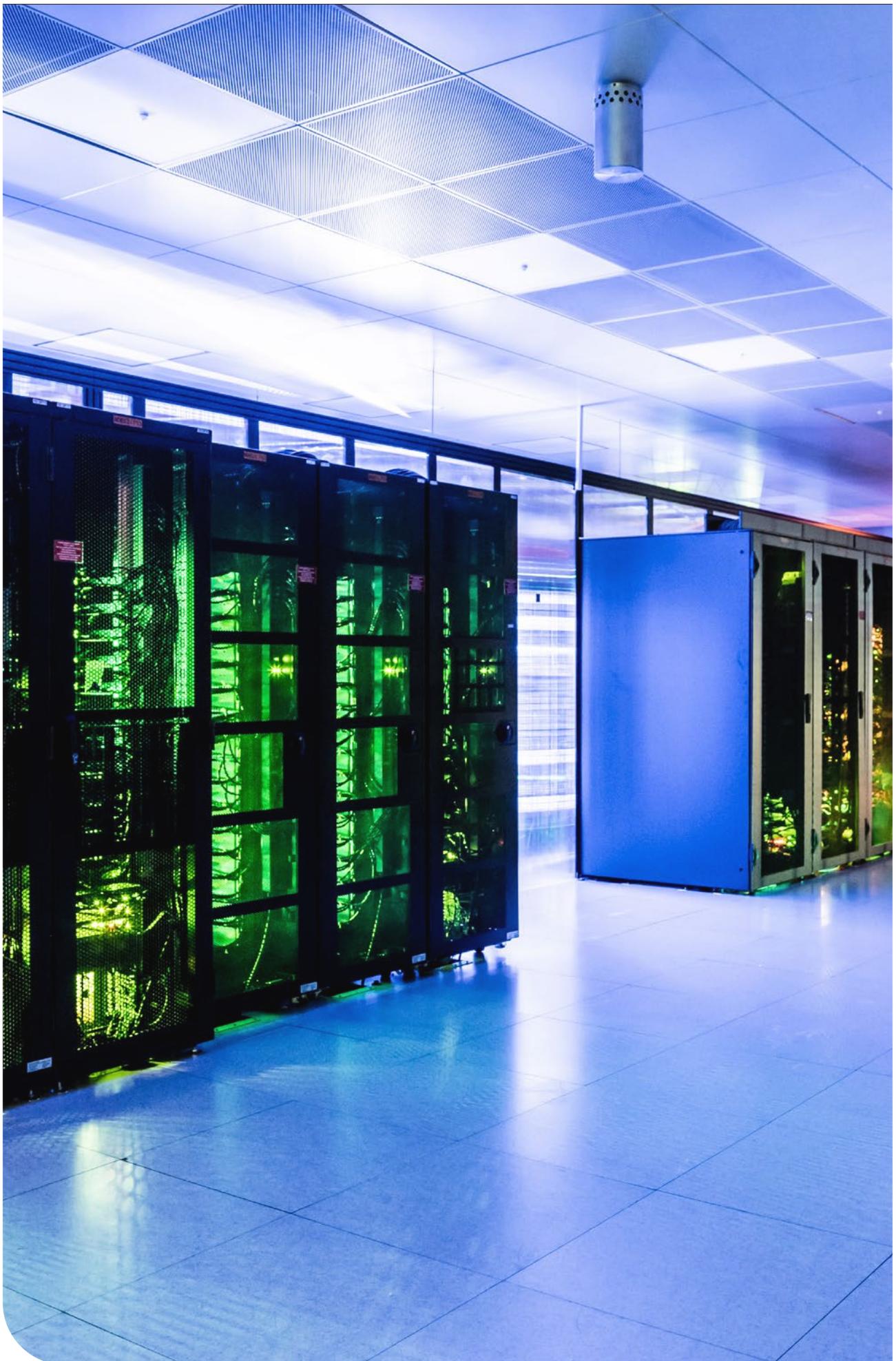
HTA/BT le permette, et, comme le préconise l'autorité concédante, d'une mise en œuvre de moyens de contrôle.

Déjà lors du contrôle 2012, 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 (Système d'Information Géographique) et de ses mises à jour, à conjuguer avec une campagne de mesures, avec l'adaptation aux charges par la mutation des transformateurs concernés par un taux de charge supérieur à 110 %. Pour cet exercice, 228 transformateurs HTA/BT (contre 240 en 2021, 281 en 2020, 279 en

2019 et 308 en 2018 et 43 en 2017) dépassant le seuil d'alerte (critique) ont été décelés.

Une baisse est observée sur ces trois dernières années, l'autorité concédante espère qu'avec les engagements pris par le concessionnaire au schéma directeur des investissements, cette tendance s'accélérera rapidement, car le nombre de transformateurs HTA/BT en contrainte reste trop élevé.

Au vu du nombre important de transformateurs HTA/BT concernés, l'autorité concédante réitère ses attentes d'une analyse approfondie et d'un plan d'action.



Fin 2022, le plan pluriannuel des investissements (PPI) se trouve dans la dernière ligne droite de la période 2020-2023. Les résultats 2022 donnent ainsi la dynamique à renforcer par le concessionnaire Enedis pour 2023, alors que les discussions définiront le deuxième PPI. Ainsi, tout confondu, le concessionnaire atteint le plus haut niveau depuis la signature du contrat en 2019, avec 73 M€ en 2022. Au-delà des montants investis, le SigEIF souhaite une accélération pour atteindre les objectifs techniques de la qualité du réseau et pour répondre aux enjeux de la transition énergétique.

INVESTISSEMENTS DE DÉVELOPPEMENT ET DE PERFORMANCE

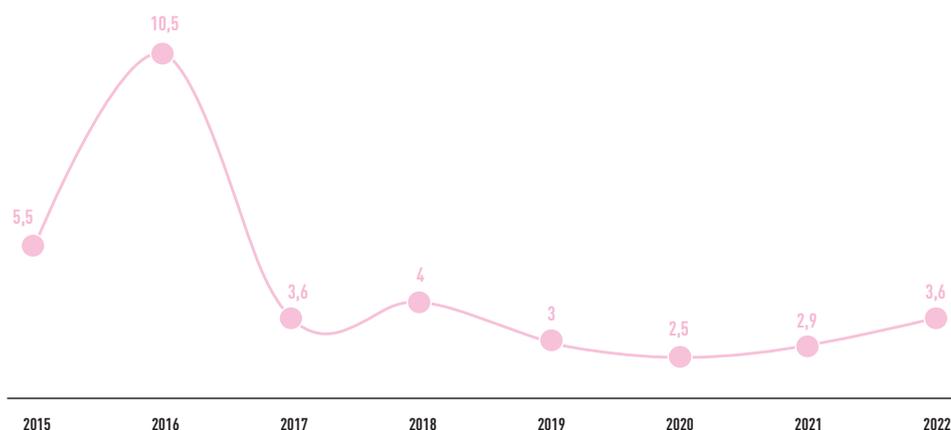


Une dynamique d'investissements en progression

Le Sigeif est attentif au niveau d'investissements d'Enedis pour développer et améliorer le réseau public de distribution d'électricité des 66 communes adhérentes. La modernisation du réseau participe également à la réussite de la transition énergétique. Enedis souligne, à ce titre, une progression importante des raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (2 M€ en 2022, contre 0,5 M€ auparavant). Alors qu'au début des années 2000, le niveau d'investissements ralentissait sur le territoire, le Syndicat constate une évolution positive. Cependant, l'analyse des dépenses effectuées dans des autorités concédantes similaires ou proches révèle parfois une économie d'environ 10 € par usager, par rapport à ceux du Sigeif, ou encore un investissement inférieur de 5 € par mètre linéaire dans son réseau. Le prochain PPI devra donc accroître la dynamique engagée afin d'atteindre au plus tôt le niveau de qualité attendu (le critère B autour de 25 min).

Investissements sur les postes sources

INVESTISSEMENTS SUR LES POSTES SOURCES IMPLANTÉS SUR LA CONCESSION - GRAPHIQUE 21



Bien que les postes sources ne soient pas des ouvrages concédés, ils jouent un rôle essentiel dans la distribution d'électricité pour répondre à la croissance des besoins en électricité et pour concourir à l'atteinte d'un haut niveau de qualité.

En 2022, le montant investi sur les postes sources HTB/HTA desservant la concession s'élève à 27,2 M€, dont

3,6 M€ (contre 13,4 M€, dont 2,9 M€ en 2021) concernent les postes sources situés sur le territoire du Sigeif.

En plus de la poursuite du projet de fiabilisation et de rénovation du poste source de Primevères (93) pour 1,2 M€, d'importants travaux de modernisation sont engagés sur le poste source d'Épinay-sous-Sénart.

Bien que le poste source soit un ouvrage supra concessif et que les projets de rénovation puissent durer sur plusieurs années, il est attendu du concessionnaire une communication plus précise, notamment sur la vision à court et moyen termes des investissements à réaliser sur ces ouvrages.

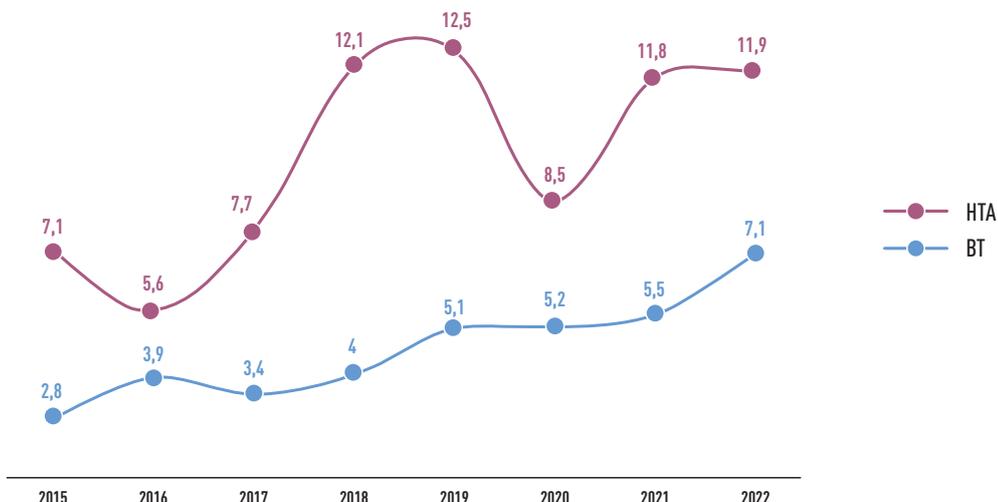
Bilan des investissements 2022 sur les réseaux HTA et BT

BILAN DES INVESTISSEMENTS

BILAN DES INVESTISSEMENTS 2022 - TABLEAU 26

INVESTISSEMENTS (EN K€, TOUTES ORIGINES DE FINANCEMENT CONFONDU)	2021	2022	DONT HTA	DONT BT
I. RACCORDEMENTS DES UTILISATEURS CONSOMMATEURS ET PRODUCTEURS	34 450	39 285	8 285	31 100
DONT RACCORDEMENT DES CONSOMMATEURS HTA	8 958	7 295	7 295	0
DONT RACCORDEMENT DES CONSOMMATEURS BT	21 830	28 216	0	28 216
DONT RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS HTA	0	2	2	0
DONT RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS BT	120	57	0	57
II. INVESTISSEMENTS POUR L'AMÉLIORATION DU PATRIMOINE	23 195	19 275	9 434	9 841
II.1 INVESTISSEMENTS POUR LA PERFORMANCE ET LA MODERNISATION DU RÉSEAU	17 288	13 676	8 460	5 216
DONT RENFORCEMENT DES RÉSEAUX BT	567	1 119	0	1 119
DONT RENFORCEMENT DES RÉSEAUX HTA	985	567	567	0
DONT ACTIONS VISANT À AMÉLIORER LA RÉSILIENCE DES RÉSEAUX ET DES POSTES	245	643	428	215
DONT ACTIONS VISANT À AMÉLIORER LA FIABILITÉ DES RÉSEAUX ET DES POSTES (HORS PROGRAMMES DE PROLONGATION DE DURÉE DE VIE)	15 491	16 648	10 904	5 744
DONT ACTIONS VISANT À AMÉLIORER LA FIABILITÉ DES RÉSEAUX ET DES POSTES (PROGRAMMES DE PROLONGATION DE DURÉE DE VIE)	0	0	0	0
DONT SMART-GRIDS	0	1	0	1
II.2 INVESTISSEMENTS MOTIVÉS PAR DES EXIGENCES ENVIRONNEMENTALES ET DES CONTRAINTES EXTERNES	5 907	7 256	1 689	5 567
DONT INTÉGRATION D'OUVRAGES DANS L'ENVIRONNEMENT	1 371	1 525	0	1 525
DONT SÉCURITÉ ET OBLIGATIONS RÉGLEMENTAIRES	412	664	149	515
DONT MODIFICATION D'OUVRAGES À LA DEMANDE DE TIERS	4 124	5 067	1 540	3 527
III. DÉPLOIEMENT DES COMPTEURS COMMUNICANTS	6 849	1 563	0	1 563
SOUS-TOTAL SUR LE RÉSEAU CONCÉDÉ	64 494	67 479	19 408	48 071
INVESTISSEMENTS DE LOGISTIQUE, MOYENS D'EXPLOITATION	3 602		2 818	
INVESTISSEMENTS SUR LES POSTES SOURCES SITUÉS SUR LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION	2 894		3 557	
TOTAL DES INVESTISSEMENTS SUR LE TERRITOIRE DE LA CONCESSION	70 990		73 854	

INVESTISSEMENTS POUR LA « PERFORMANCE RÉSEAU »
(M€) - GRAPHIQUE 22



En 2022, l'ensemble des investissements sur les réseaux HTA et BT de la concession s'élève à 67 M€ (hors postes sources et logistique), soit + 3,8 % par rapport à 2021, alors que l'inflation a évolué de plus de 5 % sur cette période.

Les raccordements continuent de progresser, avec 39,4 M€, soit + 14 % par rapport à 2021, dont 2 M€ pour les infrastructures de recharge pour véhicules électriques. Le raccordement des clients HTA pèse pour 7,3 M€, en retrait par rapport à 2021 qui comptait un chantier important pour un *data center* à Meudon (3,45 M€ investis en 2021).

En augmentation de 11 %, les dépenses à finalité environnementale et liées aux contraintes externes comprennent les modifications d'ouvrages suite à demande de tiers, qui progressent à nouveau de près de 23 %, pour atteindre 5,1 M€ (contre 4,1 M€ en 2021). Cette rubrique comptabilise également les

participations versées, dans le cadre des enfouissements de réseau sous maîtrise d'ouvrage du Sigeif de 1,5 M€ (article 8 du contrat de concession). En 2021, le Sigeif avait indiqué un délai entre la fin des terrassements et la mise en exploitation des ouvrages de 21 semaines. Si le constat est meilleur en 2022, avec 15 semaines, il reste perfectible, d'autant plus que le Syndicat a déjà mesuré 17,5 semaines sur des opérations en 2023, à fin novembre.

Avec la fin du déploiement de Linky, les investissements de 1,5 M€ liés aux compteurs communicants diminuent de 77 % en 2022.

Enfin, les investissements liés à la performance et à la modernisation du réseau (hors compteur communicant), réalisés en 2022 sur le réseau concédé, se sont élevés à 18,9 M€, soit une progression de 9,8 % par rapport à 2021 (donc supérieur à l'inflation),

dépassant le niveau record de 2019 (17,7 M€ - sauf à appliquer l'inflation entre 2019 et 2022). Ils se répartissent comme suit (voir graphique 24) :

- HTA : 11,9 M€, soit + 1,2 % par rapport au montant investi en 2021.
- BT : 7,1 M€, soit environ 28 % par rapport à 2021.

L'investissement correspondant s'élève à 25,6 € par client (+ 7,8 % par rapport à 2021).

La majorité des investissements de performance correspondent aux six leviers dans le SDI et le PPI afin de répondre au mieux aux différents enjeux du territoire de la concession. La dynamique d'investissements doit se poursuivre et s'intensifier pour atteindre les objectifs du SDI au plus tôt.

Le plan pluriannuel d'investissement 2020-2023

Illustration concrète de la gouvernance partagée permettant à l'autorité concédante d'orienter les investissements sur son réseau, ce premier PPI vise principalement à s'attaquer à la cause même des incidents, c'est-à-dire à l'usure naturelle des ouvrages HTA et BT, et, en parallèle, à en limiter ses effets en disposant d'un réseau HTA plus réactif via les OMT (organes de manœuvre télécommandés).

Six leviers ont été identifiés et libellés ainsi :

1. minimiser le nombre de clients BT non réalimentés à la suite de la perte d'un poste source,
- 2.a renouveler les câbles réseau HTA à risque incidentogène,

2.b sécuriser le réseau aérien HTA à risque,

3. minimiser la durée d'interruption des clients impactés par un incident HTA,

4. réduire le nombre de clients « coupés en zones non inondées »,

5. rénovation des postes de distribution publique HTA/BT,

6.a renouveler les canalisations souterraines BT à risque incidentogène,

6.b sécuriser les lignes aériennes BT nues (dont Versailles).

Pour chacun, un objectif technique et un objectif financier ont été définis et font l'objet d'un suivi spécifique.

De façon générale, le SigEIF est satisfait de l'avancement et du point de sortie prévisionnel du PPI, d'autant plus que la période a été perturbée par la crise sanitaire et par des mouvements sociaux internes et externes du concessionnaire.

En 2023, le diagnostic patrimonial de la concession sera mis à jour pour préparer le second PPI, en tirant les enseignements de ces quatre premières années du nouveau contrat et en poursuivant la dynamique initiée.

LEVIER 1 – SÉCURISATION DE L'ALIMENTATION PAR LE RÉSEAU HTA

La finalité est de minimiser le nombre de clients BT non réalimentés, en cas de perte d'un poste source HTB/HTA alimentant la concession.

En 2022, 3,4 M€ ont été consacrés à ce levier, faisant ainsi dépasser l'objectif financier initial (9,7 M€) de 13,5 %, pour atteindre 11 M€ depuis le début du PPI.

S'agissant d'un programme national devant s'achever en 2025, le stock d'affaires¹ décroît naturellement et prévoit pour 2023 un potentiel de 5,5 M€.

LEVIER 2A – RENOUVELLEMENT DES CÂBLES HTA SOUTERRAINS À RISQUE INCIDENTOGÈNE

Le nombre d'incidents qui surviennent annuellement sur les câbles souterrains HTA dépend de leur technologie et aussi d'autres paramètres tels que la nature du sous-sol ou les dommages dont ils sont victimes. Une attention particulière sera portée aux différentes technologies de câbles papier imprégné (CPI), en priorisant celles présentant un taux d'incident supérieur à la moyenne.

Les investissements réalisés en 2022 se sont élevés à 6,3 M€, pour un stock d'affaires évalué à 10,5 M€. Ainsi, l'objectif financier du PPI atteint 97,1 % en cumulé, soit une progression de

70 % par rapport à 2021. Le linéaire de 25 km enregistré en 2022 en cartographie s'ajoute aux résultats 2020 et 2021, pour amener l'avancement technique à 92,7 % de l'objectif fixé à 100 km. Ces résultats montrent la difficulté à corréliser l'avancement financier, en constante évolution depuis 2020, alors que la partie technique décroît en 2022 après avoir fortement augmenté en 2021.

Pour 2023, le stock d'affaires prévoit 7,7 M€ (+ 91 % par rapport à celui de 2021) dont les principaux chantiers se réaliseront dans neuf communes du territoire.

LEVIER 2B – SÉCURISATION DU RÉSEAU AÉRIEN HTA À RISQUE INCIDENTOGÈNE

La finalité principale est de traiter les tronçons à risque (aléas climatiques, proximité d'une zone boisée...) puis, par opportunité, les tronçons qu'il est possible de traiter, dans le cadre de la coordination des travaux.

En 2022, 149 k€ ont été dépensés et le résultat technique ne pourra être constaté qu'en 2023. Le concessionnaire a néanmoins précisé que les affaires engagées permettront d'atteindre les objectifs fixés, avec un point de sortie probable de 430 m, donc au-delà de l'objectif de 250 m.

Pour 2023, le stock d'affaires prévoit 28 k€.

¹ Stock d'affaires 2022 présenté par le concessionnaire en décembre 2021.

LEVIER 3 – AUTOMATISATION DU RÉSEAU HTA

Le Sigeif attache une importance particulière à ce levier dont la promesse est de diminuer le critère B rapidement avec un investissement modéré. En effet, l'automatisation du réseau HTA, visant à minimiser la durée d'interruption des clients impactés par un incident HTA, est un levier particulièrement efficace d'amélioration de la qualité.

Le nombre d'OMT à déployer et la priorisation du programme résultent d'approches techniques et économique liées à la structure et à l'incidentologie des départements HTA.

Sur le territoire de la concession, l'état des lieux réalisé retient un objectif qui permet de limiter le nombre de clients impactés entre deux postes télécommandés.

Les investissements réalisés en 2022 se sont élevés à près de 211 k€. Financièrement, seulement 30 % de l'objectif financier sont atteints alors que 76 % de l'objectif se concrétise, avec 99 OMT mis en service depuis 2020.

Le rapport de contrôle précédent abordait déjà les difficultés rencontrées

et, notamment, celles liées à la fin d'utilisation des liaisons RTC (réseau historique des téléphones fixes). Le concessionnaire a présenté en 2023 un diagnostic des OMT devant faire l'objet de rénovation ou d'une évolution de la partie télécommunications. En plus des objectifs du PPI, le Sigeif suivra attentivement la modernisation du parc d'OMT.

Pour 2023, le stock d'affaires prévoit 542 k€ permettant de dépasser légèrement l'objectif, avec un résultat de 139 OMT.

LEVIER 4 – MAÎTRISE DU RISQUE DE CRUE

Les études d'impact d'une crue sur les structures de réseaux HTA conduisent à identifier, pour les différents scénarios hydrographiques :

- **les postes de distribution publique « coupés inondés »**, qui font l'objet d'une mise hors tension de sécurité en phase de montée de la crue,
- **les postes de distribution publique « coupés non inondés »** : l'eau n'atteint pas ces installations, mais les clients desservis par ces ouvrages voient leur alimentation électrique interrompue par la mise

hors tension de sécurité d'ouvrages inondés.

Leur quantité dépend donc des structures de réseau existantes, et plus particulièrement des postes HTA/BT de quartier. La finalité est donc de réduire le nombre de clients coupés en zone non inondée.

Les investissements réalisés en 2022 se sont élevés à 454 k€, soit 158 k€ de plus que le stock d'affaires établi l'année précédente.

Le stock d'affaires prévoit des opérations en 2023 sur les communes

de Rueil-Malmaison, Saint-Cloud et Carrières-sur-Seine, toutes situées sur la direction régionale Enedis IDF Ouest, pour un montant total de 180 k€.

Le Programme d'Action de Prévention des Inondations (PAPI) révisé par l'Établissement Public Territorial de Bassin (EPTB) Seine Grands Lacs a été soumis fin 2022 aux services de l'État. Le Sigeif envisage dans les prochaines années de retenir un bureau d'étude pour établir un diagnostic global de vulnérabilité du patrimoine du Sigeif et des incidences sur le territoire.

LEVIER 5 – RÉNOVATION DES POSTES HTA/BT

La finalité est d'assurer la sécurité des intervenants et des biens et de limiter les temps d'intervention au bénéfice de la continuité d'alimentation.

Les investissements réalisés en 2022 se sont élevés à 435 k€ et conduisent à un cumul financier de 1,4 M€, soit 94 % de l'objectif PPI.

Sur le plan technique, 18 postes de distribution publique ont été rénovés. Le Syndicat avait déjà salué le dépassement de l'objectif technique en 2021. Le point de sortie est estimé à 108 postes fin 2023, notamment grâce au stock d'affaires prévoyant 1,6 M€.

LEVIER 6A – RENOUELEMENT DES CANALISATIONS SOUTERRAINES BT À RISQUE INCIDENTOGÈNE

Les investissements consacrés au renouvellement des canalisations souterraines BT à risque incidentogène viseront prioritairement à améliorer durablement sa fiabilité via un programme de renouvellement ciblé sur les tronçons présentant le risque le plus élevé.

Les investissements réalisés en 2022 se sont élevés à 4 M€, soit 10,3 M€ en cumulé sur la période 2020-2022 (79 % de l'objectif).

La cartographie a enregistré 8,8 km portant l'avancement technique à 38,8 km, pour un objectif à 55 km. Le concessionnaire confirme cependant un point de sortie à l'objectif.

Pour 2023, le stock d'affaires prévoit 5,2 M€.

LEVIER 6B - SÉCURISATION DES LIGNES BT AÉRIENNES NUES

La partie la plus exposée du réseau aérien BT repose sur les lignes en conducteurs nus. Un effort particulier sera mené pour sa sécurisation, en agissant :

- sur les réseaux « toiture » à traiter en priorité,
- sur les lignes situées à proximité d'une zone boisée,
- à Versailles (78), de par l'obligation fixée au contrat de concession.

Enedis a investi 727 k€ sur ce levier en 2022, soit 2,6 M€ en cumulé, pour un objectif à 1,5 M€. Le dépassement serait dû à un effort particulier sur la commune de Versailles pour laquelle le contrat exige que tous les réseaux soient enfouis tandis que, sur les autres communes du territoire, Enedis remplace les fils nus par un réseau aérien torsadé.

Le réalisé technique 2022 indique 2,2 km de lignes aériennes nues

déposées pour un cumul de 9,8 km sous maîtrise d'ouvrage Enedis. Le concessionnaire évalue un point de sortie du PPI à 13 km pour 3,1 M€.

Le Sigeif a déposé 6,2 km de fils nus sous sa maîtrise d'ouvrage.

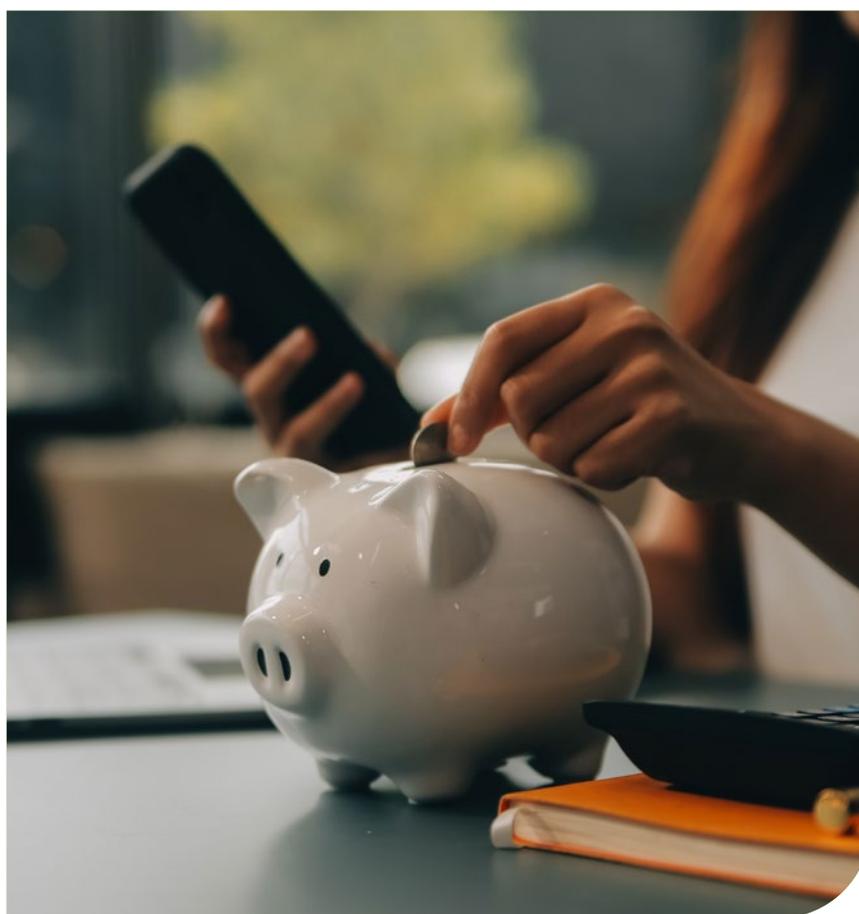
Pour 2023, le stock d'affaires sous maîtrise d'ouvrage Enedis prévoit 717 k€, dont 444 k€ à Versailles.

CONCLUSION SUR LES INVESTISSEMENTS 2022

Alors que le total des investissements augmente de 4,2 %, les investissements du plan pluriannuel des investissements (PPI) évoluent en 2022 de 11,8 %, à hauteur de 15,8 M€. Aux trois quarts de la période, Enedis se situe à 93,9 % de l'objectif financier. Cet engagement rassure le Sigeif sur la capacité d'Enedis à atteindre également les objectifs techniques.

Il est primordial de préserver et de renforcer les investissements de performance afin de garantir la qualité de la distribution de l'électricité, tout en intégrant les énergies renouvelable et l'électrification des usages.

En plus de renforcer la gouvernance partagée, le prochain PPI renforcera la dynamique d'investissements sur le territoire afin de mesurer les effets sur les indicateurs de qualité et, en particulier, d'obtenir une baisse durable du critère B.



BILAN FINANCIER 2022 DU PLAN PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT
- TABLEAU 27

LEVIERS	BILAN ANNÉE 2022 EN M€	BILAN PÉRIODE 2020-2022 EN M€	OBJECTIFS DU PPI 2020-2023 EN M€	POURCENTAGE RÉALISÉ (CUMUL 2020-2022)
1 - SÉCURISATION DE L'ALIMENTATION PAR LE RÉSEAU HTA	3,42	11,01	9,7	113 %
2A - RENOUELEMENT DES CÂBLES HTA SOUTERRAINS À RISQUE INCIDENTOGÈNE	6,31	15,25	15,7	97 %
2B - SÉCURISATION DU RÉSEAU AÉRIEN HTA À RISQUE INCIDENTOGÈNE	0,15	0,15	0,2	75 %
3 - AUTOMATISATION DU RÉSEAU HTA	0,21	0,72	2,4	30 %
4 - MAÎTRISE DU RISQUE DE CRUE	0,45	0,76	1	76 %
5 - RÉNOVATION DES POSTES HTA/BT	0,43	1,41	1,5	94 %
6A - RENOUELEMENT DES CANALISATIONS SOUTERRAINES BT À RISQUE INCIDENTOGÈNE	4,05	10,33	13	79 %
6B - SÉCURISATION DES LIGNES BT AÉRIENNES NUES	0,73	2,64	1,5	176 %
TOTAL	15,76 M€	42,26 M€	45 M€	94 %

BILAN TECHNIQUE 2022 DU PLAN PLURIANNUEL D'INVESTISSEMENT
- TABLEAU 28

LEVIERS	BILAN ANNÉE 2022	BILAN PÉRIODE 2020-2022	OBJECTIFS DU PPI 2020-2023	POURCENTAGE RÉALISÉ (CUMUL 2020-2022)
1 - SÉCURISATION DE L'ALIMENTATION PAR LE RÉSEAU HTA	64,6 % de clients BT repris par manœuvres télécommandées : en cours de validation	Valeurs 2022	À la suite de la perte d'un poste source, en moyenne : 58 % de clients BT repris par manœuvres télécommandées	100 %
	79 % de clients BT repris par le réseau	Valeurs 2022	80 % de clients BT repris par le réseau	99 %
2A - RENOUELEMENT DES CÂBLES HTA SOUTERRAINS À RISQUE INCIDENTOGÈNE	25 km	92,7 km	100 km de câble CPI	68 %
2B - SÉCURISATION DU RÉSEAU AÉRIEN HTA À RISQUE INCIDENTOGÈNE	0	0	250 m de câble aérien sécurisé	-
3 - AUTOMATISATION DU RÉSEAU HTA	36	99	130 nouveaux postes télécommandés installés	49 %
4 - MAÎTRISE DU RISQUE DE CRUE	NON DISPONIBLE	NON DISPONIBLE	Traitement de 100 % des clients coupés en zone non inondée au scénario de crue R0,8	-
5 - RÉNOVATION DES POSTES HTA/BT	18	102	60 postes HTA/BT rénovés totalement ou partiellement	170 %
6A - RENOUELEMENT DES CANALISATIONS SOUTERRAINES BT À RISQUE INCIDENTOGÈNE	8,8 km	38,8 km	55 km de câbles à risque incidentogène	70 %
6B - SÉCURISATION DES LIGNES BT AÉRIENNES NUES	2,2 km	9,8 km	10 km de câbles aériens nus/sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis	98 %
	6,2 km	18,1 km	20 km de câbles aériens nus/sous maîtrise d'ouvrage AODE	90 %

Contrôles ciblés du plan pluriannuel d'investissement 2020-2023

Pour la mise en œuvre du schéma directeur, le gestionnaire du réseau de distribution et l'autorité concédante élaborent de façon concertée des programmes d'investissement, par période de quatre ans, dits programmes pluriannuels.

Chaque programme pluriannuel comporte des objectifs précis par finalité portant sur une sélection d'investissements quantifiés et localisés.

Ces investissements sont exprimés en quantité par catégorie d'ouvrages (linéaires HTA, BT...) et font l'objet d'une évaluation financière.

Annoncées dans notre précédent rapport, les conclusions ci-dessous présentent les résultats des contrôles réalisés le 29 novembre pour Enedis IDF Est, et le 5 décembre 2022 pour Enedis IDF Ouest, portant sur l'exercice

2021. Elles sont complétées par les contrôles réalisés le 23 octobre pour la direction régionale IDF Ouest, et le 27 octobre 2023 pour la direction régionale IDF Est, pour l'exercice 2022.

À partir d'un échantillon, le contrôle effectué par le Syndicat porte sur la contribution des travaux, à l'atteinte des objectifs fixés, ainsi que leur affectation, aux points de vue technique, financier et comptable.

LEXIQUE SUR FINALITÉ DES LEVIERS

LEVIER	FINALITÉ
1	Sécurisation de l'alimentation par le réseau HTA
2A	Renouvellement des câbles HTA souterrains à risque incendiegène
2B	Sécurisation du réseau aérien HTA à risque incendiegène
3	Automatisation du réseau HTA (installation d'OMT)
4	Maîtrise du risque crue
5	Rénovation des postes de distribution publique HTA/BT
6A	Renouvellement des canalisations souterraines BT à risque incendiegène
6B	Sécurisation des lignes aériennes BT nues

CONCLUSIONS SUR L'EXERCICE 2021

Les audits réalisés pour l'exercice 2021 s'établissent sur un échantillon de vingt affaires. L'échantillon a été déterminé afin de prendre connaissance des affaires ayant contribué à atteindre les objectifs fixés pour chacun des leviers.

Ces deux premiers audits font apparaître des difficultés pour analyser le PPI, tant sur le plan technique que sur le plan financier. L'autorité concédante constate, à partir des éléments présentés par le concessionnaire pour justifier les mouvements, que, sur la plupart des projets liés aux ouvrages HTA, les leviers sont imbriqués. L'autorité organisatrice de la distribution d'énergie est confrontée à des échantillons présentant des affaires avec une date de création et de réalisation des travaux pouvant remonter parfois à plus d'une dizaine d'années. Interrogé sur ces dates, le concessionnaire a apporté les réponses suivantes :

- Les réseaux sont un ensemble de maillages et donc, il est difficile de dissocier certains leviers. Mais dans le cadre du suivi du PPI, seule

la finalité du levier générateur de l'affaire est prise en compte sur l'aspect financier. Les autres leviers sont valorisés uniquement techniquement. Il rappelle que les engagements sont financiers et non techniques. Le SigEIF a cependant noté pendant les discussions du prochain PPI que les objectifs techniques représentent des *minima* pour Enedis.

- Des délais de mises à jour qui ont été très longs, en raison de la complexité de la gestion des outils et des processus à respecter.
- Certains projets ont nécessité de nouvelles études et, donc, un temps de réalisation et de fin de travaux allongés.
- D'autres projets de grande ampleur se réalisent sur plusieurs années.
- Problématique également de Télécommunications pour la mise en service des OMT, indépendant de leur fonctionnement en interne.

Pour ce qui est du traitement des leviers en BT, il apparaît des incohérences entre les données techniques et les montants financiers. Des coûts relativement élevés pour le financement des branchements, impossibles à ventiler puisque c'est une gestion globale. Les justificatifs présentés pour la variation des linéaires de réseau posés et déposés font appel à des interrogations complémentaires. En effet, il existe des écarts entre les données initiales du projet et les justificatifs apportés (exemple « affaire DA21/035716 » : initialement, est annoncée la dépose de 130 m de fil nu, alors que le justificatif présenté fait apparaître un linéaire de dépose de 1 521 m).

En conclusion des contrôles sur l'exercice 2021, l'autorité concédante sera amenée à intensifier ses contrôles pour un meilleur suivi des investissements sur son territoire, tant dans le cadre du suivi du PPI que dans le cadre de sa mission historique de contrôle de la concession, pour veiller au maintien de la qualité de

CONCLUSION DES AUDITS PPI POUR L'EXERCICE 2022

En octobre 2023, l'autorité concédante a mené deux audits sur les affaires du programme travaux, en lien avec le PPI sur les directions régionales d'Île-de-France Est et Ouest, constitués respectivement de huit et dix dossiers. L'analyse de chacun d'eux a suscité des interrogations pour lesquelles le concessionnaire a, dans chacun des cas, apporté des éléments de réponse. Toutefois, ceux-ci n'ont pas systématiquement permis de donner les explications attendues aux problématiques posées, et laissent subsister des incertitudes pour certaines affaires étudiées, tant des points de vue technique, cartographique que financier.

Il en est ainsi du doute persistant quant à la localisation précise d'un nouvel organe de manoeuvre télécommandé, supposé sur la concession du Sigeif, et de l'écart

substantiel entre la date de son immobilisation et celle de sa mise en service opérationnelle, ou bien, encore, de redressements financiers tardifs ou jugés tels (parfois deux ans). À noter que c'est aussi une raison qui amène les contrôles comptable et financier à sélectionner des échantillons anciens pour s'assurer de la stabilité des affaires examinées. Le Syndicat note également que certains exposés des motifs aux situations observées sont incomplets ou ne répondent pas précisément aux interrogations. Pourquoi, notamment, une affaire ressort-elle en 2022 alors que, d'après Enedis, aucune action technique ni mouvement financier ne sont venus la modifier durant l'année ?

Au vu des données présentées, l'autorité concédante indique, une fois de plus, ses difficultés à tenter

de reconstituer les coûts imputables sur ces affaires qui influencent les résultats des leviers du PPI, et les engagements afférents au concessionnaire. Les coûts de main-d'œuvre sont apparus fort conséquents dans nombre de dossiers. De nombreuses explications fournies reposent sur du déclaratif, sans qu'il soit possible factuellement et formellement de les valider ou de les réfuter.

Ces audits réalisés pour l'exercice 2022 se concluent, comme en 2021, par une nécessité d'être encore plus engagé dans la gouvernance partagée, pour que les investissements réalisés dans le cadre de la performance et la modernisation des réseaux soient à la hauteur des engagements pris et contribuent à améliorer la qualité de la fourniture sur le territoire.

Contrôles ciblés de la valorisation de la remise gratuite (VRG)

Lors de ses précédents rapports de contrôle, l'autorité concédante a eu l'occasion de mettre en évidence la différence entre la valorisation (coût réel ou coût exposé) des travaux d'enfouissement qu'elle réalise (remise gratuite) et le coût estimé par son concessionnaire, à l'aide d'un barème spécifique. **Cette valorisation est d'autant plus inquiétante qu'elle est utilisée lors de l'entrée en immobilisation du bien au chapitre « droit du concédant ».**

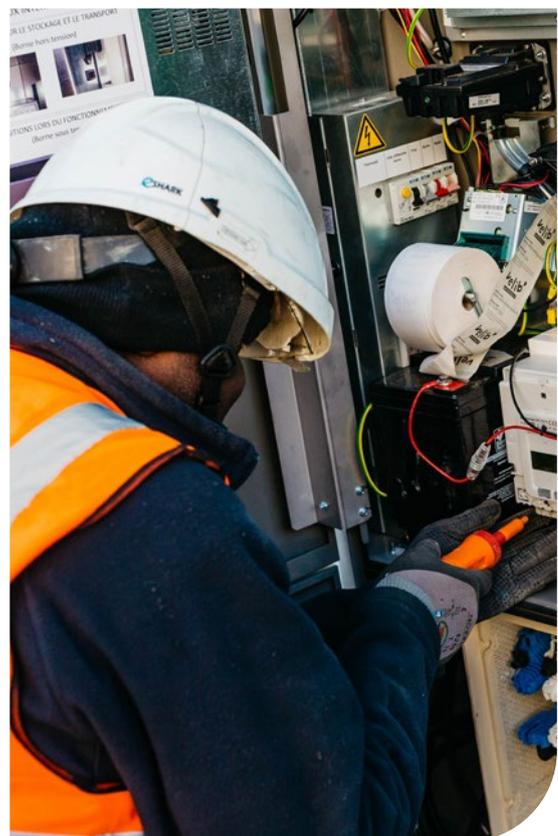
Protocole d'accord FNCCR-Enedis

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

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

Trois seuils d'alerte ont été définis :

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



Audit sur les opérations soldées en 2022

Durant l'année 2022, vingt-et-une opérations d'enfouissement réalisées sous la maîtrise d'ouvrage du Sigeif ont donné lieu à 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 annexe. Près de 67 % des dossiers entrent initialement dans la tolérance définie par l'accord précité.

Cependant, pour l'exercice 2022, il en ressort une majoration de la valeur vénale du bien financé par l'autorité concédante de :

- 5,8 % de la valeur d'entrée en patrimoine,

- 10,3 % (+ 155 039 euros) de la valeur du financement net du concédant.

Les opérations pour lesquelles le seuil d'alerte a été atteint ou minoré feront l'objet d'une demande de rapprochement, c'est-à-dire une analyse contradictoire, portant sur les quantités réellement exécutées, la prise en compte de la particularité des difficultés d'accès, de réfection définitive, des voies restreintes, autres contraintes justifiant la particularité de l'opération et sur la valorisation à retenir par Enedis.

Néanmoins, le Syndicat maintient ses conclusions, portées à la connaissance d'Enedis, lors des précédents rapports de contrôle :

« Pour l'autorité concédante, la valeur vénale d'un bien reçu à titre

gratuit correspond au prix qu'il a été acquitté dans des conditions normales de marché. Par conséquent, il n'y a aucune raison de retenir une autre valeur d'entrée en patrimoine, et de valider la pratique d'un concessionnaire qui s'autorise à appliquer, sans autorisation préalable de l'autorité concédante (le maître d'ouvrage), une "minoration" ou une "majoration" de la valeur de l'ouvrage construit. »

Face à ce constat récurrent depuis la mise en œuvre de l'application « VRG » par Enedis, le Sigeif conteste à nouveau l'ensemble des valorisations effectuées par son concessionnaire. L'autorité concédante saisira de nouveau Enedis sur le sujet, afin de remédier à ces inexactitudes et de respecter la valeur créée par l'autorité concédante.

VALORISATION DE LA REMISE GRATUITE 2022

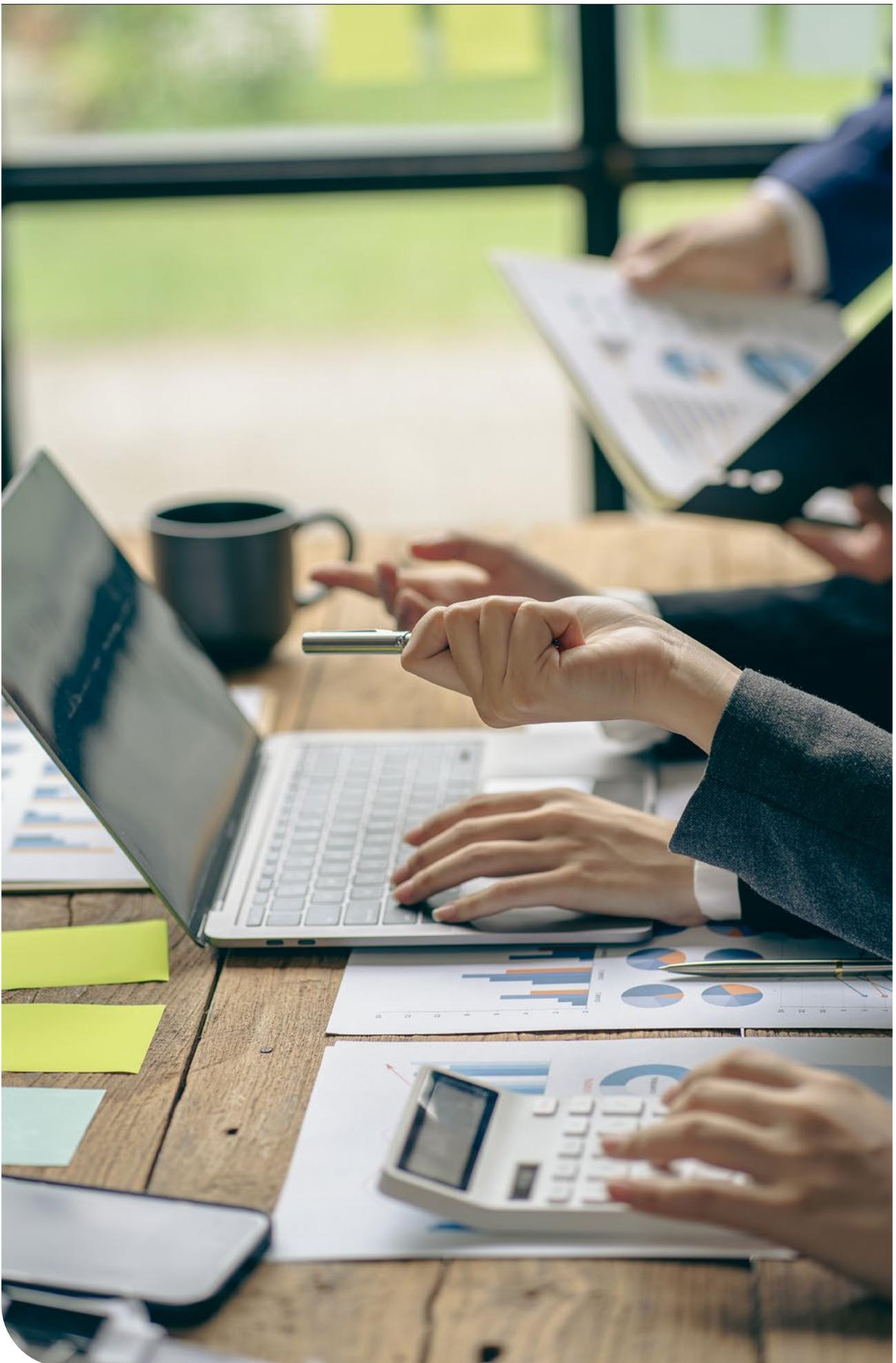
- TABLEAU 29

DÉCLARATION DE COMMENCEMENT DE TRAVAUX		
	EN EUROS	
COÛT RÉEL DES OPÉRATIONS (HT)	2 684 400,23 €	•
COÛT VALORISÉ (ENEDIS) HT	2 839 439,27 €	•
ÉCART (VRG - SIGEIF)	155 039,04 €	5,8 %
COÛT RÉEL (HT) RÉSULTANT DU CONCÉDANT	1 498 222,88 €	10,3 %

SITUATION DES OPÉRATIONS VRG PAR RAPPORT À LA TOLÉRANCE

- TABLEAU 30

INFÉRIEURE (DÉCOTE)	COMPRISE	SUPÉRIEURE (SURCOTE)
2	14	5
9,5 %	66,7 %	23,8 %



Analyse des données financières
présentées dans le rapport 2022
du concessionnaire

CONTRÔLE COMPTABLE ET FINANCIER

Informations relatives au patrimoine en concession

Inventaire et valeur du patrimoine en concession

LES INFORMATIONS COMMUNIQUÉES

Le patrimoine localisé fait l'objet d'une description détaillée (inventaire) au niveau de la « fiche immobilisation ». Une « fiche immobilisation » regroupe les investissements réalisés au titre d'une ou de plusieurs affaires connexes sur le territoire d'une commune (le détail par affaire des fiches immobilisations n'est pas communiqué).

L'inventaire communiqué permet de disposer des informations suivantes au niveau de chaque fiche immobilisation, **pour le patrimoine localisé uniquement** :

- commune ;
- numéro d'immobilisation ;
- libellé de l'immobilisation ;
- identifiant technique² ;

- famille d'ouvrages ;
- code et libellé ETI ;
- date de mise en service ;
- année de fin d'amortissement ;
- clé de répartition vers la concession, le cas échéant ;
- quantité totale ;
- unité quantité ;
- valeur brute comptable ;
- amortissements cumulés (dépréciation) ;
- valeur nette comptable ;
- réévaluations nettes (1959 et 1976) ;
- provision pour renouvellement ;
- valeur de remplacement.

À partir de l'exercice 2019, les informations listées ci-dessus ont été complétées par une section « passif » insérée dans l'état d'inventaire. Les informations complémentaires suivantes sont désormais communiquées pour chaque numéro d'immobilisations :

- la part du financement du concessionnaire dans la valeur brute ;
- la part du financement du concédant dans la valeur brute ;
- les amortissements des financements du concessionnaire ;
- les amortissements des financements du concédant.

Les limites de l'information communiquée

Certaines informations essentielles ne sont pas disponibles dans cet inventaire, notamment :

- le caractère de bien de premier établissement ou de bien remplaçant ;
- le montant des financements cumulés récupérés via l'amortissement (toutes modalités comprises et, notamment, l'amortissement de caducité jusqu'en 2004 inclus), qu'il s'agisse de l'amortissement des financements du concessionnaire ou de ceux du concédant ;
- si la production de l'information « financements du concédant »,

au niveau de chaque fiche d'immobilisation, constitue un progrès, celui-ci est limité car le concessionnaire ne communique pas la répartition de ces financements par type d'origine³ ;

- la nature ou la matière des biens ;
- la date de renouvellement prévue ;
- la probabilité de renouvellement estimée ;
- le ou les numéros d'affaires correspondant à la fiche immobilisation ne sont pas communiqués. Il n'est donc pas possible de faire le lien entre le fichier des mises en service et l'inventaire ;

- la majeure partie de l'inventaire du patrimoine en concession ne comprend pas d'informations permettant d'identifier la localisation géographique (adresse, parcelle cadastrale...) de l'immobilisation dans la commune et, donc, de faire le lien avec l'inventaire technique des immobilisations ;
- il semble que la traçabilité des immobilisations antérieures à 2007 (ancien système d'information) ne puisse pas être garantie par la production des pièces justificatives des valorisations retenues et des dates de mise en inventaire.

² Champ apparu en 2019 pour faire le lien entre l'inventaire comptable et les bases techniques.

³ Remises à l'origine, remises gratuites, participations de tiers, affectations de la provision pour renouvellement ou des amortissements industriels ou de caducité, affectations des amortissements du concédant...

VALORISATION DU PATRIMOINE PAR FAMILLES D'OUVRAGES (VALEURS BRUTES)

Le tableau ci-après permet de décomposer par grandes familles d'ouvrages la valeur historique (valeur brute) du patrimoine en concession.

VENTILATION DU PATRIMOINE EN CONCESSION PAR NATURE D'OUVRAGES - TABLEAU 1

EN K€	2022	2021	2020	2019	2018
CANALISATIONS HAUTE TENSION A	302 939	283 771	271 338	255 929	233 883
- DONT AÉRIEN	390	340	345	275	275
- DONT SOUTERRAIN	302 549	283 431	270 993	255 654	233 608
CANALISATIONS BASSE TENSION	277 997	257 120	244 891	234 707	223 861
- DONT AÉRIEN	22 270	21 618	21 620	21 745	21 693
- DONT SOUTERRAIN	255 727	235 502	223 271	212 962	202 168
POSTES HTA BT	101 272	95 474	92 263	89 635	86 580
TRANSFORMATEURS HTA/BT	29 448	27 622	26 729	26 192	25 385
COMPTEURS	64 956	53 279	46 106	37 679	30 304
- COMPTEURS LINKY	52 720	50 638	43 571	35 229	27 948
- COMPTEURS AFFAIRES	2 759	2 642	2 535	2 450	2 356
- DISJONCTEURS	9 477	•	•	•	•
BRANCHEMENTS LOCALISÉS	221 843	•	•	•	•
- BRANCHEMENTS AÉRIENS	5 375	•	•	•	•
- LIAISONS RÉSEAUX	172 397	•	•	•	•
- DÉRIVATIONS INDIVIDUELLES	44 071	•	•	•	•
OUVRAGES COLLECTIFS DE BRANCHEMENT	90 006	82 490	79 783	65 070	61 881
AUTRES BIENS LOCALISÉS	4 298	4 410	4 032	4 197	3 029
PATRIMOINE LOCALISÉ	1 092 759	804 168	765 142	713 409	664 923
BRANCHEMENTS NON LOCALISÉS	•	223 946	217 998	207 349	199 901
COMPTAGES NON LOCALISÉS	•	26 614	27 703	28 200	29 314
AUTRES OUVRAGES NON LOCALISÉS	3 803	2 935	2 873	2 968	2 918
PATRIMOINE NON LOCALISÉ	3 803	253 496	248 574	238 517	232 133
PATRIMOINE EN CONCESSION	1 096 562	1 057 664	1 013 716	951 926	897 056

Source : CRAC 2022

La valeur brute du patrimoine en concession est en hausse de près de 39 M€, soit 3,7 % du patrimoine en concession.

Les mouvements justifiant cette variation sont présentés au paragraphe 2.1.3, plus avant dans le présent rapport.

Les principales évolutions observées concernent :

- les canalisations haute tension souterraines : + 19,1 M€, soit + 6,7 % ;
- les canalisations basses tension souterraines : + 20,2 M€, soit + 8,6 % ;

- les ouvrages collectifs de branchements : + 7,5 M€, soit + 9,1 %.

Du fait, notamment, de l'opération de localisation décrite au paragraphe suivant, il apparaît que la valeur des branchements à l'inventaire a diminué.

LOCALISATION DU PATRIMOINE

Environ un quart du patrimoine en concession restait non localisé en début de période.
Le patrimoine non localisé concernait essentiellement les branchements et comptages.

PART DES IMMOBILISATIONS NON LOCALISÉES DANS LE PATRIMOINE EN CONCESSION - TABLEAU 2

EN K€	2022	2021	2020	2019	2018
IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	1 096 562	1 057 664	1 013 716	951 927	897 056
DONT NON LOCALISÉES	3 803	253 496	248 574	238 517	232 133
PART NON LOCALISÉE	0,3 %	24 %	24,5 %	25,1 %	25,9 %

La part du patrimoine non localisée a été réduite progressivement, à partir d'une première étape de localisation concernant les transformateurs en 2015, puis avec la localisation des compteurs Linky installés à partir de 2016.

Le concessionnaire a ensuite « engagé des travaux de dénombrement et d'individualisation des ouvrages de branchement, qui ont permis d'aboutir, au cours de l'exercice 2018, à un inventaire détaillé et localisé des compteurs pour les catégories de clients du marché d'affaires et à une première étape de dénombrement et localisation sur les colonnes électriques ».

Au cours de l'exercice 2022, les liaisons réseau, les dérivations individuelles et les disjoncteurs ont fait l'objet d'une localisation.

À l'issue de cette opération, la quasi-intégralité du patrimoine est désormais localisée, le concessionnaire indique cependant dans son CRAC que « un reliquat de quelque 50 000 disjoncteurs reste à traiter » à la maille nationale.

Rappel sur l'incidence de la première des opérations de localisation en 2018

L'impact des travaux de localisation réalisés au cours de l'exercice 2018

a constitué en une minoration de 8,2 M€ de la valeur brute du patrimoine, et de 2,7 M€ pour la valeur nette, essentiellement au titre des ouvrages collectifs de branchement.

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

Incidence des opérations de localisation survenues en 2022

Les conséquences financières de ces opérations ne sont pas présentées au CRAC, mais le concessionnaire a formalisé un document⁴ qui présente les évaluations suivantes des impacts :

EN K€	VALEUR BRUTE	VALEUR NETTE	AMORTISSEMENTS DU CONCÉDANT	FINANCEMENTS ENEDIS NON AMORTIS	PROVISION POUR RENOUVELLEMENT
AVANT INVENTAIRE	250	132	70	57	14
APRÈS INVENTAIRE	222	120	57	58	21
VARIATION	- 27,9	- 11,7	- 12,7	1,4	7,1

Comme lors de l'opération de 2018, les conséquences financières de la localisation des branchements et disjoncteurs sont fortement négatives pour le Sigeif :

- La valeur brute du patrimoine recule de près de 28 M€ en valeur brute et 12 M€ en valeur nette.

Le concessionnaire explique cette diminution par « une surestimation du poids de la concession au sein de la direction interrégionale, induit par le calcul des clés de répartition, qui tenait principalement compte des nombres de clients ».

- Les amortissements du concédant reculent de près de 13 M€, soit plus de 6 % du total de cette composante du droit du concédant au niveau de la concession, ce qui est considérable.

Sur la base du taux d'amortissement au 01/01/22, la diminution proportionnelle des amortissements du concédant aurait dû être limitée à environ 7,9 M€.

Aucun élément d'information permettant de comprendre cette incohérence apparente n'a été fourni à l'autorité concédante.

La provision pour renouvellement augmente d'un peu plus de 7 M€, elle constitue en théorie un événement favorable pour le bilan de la concession, sous réserve que ces provisions se transforment en droit du concédant à terme et qu'elles ne soient pas reprises au compte de résultat du concessionnaire.

Aucune information permettant d'assurer la traçabilité de ces compléments de provisions n'a été communiquée à l'autorité concédante.

⁴ Finalisation-inventaire-branchements_Sigeif-nouv-perimetre.PPTX

Les limites de l'information communiquée

- Aucune information de traçabilité afin de justifier les valeurs présentées dans le tableau ci-dessus n'a été transmise à l'autorité concédante.
- Les biens non localisés étaient en principe sortis automatiquement de l'inventaire à leur date de fin de vie comptable, même si ces derniers demeuraient en usage. Parallèlement, les retraits de biens non localisés réalisés avant leur date

de fin de vie comptable n'étaient pas comptabilisés en déduction de l'inventaire.

Il découle de ces méthodes comptables – déroatoires aux principes comptables applicables – que les valeurs brutes et nettes des ouvrages qui ont fait l'objet d'une réallocation, sur la base de l'inventaire théorique issu du processus de localisation, ne correspondaient pas à la valeur réelle du patrimoine non localisé en concession au 1/01/2022 ;

- La détermination des quantités théoriques en inventaire, qui ont été retenues pour répartir les valeurs brutes et nettes en inventaire non localisé, ont été déterminées à partir d'un algorithme et n'ont donc pas donné lieu à un inventaire physique des branchements et disjoncteurs réellement présents sur le terrain. Cette méthode peut donc souffrir d'un certain niveau d'approximation qu'il n'est pas possible d'évaluer en l'état.

Évolution du patrimoine en concession

Le patrimoine inscrit à l'inventaire comptable de la concession a augmenté de 282,3 M€ en 2022, soit une progression de 26,7 %.

ORIGINES DE LA VARIATION DE LA VALEUR BRUTE DU PATRIMOINE EN CONCESSION - TABLEAU 3

EN K€	01/01/2022	ADHÉSIONS	APPORTS ENEDIS NETS	APPORTS EXTERNES (CONCÉDANT + TIERS)	RETRAITS BRUTS	TRANSFERTS	LOCALISATION	31/12/2022
IMMOBILISATIONS BRUTES	1 057 664	16 491	46 404	9 308	-5 445	267	-27 984	1 096 562
			TOTAL APPORTS : 55,7 M€					

Source : CRAC 2022

Les nouvelles immobilisations inscrites à l'inventaire comptable, qui correspondent en principe aux mises en services de l'exercice, représentent au total près de 56 M€ (contre 50 M€ en 2021), soit 5,3 % de la valeur brute en concession, en début de période.

Ces mises en concession sont constituées, pour 9,3 M€, soit 17 %, par des remises gratuites.

Rappel : intégration en concession des colonnes montantes propriété des tiers

Le concessionnaire n'avait pas indiqué au cours des exercices

précédents quel avait été l'impact de l'intégration en concession des colonnes montantes, organisée par la Loi Elan⁵, bien que cette demande lui ait été formellement signifiée dans les rapports de contrôle. Cette demande est donc réitérée.

Rapprochement des investissements inscrits en comptabilité avec les investissements revendiqués par le concessionnaire :

Pour l'exercice 2022, le concessionnaire revendique dans le CRAC un montant d'investissements⁶ de 73,4 M€, dont 3,6 M€ au titre des postes sources et de la logistique. Le montant

correspondant au domaine concédé représente donc, en principe, 69,8 M€. Il est impossible de rapprocher ce montant des 55,7 M€ inscrits à l'actif en comptabilité au titre du même exercice.

Il est demandé de nouveau au concessionnaire de procéder à la réconciliation des deux valeurs ci-dessus, en communiquant notamment la valeur du poste « immobilisations en cours » figurant en comptabilité au titre de la concession en début et en fin de période.

⁵ Les colonnes montantes mises en service avant la publication de la loi appartiennent à la concession si leur propriété n'a pas été revendiquée au 24 novembre 2020.

⁶ « 2.2 Le compte-rendu de la politique d'investissement d'Enedis en 2020 », page 47 du CRAC.

Les limites de l'information communiquée

Un certain nombre d'informations importantes relatives à la variation du patrimoine ne sont pas communiquées :

- la décomposition des 55,7 M€ présentés dans le tableau n° 3 ci-dessus entre premier établissement et renouvellement ;
- le numéro des fiches immobilisations concernées par les mises en service ou les retraits et les numéros d'affaires correspondant. Ces lacunes empêchent de faire le lien entre le fichier des mises en service et l'inventaire. En conséquence, il n'est pas possible d'assurer la traçabilité des variations de la valeur en inventaire, ce qui constitue une limitation au contrôle réellement préjudiciable ;
- la valeur des provisions utilisées pour financer les immobilisations renouvelées ;

- la valeur des amortissements des financements du concédant affectés ;
- les informations nécessaires à la réconciliation des investissements inscrits en inventaire comptable au titre d'un exercice⁷ donné avec ceux présentés au paragraphe « Compte-rendu de la politique d'investissement d'Enedis » dans le CRAC, pour la même période ;
- malgré les demandes récurrentes de l'autorité concédante, le concessionnaire ne communique pas la description précise⁸ de la méthode retenue pour valoriser les apports externes (bien remis gratuitement).

Par ailleurs, les deux points suivants viennent également affaiblir la qualité et la traçabilité de l'information communiquée

- La valeur de l'inventaire au 01/01/2022, présentée dans la première colonne du tableau « La variation des actifs concédés au cours de l'année 2022 » dans le CRAC⁹, ne correspond pas à la

valeur de l'inventaire communiquée au 31/12/2021, même après neutralisation des effets de la variation du périmètre. Si l'écart est réduit, il pose quand même problème, dans la perspective de la mise en œuvre de la norme 18 du CNOCP¹⁰.

- Les états des mises en service et des mises hors service, communiqués au titre de l'exercice 2022, mélangent les données relatives aux nouvelles immobilisations mises en service avec les informations correspondant au reclassement des immobilisations anciennes antérieurement non localisées. Ce choix d'organisation des données est préjudiciable au contrôle dès lors qu'il crée une confusion entre deux types de données différentes : celles relatives aux mises en service et hors service qui concernent la variation de l'actif physiquement en concession et des données de correction qui ne concernent pas à des mouvements physiques.

Amortissement du patrimoine

Dans le modèle économique concessif, l'amortissement a une double fonction :

1. Constaté la dépréciation de la valeur des actifs en concession du fait de l'effet du temps et/ou de l'obsolescence technologique.

2. Permettre la récupération des financements engagés : les dotations aux amortissements constituent des charges calculées qui sont prélevées sur le résultat sans qu'il y ait décaissement des sommes correspondantes.

Ainsi, les dotations aux amortissements constituent des flux de trésorerie qui viennent compléter le résultat de l'exercice pour constituer la capacité d'autofinancement annuelle.

TAUX D'AMORTISSEMENT DES IMMOBILISATIONS - TABLEAU 4

EN K€	2022	2021	2020	2019	2018
IMMOBILISATIONS EN CONCESSION	1 096 562	1 057 664	1 013 716	951 927	897 056
AMORTISSEMENTS	513 041	496 383	474 175	451 379	430 275
VALEUR NETTE	583 521	561 280	539 540	500 549	466 781
TAUX D'AMORTISSEMENT	46,8 %	46,9 %	46,8 %	47,4 %	48 %

Le taux d'amortissement ci-dessus montre que l'âge moyen du patrimoine avoisine la moitié de sa durée de vie comptable.

Le taux est constant depuis 3 ans, ce qui signifie, en principe, que les nouveaux investissements permettent de compenser le vieillissement comptable du patrimoine sur la période.

⁷ En principe, sont inscrits à l'inventaire comptable au titre d'un exercice les investissements mis en service au cours de la période.

⁸ Notes de procédures Enedis.

⁹ CRAC 2022, page 123.

¹⁰ Conseil de normalisation des comptes publics, norme 18 « LES CONTRATS CONCOURANT À LA RÉALISATION D'UN SERVICE PUBLIC ». Cette norme prévoit que les actifs concédés doivent être inscrits à l'actif des bilans des entités publiques locales concédantes à partir de 2025.

Les amortissements cumulés présentés ci-dessus correspondent à un amortissement de dépréciation calculé selon les durées d'amortissement linéaire suivant figurent dans le tableau :

TABLEAU 5

CATÉGORIE D'IMMOBILISATIONS	DURÉE D'AMORTISSEMENT SIGNALÉE PAR ENEDIS
GÉNIE CIVIL DES POSTES	45 ANS
CANALISATION HTA (SOUTERRAIN - AÉRIEN)	40 ANS
CANALISATION BT (SOUTERRAIN ET AÉRIEN NU)	40 ANS
CANALISATION BT (TORSADÉ)	50 ANS DEPUIS LE 01/1/2011, 40 ANS AVANT CETTE DATE
BÂTIMENT DE POSTE	30 À 45 ANS DEPUIS 2007, 30 ANS AVANT CETTE DATE
TRANSFORMATEURS	HTA-BT : 40 ANS DEPUIS LE 01/1/2012, 30 ANS AVANT. AUTRES TRANSFORMATEURS : 30 ANS
BRANCHEMENTS SOUTERRAINS	40 ANS
BRANCHEMENTS AÉRIENS TORSADÉS (LIAISONS RÉSEAUX)	50 ANS À COMPTER DU 01/01/2022, 40 ANS AVANT CETTE DATE
COLONNES MONTANTES	60 ANS À COMPTER DU 01/01/2019, 40 ANS AVANT CETTE DATE
INSTALLATIONS DE COMPTAGE	20-30 ANS DEPUIS LE 1/1/2007 20-25 AVANT CETTE DATE

Le tableau 5 ci-dessus montre que de nombreux changements comptables concernant les durées d'amortissement ont été opérés :

- Les immobilisations en concession ont fait l'objet d'un amortissement de caducité¹¹ **jusqu'en 2004**. **Depuis 2005**, les immobilisations sont amorties sur les durées de vie estimées des immobilisations.
- **En 2011**, un changement d'estimation a été réalisé : allongement de la durée de vie estimée des canalisations basse tension aériennes torsadées à 50 ans au lieu de 40 ans.

- **En 2012**, un changement d'estimation a été réalisé : allongement de la durée de vie estimée des transformateurs HTA/BT à 40 ans au lieu de 30 ans.
- **En 2015**, certaines installations de comptage ont fait l'objet d'un amortissement accéléré.
- **En 2019**, le concessionnaire a procédé à un changement d'estimation pour l'ensemble des colonnes montantes dont la durée de vie a été réestimée à 60 ans, contre 40 ans précédemment. Ce changement a également généré des reprises de provisions pour

renouvellement pour les biens devenant renouvelables après la fin du contrat de concession en vigueur, suite à l'allongement de durée de vie.

- **En 2022**, le concessionnaire a procédé à un changement d'estimation pour les branchements aériens (câbles de liaisons réseau aériens) dont la durée de vie a été réestimée à 50 ans, contre 40 ans précédemment. Il n'a pas été indiqué si ce changement a également généré des reprises de provisions pour renouvellement.

Il est rappelé que l'autorité concédante avait indiqué dans son rapport, au titre de l'exercice 2019 :

« Contrairement à ce qui est indiqué dans le CRAC 2019 à la page 94, les impacts de cette opération sur la concession ne sont pas précisés (...).

L'autorité concédante constate de nouveau l'absence de concertation et de communication préalable à un changement de méthode et l'insuffisance de la communication financière

relative aux conséquences de ce changement comptable.

Elle réitère en conséquence les protestations et mise en demeure du concessionnaire, formulées dans la motion votée le 16 décembre 2013 et rappelée ci-dessus.

En cohérence avec la conclusion de cette motion, elle indique à nouveau 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. »

Le même raisonnement et la même position peuvent être retenus pour le nouvel allongement de durée de vie des ouvrages, pratiqué unilatéralement par le concessionnaire en 2022.

¹¹ C'est-à-dire un amortissement linéaire sur la durée résiduelle du contrat de concession à la date de mise en service de l'immobilisation.

D'une manière générale, les changements comptables survenus depuis 2011 ont été traités de façon prospective, ce qui signifie que les amortissements constatés à la date du changement comptable ont été maintenus tel quels. Par contre, la question du mode de traitement des changements comptables survenus

entre 2006 et 2011 reste également sans réponse : ces changements comptables ont-ils été traités de façon prospective ou rétrospective ?

Les changements comptables énumérés ci-dessus ont eu pour conséquence d'allonger les durées d'amortissement des biens en

concession et d'accroître les valeurs nettes comptables des immobilisations en concession, à la date d'analyse.

Ces changements comptables aboutissent ainsi à ralentir la récupération apparente des financements du concessionnaire.

Ces allongements de durée de vie ne sont pas anodins, dès lors qu'en cas de non-renouvellement du contrat, le concessionnaire pourrait, sur la base de l'article 49 du cahier des charges annexé au nouveau traité de concession, être amené à revendiquer une indemnisation basée sur la valeur nette comptable de ses financements non récupérés, réévaluée au moyen du taux moyen de rendement des obligations des sociétés privées (TMO).

Dans ce cadre, il convient de souligner que l'article 31 prévoit que la valeur du financement du concessionnaire serait déterminée sur la base de sa comptabilité.

Il est donc essentiel de disposer d'une traçabilité complète des informations comptables transmises par le concessionnaire, ce qui n'est pas le cas.

Par ailleurs, l'abandon de l'amortissement de caducité à partir de 2005 suscite une interrogation particulière à laquelle le concessionnaire n'a jamais répondu : quel a été le sort des financements récupérés par ce biais ? Ces financements ont-ils été maintenus dans un compte de passif dans les comptes du concessionnaire et pour quel montant ?

L'enjeu sous-jacent consiste à garantir que ces sommes seraient bien déduites des financements nets du concessionnaire dans le cas d'une interruption anticipée du contrat ou d'un non-renouvellement.

Il n'est pas possible, sur la base des informations communiquées, de répondre à cette question.

Les limites de l'information communiquée en matière d'amortissements

Un certain nombre d'informations importantes relatives aux amortissements ne sont pas communiquées :

- les amortissements de caducité pratiqués jusqu'en 2004 et des éventuels amortissements de dépréciation qui auraient pu être annulés, dans le cadre de

changements comptables traités rétrospectivement ;

- la justification exhaustive de la variation des amortissements d'un exercice à l'autre ne peut pas être retracée à partir des informations communiquées.

D'une façon générale, il est rappelé que l'incidence des changements comptables est insuffisamment documentée.



Les passifs de concession

Les droits du concédant

NOTION DE DROITS DU CONCÉDANT ET INFORMATIONS COMMUNIQUÉES

Les droits du concédant correspondent en principe :

- à la valeur des biens remis en début de contrat ;
- aux participations¹² versées par le concédant ou des tiers finançant la création ou l'acquisition d'ouvrages en concession ;
- aux remises gratuites du concédant ou des tiers ;
- aux affectations de provisions pour renouvellement, d'amortissements industriels et d'amortissements du financement du concédant, lors des opérations de renouvellement ;
- aux financements du concédant reconstitués par amortissement

(amortissements des financements du concédant) ;

- aux amortissements de caducité.

Le concessionnaire ne communique pas les informations selon le détail mentionné ci-dessus, à l'exception des « amortissements des financements du concédant », communiqués pour chaque ligne d'inventaire. En complément, le concessionnaire communique uniquement, pour chaque ligne d'inventaire, un montant globalisé de « financements du concédant ».

Avant 2019, ces informations étaient communiquées de façon agrégée, sans détail par immobilisation au niveau des lignes d'inventaire.

NOTA BENE : le concessionnaire ne comptabilise pas les contributions facturées aux clients, au titre des raccordements au réseau, en tant que participations versées par les tiers. Il considère ces financements de tiers, par analogie avec la règle fiscale, comme des recettes d'exploitation.

Cette position a toujours été contestée par le SigEIF la règle fiscale n'ayant pas à se substituer aux principes comptables.

LES FINANCEMENTS DU CONCESSIONNAIRE RESTANT À RÉCUPÉRER

Ces financements, en théorie, correspondent à la valeur initiale des financements consentis par Enedis pour l'édification du réseau concédé, diminuée des récupérations de financements obtenues par le biais de l'amortissement¹³.

À partir des informations nouvelles fournies par le concessionnaire, désormais, il est possible de déterminer – pour chaque ligne figurant à l'inventaire des biens localisés – le montant non réévalué¹⁴ du financement du concessionnaire restant à récupérer, tel qu'il est évalué par lui.

L'autorité concédante rappelle que, dans la mesure où les modalités de détermination de ce montant ne sont pas traçables et puisqu'il existe des divergences d'interprétation entre le concessionnaire et le concédant sur les montants à affecter en droits du concédant, elle émet des réserves expresses concernant la valeur des financements du concessionnaire restant à récupérer présentés à l'inventaire.

¹² Au sens large, c'est-à-dire y compris les subventions.

¹³ En proportion de la part du financement d'Enedis dans l'investissement initial.

¹⁴ Il convient de bien conserver à l'esprit que la clause indemnitaire prévue tant par l'ancien que par le nouveau contrat prévoit que le montant net des financements du concessionnaire non récupéré à la date d'interruption du contrat serait réévalué, ce qui pose un problème d'équité souligné dans nos précédentes notes.

SYNTHÈSE DES DROITS DU CONCÉDANT PRÉSENTÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE

Le tableau 6 permet de synthétiser les informations transmises par le concessionnaire au titre des droits du concédant.

Eu égard aux limitations subies quant au détail de ces informations et à leur traçabilité (il est notamment impossible de justifier la variation des agrégats d'une année à l'autre), ces données sont présentées sous toutes réserves.

REVUE ANALYTIQUE DES DROITS DU CONCÉDANT - TABLEAU 6

EN K€	SENS	2022	2021	2020	2019	2018
DROIT EN NATURE DU CONCÉDANT (VNC)	(A)	583 519	561 250	540 707	500 548	466 765
FINANCEMENT À RÉCUPÉRER REVENDIQUÉ PAR LE CONCESSIONNAIRE	(B)	387 888	356 830	328 903	301 144	266 193
FINANCEMENT NET DU CONCÉDANT	(A - B)	195 631	204 420	211 804	199 404	200 572
AMORTISSEMENTS DES FINANCEMENTS DU CONCÉDANT	(C)	206 793	207 834	198 777	188 642	180 873
DROITS DU CONCÉDANT NET	(A - B + C)	402 424	412 254	410 581	388 046	381 445
FINANCEMENT THÉORIQUE NET DU CONCESSIONNAIRE	(B - C)	181 095	148 996	130 126	112 502	85 320

Les indications données par le concessionnaire démontrent que la baisse des droits du concédant provient, pour une très large part, de l'opération de localisation des ouvrages de branchement évoquée plus haut. Le concessionnaire évalue notamment la diminution des amortissements des financements du concédant, liée à cette opération à 12,7 M€.

Il est cependant impossible, comme cela a déjà été signalé, de remonter la piste d'audit permettant de tracer les conséquences de l'opération de localisation sur les droits du concédant.



LES LIMITES DE L'INFORMATION COMMUNIQUÉE

Les financements du concédant sont communiqués pour chaque immobilisation, sans détailler les différentes origines de financements du concédant, qui sont les suivantes :

- biens remis à l'origine du contrat de concession ;
- apports en concession réalisés gratuitement par les tiers ou l'autorité concédante ;
- contributions et/ou participations financières de tiers ou de collectivités locales ;
- contre-valeur des ouvrages remplacés, financée par la provision pour renouvellement ;

- contre-valeur des ouvrages remplacés, financée par l'utilisation de l'amortissement industriel (article 10 de l'ancien cahier des charges) et amortissement des financements du concédant).

Le détail des inscriptions en droits du concédant ne peut pas être tracé à partir des informations communiquées par le concessionnaire. Il est donc impossible à l'autorité concédante de vérifier que ces inscriptions sont bien satisfaisantes (suffisantes).

Il est impossible de justifier la variation des droits du concédant, d'un exercice à l'autre, à partir des

informations communiquées par le concessionnaire. Il existe donc également un déficit de traçabilité, qui limite fortement le contrôle que peut faire l'autorité concédante de ses droits au passif du concessionnaire.

Même si des progrès ont été enregistrés, il existe toujours un important déficit de traçabilité concernant les droits du concédant.

La provision pour renouvellement

LES STIPULATIONS DE L'ARTICLE 11 DU TRAITÉ DE CONCESSION

L'existence de provisions pour renouvellement au passif du bilan de la concession découle des stipulations de l'article 11 du cahier des charges annexé au traité de concession du 18 octobre 2019, qui prévoit :

« À partir de l'entrée en vigueur du présent contrat, le concessionnaire n'est tenu au cours de celui-ci, vis-à-vis de l'autorité concédante, à aucune obligation financière en lien avec le renouvellement des ouvrages, mises à part :

- l'obligation d'amortir les financements de l'autorité concédante rattachés aux ouvrages concédés réalisés sous sa maîtrise d'ouvrage ;
- l'obligation explicitée au point 2° ci-après, relative à la gestion des

droits du concédant sur les biens à renouveler existant à la date d'effet du contrat de concession.»

Puis : « Les passifs relatifs aux ouvrages concédés existant dans la comptabilité du concessionnaire à la date d'effet du présent contrat, constitués au titre du contrat précédent, qui représentent les droits de l'autorité concédante sur ces ouvrages, sont maintenus à cette date. Ceux-ci consistent en :

- des droits de l'autorité concédante sur les biens existants (...) ;
- des droits de l'autorité concédante sur les biens à renouveler, qui correspondent aux obligations du concessionnaire au titre des biens à renouveler et recouvrent :

- l'amortissement constitué sur la partie des biens financés par l'autorité concédante ;
- la provision pour renouvellement antérieurement constituée et non utilisée à la date d'effet du présent contrat. »

L'ancien contrat de concession imposait au concessionnaire de doter des provisions et de constituer un amortissement industriel en vue de pourvoir au renouvellement des immobilisations¹⁵.

LES INFORMATIONS COMMUNIQUÉES

La quasi-intégralité du patrimoine est désormais localisée. Le tableau ci-dessous isole cependant les provisions correspondant aux immobilisations auparavant non localisées, de façon à permettre leur suivi dans le temps.

REVUE ANALYTIQUE DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT - TABLEAU 7

EN K€	2022	2021	2020	2019	2018
BIENS LOCALISÉS	176 321	177 032	180 734	183 962	184 177
EX-BIENS NON LOCALISÉS	21 515	14 198	14 171	14 162	13 526
TOTAL DES PROVISIONS	197 836	191 231	194 905	198 124	197 703
ÉVOLUTION EN %	3,5 %	- 1,9 %	- 1,6 %	0,2 %	- 0,5 %

Alors que la provision était en diminution depuis 2 ans, celle-ci augmente de 6,6 M€ en 2022 (soit + 3,5 %). Il apparaît que cette progression concerne les biens auparavant non localisés, qui ont bénéficié de l'affectation d'une partie

des provisions mises en attente entre 2015 et 2017.

En dehors de ce phénomène ponctuel, la provision afférente aux autres biens **poursuit la décroissance amorcée en 2019.**

¹⁵ Obligations liées à l'article 10 de l'ancien traité de concession.

JUSTIFICATION DE LA VARIATION DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT

Comme le montre le tableau 8, les informations communiquées par le concessionnaire, en ce qui concerne les mouvements de la provision pour renouvellement, **ne permettent pas de justifier la variation de celle-ci.**

INFORMATIONS COMMUNIQUÉES CONCERNANT LES MOUVEMENTS DE LA PROVISION POUR RENOUVELLEMENT - TABLEAU 8

EN K€	2022	2021	2020	2019	2018
DOTATIONS AUX PROVISIONS	155	- 28	673	2 923	2 428
REPRISES DE PROVISIONS	- 1 206	- 1 145	- 773	- 385	- 1 712
IMPACT DU COMPTE DE RÉSULTAT SUR LA VARIATION DE PROVISION	- 1 051	- 1 173	- 100	2 538	716
AFFECTATION	- 1 364	- 1 733	- 3 564	- 940	- 1 828
INCIDENCE DE LA LOCALISATION	7 100	•	•	•	•
INCIDENCE ADHÉSIONS NOUVELLES COMMUNES	2 203	•	•	•	•
VARIATION EXPLIQUÉE	6 888	- 2 906	- 3 664	1 598	- 1 112
VARIATION OBSERVÉE	6 605	- 3 674	- 3 219	421	- 905
ÉCART NON EXPLIQUÉ	- 263	- 768	445	- 1 177	207

Nous pouvons nous interroger sur le caractère équitable et la légitimité des importantes reprises de provisions pratiquées par le concessionnaire, qui aboutissent à retenir à son profit une part des provisions initialement constituées. Sur les 5 exercices retracés, ce sont 5,2 M€ qui auraient pu être consacrés au financement des renouvellements et affectés aux

droits du concédant, et qui ont été réorientés vers le compte de résultat du concessionnaire, sans qu'aucun contrôle sur la justification de ces reprises ne soit possible.

Pourtant, le contrat de concession, dans sa nouvelle version, stipule explicitement que **les provisions existant à l'ouverture du contrat représentent des « droits du concédant ».**

Dans ce cadre, il semblerait légitime de considérer ces ressources comme des financements du concédant, ayant vocation à être **affectées de façon exclusive et intégrale au financement des renouvellements et, ainsi, à être maintenues in fine en droits du concédant.**

LES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT PORTÉES PAR LES BIENS AUPARAVANT NON LOCALISÉS

Au cours des contrôles réalisés jusqu'en 2014, il était apparu que les provisions constituées au titre des immobilisations non localisées faisaient l'objet d'une « sortie¹⁶ » à l'issue de leur vie comptable, soit quarante ans après la date de mise en service. Ces provisions en attente faisaient ensuite l'objet d'une affectation¹⁷ au cours de l'année suivant cette « sortie ».

En 2011 puis en 2014, l'analyse du processus d'affectation aux droits du concédant de la provision afférente aux immobilisations non localisées avait montré que les provisions « sorties » au titre des deux exercices concernés **n'avaient pas été intégralement affectées aux droits du concédant.**

Il avait alors été signalé au concessionnaire que la solution qu'il

a retenu – qui aboutissait à affecter en droit du concédant un montant inférieur aux besoins de financements réels et ce alors qu'une provision excédentaire existait globalement – ne pouvait être admise par l'autorité concédante.

NOTA BENE : la position de l'autorité concédante est la même concernant les biens localisés.

¹⁶ Il semble qu'il s'agisse plutôt d'un reclassement à un compte de provision en attente d'affectation que d'une reprise de provision, au sens comptable.

¹⁷ C'est-à-dire soit une affectation aux droits du concédant, soit une reprise au compte de résultat du concessionnaire.

Par ailleurs, et alors que l'autorité concédante souhaitait procéder à la même analyse pour les exercices postérieurs à 2014, le concessionnaire n'avait pas transmis les données correspondantes sur la période de 2015 à 2018. Interrogé sur le devenir des provisions relatives aux ouvrages non localisés parvenus en fin de vie entre 2015 et 2017, le concessionnaire avait fini par donner les indications suivantes en octobre 2019 :

« Une partie de la provision relative aux ouvrages de branchement (...) a été conservée dans un compte de provision dédié. À l'issue de la complète finalisation des travaux d'individualisation et de localisation des branchements, ces provisions en attente seront réaffectées aux ouvrages de branchements (...). À noter que le processus de sortie automatique de l'actif des branchements à la fin de leur durée de vie a été arrêté en 2018 et que les stocks de PR associés à ces ouvrages

sont maintenus au passif du bilan en vue de leur renouvellement. Le montant de provision en attente (...) est actuellement estimé à 11 M€ sur le périmètre de votre concession. »

L'autorité concédante peut difficilement comprendre quelles sont les raisons qui avaient pu conduire le concessionnaire à passer sous silence ce changement comptable significatif pendant quatre ans.

L'autorité concédante s'est interrogée sur le sort final des provisions concernées, dans les précédents rapports de contrôle, et a indiqué **qu'elle souhaitait obtenir des informations suffisamment précises pour vérifier que la nouvelle méthode ne conduise pas à la priver d'une partie des affectations au droit du concédant** qu'elle aurait pu attendre à méthode constante.

Or, en pratique, au titre du présent contrôle, le concessionnaire s'est borné à indiquer qu'un montant de 7,8 M€¹⁸

de provisions supplémentaires avait été affecté aux branchements, dans le cadre du processus de localisation, **sans transmettre aucun élément de traçabilité** permettant de justifier cette affectation partielle (les provisions en attente représentaient au moins 11 M€, semble-t-il, le montant définitif n'ayant pas été communiqué non plus).

Il est donc demandé au concessionnaire de :

- justifier en détail le montant des provisions en attente d'affectation au 01/01/2022 ;
- justifier en détail les modalités de calcul des montants affectés aux lignes d'inventaire correspondant aux immobilisations antérieurement non localisées, depuis l'origine du processus ;
- préciser quel a été le sort des provisions en attente qui n'ont pas été affectées à la concession.

LES LIMITES DE L'INFORMATION COMMUNIQUÉE AU TITRE DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT

- Il apparaît que les éléments communiqués par le concessionnaire ne permettent pas de reconstituer la variation des provisions, observée d'un exercice à l'autre.
- L'incidence des variations de périmètre n'est pas communiquée et ne peut pas être déterminée, notamment car l'autorité concédante ne dispose pas des états d'inventaire des communes entrantes pour l'exercice précédent leur entrée en concession.
- Les éléments permettant de justifier le solde de la provision pour renouvellement (plan de renouvellement, éléments de revalorisation, probabilités de retrait) ne sont pas transmis à l'autorité concédante.
- Le fichier des mises en service ne permet pas d'identifier les opérations qui constituent des renouvellements. En tout état de cause, il n'est pas possible de réaliser le lien entre le fichier des mises en service et l'inventaire.
- Dans ce contexte, il est impossible d'identifier quelles sont les lignes d'inventaire concernées par des opérations de renouvellement pour réaliser des tests sur celles-ci.
- Le fichier d'inventaire ne distingue pas le montant des provisions pour renouvellement affectées à l'intérieur du champ « financement concédant ». Il est donc impossible d'identifier les lignes d'inventaire qui ont bénéficié d'une affectation de provision, que ce soit au titre d'un exercice ou globalement.
- Les informations disponibles ne permettent pas de réaliser le lien (filiation) entre les immobilisations remplaçantes et les immobilisations remplacées. Il n'est donc pas possible d'interpréter si une diminution de provision apparaissant sur une ligne d'inventaire a pu donner lieu à l'affectation en droit du concédant sur une autre ligne.
- Les éléments de traçabilité permettant de justifier les montants de provisions afférents aux branchements non localisés qui avaient été inscrits dans un compte d'attente entre 2015 et 2017 n'ont pas été communiqués à l'autorité concédante.
- Les provisions en attente non affectées à la concession n'ont pas été communiquées.

Au total, il apparaît donc impossible à l'autorité concédante de réaliser le suivi des droits qui lui sont conférés sur la provision pour renouvellement par l'article 11 du cahier des charges annexé au traité de concession.

Il n'est, notamment, pas possible de vérifier le caractère satisfaisant des affectations de provisions pour renouvellement aux droits du concédant et des montants de provisions repris au compte de résultat du concessionnaire.

Par ailleurs, l'autorité concédante continue à rappeler sa position concernant le sort des provisions pour renouvellement considérées comme devenant sans objet : celles-ci devraient être intégrées dans les droits du concédant plutôt qu'être reprises au profit du concessionnaire dans son compte de résultat.

De plus, eu égard à l'imprécision manifeste de la méthode de calcul des provisions au niveau unitaire, l'intégralité du besoin de financement devrait être prélevée sur le stock de provision global, lorsque la provision unitaire est insuffisante.

¹⁸ La variation nette de 7,1 M€ mentionnée plus haut tient compte d'un mouvement de reprise de 0,7 M€.

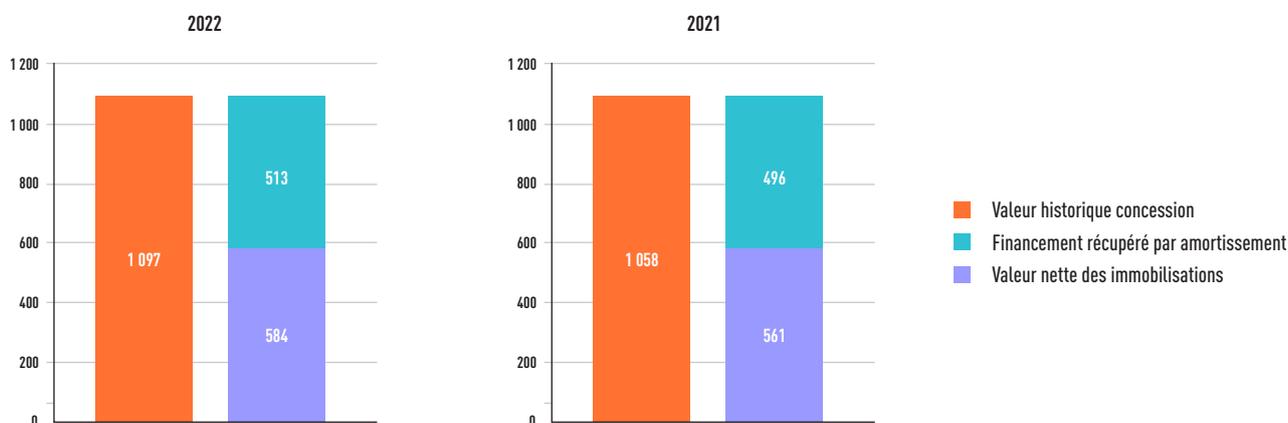
Structure financière de la concession

Schémas de synthèse de la structure financière de la concession

Les schémas de synthèse présentés dans les paragraphes qui suivent le sont à titre d'illustration à partir des données communiquées par le concessionnaire, afin d'identifier les enjeux financiers structurels de la concession au 31/12/2022.

Eu égard aux limitations et aux incertitudes des informations transmises, ces schémas sont présentés sous toute réserve et sont à analyser avec prudence.

AMORTISSEMENT DES FINANCEMENTS INITIAUX



Les limites de l'information communiquée

Il est probable que le chiffre de 513 M€ présenté dans le graphique ci-dessus n'intègre pas l'ensemble des dotations aux amortissements¹⁹ prélevées sur les comptes de résultat depuis la date de mise en service des biens en concession.

Cette incertitude concerne en particulier les amortissements de

caducité pratiqués jusqu'en 2004 qui ne figurent pas dans le montant ci-dessus, puisque le chiffre de 513 M€ correspond aux seuls amortissements de dépréciation.

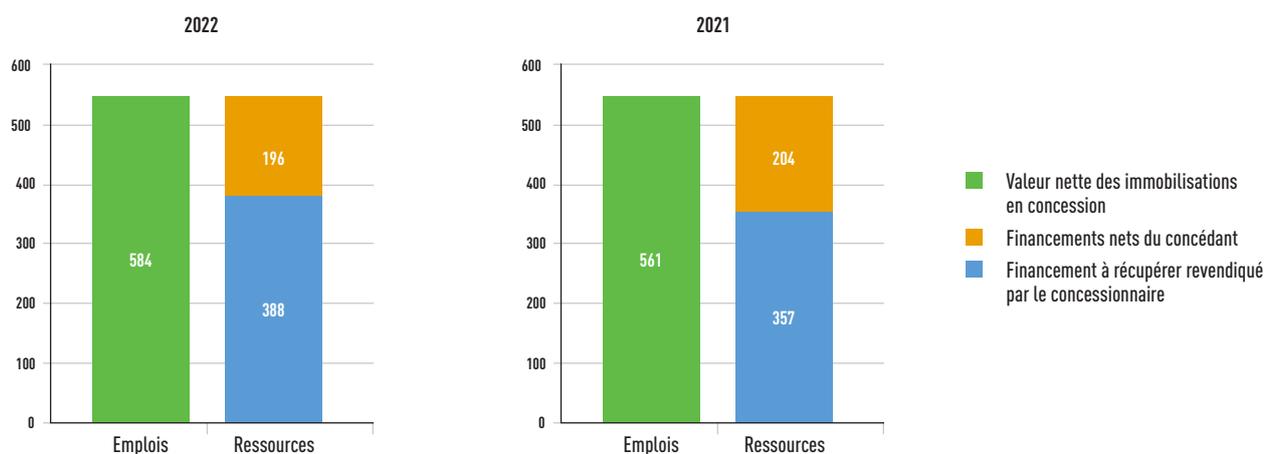
Les amortissements de caducité constitués jusqu'en 2004 devraient figurer en principe dans un compte spécifique de passif, mais le concessionnaire n'en fait pas mention dans sa communication sur les passifs de concession.

De plus, si les changements comptables récents ont été réalisés de manière prospective²⁰, rien ne garantit que les changements comptables opérés avant 2011 aient également été traités de façon prospective, ce qui pourrait constituer une source d'écarts supplémentaires entre la somme des dotations prélevées et les amortissements apparaissant en inventaire.

¹⁹ Amortissement de dépréciation et, ou amortissement de caducité, le cas échéant.

²⁰ C'est-à-dire que les stocks d'amortissement existant ont été maintenus en comptabilité et qu'ainsi les effets des rallongements de durés de vie ne portent en principe que sur l'avenir.

FINANCEMENTS NETS DU CONCÉDANT ET DU CONCESSIONNAIRE



Les limites de l'information communiquée

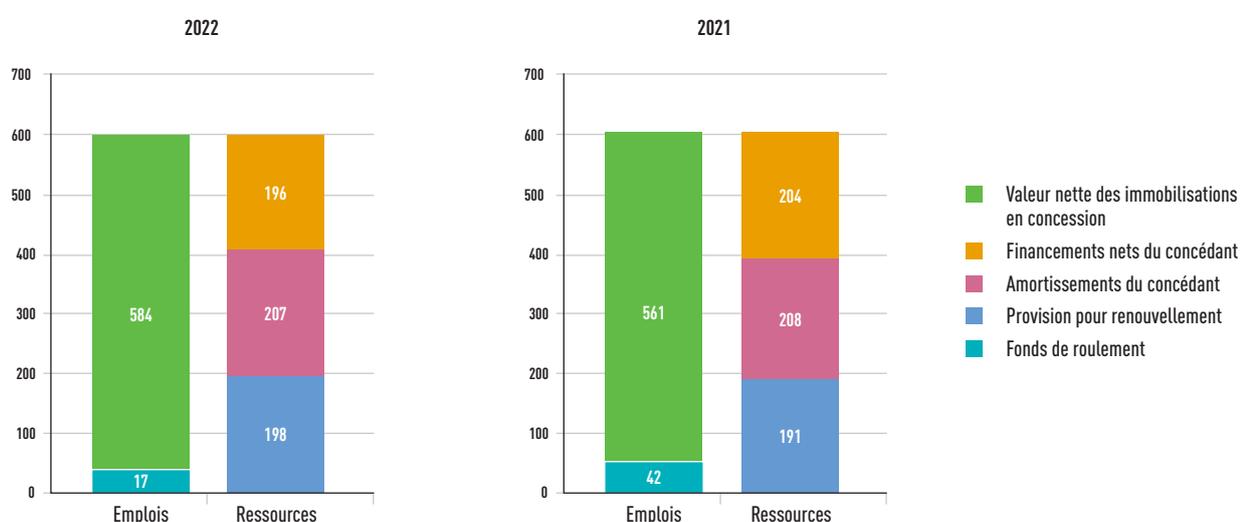
Si les financements du concédant, bruts et nets²¹, sont désormais communiqués²², cette information globale ne permet pas de connaître

la décomposition de ce montant par catégorie (cf. supra).

Par ailleurs, **il est impossible de justifier intégralement la variation des financements nets du concédant d'une année sur l'autre**

(- 8,8 M€ en 2022, après - 7,4 M€ en 2021). En effet, le concessionnaire ne communique pas l'intégralité des informations nécessaires pour reconstituer le mouvement observé.

APPROCHE DE LA TRÉSORERIE STRUCTURELLE LIÉE À LA CONCESSION



Sur la base des chiffres communiqués par le concessionnaire, la structure financière de la concession au 31/12/2022 consisterait en un excédent de trésorerie structurel de l'ordre de 17 M€, soit 1,6 % de la valeur brute du patrimoine en concession (1 097 M€) et 2,9 % de sa valeur nette.

Ce montant de trésorerie structurelle est en forte baisse sur les derniers exercices, mais il reste délicat de commenter cette baisse en l'absence

d'éléments suffisants pour justifier intégralement la variation des différents agrégats présentés en ressources ci-dessus.

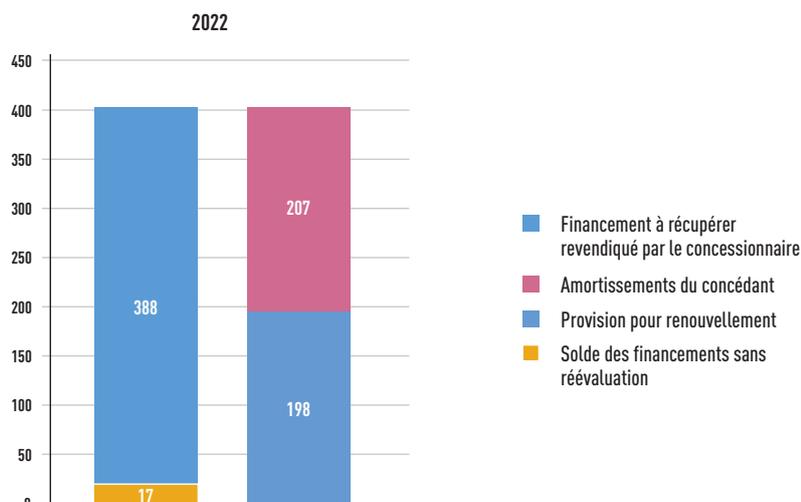
Malgré ces limitations, la baisse de la trésorerie structurelle est peut-être liée, en 2022 :

- à la diminution des financements du concédant pratiquée par le concessionnaire, dans le cadre des opérations de localisation du patrimoine ;
- aux investissements de l'exercice – soit 55,7 M€ – dont seuls 11,4 M€ sont considérés comme financés par le concédant (remises gratuites 9,3 M€, affectation de provision pour renouvellement d'amortissements du concédant, pour 1,4 M€ et 0,7 M€, respectivement). Les nouveaux financements du concessionnaire s'établissent ainsi à 44,3 M€.

²¹ C'est-à-dire après récupération par amortissement.

²² Depuis 2019 uniquement.

ENJEUX DE FIN DE CONTRAT ET RISQUE INDEMNITAIRE



L'approche réalisée ci-dessus retranche les passifs de concession constitués pour le compte de l'autorité concédante du financement net restant à récupérer, tel qu'il est revendiqué par le concessionnaire, pour déterminer le solde des financements réciproques **avant réévaluation**, qui pourrait devoir être réglé au concessionnaire en cas d'interruption ou de non-renouvellement du contrat de concession.

NOTA BENE : le terme « ticket de sortie » n'est pas retenu car il prête à confusion. On a pu notamment observer que lors du précédent renouvellement de contrat le concessionnaire avait refusé de régler les passifs de concession, y compris en échange d'une remise à disposition immédiate des financements concernés dans le nouveau contrat.

L'approche ci-dessus est strictement comptable, dans un premier temps, et s'appuie uniquement sur la comptabilité du concessionnaire, alors que certaines de ses règles sont contestées par le concessionnaire.

Selon cette approche, le solde des financements réciproques non réévalué

correspond logiquement à l'excédent de trésorerie structurel généré par la concession, tel que calculé au paragraphe précédent. Dans la mesure où il s'agit d'un excédent, il s'agirait donc théoriquement d'un reversement à obtenir par l'autorité concédante.

Cependant, si l'on se réfère au contrat, l'approche retenue ci-dessus ne permet pas d'évaluer l'indemnité à verser qui pourrait résulter de l'application de l'article 49 du contrat de concession. En effet, le contrat prévoit qu'en cas d'interruption ou de non-renouvellement de la concession, une indemnité soit calculée « égale cumulativement :

- à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre :
- le montant non amorti de sa participation²³ au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du concessionnaire, réévalué²⁴ par référence au TMO²⁵ ;

- et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement ».

Or, en pratique, les informations nécessaires au calcul de la réévaluation non amortie du financement du concessionnaire, prévue ci-dessus, ne sont pas disponibles. Le concessionnaire refuse de communiquer le montant de l'indemnité qu'il serait amené à réclamer en cas d'interruption du contrat.

NOTA BENE : les termes de l'article 49 ne prévoient pas de réévaluation des droits du concédant. Cette distorsion semble discutable et inéquitable, d'un point de vue économique.

La jurisprudence²⁶ considère que la clause de réévaluation de la valeur nette comptable de la participation du concessionnaire au financement des ouvrages de la concession est illégale.

²³ C'est-à-dire la participation du concessionnaire.

²⁴ La valeur réévaluée de l'année N est obtenue par application à la valeur nette comptable de l'année N du taux de réévaluation composé depuis l'année de mise en service jusqu'à l'année N-1.

²⁵ Le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'État ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE.

²⁶ Cour administrative d'appel de Nancy du 8 décembre 2020.

Cependant, dans le cas où cette réévaluation était quand même réclamée, malgré son caractère illicite, il est très probable qu'elle transformerait la valeur du solde des financements, présenté ci-dessus **en une dette vis-à-vis du concessionnaire.**

Par ailleurs, l'article 49 cité ci-dessus n'indique pas quel serait le sort d'un

éventuel solde de financement négatif, c'est-à-dire d'une dette potentielle du concessionnaire vis-à-vis du concédant. En tout état de cause, la forte diminution du solde des financements, non réévalué depuis 2015, laisse penser que la probabilité que cette dernière hypothèse se réalise s'amenuise avec le temps.

EN K€	SENS	2022	2021	2020	2019	2018
VALEUR NON AMORTIE DES FINANCEMENTS ENEDIS	(A)	387 888	356 830	328 903	301 144	266 193
AMORTISSEMENTS DES FINANCEMENTS DU CONCÉDANT	(B)	206 793	207 834	198 777	188 642	180 873
PROVISIONS POUR RENOUELEMENT NON UTILISÉES	(C)	197 836	191 231	194 905	198 124	197 703
SOLDE DES FINANCEMENTS NON RÉÉVALUÉ	(A - B - C)	- 16 741	- 42 235	- 64 779	- 85 622	- 112 383

L'attention du lecteur est de nouveau attirée sur le fait que les chiffres qui précèdent doivent être pris avec prudence, et ce d'autant plus que les informations financières transmises par le concessionnaire ne permettent pas d'évaluer l'indemnité qui pourrait être due potentiellement.

Les choix comptables du concessionnaire, notamment

ceux relatifs à l'affectation des provisions pour renouvellement en droits du concédant, en matière d'affectation des participations des tiers, de valorisation des remises gratuites ou en matière de durée d'amortissement, sont contestés par l'autorité concédante qui ne valide pas le montant des financements

réiproques qui figurent dans la comptabilité du concessionnaire.

Par ailleurs, les importants montants de corrections apportées aux droits du concédant, lors des opérations de localisation, souffrent d'un **fort déficit de traçabilité** qui rend ces opérations sujettes à caution en l'état.

SYNTHÈSE DES DROITS DU CONCÉDANT PRÉSENTÉS PAR LE CONCESSIONNAIRE

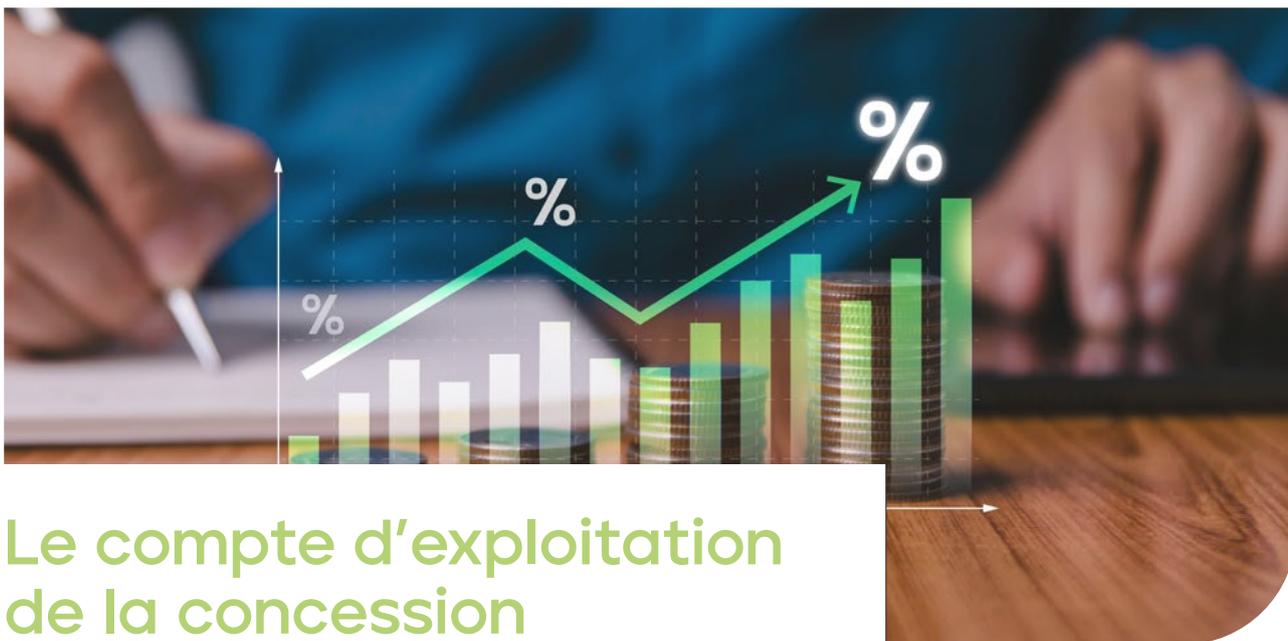


La détermination des droits du concédant découle de la logique présentée ci-dessus : il s'agit de l'addition des financements nets du concédant avec les « amortissements du concédant ». Ces derniers correspondent à la quote-part du

financement du concédant, qui est récupérée pour son compte chaque année, via le mécanisme de l'amortissement.

Comme cela a été indiqué plus haut, la variation des financements

nets du concédant ne peut pas être reconstituée à partir des informations transmises par le concessionnaire. Les droits du concédant sont donc présentés sous toute réserve.



Le compte d'exploitation de la concession

Principes d'élaboration du compte d'exploitation de la concession

Dans le CRAC, le concessionnaire indique que les principes d'établissement suivants sont retenus :

1. Un certain nombre de produits et de charges font l'objet d'une affectation directe à la maille locale (concession ou commune). Il s'agit :

- des recettes d'acheminement,
- des prestations et des facturations de raccordements,
- de la production stockée et immobilisée,
- des achats de travaux,
- des redevances de concession,
- des impôts fonciers (TF, CFE),
- des dotations aux amortissements et aux provisions relatives au domaine concédé.

2. En ce qui concerne les autres produits et charges, le concessionnaire ne réalise pas d'affectation directe des charges et des produits sur le périmètre de la concession, mais procède par répartition à partir d'une collecte réalisée à un niveau supra-concessif.

Pour l'essentiel, la maille comptable retenue pour le suivi des charges d'exploitation est la maille supra-concessive régionale (DR)²⁷.

Le rétrécissement de la maille de collecte survenu en 2015 renforce le lien entre les charges collectées et la concession. Cependant, dans la mesure où l'autorité concédante ne dispose d'aucun accès au système de collecte et d'enregistrement des produits et des charges d'exploitation, et au processus d'affectation et de répartition, elle ne peut évaluer dans quelle mesure cette évolution a réellement induit une amélioration de la significativité de 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. Ces derniers sont répartis au prorata des kilowattheures facturés et les charges de contribution au FACE, qui sont réparties au prorata des kilowattheures acheminés en basse tension.

Le compte d'exploitation comporte une rubrique « charges centrales ». Elles sont présentées par le concessionnaire comme regroupant les charges nationales affectées à la concession. Cet agrégat « charges centrales » ne correspond pas à une notion comptable normalisée, il est donc impossible d'évaluer précisément la nature des charges qui peuvent être regroupées.

Les limites de l'information communiquée :

- Les recettes d'acheminement retenues en comptabilité diffèrent de celles présentées au CRAC dans les chiffres clés de la concession, qui seuls permettent de connaître les volumes acheminés.
- Les recettes d'abonnement ne sont pas isolées à l'intérieur des recettes d'acheminement.
- Il est très délicat de réaliser une analyse des comptes d'exploitation qui ne présentent qu'un lien souvent indirect, en ce qui concerne les charges imputées, avec le domaine concédé, et qui sont soumis à l'incidence de l'impact climatique pour les recettes.
- Bien qu'en progrès, les commentaires portant sur le compte d'exploitation, formalisés dans le CRAC, donnent trop peu d'indications et d'explications sur les chiffres présentés au niveau de la concession, notamment dans l'objectif d'expliquer et de justifier l'évolution pluriannuelle.
- L'analyse est également limitée par l'absence quasi-complète de traçabilité des charges et produits agrégés dans le compte de résultat.

²⁷ C'est-à-dire la participation du concessionnaire.

Synthèse des résultats d'exploitation

LES RECETTES D'EXPLOITATION

TABLEAU 10

EN K€	2022	2021	2020	2019	2018
RECETTES ACHEMINEMENT	263 377	261 415	251 287	246 373	245 537
COÛT D'ACCÈS AU RÉSEAU AMONT	27 563	54 712	51 537	54 004	54 983
ACHATS ÉNERGIE COUVERTURE PERTES	33 305	21 712	16 727	14 972	15 143
= MARGE ACHEMINEMENT	202 509	184 991	183 023	177 397	175 411
RECETTES DE RACCORDEMENT	12 076	12 381	9 740	9 881	5 961
RECETTES DE PRESTATIONS	3 440	3 266	2 690	3 187	3 245
AUTRES RECETTES	4 366	3 408	3 068	4 286	5 538
PRODUCTION STOCKÉE ET IMMOBILISÉE	25 621	24 609	21 179	23 341	21 877
REPRISES AMORTISSEMENTS DU CONCÉDANT	12 573	130	183	126	4 662
REPRISES AUTRES AMORTISSEMENTS	-	-	-	238	238
REPRISES SUR PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT	1 206	1 145	773	385	1 712
REPRISES SUR AUTRES PROVISIONS	12 533	11 303	12 249	12 961	10 351
AUTRES PRODUITS	3 500	2 198	1 289	1 733	8 179
TOTAL DES PRODUITS	338 692	319 855	302 458	302 511	307 300

Source : CRAC 2022 page 103.

a/ Les recettes d'acheminement

Dans le compte de résultat présenté page 103 du CRAC 2022, la hausse des recettes d'acheminement est de 0,75 %.

Cette évolution n'est pas cohérente avec la baisse de 0,75 % décrite dans le CRAC page 12 :

TOTAL DES CLIENTS (CONCESSION)	2022	2021	VARIATION
NOMBRE DE CLIENTS	739 764	718 924	2,9 %
ÉNERGIE ACHEMINÉE (EN KWH)	6 109 024 999	6 350 958 396	- 3,81 %
RECETTES D'ACHEMINEMENT (EN K€)	265 516	267 517	- 0,75 %

Source : CRAC 2022 page 12

Pour expliquer cette distorsion, le concessionnaire indique que les recettes présentées dans le compte de résultat sont issues de la comptabilité et qu'elles sont, en conséquence, figées au 31/12/2022, alors que les recettes présentées dans le tableau de la page 12 du CRAC tiennent compte des redressements de facturation effectués postérieurement à la date de clôture de l'exercice.

À nouveau, l'importance de l'écart observé entre ces deux approches

conduit l'autorité concédante à réitérer la demande faite au concessionnaire d'approfondir son analyse afin de lui permettre de comprendre quels sont les facteurs particuliers qui expliquent cette situation.

Il apparaît, notamment, sur les deux derniers exercices, que les recettes enregistrées en comptabilité sont significativement inférieures aux recettes « méritées » telles qu'elles semblent ressortir de l'analyse *a posteriori* de la facturation. Il en

résulte que la rentabilité apparente qui ressort des comptes de résultat présentés dans le CRAC se trouve minorée et que l'analyse de la rentabilité est faussée par cette situation.

Afin de contextualiser l'évolution des recettes observées en comptabilité et en facturation, on peut rappeler :

- que le TURPE 6 HTA-BT a évolué de + 0,91 % au 1^{er} août 2021 ;
- que le TURPE 6 HTA-BT a évolué de + 2,26 % au 1^{er} août 2022.

L'évolution des recettes a bénéficié d'un effet « prix » favorable, de l'ordre de 1,6 % en moyenne sur la période.

Sur la base des données présentées à la page 12 du CRAC, il apparaît également que les recettes ont bénéficié d'un effet « abonnements » favorable, du fait de l'augmentation du nombre de clients (+ 2,90 %).

Il est, par contre, très difficile de se faire une opinion sur l'ampleur de « l'effet volume » lié à la variation des quantités acheminées : le CRAC indique une baisse de volume de 4 %

à la page 12, mais mentionne une baisse de 14 % à la page 106, dans les commentaires sur l'évolution des recettes.

En l'absence d'informations suffisantes, il est donc impossible d'interpréter la hausse de 0,75 % des recettes d'acheminement, qui apparaît dans le CRAC.

La décomposition des recettes comptables entre les abonnements et les recettes liées aux volumes acheminés permettrait probablement d'améliorer l'analyse.

Il apparaît ainsi que les éléments communiqués par le concessionnaire ne permettent pas d'expliquer la hausse des recettes d'acheminement, présentée au compte de résultat, ni d'analyser les facteurs à l'origine de la variation de ces recettes.



b/ Les recettes de raccordement et de prestations

Les recettes de raccordement sont en légère baisse de 2,5 %, après une forte hausse (+ 27 %) en 2021. Elles restent à un niveau élevé par rapport à l'historique et représentent plus du quart des 46 M€ de financements revendiqués par Enedis au titre de 2022 (cf. 2.1.3).

Cette ressource – qui n'est pas identifiée comme telle dans le bilan de la concession – participe effectivement de façon très significative au financement du patrimoine en concession.

c/ Les recettes de production immobilisée

Les recettes de production immobilisée enregistrent une nouvelle hausse de 4,1 %, ce qui porte leur croissance à 90 % depuis 2015, ce qui est considérable et sans commune mesure avec la croissance des investissements.

Ces recettes correspondent à la valorisation des consommations de matériels mais surtout des coûts de main-d'œuvre engagés par Enedis pour le pilotage et la réalisation des investissements en concession.

Les recettes de production immobilisée représentent ainsi 25,6 M€ en 2022, soit plus de 55 % des 46,4 M€ de financements revendiqués par Enedis au titre des investissements en concession.

d/ Les reprises d'amortissements du concédant

Ce poste historiquement peu significatif (à l'exception de 2018) enregistre en 2022 un mouvement inhabituel, avec 12 573 K€ de produits. Il s'agit (comme en 2018 pour 4 662 €) d'un produit lié aux opérations de localisation.

Ce sont donc ainsi plus de 17 M€ d'amortissement qui ont été retirés des financements du concédant pour les porter en produits dans le compte de résultat du concédant.

Une fois de plus, l'autorité concédante signale qu'elle ne dispose pas des informations nécessaires pour se forger une opinion sur le caractère légitime et équitable des retraitements des comptes de la concession, réalisés dans le cadre des opérations de localisation des ouvrages en concession.

La question de la neutralité globale des retraitements réalisés – toutes concessions confondues – se pose : les charges de dotations complémentaires ont-elles été enregistrées pour des montants équivalents sur d'autres périmètres concédés que celui du SIGEIF ?

e/ La marge sur acheminement

La marge sur acheminement correspond au solde obtenu en retranchant des recettes d'acheminement les charges d'« accès au réseau amont » et d'« achats d'énergie pour couverture de pertes ».

En 2022, a été constatée une forte progression de cette marge, de l'ordre de 17,5 M€, soit + 9,5 %, liée

essentiellement à deux phénomènes contradictoires :

- la diminution des coûts d'accès au réseau amont pour près de la moitié ;
- une hausse des achats d'énergie de 53 % pour couvrir les pertes.

La diminution des coûts d'accès au réseau amont est expliquée

par l'inscription en produits à recevoir d'une partie de l'excédent exceptionnel constaté par RTE, qui est apuré via son CRCP²⁸, et au sujet duquel la CRE a décidé d'un versement anticipé exceptionnel dès 2023.

La hausse des achats d'énergie s'explique, quant à elle, par la hausse de 54 % du coût des achats d'énergie.

LES CHARGES D'EXPLOITATION - TABLEAU 11

EN K€	2022	2021	2020	2019	2018
TOTAL DES PRODUITS	338 692	319 855	302 458	302 511	307 300
ACCÈS AU RÉSEAU AMONT	27 563	54 712	51 537	54 004	54 983
ACHATS ÉNERGIE POUR COUVERTURE DES PERTES	33 305	21 712	16 727	14 972	15 143
AUTRES CONSOMMATIONS EXTERNES	42 102	42 457	40 150	44 525	41 401
REDEVANCE DE CONCESSION (R1, R2)	4 427	4 349	4 507	3 509	3 814
CONTRIBUTION AU FACE	7 905	8 027	7 949	7 883	8 068
IMPÔTS, TAXES VERSEMENTS ASSIMILÉS	6 322	5 735	7 429	6 872	7 107
CHARGES DE PERSONNEL	36 223	34 687	34 730	33 125	34 695
AUTRES CHARGES	8 935	9 235	8 580	8 329	8 558
CHARGES CENTRALES	16 277	15 326	14 210	13 765	12 907
DOTATIONS AMORTISSEMENTS CONCESSIONNAIRE	18 637	16 793	14 865	15 038	13 949
DOTATIONS AMORTISSEMENTS CONCÉDANT	9 259	9 771	11 090	9 745	10 124
DOTATION AUX PROVISIONS	155	- 28	673	2 923	2 428
AUTRES DOTATIONS D'EXPLOITATION	30 942	27 960	28 062	26 007	25 226
TOTAL DES CHARGES	242 052	250 736	240 509	240 697	238 403
RÉSULTAT AVANT PÉRÉQUATION	96 640	69 119	61 949	61 814	68 897

Source : CRAC 2018 à 2022

²⁸ Compte de régularisation des charges et produits.

Comme cela a déjà été indiqué, les charges ci-dessus relèvent en grande partie d'une répartition statistique et ne sont pas traçables depuis les comptes du concessionnaire jusqu'à la concession du SIGEIF, ce qui induit :

- une difficulté à réaliser des contrôles de cohérence ;
- une significativité limitée par rapport à une approche directe des charges et des produits affectés à la concession.

Globalement, le niveau des charges imputées à la concession est en baisse par rapport à l'exercice 2021 de - 3,5 %. Ce chiffre global est cependant à relativiser car il est fortement impacté par les évolutions des postes « accès au réseau amont » et « achats d'énergie pour couverture de pertes », évoquées plus haut : si l'on neutralise ces deux postes, les charges d'exploitation progressent de 3,9 %.

Les principaux postes à l'origine de cette progression des charges d'exploitation sont les suivants :

1. Les charges de personnel augmentent de 4,4 %, après avoir stagné entre 2021 et 2020.
2. Le poste « charges centrales » – qui constitue un agrégat « hors normes²⁹ » – enregistre une nouvelle hausse de 6,2 %, ce qui porte la hausse de ce poste à 41 % en 5 ans.

Le concessionnaire indique dans le CRAC que « ce poste supporte en particulier les augmentations liées à la cybersécurité, la maintenance et au développement des domaines informatiques et télécommunications » ;

3. Le poste dotations aux amortissements enregistre une hausse de + 11 % pour la partie concessionnaire, tandis que l'on observe une baisse de 5,2 % pour la partie amortissement des financements du concédant.

Le concessionnaire indique dans le CRAC que cette baisse s'explique (...) par une baisse des dotations sur les ouvrages de branchement, pour 552 K€ et sur les comptages non localisés, pour 178 K€, à l'issue des opérations de localisation réalisées en 2022.

4. Le poste « autres dotations d'exploitation » connaît, lui aussi, une augmentation importante, soit 10,7 %.

Cette hausse n'est pas commentée dans le CRAC.

En dehors des indications mentionnées ci-dessus, le concessionnaire ne donne que peu de précisions ou éléments d'analyse dans le CRAC pour expliquer les causes à l'origine des variations observées.

LES RÉSULTATS D'EXPLOITATION - TABLEAU 12

EN M€	2022	2021	2020	2019	2018	2022/2021
CONTRIBUTION AU RÉSULTAT D'ENEDIS	96,6	69,1	61,9	61,8	68,9	+ 27,5
% RECETTES ACHEMINEMENT	36,7 %	26,4 %	24,7 %	25,1 %	28,1 %	+ 10,3 %
CONTRIBUTION À LA PÉRÉQUATION	50,7	33,8	39,7	39,7	47,3	+ 16,9
"RÉSULTAT" APRÈS PÉRÉQUATION	45,9	33,5	22,3	22,1	21,7	+ 12,4
% RECETTES ACHEMINEMENT	17,4 %	12,8 %	8,9 %	9 %	8,8 %	•

En 2022, une très forte hausse de la contribution de la concession au résultat d'Enedis est constatée, car elle progresse de 40 % pour atteindre 96,6 M€.

Cette progression de 27,5 M€ résulte, pour partie, des reprises d'amortissement du concédant, pour 12,5 M€³⁰, et également de l'amélioration de la marge d'acheminement, pour 17,5 M€, qui a été commentée plus haut.

Dans ce contexte, la contribution au résultat d'Enedis représente près de 37 % des recettes d'acheminement facturées et 47 % de la marge d'acheminement.

La contribution à la péréquation prélevée sur ces 96,6 M€ représente 52 %, contre 49 % en 2021.

Le terme retenu dans le CRAC « contribution à l'équilibre » est impropre. En effet, ce terme laisse supposer que la somme des contributions positives et négatives aboutirait à permettre l'équilibre

global de l'exploitation sur l'ensemble des concessions confiées au délégataire. En réalité, la contribution est calculée pour que le ratio résultat péréqué/chiffre d'affaires soit identique, pour chaque concession, à celui observé au niveau national par le concessionnaire.

Ainsi, et même en l'absence de tout prélèvement pour péréquation, la somme des contributions des différentes concessions au résultat national d'Enedis est positive.

²⁹ En effet cette nature de charges n'existe pas en comptabilité générale.

³⁰ Dans le cadre de la localisation des branchements et disjoncteurs (cf. plus haut).

TABLEAU 13

EN M€	2022	2021	2022/2021	2020	2019	2018
CONTRIBUTION AU RÉSULTAT D'ENEDIS (RÉSULTAT AVANT PÉRÉQUATION)	96,6	69,1	+ 27,5 M€	61,9	61,8	68,9
CHARGES NON DÉCAISSÉES (AMORTISSEMENTS ET PROVISIONS)	59	54,5	+ 4,5	54,7	53,7	51,7
PRODUITS NON ENCAISSÉS (REPRISES DE PROVISIONS)	26,3	12,6	+ 13,7	13,2	13,7	17
CAPACITÉ D'AUTOFINANCEMENT TRANSFÉRÉE	129,3	111	+ 18,3 M€	103,4	101,8	103,7
% RECETTES ACHÈMEMENT	49,1 %	42,5 %	+ 6,6 %	41,2 %	41,3 %	42,2 %
FINANCEMENTS DU CONCESSIONNAIRE	46,4	48	- 0,8	48,6	53,3	39,8
FLUX DE TRÉSORERIE DISPONIBLE	82,9	63,1	+ 19,1 M€	54,8	48,5	63,8
% RECETTES ACHÈMEMENT	31,5 %	24,1 %	+ 30 %	21,8 %	19,7 %	26 %
CONTRIBUTION À LA PÉRÉQUATION POUR MÉMOIRE	45,9	33,8	+ 12,1 M€	39,7	39,7	47,3

Dans le contexte d'amélioration des résultats, présenté ci-dessus, on observe une forte progression de l'autofinancement qui dépasse les 129 M€, soit + 16 %.

Le taux de transformation d'un euro de recettes d'acheminement en flux

de trésorerie avant investissement est proche de 1 pour 2 (49,1 %).

En termes de flux de trésorerie disponible, cette hausse de l'autofinancement n'est pas consacrée à l'investissement qui stagne. En conséquence, le flux de trésorerie

disponible après investissement continue à augmenter, pour atteindre près de 83 M€, soit plus de 31 % des recettes d'acheminement.

Les dépenses de maintenance

Le concessionnaire indique dans le CRAC : « Au niveau national, Enedis a consacré, en 2022, 343 millions d'euros aux travaux de maintenance et d'entretien du réseau public de distribution d'électricité, dont environ 120 millions d'euros à des programmes d'élégage pour protéger les lignes électriques aériennes en HTA et BT.

Le montant des dépenses d'élégage et d'entretien des lignes HTA et BT au périmètre de la concession du SIGEIF est calculé sur la base du montant total des dépenses des deux directions régionales Île-de-France Ouest et Île-de-France Est, auquel est appliquée une clé de répartition liée aux longueurs de réseau HTA et BT de la concession. »

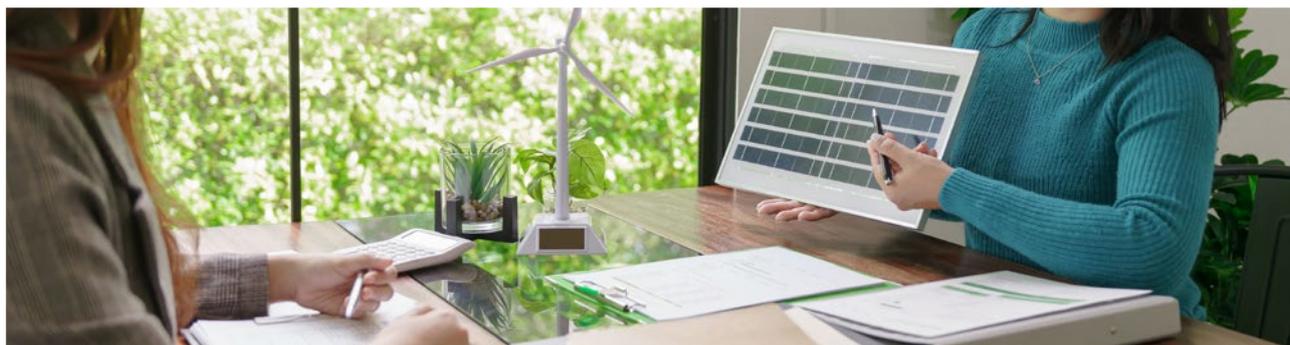
Il apparaît, sur cette base, que les dépenses présentées par le concessionnaire au titre de la maintenance sont en hausse de 10 % en 2022 :

EN K€	2022	2021	2020
POSTES SOURCES	1 199	1 101	987
RÉSEAU HTA	537	493	456
POSTES DP	408	412	451
RÉSEAU BT	820	685	693
TOTAL	2 964	2 691	2 587

Dans la mesure où le lien entre les dépenses imputées à la concession au titre de la maintenance et les comptes du concessionnaire ne peut pas être tracé, les chiffres ci-dessus sont présentés sous toute réserve.



CONCLUSIONS



Synthèse du contrôle technique

Les contextes économique et environnemental évoluent toujours plus vite et nous incitent collectivement à être réactifs face aux enjeux de la transition énergétique et au risque d'accroissement de la précarité énergétique. Aussi, le Sigeif apprécie les actions du fournisseur des tarifs réglementés de vente pour venir en aide aux usagers les plus fragiles et celles du distributeur pour améliorer la qualité d'acheminement, l'électrification des usages et le raccordement de la production d'électricité renouvelable.

Patrimoine technique de la concession

Le réseau moyenne tension (HTA) du Sigeif s'étend désormais sur 4 003 km, souterrain à 99,6 %, avec une tension nominale qui varie de 10 à 20 kV. Les câbles à isolation papier imprégné (« CPI »), considérés aujourd'hui comme désuets, représentent encore 25 % du réseau et sont ciblés par le plan pluriannuel d'investissement.

Raccordés sur ce réseau HTA, 4 924 postes publics HTA/BT alimentent 5 372 km de câbles basse tension (BT). Plus de 23 % du linéaire est aérien, dont 527 km de fils nus.

L'enfouissement des fils nus ou torsadés par le service maîtrise d'ouvrage du Sigeif souffre encore

de délais trop importants pour la mise en exploitation des ouvrages, laissant les opérations à l'arrêt pendant 15 semaines, en moyenne, en 2022, malgré des points d'avancement réguliers avec les équipes d'Enedis.

Enfin, 699 707 clients sont désormais équipés du compteur Linky.

Transition énergétique

PRODUCTION RENOUELABLE

Sur le territoire du Sigeif, la part d'énergies renouvelables a progressé, notamment grâce à la ferme solaire de Marcoussis, qui a produit 23,4 GWh en 2022. Cependant, cela ne représente que 0,41 % de l'électricité consommée sur le territoire.

INFRASTRUCTURE DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES

Au 31 décembre 2022, 101 communes de la région Île-de-France sont adhérentes au titre de la compétence IRVE du Sigeif (Infrastructures de recharge pour véhicules électriques), avec 769 points de recharge

en service sur le territoire du Sigeif. Enedis souligne une progression importante des raccordements d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques (2 M€ en 2022, contre 0,5 M€ auparavant).

La clientèle de la concession

L'année 2022 a été plus sobre que 2021, avec un peu plus de 6,1 TWh d'électricité consommés par 739 794 clients de la concession du Sigeif.

La crise énergétique a ralenti l'érosion des clients à tarifs réglementés de vente, qui restent majoritaires dans le territoire du Syndicat (54 % avec 399 786 contrats).

Le nombre de clients particuliers de la concession pour lesquels un chèque énergie a été pris en

compte par le fournisseur historique augmente de 6 % par rapport à 2021. La contribution allouée par EDF au fonds de solidarité pour le logement (FSL) atteint 3,55 M€ (+ 4,4 %) pour l'Île-de-France, hors Paris, mais la part de la concession diminue de 22 %.

Le nombre de lettres « uniques » de relance pour impayés poursuit sa baisse mais de façon plus modérée qu'en 2021 : 99 634, soit - 7,3 %, par rapport à 2021.

Enfin, au-delà de la réglementation en vigueur interdisant toute suspension de la fourniture d'énergie durant la trêve hivernale, EDF Commerce a souhaité aller plus loin que ses obligations réglementaires. Le concessionnaire a donc décidé depuis le 1^{er} avril 2022 de mettre fin aux coupures, en privilégiant une limitation de puissance, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique (cas exceptionnel).

Qualité de l'alimentation électrique

Après avoir augmenté de 6 min en 2021, le temps moyen de coupure diminue de près de 4 min en 2022 pour atteindre 40,5 min.

Si ce résultat laisse penser que nous allons vers une amélioration, l'autorité concédante souhaite que ce ne soit pas une tendance éphémère mais un résultat durable,

contrairement aux oscillations observées ces dix dernières années. La part du réseau BT augmente à 60 %, dont un quart du fait des interruptions pour travaux.

Globalement, les indicateurs de qualité du contrat, plus exigeants que ceux du décret 2007-1826 du 24 décembre 2007, continuent de se dégrader

et suscitent des inquiétudes sur la capacité à atteindre les objectifs tout en répondant aux nouveaux usages du réseau électrique.

Enfin, le constat de 2021 sur les contraintes identifiées sur les transformateurs HTA/BT responsables des usagers « mal alimentés » se renouvelle en 2022.

Les investissements sur le territoire

L'ensemble des investissements réalisés sur le territoire en 2022 augmente et s'élève à 73 M€, pour répondre aux enjeux de performance, de développement et de transition énergétiques. Cependant, l'analyse des dépenses effectuées dans des autorités concédantes similaires ou proches révèle parfois un écart d'environ 10 € par usager au bénéfice des autres AODE, par rapport à ceux du SigEIF, ou encore un investissement inférieur de 5 € par mètre linéaire dans son réseau.

Attaché à la gouvernance partagée introduite par le contrat de concession, le SigEIF veille à l'atteinte des objectifs fixés dans le schéma directeur des investissements et sa déclinaison en plan pluriannuel des investissements pour la période 2020-2023. Ils évoluent en 2022 de 11,8 %, à hauteur de 15,8 M€. Aux trois quarts de la période, Enedis se situe à 93,9 % de l'objectif financier. Cet engagement rassure le SigEIF sur la capacité d'Enedis à atteindre également les objectifs techniques.

Il est primordial de préserver et de renforcer les investissements de performance afin de garantir la qualité de la distribution de l'électricité, tout en intégrant les énergies renouvelables et l'électrification des usages.

En plus de renforcer la gouvernance partagée, le prochain PPI renforcera la dynamique d'investissements sur le territoire afin de mesurer les effets sur les indicateurs de qualité et, en particulier, d'obtenir une amélioration durable du critère B.

Synthèse du contrôle comptable et financier

La valeur brute de la concession progresse pour atteindre quasiment 1,1 Md€ et une valeur nette à 538,5 M€.

Dans le cadre de l'évolution des normes comptables publiques, le SigEIF a participé aux groupes de travail de la FNCCR pour engager dans les années à venir un projet comptable d'intégration des immobilisations concédées à son bilan financier. Le Syndicat compte donc sur la poursuite des efforts du concessionnaire pour garantir la traçabilité et l'analyse des données financières présentées.

Malgré les progrès enregistrés dans la communication du concessionnaire, certaines informations essentielles restent manquantes ou insuffisantes, notamment :

- la classification des biens immobilisés comme « biens de premier établissement » ou « bien remplaçants » ;
- 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 et des amortissements, participations versées...);

- la justification que l'ensemble des dotations aux amortissements, prélevés sur les comptes de résultats successifs depuis l'origine de la concession, ait bien été affecté à la diminution du financement du concessionnaire restant à récupérer et aux amortissements du financement du concédant ;
- la vérification de la cohérence de la variation des droits du concédant et de la provision pour renouvellement à partir des différents mouvements enregistrés au cours de l'exercice ;
- la justification du montant de la provision pour renouvellement figurant au passif du bilan du concessionnaire au titre du domaine concédé, ainsi que les informations nécessaires pour vérifier que ses modalités d'affectation sont satisfaisantes.

Conclusion, le contrôle financier du domaine concédé continue à subir une limitation certaine, liée, en particulier :

- à la méthodologie d'élaboration du compte de résultat de la concession, qui ne garantit pas systématiquement le lien entre les valeurs présentées et l'exploitation de la concession ;

- à l'impossibilité de remonter la piste d'audit permettant la justification des valeurs inscrites à l'inventaire, antérieurement à 2008 ;
- à l'impossibilité de justifier les financements réciproques du concessionnaire et du concédant ainsi que le montant de la réévaluation potentielle du financement du concessionnaire restant à récupérer, qui constituent pourtant des paramètres essentiels à maîtriser pour anticiper les conséquences potentielles de la fin de concession ;
- à l'impossibilité de vérifier, lors des opérations de renouvellement, les modalités de mise en œuvre des obligations d'affectation des droits de l'autorité concédante.

Il est également important de rappeler que l'autorité concédante est en droit de se voir communiquer une documentation à jour, en ce qui concerne les procédures comptables appliquées, et de pouvoir accéder aux documents comptables probants permettant de valider leur correcte application.



ANNEXES

15 SEMAINES EN MOYENNE ENTRE LA FIN DES TERRASSEMENTS ET LA MISE EN EXPLOITATION DES OUVRAGES - ANNEXE 1

Communes	Enfouissement	Date RÉELLE de démarrage	Date fin de terrassement	Date démarrage sur l'OS	Date fin sur l'OS	Date MST le	Délai MEEEX
BOISSY-SAINT-LÉGER	BOULEVARD LÉON RÉVILLON	19/07/2021	22/10/2021	26/07/2021	20/10/2023	08/02/2022	109
BOISSY-SAINT-LÉGER	AVENUE DU PROGRÈS	15/11/2021	06/01/2022	15/11/2021	01/03/2022	07/03/2022	60
CHENNEVIÈRES-SUR-MARNE	RUE ARISTIDE BRIAND T2 ENTRE RD4 ET PANORAMA 94019-JBM-20023	05/01/2022	30/04/2022	20/12/2021	09/09/2022	29/07/2022	90
CHENNEVIÈRES-SUR-MARNE	RUE SAINT MIHIEL 94019-JBM-21022	19/04/2022	10/05/2022	04/04/2022	30/09/2022	21/06/2022	42
CHENNEVIÈRES-SUR-MARNE	RUE MATHILDE LAPEYRE 94019-JBM-21021	18/05/2022	15/07/2022	02/05/2022	28/10/2022	23/09/2022	70
CHESNAY-ROCQUENCOURT (LE)	RUE DE GLATIGNY (BELLEVUE ET LABOULAYE) 78158-FL-20046	11/04/2022	20/06/2022	21/03/2022	AUCUNE DATE	08/12/2022	171
CHESNAY-ROCQUENCOURT (LE)	AVENUE DEBASEUX (LECLERC ET TASSIGNY) 78158-FL-21011	13/06/2022	02/09/2022	13/06/2022	AUCUNE DATE	16/09/2022	14
COURTRY	ROUTE DU CHAT (T2, SAULES - CHÊNES)	10/01/2022	28/01/2022	10/01/2022	29/06/2023	22/06/2022	145
CROISSY-SUR-SEINE	RUE DE L'ÉCLUSE (SAINT-GERMAIN ET QUAI DE L'ÉCLUSE) 78190-FL-21026	07/06/2022	07/10/2022	07/06/2022	31/03/2023	16/11/2022	40
GARCHES	AVENUE DES JOCKEYS	12/09/2022	28/10/22	?	?	24/11/2022	27
JOUY-EN-JOSAS	RUE VICTOR HUGO	•	07/01/2022	•	•	16/06/2022	160
LOGES-EN-JOSAS (LES)	ROUTE DU PETIT JOUY	•	17/12/2021	•	•	03/02/2022	48
LOGES-EN-JOSAS (LES)	PLACE DES MONUMENTS	21/09/2022	06/10/2022	•	•	02/12/2022	57
MASSY	IMPASSE DE LA SABLIERE 91377-JBM-21015	•	15/07/2022	13/06/2022	AUCUNE DATE	02/11/2022	110
MASSY	RUE DE VILGÉNIS CÔTÉ OUEST (RDPT-SABLIERE) 91377-JBM-21013	•	15/07/2022	13/06/2022	AUCUNE DATE	18/11/2022	126
MEUDON	SENTIER DES BRILLANTS 93000-JBM-00000 TRANSFÉRÉ PROVISOIREMENT A (AR)	•	11/02/2022	17/01/2022	PAS DE DURÉE DANS L'OS	29/06/2022	138
MEUDON	SENTIER DES MAUDUITS 93000-JBM-00000 TRANSFÉRÉ PROVISOIREMENT A (AR)	•	19/01/2022	31/01/2022	PAS DE DURÉE DANS L'OS	29/06/2022	161
NOISY-LE-GRAND	ZAC BAS HEURTS (PERDRIGÉ - BROSELETTE)	01/12/2021	11/02/2022	01/12/2021	11/02/2022	21/09/2022	222
NOISY-LE-GRAND	RUE DES AULNETTES	01/12/2021	11/02/2022	01/12/2021	11/02/2022	20/09/2022	221

NOISY-LE-GRAND	JULES FERRY	02/05/2022	04/07/2022	06/04/2022	09/01/2023	19/09/2022	77
ORMESSON-SUR-MARNE	AVENUE DE GAULLE T1 94055-JBM-18098	09/05/2022	29/06/2022	25/04/2022	23/12/2022	27/09/2022	90
ORMESSON-SUR-MARNE	RUE DE BRÉTIGNY 94055-JBM-21052	30/06/2022	05/08/2022	16/06/2022	30/09/2022	28/09/2022	54
RUEIL-MALMAISON	RUE GAMBETTA	07/03/2022	13/04/2022	•	•	09/06/2022	57
SAINT-CYR-L'ÉCOLE	RUE DU CLOS DE LA FONTAINE 78545-FL-20071	28/02/2022	15/04/2022	PAS D'OS	PAS D'OS	08/07/2022	84
SERVON	RUE DE SANTENY 77450-GD-17055	29/08/2022	04/11/2022	29/08/2022	25/05/2023	07/12/2022	33
VAUCRESSON	AVENUE JOFFRE T2	•	07/01/2022	•	•	26/04/2022	109
VILLE-D'AVRAY	AVENUE THIERRY	•	07/04/2022	•	•	13/10/2022	189
VILLEPINTE	AVENUE BARBÈS (VILLE NEUVE ET DIDEROT) 93078-FL-21041	04/07/2022	15/07/2022	04/07/2022	30/09/2022	06/12/2022	144
VIROFLAY	RUE D'ESTIENNE D'ORVE 78686-GD-19055	03/01/2022	01/03/2022	03/01/2022	14/07/2023	04/05/2022	64
WISSOUS	RUE ET IMPASSE DES CHAMPS 91689-JBM-20059	29/11/2021	14/03/2022	29/11/2022	AUCUNE DATE	11/07/2022	119
WISSOUS	RUES DE LA FRATERNELLE ET DES AVERNAISES 91689-JBM-20058	29/11/2021	14/03/2022	29/11/2022	AUCUNE DATE	11/07/2022	119

102
JOURS15
SEMAINES

**INVENTAIRE DES OUVRAGES PAR COMMUNE
AU 31 DÉCEMBRE 2022 (EN M) – ANNEXE 2**

INSEE	DÉPARTEMENT		RÉSEAU HTA			NOMBRE DE POSTES DP + MIXTES	RÉSEAU BT				TOTAL (HTA-BT)	RÉSEAU BT SOUTERRAIN %
			AÉRIEN	SOUTERRAIN	TOTAL		AÉRIEN NU	AÉRIEN TORS	SOUTERRAIN	TOTAL		
77055	77	BROU-SUR-CHANTEREINE	-	7 766	7 766	17	2 717	2 407	2 346	17 470	25 236	70,67 %
77108	77	CHELLES	-	141 465	141 465	174	23 646	48 127	139 713	211 486	352 951	66,06 %
77139	77	COURTRY	-	19 989	19 989	34	501	11 071	28 573	40 145	60 134	71,17 %
77294	77	MITRY-MORY	4 425	86 483	90 908	60	3 053	5 395	40 751	49 199	140 107	82,83 %
77450	77	SERVON	588	32 406	32 994	36	1 606	2 244	31 664	35 514	68 508	89,16 %
77479	77	VAIRES-SUR-MARNE	-	21 411	21 411	42	7 857	9 481	34 096	51 434	72 845	66,29 %
77514	77	VILLEPARISIS	-	48 264	48 264	90	9 646	29 800	53 508	92 954	141 218	57,56 %
SOUS-TOTAL			5 013	357 784	362 797	453	49 026	108 525	340 651	498 202	860 999	
78073	78	BOIS-D'ARCY	-	57 087	57 087	51	2 008	5 536	53 624	61 168	118 255	87,67 %
78124	78	CARRIÈRES-SUR-SEINE	-	42 943	42 943	49	9 566	6 640	50 649	66 855	109 798	75,76 %
78126	78	CELLE-SAINT-CLOUD (LA)	-	45 495	45 495	62	5 005	6 565	72 954	84 524	130 019	86,31 %
78146	78	CHATOU	-	68 137	68 137	87	20 497	9 545	84 651	114 693	182 830	73,81 %
78158	78	CHESNAY - ROCQUENCOURT (LE)	-	66 786	66 786	102	6 548	8 347	82 063	96 958	163 744	84,64 %
78190	78	CROISSY-SUR-SEINE	-	23 031	23 031	40	4 748	2 550	50 748	58 046	81 077	87,43 %
78242	78	FONTENAY-LE-FLEURY	1 359	27 845	29 204	38	-	945	36 760	37 705	66 909	97,49 %
78322	78	JOUY-EN-JOSAS	804	28 942	29 746	44	1 912	8 487	32 347	42 746	72 492	75,67 %
78343	78	LES LOGES-EN-JOSAS	637	7 199	7 836	13	39	1 908	12 328	14 275	22 111	86,36 %
78358	78	MAISONS-LAFFITTE	-	40 173	40 173	85	2 057	31 091	75 459	108 607	148 780	69,48 %
78418	78	MONTESSON	-	37 080	37 080	56	4 444	5 204	65 594	75 242	112 322	87,18 %
78545	78	SAINT-CYR-L'ÉCOLE	311	69 015	69 325	69	7 457	3 315	54 939	65 711	135 036	83,61 %
78640	78	VÉLIZY-VILLACOUBLAY	-	101 545	101 545	99	-	-	76 519	76 519	178 064	100 %
78646	78	VERSAILLES	-	202 935	202 935	286	2 863	6 236	243 605	252 704	455 639	96,4 %
78650	78	VÉSINET (LE)	-	33 109	33 109	55	18 307	7 196	70 047	95 550	128 659	73,31 %
78686	78	VIROFLAY	-	24 715	24 715	50	6 825	3 642	42 618	53 085	77 800	80,28 %
SOUS-TOTAL			3 111	876 037	879 148	1 186	92 276	107 207	1 104 905	1 304 388	2 183 536	
91044	91	BALLAINVILLIERS	196	26 628	26 824	25	784	3 372	27 680	31 836	58 660	86,95 %
91064	91	BIÈVRES	2 112	22 689	24 801	40	2 046	5 524	31 563	39 133	63 934	80,66 %
91136	91	CHAMPLAN	-	26 790	26 790	25	1 558	6 139	15 649	23 346	50 136	67,03 %
91215	91	ÉPINAY-SOUS-SÉNART	-	31 183	31 183	33	-	377	30 370	30 747	61 930	98,77 %
91345	91	LONGJUMEAU	-	44 375	44 375	71	3 411	4 316	74 181	81 908	126 283	90,57 %
91363	91	MARCOUSSIS	4 303	42 902	47 205	60	2 654	17 777	46 066	66 497	113 702	69,28 %
91377	91	MASSY	130	216 618	216 748	176	7 451	5 586	127 584	140 621	357 369	90,73 %
91432	91	MORANGIS	-	39 625	39 625	58	26 260	5 258	47 530	79 048	118 673	60,13 %
91458	91	NOZAY	-	14 852	14 852	24	237	1 739	24 550	26 526	41 378	92,55 %
91471	91	ORSAY	-	76 717	76 717	72	16 584	17 252	56 566	90 402	167 119	62,57 %
91587	91	SAULX-LES-CHARTREUX	1 325	19 964	21 289	41	3 934	10 276	21 815	36 025	57 314	60,56 %

91645	91	VERRIÈRES-LE-BUISSON	-	33 582	33 582	57	12 197	9 875	62 822	84 894	118 476	74 %
91661	91	VILLEBON-SUR-YVETTE	-	56 159	56 159	89	3 917	6 621	65 759	76 297	132 456	86,19 %
91689	91	WISSOUS	-	49 378	49 378	49	6 182	5 118	37 038	48 338	97 716	76,62 %
SOUS-TOTAL			8 066	701 462	709 528	820	87 215	99 230	669 173	855 618	1 565 146	
92022	92	CHAVILLE	-	28 150	28 150	47	220	555	55 389	56 164	84 314	98,62 %
92033	92	GARCHES	-	54 676	54 676	62	6 019	4 531	45 332	55 882	110 558	81,12 %
92047	92	MARNE-LA-COQUETTE	-	9 209	9 209	10	-	-	11 094	11 094	20 303	100 %
92048	92	MEUDON	-	121 624	121 624	128	2 812	6 154	109 268	118 234	239 858	92,42 %
92063	92	RUEIL-MALMAISON	-	220 076	220 076	258	14 769	24 401	223 606	262 776	482 852	85,09 %
92064	92	SAINT-CLOUD	-	89 995	89 995	102	-	-	86 894	86 894	176 889	100 %
92072	92	SÈVRES	-	43 242	43 242	66	289	1 444	67 179	68 912	112 154	97,49 %
92076	92	VAUCRESSON	-	29 701	29 701	32	1 511	1 608	42 964	46 083	75 784	93,23 %
92077	92	VILLE-D'AVRAY	-	18 850	18 850	35	470	643	32 009	33 122	51 972	96,64 %
SOUS-TOTAL			-	615 523	615 523	740	26 090	39 336	673 735	739 161	1 354 684	
93005	93	AULNAY-SOUS-BOIS	-	223 297	223 297	215	46 489	44 752	153 552	244 793	468 090	62,73 %
93007	93	BLANC-MESNIL (LE)	-	90 554	90 554	129	24 841	26 090	109 450	160 381	250 935	68,24 %
93032	93	GAGNY	-	45 836	45 836	108	26 406	41 731	66 806	134 943	180 779	49,51 %
93046	93	LIVRY-GARGAN	-	71 078	71 078	112	27 975	38 636	79 341	145 952	217 030	54,36 %
93047	93	MONTFERMEIL	-	49 441	49 441	76	21 047	26 732	52 464	100 243	149 684	52,34 %
93049	93	NEUILLY-PLAISANCE	-	60 954	60 954	69	9 079	21 196	43 526	73 801	134 755	58,98 %
93051	93	NOISY-LE-GRAND	-	199 036	199 036	234	16 191	40 820	156 161	213 172	412 208	73,26 %
93062	93	RAINCY (LE)	-	21 143	21 143	56	8 516	12 780	36 544	57 840	78 983	63,18 %
93071	93	SEVRAN	-	80 025	80 025	106	16 803	21 676	93 240	131 719	211 744	70,79 %
93073	93	TREMBLAY-EN-FRANCE	-	210 115	210 115	159	28 489	33 841	98 410	160 740	370 855	61,22 %
93074	93	VAUJOURS	-	20 625	20 625	24	4 047	7 174	19 322	30 543	51 168	63,26 %
93078	93	VILLEPINTE	-	106 947	106 947	128	10 669	21 789	94 258	126 716	233 663	74,39 %
SOUS-TOTAL			-	1 179 052	1 179 052	1 416	240 552	337 217	1 003 074	1 580 843	2 759 895	
94004	94	BOISSY-SAINT-LÉGER	-	28 332	28 332	52	3 345	4 597	54 138	62 080	90 412	87,21 %
94019	94	CHENNEVIÈRES-SUR-MARNE	-	74 316	74 316	74	5 222	10 144	68 655	84 021	158 337	81,71 %
94044	94	LIMEIL-BRÉVANNES	157	63 423	63 580	73	6 793	8 283	69 502	84 578	148 158	82,18 %
94047	94	MANDRES-LES-ROSES	-	16 815	16 815	22	724	5 057	29 773	35 554	52 369	83,74 %
94048	94	MAROLLES-EN-BRIE	-	20 355	20 355	30	-	-	39 483	39 483	59 838	100 %
94055	94	ORMESSON-SUR-MARNE	-	35 886	35 886	30	15 467	8 589	30 340	54 396	90 282	55,78 %
94056	94	PÉRIGNY-SUR-YERRES	-	10 845	10 845	16	-	839	19 182	20 021	30 866	95,81 %
SOUS-TOTAL			157	249 973	250 130	297	31 551	37 509	311 073	380 133	630 263	
95369	95	MARGENCY	-	5 685	5 685	12	315	1 685	11 284	13 284	18 969	84,94 %
SOUS-TOTAL			-	5 685	5 685	12	315	1 685	11 284	13 284	18 969	
TOTAL			16 347	3 985 515	4 001 862	4 924	527 025	730 709	4 113 895	5 371 629	9 373 491	76,59 %

Rapport présenté à la commission de suivi
du cahier des charges de distribution publique d'électricité du Sigeif
du 15/01/2024 et au comité du 05/02/2024.

Le responsable chargé du contrôle des concessions,

Christophe Provot
Directeur général du Sigeif

Ch. Provot

Conception graphique : Unik Studio - Réalisation, typographie : Sigeif.

Crédits photos : Sigeif, Enedis, Shutterstock.

ISSN 2647-4344



*Imprimé en France sur papier provenant
de forêts gérées selon des principes conformes aux normes environnementales.*



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



64 bis, rue de Monceau
75 008 Paris
Téléphone + [0]1 44 13 92 44

www.sigeif.fr