

AVENANT N°2 AU CONTRAT DE CONCESSION POUR LE SERVICE PUBLIC DU DÉVELOPPEMENT ET DE L'EXPLOITATION DU RÉSEAU DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ ET DE LA FOURNITURE D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Programme pluriannuel d'investissements pour la période 2026-2029

Entre les soussignés :

- Le **Syndicat Départemental d'Énergie de la Haute-Garonne (SDEHG)**, autorité concédante du service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur son territoire, représenté par son Président, Monsieur Thierry SUAUD, dûment habilité à cet effet par délibération du comité syndical du 30 janvier 2026, domicilié 9 rue des 3 Banquets, CS 58021, 31080 TOULOUSE Cedex 6,

désigné ci-après « **l'autorité concédante** », d'une part,

et, **d'autre part,**

- **Enedis**, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, société anonyme à directoire et à conseil de surveillance au capital social de 270 037 000 euros, dont le siège social est sis 4, place de la Pyramide 92 800 Puteaux, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 608 442, représentée par Monsieur Jacques FAESSEL, en sa qualité de Directeur Territorial pour le département de la Haute-Garonne, agissant en vertu des délégations de pouvoirs qui lui ont été consenties le 1^{er} novembre 2025, par Madame Karine ASCARATEGUI, Directrice Régionale Midi-Pyrénées Sud, faisant élection de domicile 2 rue Roger Camboulives – BP 55713, 31057 TOULOUSE Cedex 1,

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, ou « le gestionnaire du réseau de distribution »,

et

Électricité de France (EDF), société anonyme au capital de 2 084 365 041 euros ayant son siège social 22-30 avenue de Wagram - 75008 Paris, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Paris sous le numéro 552 081 317, représentée par M. Olivier ROLAND Directeur EDF Commerce Sud-Ouest, agissant en vertu de la délégation de pouvoirs qui lui a été consentie le 1^{er} octobre 2018 par M. Thierry LE BOUCHER Directeur des Opérations et de la Performance d'EDF, faisant élection de domicile au 4 rue Claude Marie Perroud, ACI B001 – Wood Park, 31096 TOULOUSE Cedex 1,

désignée ci-après « **le concessionnaire** », pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux clients bénéficiant des tarifs réglementés de vente, ou « le fournisseur aux tarifs réglementés de vente »,

Ci-après désigné(e)s ensemble par « les parties ».

EXPOSÉ

Le Syndicat Départemental d'Énergie du Département de la Haute-Garonne (SDEHG), Électricité de France et Enedis ont conclu le 5 juin 2018, pour une durée de 30 ans, un contrat de concession pour le service public de la distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés sur le territoire desservi par la concession, ci-après désigné « le Contrat de concession ».

Le Contrat de concession comporte un cahier des charges de concession intégrant dans son annexe 2A un programme pluriannuel d'investissements pour la période 2022-2025, ci-après désigné le « PPI ».

Le PPI arrivant à son terme, l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution se sont rapprochés afin d'établir le bilan des investissements réalisés et d'élaborer le PPI de la période suivante, conformément à l'article 11 du cahier des charges et aux articles 6, 7 et 10 de l'annexe 2 au cahier des charges du Contrat de concession.

Cela étant exposé, il a été convenu ce qui suit.

ARTICLE 1^{er} – OBJET

Le présent avenant a pour objet d'intégrer au Contrat de concession le PPI de la période 2026-2029, qui succède au PPI de la période 2022-2025.

ARTICLE 2 – MODIFICATION DE L'ANNEXE 2-A AU CAHIER DES CHARGES DE CONCESSION

Les dispositions relatives au nouveau PPI de la période 2026-2029 sont précisées dans la nouvelle annexe 2-A, annexée au présent avenant.

Cette nouvelle annexe 2-A se substitue de plein droit à celle relative au PPI de la période précédente 2022-2025.

ARTICLE 3 – DATE D'EFFET

Le présent avenant prend effet le 1^{er} janvier 2026, sous réserve que l'autorité concédante accomplisse les formalités propres à le rendre exécutoire.

ARTICLE 4 – DROITS D'ENREGISTREMENT

Le présent avenant est dispensé des droits d'enregistrement. Ces droits, s'ils étaient perçus, seraient à la charge de celle des parties qui en aurait provoqué la perception.

Fait en quatre exemplaires, reliés par le procédé Assemblact RC, empêchant toute substitution ou addition et signés seulement à la dernière page de la convention,

À Toulouse, le

Pour l'autorité concédante,

Le Président

Thierry SUAUD

Pour le concessionnaire,

Le Directeur Territorial Enedis
Haute-Garonne

Jacques FAESSEL

Le Directeur EDF Commerce
Sud-Ouest

Olivier ROLAND

« ANNEXE 2-A

**SCHEMA DIRECTEUR DES INVESTISSEMENTS ET PROGRAMMES PLURIANNUELS
D'INVESTISSEMENT**

Article 1- Schéma directeur

1-1 Principes

Dans le cadre des textes législatifs et réglementaires en vigueur, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité sur le territoire de la concession est responsable de l'exploitation, de la sécurité, de l'entretien du réseau et de son développement. A ce titre, le gestionnaire du réseau de distribution définit, pilote et réalise, dans le cadre des grandes orientations fixées en concertation avec l'autorité concédante lors de l'élaboration partagée du diagnostic technique, les investissements sur le réseau de distribution d'électricité.

Trois horizons de programmation sont définis avec l'autorité concédante pour projeter l'évolution du réseau :

Long terme	30 ans	<i>Vision de l'aménagement et du développement du territoire du Syndicat d'Energie de la Haute Garonne avec prise en compte d'enjeux majeurs, notamment climatiques, traduit par un schéma directeur</i>
Moyen terme	4 ans	<i>Programmes pluriannuels d'investissements</i>
Court terme	1 an	<i>Programmes de travaux annuels</i>

Le schéma directeur du contrat de concession intègre les principes suivants :

- la recherche de la performance globale du réseau, dans une perspective d'évolution vers un réseau intelligent,*
- la capacité à fournir à chaque utilisateur présent et futur la puissance de raccordement nécessaire, dans le respect des règles du marché ouvert de l'électricité,*
- une structure moyenne tension (« HTA ») modernisée et interconnectée assurant une garantie de continuité satisfaisante avec un programme de renouvellement de câbles aériens et souterrains,*
- un réseau basse tension (« BT ») modernisé et sécurisé avec un programme de renouvellement des câbles souterrains incidentogènes et la résorption de fils nus aériens.*

Le schéma directeur sera décliné par périodes quadriennales sous forme de programmes pluriannuels d'investissements. Le lancement et l'achèvement de chacune de ces périodes feront l'objet d'une consultation entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution. La durée du dernier programme pluriannuel d'investissements (« PPI ») sera ajustée.

Les programmes pluriannuels d'investissements incluront les travaux nécessaires pour permettre au gestionnaire du réseau de distribution de satisfaire aux obligations résultant de l'article 11 du cahier des charges, étant précisé que le respect de ces obligations requiert également le bon accomplissement de travaux ne relevant pas du schéma directeur, notamment les travaux de raccordement des clients et des producteurs, les déplacements à la demande de tiers, et tous les autres travaux nécessaires à l'exploitation et à l'entretien du réseau.

1-2 Mise à jour du diagnostic technique partagé au 31 décembre 2024

Enedis met en œuvre une politique de modernisation, d'entretien et de renouvellement du réseau public de distribution destinée à garantir dans la durée et au meilleur coût un réseau électrique performant.

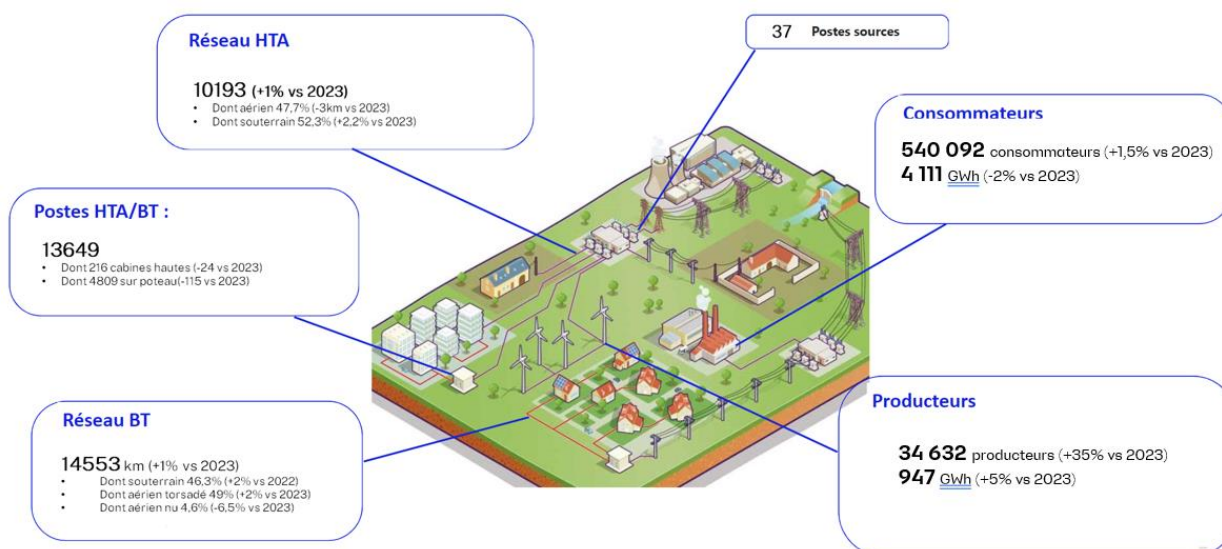
La performance du réseau est caractérisée par sa capacité à fournir :

- pour chaque utilisateur présent la puissance électrique prévue dans son contrat ;
- pour chaque utilisateur futur un accès à la puissance souhaitée dans les meilleures conditions (coût et délai) ;
- avec un niveau de qualité conforme aux engagements du distributeur ;
- dans les meilleures conditions économiques et de sécurité ;
- en minimisant les impacts environnementaux.

Ainsi, pour définir les orientations à long terme des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité, un diagnostic technique partagé a été élaboré à la signature du contrat de concession le 5 juin 2018. Ce diagnostic technique a été en partie mis à jour en 2021 pour les besoins de l'élaboration du PPI 2022-2025.

En 2025, ce diagnostic technique a été à nouveau mis à jour pour définir conjointement le 3^{ème} PPI sur la période 2026-2029.

1-2-1 Descriptif du réseau de distribution de la concession :



Patrimoine géré par Enedis sur la concession SDEHG (données à fin 2024)

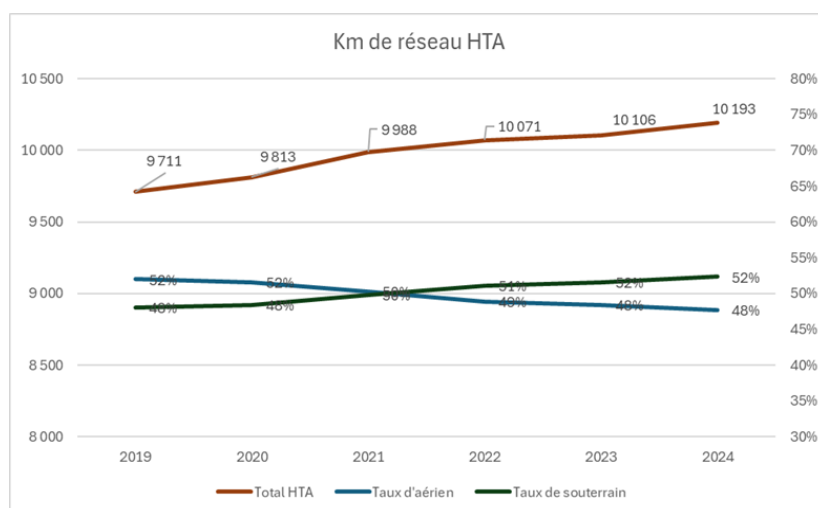
1.2.1.1 Le réseau moyenne tension (« HTA »)

Composition du réseau HTA de la concession (km)

	2020	2021	2022	2023	2024
Souterrain	4 751	4 970	5 145	5 216	5 334
Dont CPI	50	48	48	47	47
Aérien	5 062	5 019	4 926	4 890	4 859
Dont Torsadé	5	5	5	5	6
Dont Nu	5 057	5 013	4 921	4 885	4 853
Dont Nu faible section	37	31	22	22	20
Total HTA	9 813	9 988	10 071	10 106	10 193

Evolution de la composition du réseau HTA

	2020	2021	2022	2023	2024
Taux de réseau HTA Souterrain	48,4 %	49,8 %	51,1 %	51,6 %	52,3 %
Taux CPI / réseau HTA Souterrain	1,0 %	1,0 %	0,9 %	0,9 %	0,9 %
Taux de réseau HTA Aérien Nu	51,5 %	50,2 %	48,9 %	48,3 %	47,6 %
Taux de FS / réseau HTA aérien	0,7 %	0,6 %	0,4 %	0,4 %	0,4 %



Un réseau de type rural, très aérien, avec un kilométrage important au regard du nombre de clients. Le réseau HTA est en croissance annuelle de 0,8% depuis 2020 et majoritairement souterrain depuis 2021. La baisse du réseau faible section (« FS »), amorcée sur le PPI précédent, se poursuit.

Nombre de Postes HTA BT	2020	2021	2022	2023	2024
TOTAL	13 137	13 248	13 401	13 510	13 649
dont Postes H61	5 265	5 138	5 004	4 924	4 809
dont Postes cabines hautes	269	259	247	240	216
dont Postes cabines basse	1 251	1 119	1 120	1 119	1 119
Autres (PSSA, PSSB, PRCS, RC, UC, UP, en immeuble,...)	7 352	6 733	7 030	7 227	7 505
Taux Postes H61	40%	39%	37%	36%	35%
Taux Postes cabines hautes	2%	2%	2%	2%	2%
Taux Postes cabines basse	10%	8%	8%	8%	8%

La croissance du nombre de postes (essentiellement de type poste préfabriqué au sol simplifié de type A (« PSSA ») – +37% – et poste préfabriqué rural compact simplifié (« PRCS ») – +100%) est fortement liée à la dynamique des raccordements producteurs > 36 kVA. La baisse significative des postes cabines hautes (-20%) est liée aux travaux d'enfouissement des réseaux aériens.

1.2.1.2 Le réseau basse tension (« BT »)

Composition du réseau BT de la concession (km)

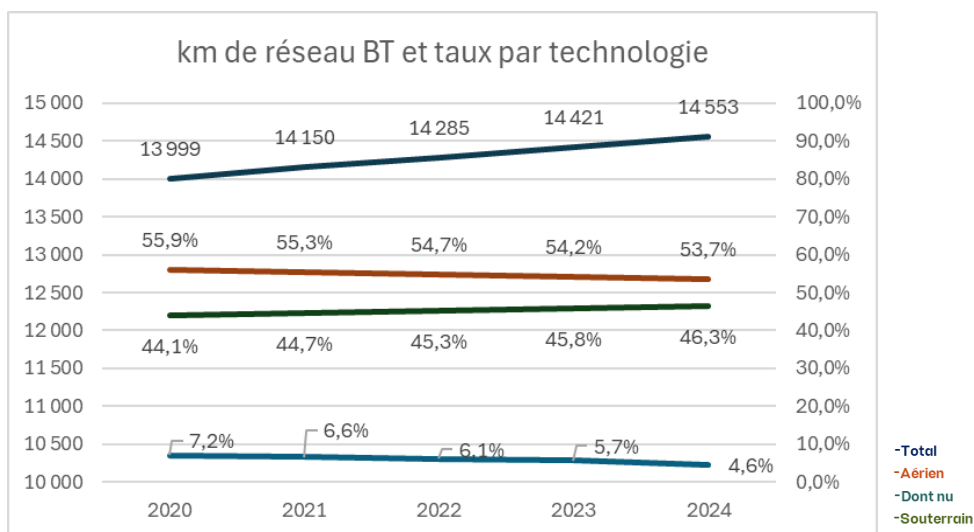
	2020	2021	2022	2023	2024
Souterrain	6 168	6 322	6 476	6 610	6 745
dont CPI et NP	41	41	41	41	40
Aérien	7 831	7 829	7 809	7 811	7 808
dont Torsadé	6 826	6 889	6 933	6 989	7 135
dont Nu	1 004	939	876	822	673
dont Nu faible section	358	334	309	285	219
Total BT	13 999	14 150	14 285	14 421	14 553

Évolution de la composition du réseau BT

	2020	2021	2022	2023	2024
Taux de réseau BT Souterrain	44,1 %	44,7 %	45,3 %	45,8 %	46,3 %
Taux de réseau Nu / réseau BT aérien	12,8 %	12,0 %	11,2 %	10,5 %	8,6 %
Taux de FS / réseau BT aérien	4,6 %	4,3 %	4,0 %	3,6 %	2,8 %

Répartition des types de réseau par statut FACE (km)

Statut FACE	Total réseau BT	Aérien	Dont Nu	Dont Nu faible section	Dont Torsadé	Souterrain	Dont CPI et NP	Taux souterrain
Rural	7 689	5 649	364	151	5 285	2 040	7	26,5 %
Urbain	6 864	2 159	309	67	1 850	4 705	33	68,6 %
Total	14 553	7 808	673	219	7 135	6 745	40	46,3 %



Un réseau de type rural majoritairement aérien, avec un kilométrage important au vu du nombre de clients et en faible croissance (+5%).

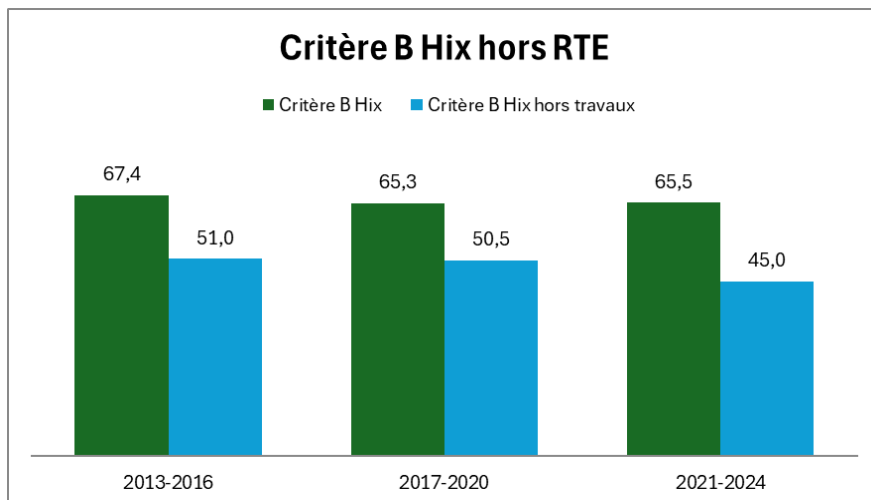
Un accroissement annuel du souterrain de l'ordre de 2% et une forte baisse du réseau BT nu (-32%).

Une augmentation de la proportion de réseau sécurisé en partie liée au remplacement du réseau nu par du réseau torsadé ou souterrain et par la construction de réseau davantage souterrain.

1.2.2 La qualité de la distribution électrique sur la concession

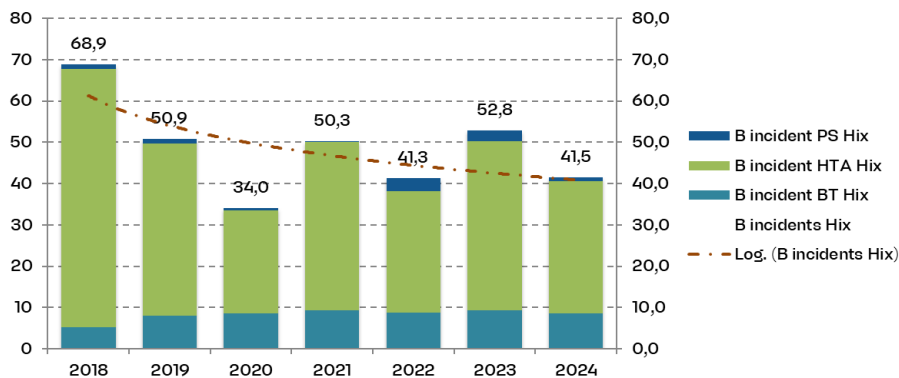
1.2.2.1 Evolution du temps moyen de coupure par usager

Sur la concession du Syndicat Départemental d'Énergie de la Haute Garonne, l'évolution de la durée moyenne annuelle de coupure cumulée par client en minutes (critère B) est la suivante :



La baisse de critère B incident est en partie compensée par une hausse du critère B travaux jusqu'à fin 2024.

On observe 11% de baisse du critère B incident hors événements exceptionnels (HIX) moyen ramené à la période des PPI entre le PPI n°1 et le PPI n°2 (hors 2025).



Un critère B incident HIX en amélioration depuis 2018, malgré une augmentation des événements non exceptionnels. Une année 2023 marquée par les aléas climatiques (orages de juin 2023, ...).

1.2.2.2 La continuité de fourniture

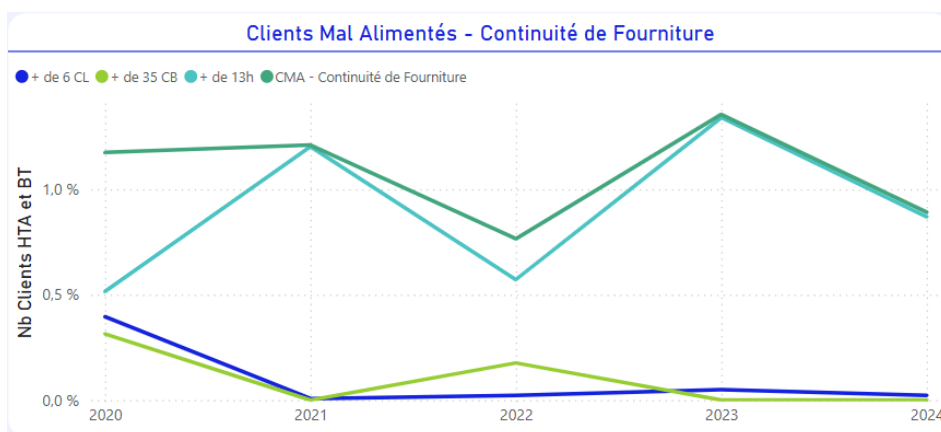
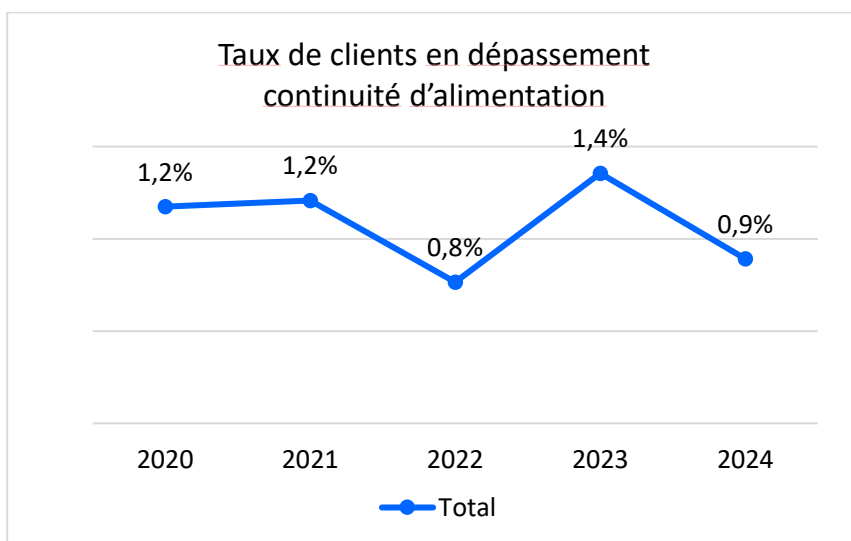
Taux de continuité de fourniture

	2020	2021	2022	2023	2024
% clients ayant subi plus de 6 CL	0,40 %	0,01 %	0,02 %	0,05 %	0,02 %
% clients ayant subi plus de 35 CB	0,31 %	0,00 %	0,18 %	0,00 %	0,00 %
% clients ayant subi un temps de coupure > 13 heures	0,52 %	1,20 %	0,57 %	1,34 %	0,87 %
% CMA - continuité de fourniture (tout seuil)	1,17 %	1,21 %	0,77 %	1,36 %	0,89 %

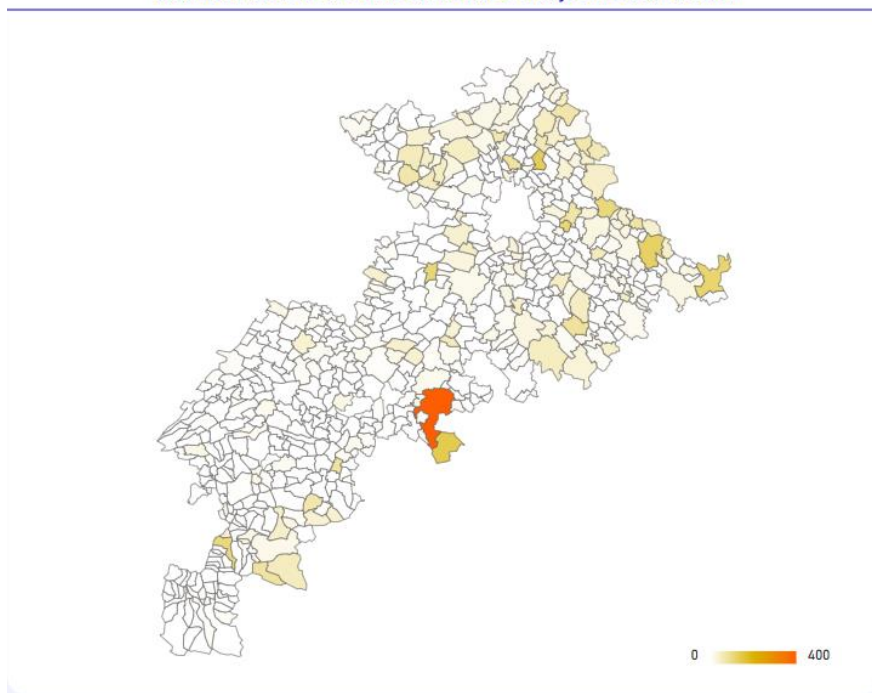
CL = coupures longues

CB = coupures brèves

CMA = clients mal alimentés



Nombre de clients mal alimentés (moyenne sur 5 ans)



Les 3 composantes du décret qualité sont respectées :

- *Le taux de client ayant subi plus de 6 heures de coupure est très faible (entre 0,01 et 0,05% sur la période 2021-2024)*
- *En 2021, 2023 et 2024, aucun client n'a subi plus de 35 coupures brèves. 910 clients ont subi 35 coupures brèves en 2022 (communes de Thil, Le Castéra, Montaigut-sur-Save, Bretx, Saint-Paul-sur-Save)*
- *Le taux de client coupés plus de 13 heures cumulées varie entre 0,57% et 1,34% sur la même période et concerne en particulier les zones du Lauragais, de Melles et Fos, de Montesquieu-Volvestre et Montbrun-Bocage.*

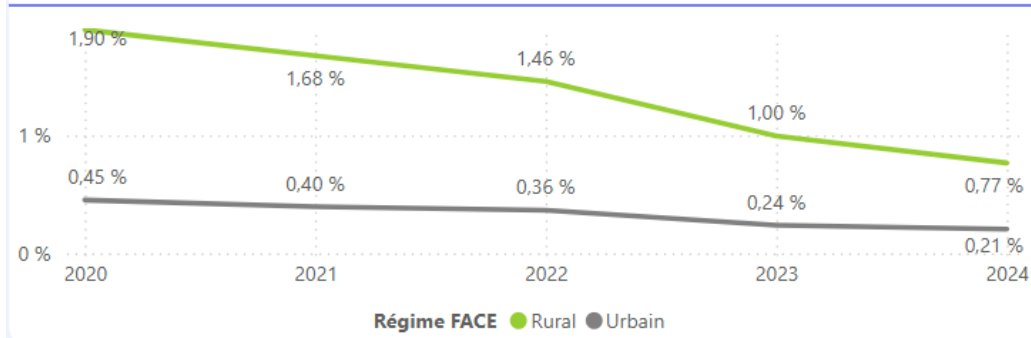
1.2.2.3 La tenue de tension

Le taux de clients mal alimentés (CMA) est nettement sous le seuil du décret qualité. La baisse est continue depuis 5 ans.

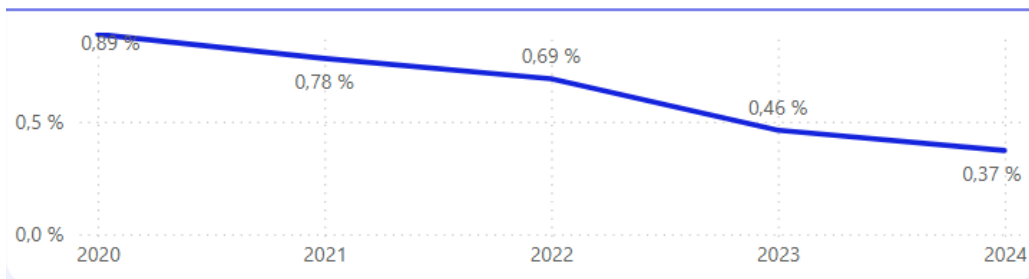
CMA en tension selon le régime commune FACE

Régime FACE		2020	2021	2022	2023	2024
Rural	Nombre CMA	2 839	2 546	2 240	1 550	1 207
	Taux CMA	1,90 %	1,68 %	1,46 %	1,00 %	0,77 %
Urbain	Nombre CMA	1 565	1 397	1 319	874	770
	Taux CMA	0,45 %	0,40 %	0,36 %	0,24 %	0,21 %
Total	Nombre CMA	4 404	3 943	3 559	2 424	1 977
	Taux CMA	0,89 %	0,78 %	0,69 %	0,46 %	0,37 %

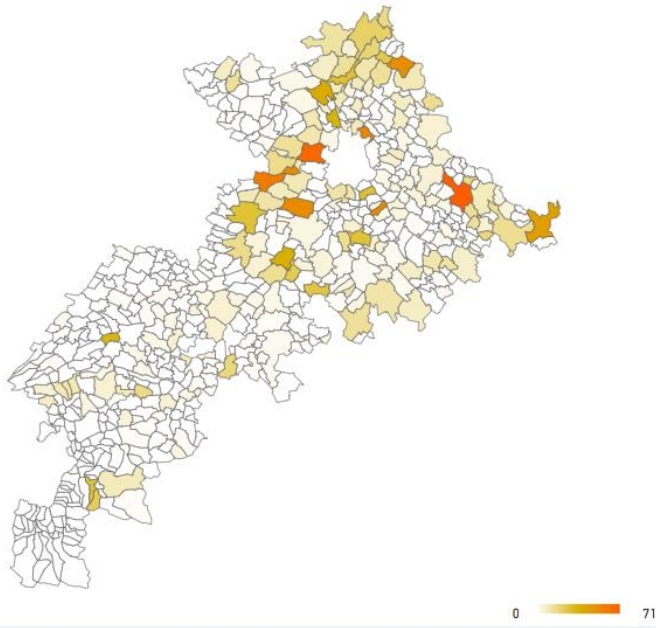
Taux CMA en tension selon le régime commune FACE



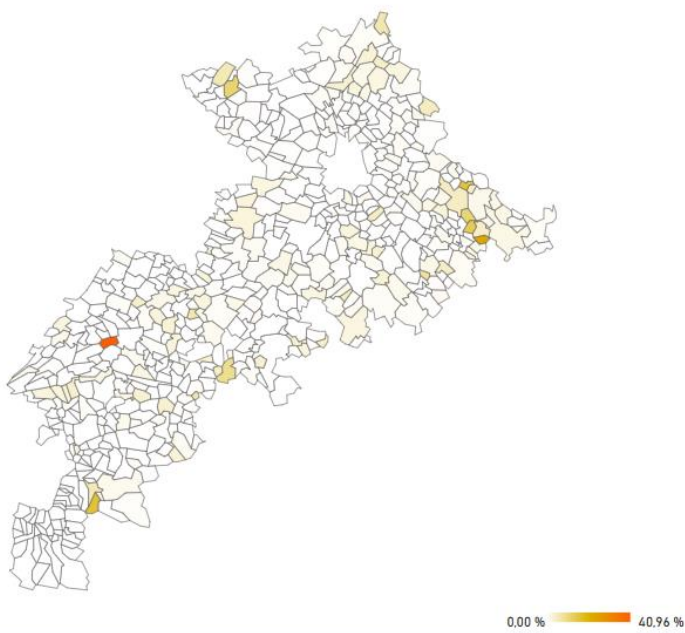
Taux de CMA en tenue de tension



Nb de CMA en tenue de tension



Taux de CMA par commune



1.2.3 Synthèse de la mise à jour du diagnostic technique

La mise à jour du diagnostic a permis d'actualiser les caractéristiques générales du réseau de distribution d'électricité, les forces et enjeux existants, et donc les axes d'investissements à retenir pour le nouveau PPI pour la période 2026-2029.

Forces

- Maintien d'un bon niveau de critère B malgré une hausse des événements climatiques non exceptionnels.
- Très bon niveau de qualité sur la zone de la métropole (critère B autour des 30 min).
- Rythme de résorption du réseau BT fils nus à l'attendu en zone urbaine et soutenu en zone rurale.

Enjeux

- Un réseau sur la partie rurale qui reste sensible aux aléas climatiques (neige, vent, orages).
- L'augmentation de la part des incidents souterrain HTA a conduit à résorber plus de réseau synthétique 1^{ère} génération et technologie de « Lyon » que de câbles à isolation papier imprégné ("CPI") HTA, faisant légèrement baisser le stock.
- Dans un contexte de croissance d'activité (développement des énergies renouvelables ("EnR"), raccordement des infrastructures de recharge de véhicule électrique ("IRVE"), rénovation programmée, élagage sous coupure), une augmentation du critère B travaux à maîtriser.
- Réseau de l'agglomération difficile à faire évoluer au rythme de la croissance, certains postes sources saturés.

1-3 Le schéma directeur : ambition et leviers

Le diagnostic réalisé au terme du premier PPI montre la pertinence du schéma directeur qui ne nécessite pas d'ajustement. Les axes d'investissements décrits ci-dessous restent pertinents.

Pour améliorer la qualité et accroître les capacités du réseau, le schéma directeur d'investissements comprend les principaux axes d'investissements suivants :

- **Accompagner la croissance de l'agglomération toulousaine en créant et renforçant les postes sources et le réseau HTA en cohérence avec l'apparition des contraintes**
 - Traitement des départs actuellement en contrainte dans les premières années du schéma directeur d'investissements (« SDI »)
 - Traitement au fil de l'eau des nouvelles apparitions de contraintes.
- **Améliorer le niveau de qualité sur la partie péri-urbaine**
 - Désensibilisation des réseaux aériens, en priorisant les départs les plus fragiles : passage en souterrain pour les ossatures et prolongation de la durée de vie (« PDV ») pour les antennes.
- **Maintenir la qualité et la résistance du réseau aux phénomènes atmosphériques sur la zone rurale du sud du département**
 - Restructuration du réseau HTA et PDV
- **en complément sur l'ensemble de la concession: continuer à améliorer la réactivité et diminuer les incidents**
 - Renouvellement des câbles à isolation papier imprégné (« CPI ») HTA sur la durée du SDI
 - Traitement des poches organe de manœuvre télécommandé (OMT) en contrainte et déploiement des objets communicants
 - Traitement des réseaux BT les plus incidentogènes en coordination avec le SDEHG (dont fils nus)
 - Renouvellement de l'ensemble des compteurs par des compteurs Linky

Leviers	Type de réseau concerné	Stock à fin 2016	Valeurs repères	Stock à fin 2020	Stock/situation à fin 2024
Renforcement et restructuration des réseaux HTA	Départs HTA en contrainte	36	Traitement du stock et de l'apparition des nouvelles contraintes au fil de l'eau sur la durée du SDI	8 départs en contrainte U (5%) Pas de nouvelle contrainte apparue	4 départs en contrainte U (5%) dont 2 en cours de traitement et 1 décision d'investissement prise
	Poches en contrainte	117 poches	Traitement essentiellement sur 2018 à 2020, en priorisant les plus pénalisantes	68 poches à fin 2020, dont 26 sur les 117 identifiées en 2016	66 poches en contraintes
Fiabilisation réseau HTA aérien	Réseau HTA sensible aux aléas climatiques	96 km de lignes principales	Traitement de 25% environ sur le premier PPI, priorités sur l'alimentation des bourgs de plus de 1500 habitants	90 km de lignes principales. Néanmoins, 118 km de réseau à risque avéré ont été traités, essentiellement sur antennes (ciblage incidentologie).	330 km (principales et antennes)
	Réseau HTA aérien incidentogène	Selon évolution incident.	PDV de 280 km prioritaires sur la durée du premier PPI	225 km à fin 2020	350 km traités en PDV et RP à l'issue du PPI n°2
Réseaux urbains HTA incidentogènes	Réseaux CPI	57 km	Résorption sur la durée du SDI	49,8 km restant	47 km restant
Renforcement et fiabilisation du réseau BT	Réseaux BT	1406 km de réseau fil nu	Ambition partagée avec l'AODE de traiter les fils nus sur la durée du SDI et d'adapter le réseau à la croissance	1000 km restant. 406 km ont été déposés, dont - 335 km en zone rurale - 71 km en zone urbaine.	673 km restant : - 364 km en zone rurale - 309 km en zone urbaine.
Réseaux intelligents	Linky	9000 posés	423 000 Compteurs posés d'ici fin 2021	362 000 posés à fin 2020 Objectif : 423 000 à fin 2021 maintenu	523 601 compteurs posés à fin 2024 soit 94,9% de PDL équipés d'un compteur

1-4 Suivi du schéma directeur et des programmes pluriannuels d'investissements

Les parties conviennent de retenir une période quadriennale pour chaque programme pluriannuel d'investissements.

Chaque année, un bilan du programme pluriannuel d'investissement sera établi dans le compte-rendu annuel d'activités (CRAC) et présenté à l'autorité concédante. Cette présentation comprendra les résultats qualité obtenus et les investissements réalisés dans le cadre du présent schéma directeur.

Le programme travaux de l'année N sera présenté par Enedis au Syndicat Départemental d'Energie de la Haute Garonne avant fin novembre de l'année N-1.

Enfin, à la fin de chaque programme pluriannuel et à l'occasion de la révision du schéma directeur seront examinés :

- les bilans techniques et environnementaux, en les éclairant des difficultés rencontrées ;*
- une projection actualisée du contexte à venir de la concession à moyen terme permettant d'apprécier la validité des hypothèses de mise en œuvre du schéma directeur ;*
- des propositions, si nécessaire, d'adaptation du schéma directeur pour tenir compte d'hypothèses nouvelles.*

1-5 Financement des investissements

Comme le prévoit l'article 11 du cahier des charges, Enedis pourvoira au financement des programmes d'investissement prévus ci-dessus avec les ressources que lui attribuent les lois et règlements en vigueur pour l'exercice de la mission de développement et d'exploitation du réseau concédé.

Article 2 - Programme pluriannuel d'investissements

L'engagement financier du gestionnaire du réseau de distribution porte sur le montant total du programme pluriannuel d'investissement 2026-2029 et est indiqué dans le tableau suivant :

Engagement financier prévisionnel sur les priorités de la concession (M€)	PPI 2026 – 2029
II. Investissements pour l'amélioration du patrimoine	
<i>II.1 Investissements pour la performance du réseau</i>	
<i>Renforcement des réseaux HTA et BT</i>	4 M€
<i>Climatique-sécurisation</i>	9,5 M€
<i>Modernisation des réseaux HTA et BT</i>	27,5 M€
Total de l'engagement (M€)	41 M€

À titre indicatif, sur cet engagement financier global, l'enveloppe prévisionnelle consacrée aux investissements de renouvellement est évaluée à 33 M€ et se décompose techniquement de la manière suivante :

Valeurs techniques indicatives (période 2026-2029)
<p>Réseau HTA :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Renouvellement d'environ 30 km de réseau HTA aérien à risques avérés ▪ Rénovation programmée d'environ 260 km de réseau HTA aérien ▪ Renouvellement d'environ 7 km de réseau HTA souterrain incidentogène CPI et synthétique de 1^{ère} génération <p>Réseau BT :</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Renouvellement d'environ 46 km de réseau BT en fils nus (travaux sous maîtrise d'ouvrage du gestionnaire du réseau public de distribution)

Article 3- Programmes annuels et suivi

3.1 – Programmes annuels

Chaque programme pluriannuel est décliné en programmes annuels. Ces programmes annuels intègrent les programmes prévisionnels présentés dans les conférences départementales prévues par l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Lors des conférences départementales, l'autorité concédante communique au gestionnaire du réseau de distribution son programme travaux et une copie de l'état prévisionnel de ses projets de travaux transmis au compte d'affectation spécial dédié au financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurales (« CAS FACE »), conformément au décret du 14 janvier 2013 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

Le programme annuel de chaque partie détaille pour les affaires localisables les informations suivantes :

- l'intitulé du projet, suffisamment explicite pour l'autorité concédante ;
- la finalité à laquelle répond l'affaire
- la localisation, selon les types de travaux : commune principale, postes HTA/BT concernés, départ HTA, départ BT...
- les montants prévisionnels.

3.2- Suivi et bilans

3.2.1 Échanges sur la réalisation des affaires

Un échange pourra être organisé chaque année pour que l'autorité concédante et le gestionnaire de réseau partagent sur l'état d'avancement réciproque de leurs programmes travaux respectifs et des éventuelles difficultés rencontrées.

3.2.2 Suivi annuel

Un bilan d'avancement du programme pluriannuel est réalisé entre l'autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, à l'occasion des CRAC.

Dans le compte rendu annuel d'activité du concessionnaire, le gestionnaire du réseau de distribution communique à l'autorité concédante le compte-rendu du programme de travaux de l'année précédente sous sa maîtrise d'ouvrage et la liste des investissements réalisés sur le territoire de la concession.

Outre le détail des investissements réalisés cité ci-avant, le gestionnaire du réseau et l'autorité concédante analyseront ensemble le fichier technique des ouvrages pour évaluer les quantités de réseau renouvelées.

La réalisation de chaque programme pluriannuel et son efficacité sont mesurées par des indicateurs de suivi, définis en concertation lors de l'établissement du programme pluriannuel. Ces indicateurs de suivis sont transmis dans les comptes rendus annuels d'activité.

	Type de programme	Indicateur de suivi ¹	Indicateur d'évaluation ²
Renforcement et restructuration de réseaux HTA	Départs HTA en contrainte	Nombre de départs traités / an	Nombre de départs en contrainte de tension ou d'intensité.
	Poches en contrainte	Nombre de poches traitées / an	Nombre de poches en contrainte.
Fiabilisation réseau HTA aérien	Réseau HTA sensible aux aléas climatiques	Km des lignes principales traités / an	Fréquence de coupures sur incident HTA
	Réseau HTA aérien incidentogène	Nombre de km traités / an	
Réseaux urbains HTA incidentogènes	Réseaux souterrains HTA - CPI	Nombre de km renouvelés / an	Nombre de km de réseau HTA CPI restant
Réseaux BT fils nus	Réseaux BT	Nombre de km de fils nus déposés/an Autorité concédante – Enedis	Nombre de km de fils nus restant
Réseaux intelligents	Linky	Nb Cumulé de compteurs Posés	% de compteurs télé opérables

Les indicateurs d'évaluation sont transmis dans le compte rendu annuel d'activité qui suit la fin d'un programme pluriannuel.

Avant le portage du compte rendu annuel d'activité, l'autorité concédante transmet à Enedis, chaque année, la liste des opérations réalisées qui ont concouru au plan pluriannuel d'investissement en précisant leur localisation, leur descriptif succinct.

¹ Les indicateurs de suivi qui portent sur des réalisations peuvent être renseignés dans le cadre du suivi annuel.

² Les indicateurs d'évaluation n'ont pas vocation à être intégrés au suivi annuel, et doivent être renseignés au terme du PPI (réalisation complète des programmes d'investissement)

3.2.3 Bilan quadriennal

À l'issue de chaque programme pluriannuel, en même temps que la remise du compte rendu annuel d'activité de l'année qui suit la fin d'une période quadriennale, le gestionnaire de réseau proposera à l'autorité concédante un bilan des investissements effectivement réalisés et notamment des opérations de maintenance conduisant à la prolongation de la durée de vie des ouvrages, des indicateurs de suivi et des indicateurs d'évaluation sur la période quadriennale.

Au moment du portage des CRAC, les parties se rapprochent pour compléter ce bilan des données du SDEHG (travaux réalisés par le SDEHG) investissements effectivement réalisés, pour examiner les indicateurs de suivi sur la période quadriennale et actualiser le diagnostic partagé.

Sur la base de ce bilan et de cette actualisation, les parties conviennent par voie d'avenant au contrat de concession du programme pluriannuel d'investissements suivant. En cas d'évolution significative du diagnostic partagé actualisé par rapport au diagnostic initial ou précédent, les parties pourront faire des propositions d'adaptation du schéma directeur pour tenir compte d'hypothèses nouvelles. Le cas échéant, le schéma directeur des investissements pourra ainsi être révisé de manière collégiale entre les parties par voie d'avenant. »