

L'électricité

RAPPORT DE CONTRÔLE
DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

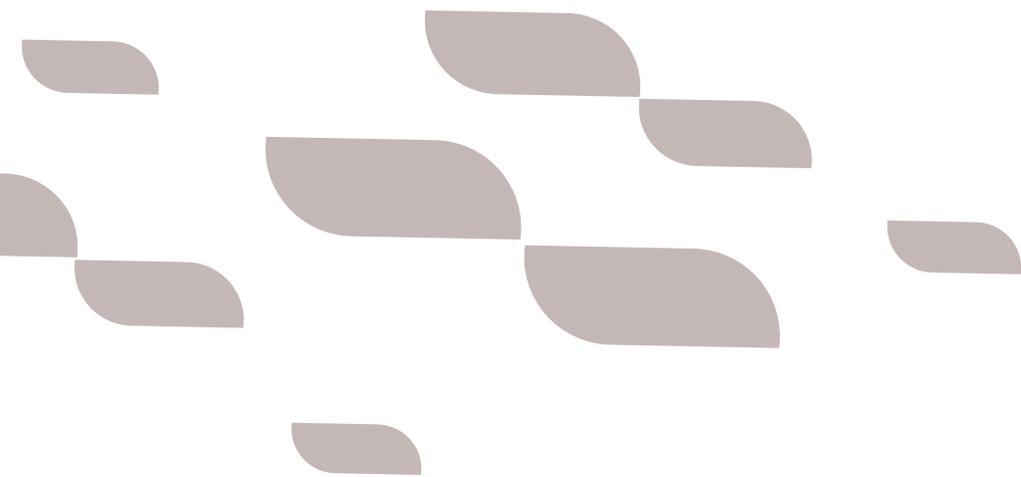
2023

SYNTHÈSE DÉTAILLÉE



s·dec
syndicat
d'équipement
des communes
des Landes





Sommaire

Le contrôle 2023 **L'analyse des deux concessions de distribution publique d'électricité**

05 Edito du Président

07 Présentation du SYDEC et des concessionnaires

Présentation du Sydec

Zoom sur le service contrôle concessions de l'électricité

Présentation des concessionnaires Enedis, EDF et GES

15 Faits marquants 2023

19 Avant-propos

31 La concession Enedis

Le patrimoine

Les travaux et les investissements

L'exploitation du patrimoine

Le suivi et le contrôle de l'exploitation

L'analyse comptable et financière

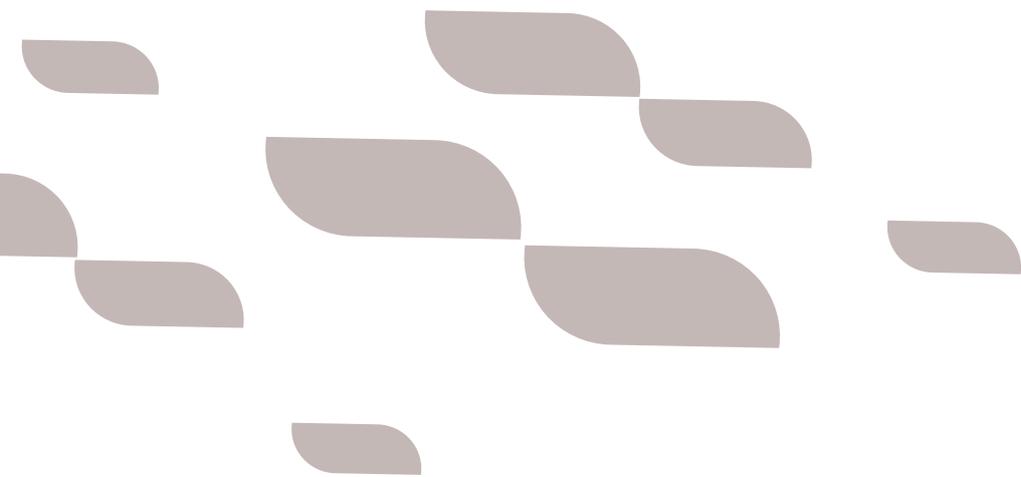
103 La concession Gascogne Énergie Services (GES)

Le patrimoine

L'exploitation du patrimoine

Les usagers de la concession

L'analyse comptable et financière



Édito



La publication du présent rapport de contrôle 2023 détaille l'action du SYDEC sur la surveillance du bon accomplissement des missions de service public fixées par la réglementation et les cahiers des charges de concession, dont il délègue l'exploitation à des concessionnaires responsables de sa gestion.

Les investissements sur les ouvrages des concessions se poursuivent, avec la recherche de la plus grande efficacité, notamment grâce à la prolongation de leur durée de vie, puis la rénovation programmée, évitant ainsi de les reconstruire à neuf si cela n'est pas nécessaire. Par ailleurs, Enedis a achevé le 1^{er} PPI (PPI 2019 - 2022) du nouveau contrat de concession, avec la tenue des objectifs financiers et techniques analysés dans ce rapport. Sur les 14,7 M€ prévus, ce sont 18,8 M€ qui ont été investis sur nos réseaux électriques et tous les indicateurs de suivi des objectifs techniques ont été atteints ou dépassés. Fort de la réussite de ce dernier, un 2nd PPI couvrant la période 2023-2026 a par ailleurs été signé avec Enedis, conformément aux exigences du SDI cadre, avec des objectifs financiers tout aussi relevés et des indicateurs techniques à la hauteur des enjeux de maintien de la qualité et de la résilience attendue pour nos réseaux.

Le changement climatique n'a pas épargné notre territoire en 2023, avec des événements météorologiques intenses mettant à rude épreuve nos ouvrages. La qualité de la fourniture, bien que voyant le temps moyen de coupure augmenter en 2023, reste très bonne au service de nos usagers.

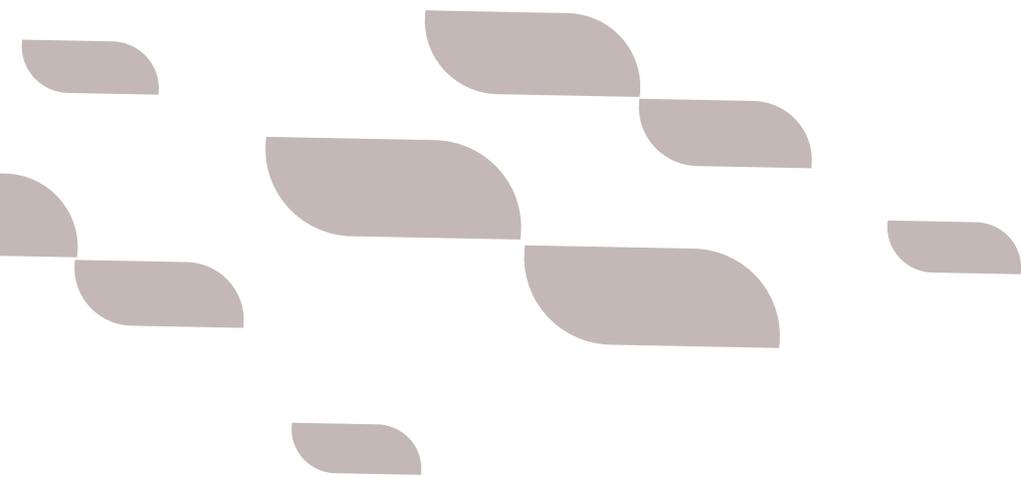
Les investissements sur nos réseaux, toujours nécessaires, sont donc à sanctuariser financièrement, tant pour l'AODE SYDEC qui doit préserver ses capacités de financement, que pour les concessionnaires dont le niveau d'implication est précisément scruté.

La transition énergétique sur laquelle travaille tous les acteurs de l'énergie, nos concessionnaires par le développement de solutions modernes et innovantes, le SYDEC par l'accompagnement de ses adhérents, revêt ainsi une importance de premier ordre, notamment en matière de sobriété énergétique.

La dynamique de notre département en matière de production d'électricité renouvelable photovoltaïque reste à un niveau de croissance et d'investissement élevé. Vous trouverez toutes les informations utiles au suivi de la gestion de nos concessions par les 2 concessionnaires Enedis et Gascogne Energies Services dans ce rapport, pour lequel je vous souhaite une bonne lecture.

Jean-Louis PÉDEUBOY
Président du SYDEC





Présentation du SYDEC et des concessionnaires

08 Présentation du Sydec

10 Zoom sur le service Contrôle concessions

11 Présentation des concessionnaires
Enedis, GES et EDF



3 compétences essentielles au service du territoire

Pour assurer sa mission de service public, le Syndicat peut compter sur l'engagement quotidien de ses 377 agents, répartis dans les trois pôles techniques : énergies, eau et assainissement, numérique, ainsi que les services supports mutualisés.

Le SYDEC : des compétences pour un avenir durable et connecté

Au SYDEC, nous accompagnons les territoires et les citoyens pour rendre possible la transition vers un avenir durable et résilient, grâce à nos compétences spécialisées dans les domaines de l'énergie, de l'eau et du numérique. Nous œuvrons activement à assurer une gestion publique efficace et efficiente de la ressource en eau, à promouvoir la transition et la sobriété énergétique, et à mettre en œuvre un aménagement numérique pérenne et inclusif. C'est ensemble que nous gérons l'essentiel, façonnant un territoire moderne et respectueux de l'environnement.

Énergies

Le SYDEC joue un rôle central dans la mise en œuvre d'un aménagement énergétique territorial équilibré et cohérent, en répondant aux besoins des territoires et des citoyens landais. À cet effet, il assure la distribution publique de l'électricité et du gaz, contrôle les concessions énergétiques, propose des conseils en matière d'énergies renouvelables et de rénovation énergétique aux collectivités, modernise l'éclairage et gère les travaux de dissimulation des réseaux de télécommunications. Enfin, il participe à la transition vers la mobilité électrique en développant et gérant des bornes de recharge pour les véhicules électriques et hybrides.

Eau & Assainissement

Le SYDEC s'investit pleinement dans une gestion efficace et soutenable de la ressource hydrique. Afin de satisfaire les besoins quotidiens de la population landaise, il assure un approvisionnement continu en eau potable, via des réseaux performants et sécurisés, tout en veillant à la protection pérenne de la ressource. Il assure la collecte et le traitement des eaux usées, tout en préservant les milieux aquatiques et en recyclant les boues issues du processus de traitement. En parallèle, le SYDEC

participe à des initiatives de solidarité internationale et mène différentes actions de sensibilisation auprès du grand public sur les enjeux liés à l'eau.

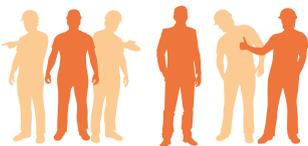
Aménagement numérique

Depuis 2013, le déploiement de la fibre optique par le SYDEC vise à améliorer l'accès à Internet. À cette fin, le SYDEC a conçu et construit le réseau de fibre optique dans les Landes et a accompagné la commercialisation avec la SPL NATHD. Aujourd'hui, l'accent est mis sur la vie et la maintenance du réseau fibré : la qualité des connexions, la sécurité des infrastructures, l'accompagnement des élus à la fermeture progressive du réseau cuivre et la promotion de l'inclusion numérique dans tout le territoire landais.

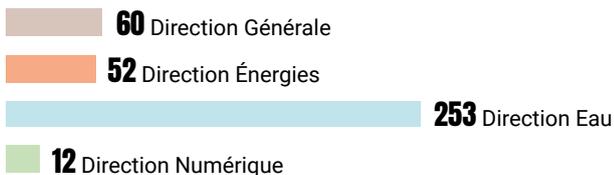


Ressources

377 AGENTS MOBILISÉS



dont :



102 femmes

43 ans de moyenne d'âge

12 ans d'ancienneté en moyenne



10 SITES

- 1 siège social
- 5 agences locales Eau
- 3 sites techniques Énergies
- 1 usine de compostage

7 SERVICES SUPPORTS MUTUALISÉS



- Ressources Humaines
- Finances
- Qualité & RSO
- Services généraux
- Communication / Animations pédagogiques
- Informatique
- Cartographie / Sécurité réseaux

Investissement local et engagement social en 2023

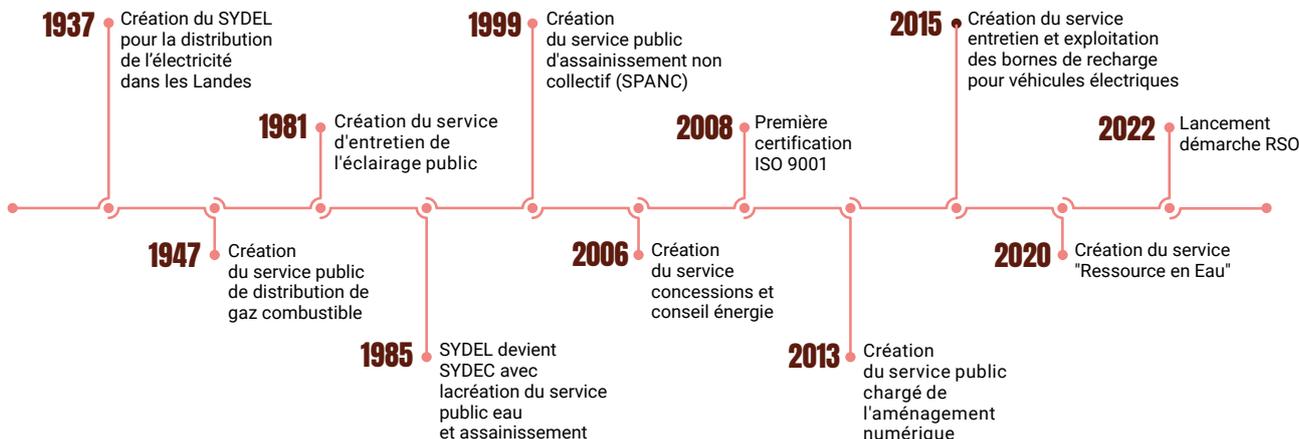


95 M€ DE TRAVAUX RÉALISÉS



24 908 HEURES D'INSERTION SOCIALE

Les grandes dates qui ont façonné le SYDEC



Zoom sur le service Contrôle concessions

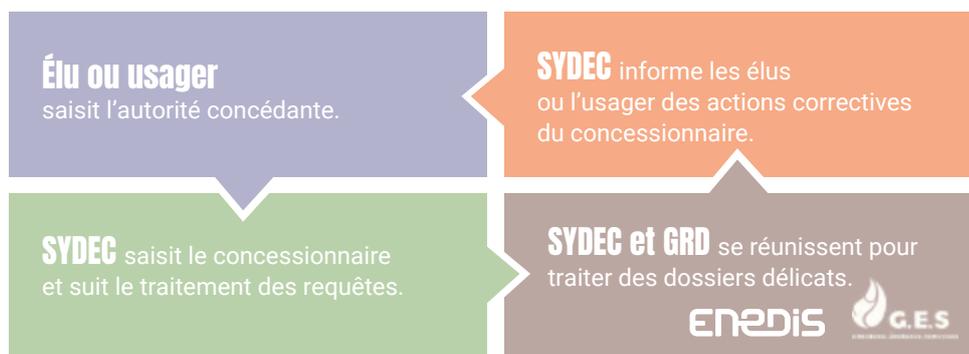
La mission du service Contrôle est de collecter le maximum d'informations sur l'activité des concessionnaires. Le service est à la disposition des élus pour recevoir toute requête liée à l'activité des concessionnaires, requête qui peut aussi être transmise directement au SYDEC par les usagers, sur des sujets tels que la demande de raccordement au réseau, le déplacement d'ouvrages, la qualité de la distribution, etc.

Nous veillerons à ce que ces réclamations soient réglées en accord avec les lois dictées par les différents cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité.

Le contrôle annuel de l'activité des concessionnaires se fait selon trois axes :

- Le contrôle ponctuel annuel : Les cahiers des charges prévoient que chaque année, les concessionnaires présentent à l'autorité concédante un Compte Rendu Annuel d'Activités (CRAC). Ces comptes rendus sont des outils de contrôle pour l'autorité concédante, organisatrice du service public, ainsi que des outils de communication avec les concessionnaires.
- Le contrôle au quotidien consiste à veiller au respect des dispositions des cahiers des charges par les concessionnaires. Il est basé sur l'analyse et le traitement des requêtes que peuvent transmettre les élus et les usagers au SYDEC.
- Les enquêtes auprès des usagers sont réalisées indépendamment de celles des concessionnaires, sur des thèmes touchant à des points d'analyse que souhaite développer l'autorité concédante.

SERVICE CONTRÔLE DES CONCESSIONS ÉLECTRICITÉ



Frédéric Montaut
Directeur technique Adjoint
frederic.montaut@sydec40.fr
06 74 89 00 98



Benoit Estrade
Chargé d'affaires
benoit.estrade@sydec40.fr
06 27 25 54 21

Présentation des concessionnaires Enedis, GES et EDF

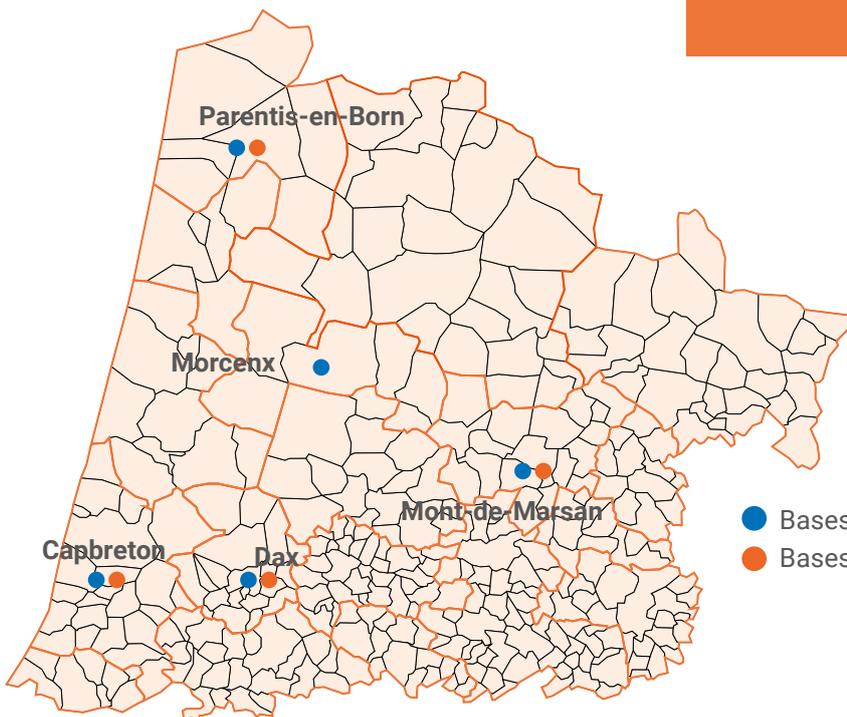


Enedis est le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité de 95 % du territoire français continental.

Son Directeur régional est notamment en charge de la mise en œuvre de la politique industrielle d'Enedis et de la satisfaction de toutes ses parties prenantes.

Les Directeurs territoriaux, rattachés à chacune de ces Directions régionales, sont les interlocuteurs privilégiés des autorités concédantes, telle que le SYDEC.

LES SITES ENEDIS DANS LES LANDES



25

Directions régionales sur 700 sites

40 000

salariés

1,4 MILLION DE KM de longueur de réseau (HTA et BT)

4,9 MILLIARDS € d'investissements

75 % en torsadé et souterrain (HTA et BT)

834 879 sites de production photovoltaïques raccordés au réseau de distribution

2 249 postes sources HTB/HTA

17 209 MW de puissance raccordée

806 610 postes de transformation HTA/BT

1,8 MILLION de points de recharge de véhicules électriques

4 200 km de réseaux basse et moyenne tension renouvelés

17 200 km de réseaux basse et moyenne tension installés en 2023

- Bases techniques électricité
- Bases clientèle du distributeur

L'accueil pour le dépannage

En cas d'incident ou de panne technique, les clients de la concession peuvent joindre Enedis 24h/24 et 7j/7 à l'accueil **Dépannage Électricité** :

Pour la concession	09 726 750 40
--------------------	----------------------

L'accueil pour les autres demandes

Un plan de numérotation est mis en place, en fonction des différents profils des clients, pour prendre en charge leurs demandes relatives soit à un raccordement, soit à toute autre problématique hors urgence et dépannage.

Ainsi, les clients sont accueillis par des conseillers spécialisés aux *Numéros Cristal*® suivants :

Les clients « Particuliers »	09 70 83 19 70
Les clients « Professionnels »	09 70 83 29 70
Les clients « Entreprises »	09 69 32 18 99
Les clients « Professionnels de l'Immobilier et de la Construction »	09 69 32 18 77
Les clients « Producteurs »	09 69 32 18 00*
Les clients demandeurs ou concernés par un branchement de courte durée dans le cadre d'une manifestation festive	09 69 32 18 22

* Cet accueil ne traite pas les demandes concernant l'achat d'électricité. Le client est invité à contacter directement son acheteur.

L'accueil des fournisseurs d'électricité

Il est assuré par l'**Accueil Acheminement Électricité** qui traite les demandes des fournisseurs relatives à l'acheminement ; ces demandes sont effectuées dans le cadre de la mise en œuvre des contrats passés entre Enedis et chacun des fournisseurs.

Un accueil téléphonique est également dédié au nouveau compteur Linky : **0 800 054 659**



GES est une entreprise locale de distribution d'énergie (ELD) mixte (gaz et électricité), Société d'Économie Mixte Locale, gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité de la ville d'Aire-sur-l'Adour.

Elle accueille les usagers :

du lundi	de 8 h à 12 h 15
au vendredi	et de 13 h 15 à 17 h 30

Tél.	05 58 71 62 43 En cas d'urgence sur ce numéro 24h/24
------	--

La transformation des régies municipales au statut de SAEML, sous le nom de GES, a été motivée par l'ouverture des marchés de l'énergie survenue en 2007.

Par ailleurs, GES est fournisseur d'électricité auprès des particuliers, des entreprises et des collectivités locales.



EDF est le fournisseur d'électricité pour les tarifs réglementés de la concession.

La fourniture d'électricité aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV) est assurée par la Direction commerce d'EDF, organisée autour d'une direction nationale et de directions commerciales régionales.

Huit Directions commerciales régionales (DCR) gèrent les activités trans-marchés (Nord-Ouest, Ouest, Grand Centre, Sud-Ouest, Méditerranée, Rhône-Alpes, Auvergne, Est, Île-de-France), auxquelles sont notamment rattachés les Directeurs Développement Territorial, interlocuteurs des collectivités territoriales et concédantes.

Le concessionnaire EDF est représenté localement par :

EDF Commerce Sud-Ouest
4 rue Claude Marie Perroud
ACI B001 WP
31096 TOULOUSE

La mission de fourniture d'électricité aux Tarifs Réglementés est assurée par la Direction Commerciale Régionale d'EDF en région Sud-ouest.

La relation avec la clientèle est organisée en 3 marchés :

- Le marché des clients « Particuliers »,
- Le marché « Collectivités Territoriales et Solidarité » (DMCTS),
- Le marché des « Entreprises et des Professionnels » (DMEP).

Dans le département des Landes, aucune agence physique EDF n'accueille le public.

L'agence physique la plus proche se situe à Bayonne (64100) : 23 Rue Jules Labat.

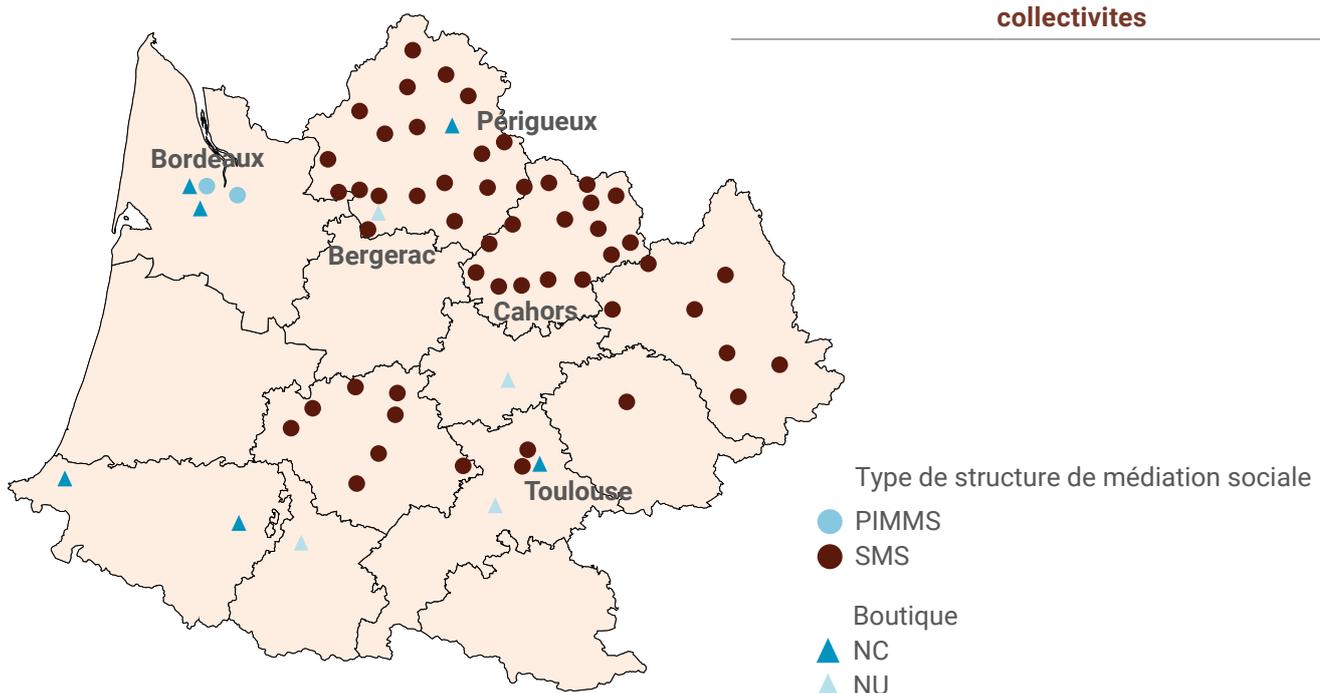
Pour contacter EDF :

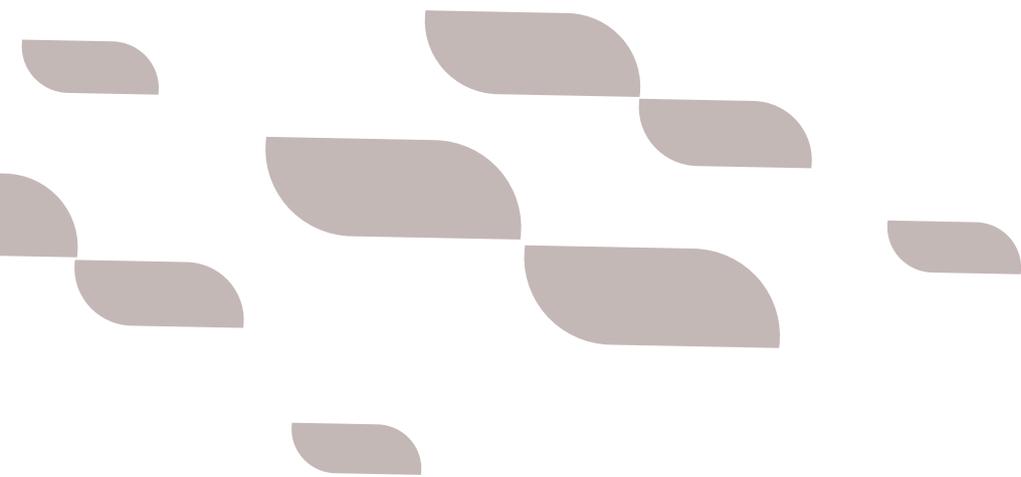
	09 69 32 15 15
Particuliers	(service gratuit + prix d'appel) du lundi au samedi, de 8 h à 21 h
Site internet	https://particulier.edf.fr

Clients non résidentiels

Entreprises	0 810 333 786
	https://particulier.edf.fr/entreprises
Sites internet	https://particulier.edf.fr/collectivites

TERRITOIRE DE LA DCR SUD OUEST D'EDF





Faits marquants 2023



Faits marquants 2023

Le décret qualité

Les éléments relatifs au Décret Qualité ont été fournis par Enedis au SYDEC, en respect du calendrier réglementaire (formulaire 1 transmis le 25 avril, formulaire 2 le 10 mai, formulaire 3 le 30 juin 2023). Après plusieurs échanges entre le SYDEC et Enedis sur les résultats du Décret Qualité 2022 (évaluation de la continuité d'alimentation, de la tenue de tension et éléments d'analyse locale), Enedis a transmis au concédant le 30 juin 2023 le formulaire 3 relatif à l'évaluation définitive et l'indice local retenu. Suite à l'analyse des résultats, un plan d'amélioration de la tenue de tension a par ailleurs été établi par Enedis et présenté au SYDEC le 20 septembre 2023.

La présentation du Compte Rendu d'Activité de Concession (CRAC) 2022

Le Compte Rendu annuel d'Activité du Concessionnaire portant sur l'année 2022 a été présenté par Enedis au SYDEC le 30 juin 2023. La version numérique du CRAC avait au préalable été transmise le 31 mai 2023, dans le respect de la date limite de remise fixée au 1^{er} juin.

Le contrôle de Concession

Le SYDEC a exercé son droit de contrôle sur les résultats du concessionnaire portant sur l'année 2022.

Suite à la demande formulée par le concédant, Enedis a transmis les éléments de contrôle au mois de juin 2023. L'audit de concession a été réalisé le 6 juillet dans les locaux d'Enedis, en présence du SYDEC et de membres du cabinet AEC.

Suivi annuel du Programme Pluriannuel d'Investissements

Le deuxième Programme Pluriannuel d'Investissements (PPI) est entré en application au 1^{er} janvier 2023. Un point d'avancement du PPI à fin 2022 a été présenté par Enedis au SYDEC le 21 juin 2023.

La conférence loi NOME

Suite au diagnostic commun réalisé par Enedis, le SYDEC et l'ELD Gascogne Energie Services, les données de conférence NOME portant sur les investissements réalisés en 2022 et 2023 et les programmes prévisionnels d'investissements 2024 ont été transmis aux services de la Préfecture des Landes et présentés en réunion le 20 novembre 2023.

Le contrôle technique des ouvrages (CTO)

Conformément à l'article R323-30 du code de l'énergie, le bilan annuel des contrôles réalisés durant l'année 2022 sur les ouvrages neufs construits sous la maîtrise d'ouvrage d'Enedis et sur les ouvrages existants, a été remis et présenté le 30 juin 2023 au SYDEC, et envoyé par courrier à la préfecture des Landes et à la DREAL.

Les données de cartographie

Dans le cadre des conventions signées entre Enedis et le SYDEC, Enedis a remis au concédant les données de cartographie du réseau de distribution électrique des Landes le 15 mai et le 22 décembre 2023, sous le format SHAPE.

Inventaire Électrification Rurale (ER)

Dans le cadre de l'inventaire ER, recensement des besoins en électrification rurale effectué tous les deux ans, Enedis a transmis au concédant les données relatives à la concession qui permettront de déterminer les dotations FACE des années 2024 et 2025.

Accompagnement des projets d'autoconsommation

À fin 2023, on compte plus de 9 500 installations en autoconsommation dans les Landes pour une puissance de 49 MW, une tendance en très forte hausse.

Au-delà du raccordement au réseau de distribution électrique, la mission d'Enedis est d'accompagner ses clients dans leurs nouveaux modes de consommation et comportement en matière d'énergie. Grâce à l'autoconsommation et au compteur communicant, la transition écologique devient accessible à tous.

Par ailleurs, 6 projets d'autoconsommation collective ont été mis en service en 2023 dans le département des Landes et 30 sont en cours de construction.

Inauguration du Poste Source «Bascat» de Dax

Le 15 juin 2023, Céline Vautrelle, Directrice régionale d'Enedis Pyrénées-Landes et Dominique Millan, Directeur Développement et Ingénierie de RTE Sud-Ouest, ont inauguré officiellement un nouveau poste source à Dax en présence de Françoise Taheri, Préfète des Landes et Julien Dubois, Maire de Dax et Président du Grand Dax. Dans un contexte de besoins en électricité croissants liés au développement urbain du Grand Dax, Enedis et RTE renforcent la capacité des réseaux électriques.

Trois ans de préparation et deux ans de travaux ont été nécessaires pour la construction de ce poste source, stratégiquement situé au barycentre des consommations de la zone sud-ouest de Dax, et répondant aux besoins d'une population en constante augmentation et au développement économique permanent. Il permet ainsi d'alimenter en électricité 30 000 foyers et une centaine d'entreprises

Saint-Martin-de-Hinx : première commune des Landes à adopter l'autoconsommation collective

En installant des panneaux photovoltaïques sur la salle communale Pierre Devert et en consommant l'électricité produite pour ses propres installations, Saint-Martin-de-Hinx devient la première commune des Landes à réaliser une opération d'autoconsommation collective. Les 72 panneaux photovoltaïques, placés sur le toit de la salle, couvrent une surface totale de 130 m². L'objectif est de partager l'énergie avec plusieurs bâtiments communaux situés dans un rayon de 2 km autour de la salle, tels que la mairie, l'école, la cantine ou encore l'église.

Enedis accompagne la commune dans ce projet de production d'électricité renouvelable locale. Le compteur communicant joue un rôle central dans la mise en place des projets d'autoconsommation collective, en comptabilisant l'ensemble des flux électriques transitant sur le réseau public de distribution d'électricité, permettant ainsi son partage entre les différents sites concernés.

Escource s'engage dans l'autoconsommation collective pour ses bâtiments communaux et ses commerces.

Patrick Sabin, Maire de la commune de 800 habitants, est à l'initiative de ce projet novateur. Il a été accompagné par Enedis dans la mise en place d'une centrale photovoltaïque d'une puissance de 50 kVA sur l'ombrière du bourg. En installant des panneaux photovoltaïques sur une ombrière de 350 m², la commune produit et consomme sa propre énergie.

Depuis le 1^{er} août 2023, l'énergie produite est consommée sur place par une partie des installations communales. Ce dispositif permet également d'éclairer la RD44 et la RD63, soit 150 candélabres (341 fin 2023) sans facture d'énergie grâce au stockage d'électricité la journée, via une batterie. Le surplus de production d'électricité est réinjecté, puis partagé dans le cadre de l'autoconsommation collective avec trois commerces du bourg.

La commune de Saint-Paul-lès-Dax passe en autoconsommation collective de sa production d'électricité.

Désireuse de devenir Ville à énergie positive à l'horizon 2030, la commune de Saint-Paul-lès-Dax a installé 144 panneaux photovoltaïques sur le toit de l'école Jules Barrouillet. Ces panneaux couvrent une surface totale de plus de 260 m² pour une puissance produite de près de 50 kW. L'électricité produite sera consommée par l'école, la piscine municipale et le centre de loisirs. La mise en service a été réalisée le 1^{er} décembre 2023. Enedis a accompagné le projet en signant avec la mairie une convention de partenaire privilégié, qui lui permettra en particulier de fournir de précieuses informations sur les consommations et l'adaptation nécessaire des réseaux.

Saint-Paul-lès-Dax est ainsi la troisième commune des Landes – la plus urbaine – à se lancer dans l'autoconsommation, en consommant localement ce qui est produit localement.

Mise en service d'une centrale photovoltaïque flottante à Gouts

La centrale photovoltaïque flottante de Gouts a été mise en service au mois d'octobre 2023. 7 hectares de panneaux photovoltaïques recouvrent 75 % du lac. La centrale, d'une puissance de 8,25 MW, alimentera 2900 foyers. Une étude d'impacts environnementaux a été réalisée en amont dans le cadre du projet afin d'assurer la préservation de la biodiversité du lac. Un suivi écologique de la faune et de la flore sera mené tout au long de la vie de la centrale.

Enedis accompagne la communauté de communes de Marenne-Adour-Côte Sud dans la transition énergétique.

Lors du congrès des maires à Paris en novembre 2023, Céline Vautrelle, Directrice régionale d'Enedis en Pyrénées-Landes et Pierre Froustey, Président de la Communauté de Communes Marenne-Adour-Côte Sud (MACS) ont signé une convention pour agir en faveur de la transition énergétique. Cette collaboration engage notamment Enedis à accompagner la MACS dans son ambition d'être un territoire à énergie positive.

Enedis accompagne la décarbonation du Quiksilver Festival

Du 23 septembre au 1^{er} octobre 2023 se déroulait le Quiksilver Festival sur le littoral de Capbreton, Hossegor et Seignosse ; Enedis et les organisateurs du Festival ont engagé un partenariat pour brancher l'événement au réseau électrique. Plusieurs solutions techniques ont été mises en œuvre pour répondre aux besoins en électricité du festival et s'adapter à la configuration spécifique de cette manifestation qui se déroulait sur plusieurs sites des plages landaises. Ainsi, l'installation de 4 groupes électrogènes et 4,7 tonnes de CO₂ ont été évités.

Forum des Grands Producteurs d'énergies renouvelables organisé par Enedis

Le 30 novembre 2023, la première édition du Forum des Grands Producteurs d'énergies renouvelables en région Nouvelle-Aquitaine s'est tenue à Bordeaux. Cet événement, co-organisé par la Direction régionale Pyrénées-Landes d'Enedis, visait à réunir les acteurs de la filière EnR régionale, en invitant notamment les AODE du territoire. 300 participants se sont réunis,

dont 50 producteurs HTA et 100 producteurs BT. Ce Forum, organisé dans un contexte de progression notable des EnR, tant au niveau national que régional, a permis aux différents acteurs de se rencontrer et d'échanger autour des problématiques liées à l'intégration des EnR sur le réseau, en lien avec la loi d'accélération des EnR du 10 mars 2023.

Des conférences et des ateliers ont permis de donner aux porteurs de projets et producteurs d'EnR des informations techniques et réglementaires claires ; divers ateliers étaient ainsi proposés aux participants : l'autoconsommation collective, l'exploitation des sites de production Haute Tension, l'intégration des EnR et flexibilités, la mise en œuvre du S3REnR, les outils au service de la transition Énergétique, le parcours de raccordement HTA et BT, les travaux postes sources et mises en service des producteurs HTA. En 2024, le forum sera organisé en région Occitanie.

Le déploiement des compteurs Linky

Point avancement Linky fin 2023

Dans les Landes, le déploiement du compteur Linky a démarré en 2017.

Fin 2023, 288 022 points de livraison étaient équipés d'un compteur Linky (275 254 à la fin de l'année précédente).

Taux de PDL* équipés d'un compteur Linky	93,2 %
--	--------

Nombre de PDL** équipés d'un compteur Linky	288 022
---	---------

Nombre de communes concernées par le déploiement en masse	326
---	-----

Nombre de PDL* ouverts à tous les services Linky	284 084
--	---------

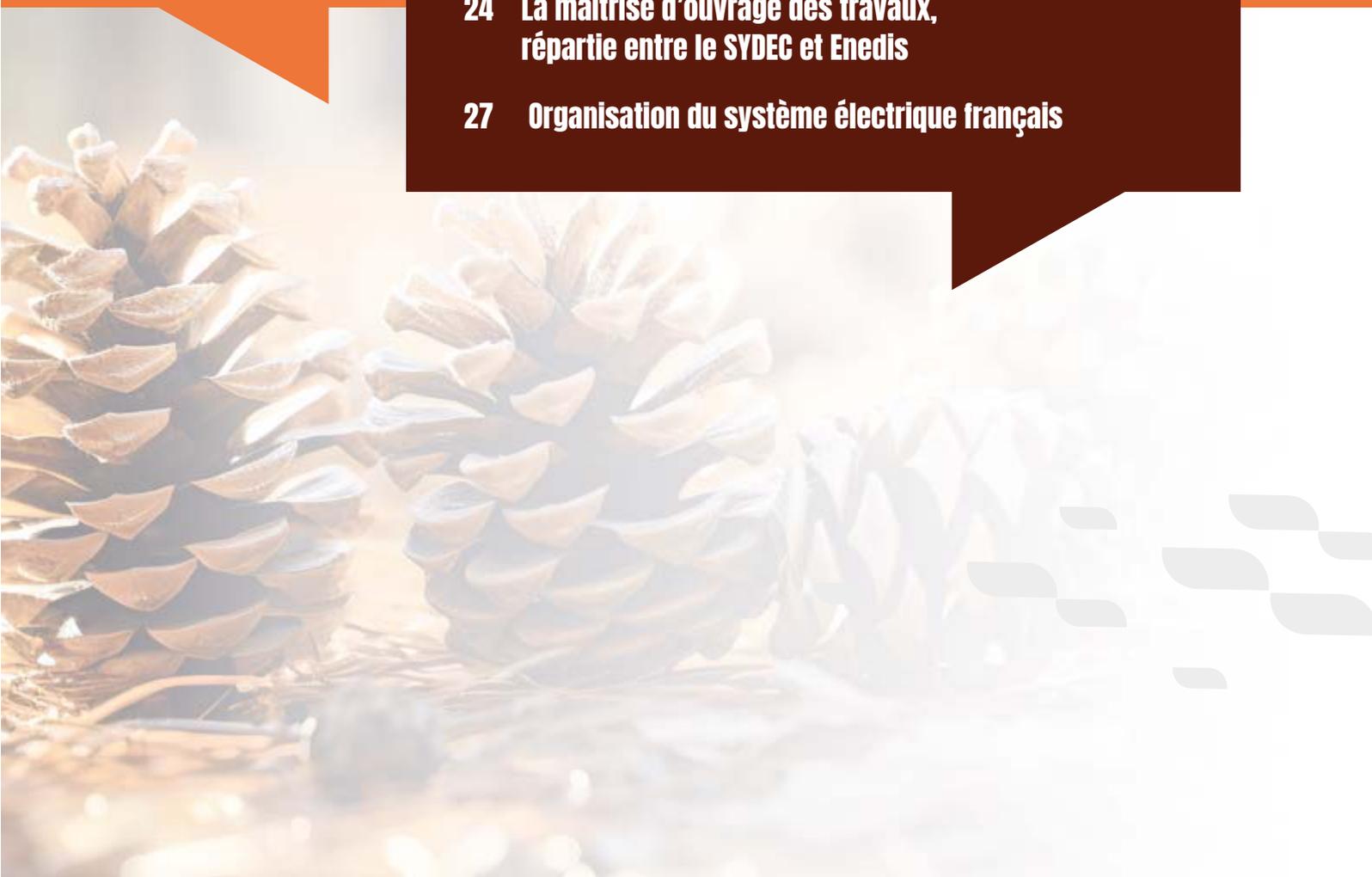
Nombre de comptes clients ouverts**	19 944
-------------------------------------	--------

* PDL : Point de livraison.

** Cumul du nombre de comptes clients ouverts par les clients C5 (résidentiels ou professionnels) pour accéder à leurs données de consommation.

Avant-propos

- 20** Comment s'organise la distribution publique d'électricité ?
- 24** La maîtrise d'ouvrage des travaux, répartie entre le SYDEC et Enedis
- 27** Organisation du système électrique français



Comment s'organise la Distribution Publique d'Électricité ?

Il est essentiel de comprendre comment s'articule le système électrique français, de son origine organisationnelle aux lois qui le régissent aujourd'hui, pour avoir une lecture fine des éléments techniques, financiers et juridiques présentés dans la suite du rapport.

Les collectivités locales disposent dorénavant de missions nouvelles, leur rôle a été renforcé par

la législation. Il est donc important que le cadre réglementaire de l'organisation de la distribution publique d'électricité soit tout d'abord présenté.

La législation en la matière trouve son origine à la fin du XIX^e siècle (*loi du 5 avril 1884*) et au début du XX^e siècle (*loi du 15 juin 1906*), avec la nécessité d'organiser un besoin vital et d'une ampleur nationale : l'amenée de l'énergie électrique à tous les usagers.

Cadre réglementaire

Quelques grandes dates « législatives » marquent l'organisation de notre système électrique, parmi les textes listés ci-dessous :

1884

Loi municipale du 5 avril 1884

Caractérise la distribution d'énergie électrique comme un service public local d'essence communale

1906

Loi du 15 juin 1906

Communes = pouvoir concédant en matière de distribution d'électricité

1946

Loi du 8 avril 1946

Nationalisation de l'électricité et du gaz. EDF se substitue aux anciens concessionnaires privés.

2000

Loi du 10 février 2000

Modernisation et développement du service public de l'électricité

2003

Loi du 3 janvier 2003

Relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie

2005

Loi du 13 juillet 2005

Programme fixant les orientations de la politique énergétique (POPE)

2006

Loi du 7 décembre 2006

Relative au secteur de l'énergie

2010

Loi du 7 décembre 2010

Portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité (dite loi NOME)

2015

Loi du 7 août 2015

Nouvelle Organisation Territoriale de la République (NOTRe)

2018

Loi du 23 novembre 2018

Évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (loi dite ELAN)

ALLER PLUS LOIN

Retrouvez le détail de ces textes législatifs ainsi que leur exhaustivité dans le rapport de contrôle complet sur notre site internet : www.sydec40.fr (rubrique MADIATHEQUE / Publications / Rapports annuels)

Le rôle des collectivités locales

La loi n° 46-628 du 8 avril 1946, relative à la nationalisation des 154 entreprises de production, 86 entreprises de transport, 1 150 entreprises de distribution, 260 régies et 40 Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole pour l'Électricité (SICAE), a nationalisé ces entreprises privées et leur a substitué « Électricité de France, Service national », établissement public à caractère industriel et commercial.

La loi instaure alors un concessionnaire unique et obligé des communes, pour la distribution, et de l'état pour le transport de l'électricité, leur ôtant le libre choix du concessionnaire.

Toutefois, l'article 36 de la loi dispose que les collectivités locales conservent des droits fondamentaux tels que :

- la propriété des ouvrages, considérés comme biens de retour à l'autorité concédante (alinéa 3),
- la prérogative de maîtrise d'ouvrage (alinéa 4),
- l'obligation du concessionnaire d'incorporer les ouvrages correspondants dans la concession (dont l'exploitation qui lui incombe provient de la loi de finances du 31 décembre 1937 [article 136]),
- le pouvoir de contrôle du concessionnaire (alinéa 5).

La possibilité d'exercer une maîtrise d'ouvrage pour les travaux liés au réseau de distribution publique d'électricité est reprise par **l'article L2224-31 du CGCT** : « ... En application des dispositions du quatrième alinéa de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, les collectivités et établissements précités peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité et de gaz... »

La propriété des ouvrages

L'article 36 de la loi de nationalisation du 8 avril 1946 a disposé que « les collectivités locales restent propriétaires des installations qui leur appartiennent, ou de celles qui, exploitées sous le régime de l'affermage ou de la concession, devraient leur revenir gratuitement en fin de concession. Les collectivités concédantes conservent la faculté de faire exécuter en tout ou partie à leur charge, les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution ».

En conséquence, les ouvrages de distribution appartiennent à l'autorité concédante, entre les limites physiques suivantes :

- À l'amont, ouvrages de transport de l'électricité (bornes de sortie des disjoncteurs des postes sources, interfaces du réseau de transport et du réseau de distribution publique),
- À l'aval, installations intérieures des abonnés (bornes de sortie du disjoncteur abonné).

Les ouvrages de distribution comprennent toutes les installations de tension strictement inférieure à 63 kV, jusqu'au disjoncteur abonné (lignes moyenne tension HTA, lignes basse tension BT, postes de transformation, branchements, etc.)

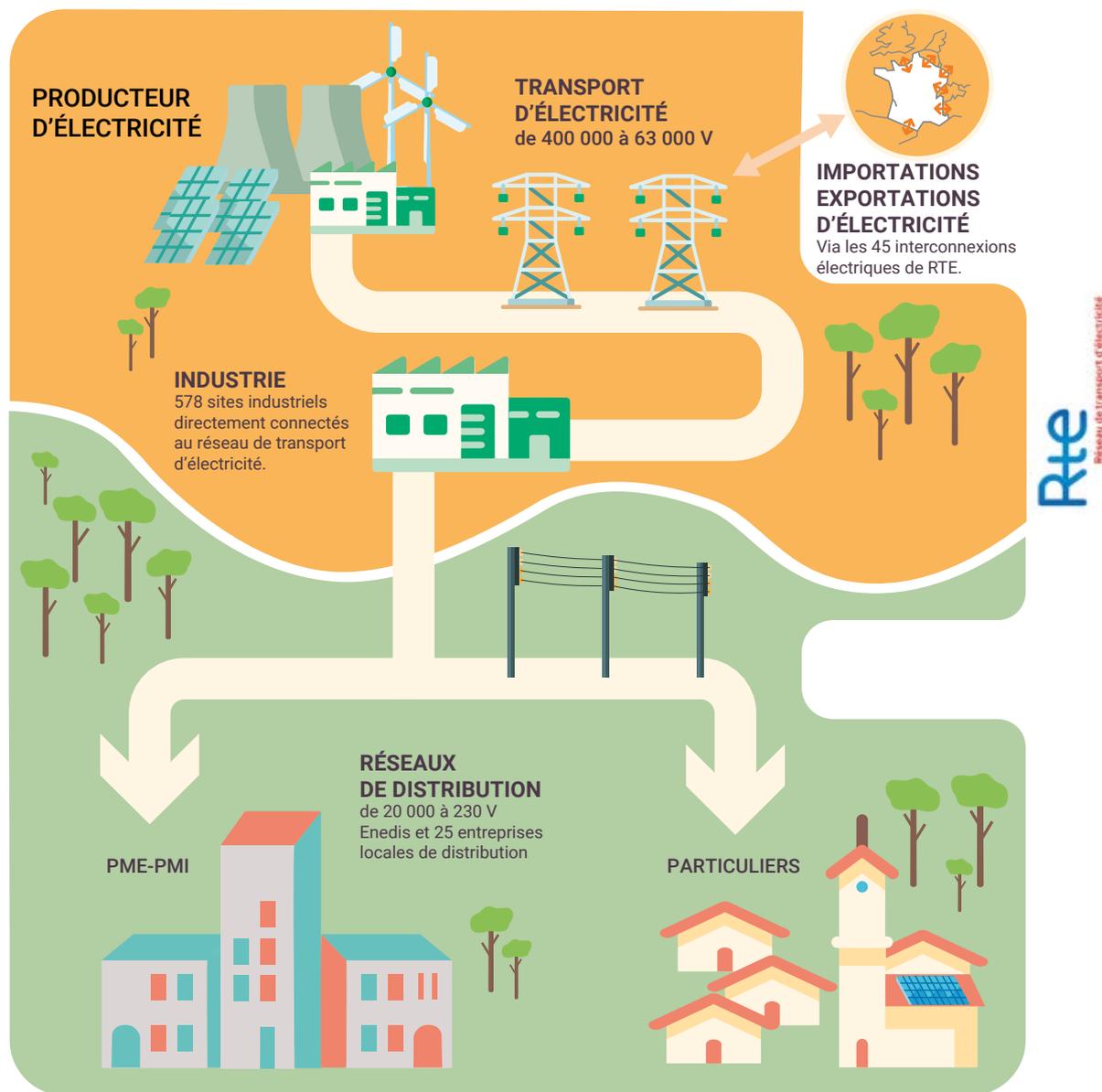


ILLUSTRATION DE L'ORGANISATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Les concessions

La concession est le seul mode de gestion retenu pour l'exploitation du service public de distribution d'énergie électrique suite à l'abrogation, par la loi du 27 février 1925, du titre III article 5 de la loi du 15 juin 1906 : « Des ouvrages de transport et de distribution d'énergie établis sous le régime des permissions de voirie » et selon :

– **Le titre IV, l'article 6 de la loi** : « Régime des concessions simples sans déclaration d'utilité publique : La concession d'une distribution d'énergie est donnée soit par la commune ou par le syndicat formé entre plusieurs communes, si la demande de concession ne vise que le territoire de la commune ou du syndicat, ou du département dans l'étendue de celui-ci, soit par l'état dans les autres cas »,

– **l'article L 2224-31 du CGCT** : « Sans préjudice des dispositions de l'article 23 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz, les collectivités territoriales ou leurs établissements publics de coopération, en tant qu'autorités concédantes de la distribution publique d'électricité et de gaz en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie et de l'article 36 de la loi n° 46-628 du 8 avril 1946 précitée, négocient et concluent les contrats de concession, et exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées, pour ce qui concerne les autorités concédantes, par les cahiers des charges de ces concessions ».

La concession fait donc l'objet d'un cahier des charges signé entre l'autorité concédante et le concessionnaire Enedis, dont le dernier a été signé pour 30 ans le 21 décembre 2018.



ALLER PLUS LOIN

Retrouvez le détail de ces dispositions législatives dans le rapport de contrôle complet sur notre site internet : www.sydec40.fr (rubrique PUBLICATIONS / THEME « Électricité » / LE RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE ÉLECTRICITÉ)

La maîtrise d'ouvrage des travaux, répartie entre le SYDEC et ENEDIS

L'article 36 de la loi du 8 avril 1946 de nationalisation du gaz et de l'électricité a maintenu aux collectivités locales leur prérogative de maîtrise d'ouvrage. Par suite, l'article 38 de ladite loi a maintenu le FACE pour le financement des travaux d'électricité en zone rurale.

NOTA

Compte d'Affectation Spéciale : Financement des Aides aux Collectivités territoriales pour l'Électrification rurale CAS - FACE

(Ex Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification FACE)

Le Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE) a été institué en 1936 pour contribuer au financement des travaux d'extension et de renforcement des réseaux de distribution publique des collectivités rurales ; l'objectif est de compenser les disparités du réseau entre zones urbaines et zones rurales.

Le FACE, organisme placé sous l'autorité du « Ministre de l'économie, des finances et de l'industrie », du « Ministre de l'agriculture, de l'alimentation, de la pêche et des affaires rurales », jusqu'au 28 décembre 2011, est devenu CAS – FACE à cette date. Administré par les ministères de l'énergie, de l'agriculture du budget et de l'intérieur, il reste sous le contrôle des « collectivités maîtres d'ouvrage des réseaux des communes placées sous le régime de l'électrification rurale ».

Les dotations du FACE permettent de financer les travaux d'extension, de renforcement, d'intégration des réseaux dans l'environnement et de sécurisation des réseaux en fils nus.

Les règles de répartition de maîtrise d'ouvrage autorisée dans le cadre de la concession, par la loi de nationalisation du 8 avril 1946, sont énoncées par le nouveau [cahier des charges de concession](#), signé le 21 décembre 2018.

Sur la concession du département des Landes, la répartition de maîtrise d'ouvrage entre l'autorité concédante le SYDEC et le concessionnaire Enedis obéit aux dispositions décrites dans le tableau suivant, issu de l'[annexe 1, article 5 « Répartition de la maîtrise d'ouvrage »](#), du [cahier des charges de la concession](#).

Pour l'application des [articles 6, 7 et 8 du cahier des charges](#), conformément à l'accord-cadre signé entre la FNCCR, France urbaine, Enedis et EDF le **21 décembre 2017**, la répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux concédés est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme suit ⁽¹⁾ :

Le concessionnaire est principalement chargé :

- Du renouvellement des réseaux basse tension (BT) et moyenne tension (HTA)
- Des renforcements pour les communes urbaines
- Des déplacements d'ouvrages

L'autorité concédante est principalement chargée :

- Des effacements de réseaux sur les deux types de communes rurales et urbaines
- Des renforcements dans les communes rurales

Le concessionnaire et l'autorité concédante réalisent :

- Des extensions

(1) Le cas échéant, une 3^e catégorie de commune pourra être rajoutée pour tenir compte des communes urbaines qui reversent au moins la moitié de la TCCFE qu'elles perçoivent ou quand le concédant conserve au moins la moitié de la TCCFE lorsqu'il collecte cette taxe en lieu et place de ces communes. Pour les communes d'au moins 70 000 habitants, la part de la TCCFE dont l'autorité concédante doit avoir la disposition est réduite à 35 %.

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes	
		Urbaine	Rurale
Renforcement			
Levée de contrainte électrique des réseaux BT	Renforcement des réseaux BT et, si nécessaire, remplacement ou création, et raccordement d'un poste de transformation associé	Enedis	SYDEC ⁽¹⁾
Levée de contrainte électrique des réseaux HTA	Renforcement des réseaux HTA	Enedis	Enedis
Sécurisation			
Amélioration de la continuité d'alimentation du réseau concédé	Sécurisation des réseaux BT dans le cadre du financement FACE (sous programmes S ou S')	Sans objet	SYDEC ⁽¹⁾
	Sécurisation des réseaux BT dans le cadre du renouvellement et de la reconstruction des réseaux	Enedis	Enedis
Raccordement			
Extensions HTA	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation d'un client HTA (hors installation communale ou intercommunale)	Enedis	Enedis
	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de consommation d'un client HTA (installation communale ou intercommunale)	SYDEC ^(1,2)	SYDEC ^(1,2)
	Extension HTA pour le raccordement d'une installation de production d'un client HTA	Enedis	Enedis
Extensions BT	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (hors installation communale ou intercommunale) hors ZAC	Enedis	SYDEC ^(1,2,3)
	Extension BT pour le raccordement individuel d'une installation de consommation (installation communale ou intercommunale) hors ZAC	SYDEC ^(1,2)	SYDEC ^(1,2)
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale hors ZAC	Enedis	SYDEC ^(1,2,3)
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation collective (au moins 3 PDL) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale hors ZAC	SYDEC ^(1,2)	SYDEC ^(1,2)
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de production ≤ 6 kVA simultané avec une installation individuelle de consommation	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement de bâtiments publics neufs sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale comportant simultanément de la production d'électricité pour une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et de la consommation	SYDEC ^(1,2,4)	SYDEC ^(1,2)
	Extension BT pour le raccordement de toute autre installation de production (y compris celles comportant simultanément de la consommation)	Enedis	Enedis

Origine des travaux	Nature des travaux	Catégorie de communes	
		Urbaine	Rurale
Raccordement			
Extensions BT (ZAC)	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation en dehors du terrain d'assiette de l'unité foncière des Zones d'Aménagement Concerté (ZAC)	Enedis	Enedis
	Extension BT pour le raccordement d'une installation de consommation à l'intérieur du terrain d'assiette de l'unité foncière des Zones d'Aménagement Concerté (ZAC) sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale	SYDEC ^(1,2)	SYDEC ^(1,2)
Branchements	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sans extension	Enedis	Enedis
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale suite à extension	Enedis	SYDEC ^(1,2)
	Branchement individuel BT d'une installation de consommation sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale suite à extension	Enedis	Enedis
	Branchement de toute installation de production	Enedis	Enedis
Branchements sur terrain d'assiette des raccordements collectifs (au moins 3 PDL)	Liaisons A d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale (au moins 3 PDL) suite à extension	SYDEC ^(1,2)	SYDEC ^(1,2)
	Liaisons A d'une opération collective sous maîtrise d'ouvrage autre que communale ou intercommunale (au moins 3 PDL)	Enedis	Enedis
	Liaisons B d'une opération collective (au moins 3 PDL)	Enedis	Enedis
Intégration des ouvrages dans l'environnement	Effacement	SYDEC ⁽¹⁾	SYDEC ⁽¹⁾
Déplacements d'ouvrage	Déplacements d'ouvrages à la demande de tiers	Enedis	Enedis

(1) Pour la maîtrise d'ouvrage assurée par le SYDEC, Enedis remet une solution technique au SYDEC qui se charge de la mettre en œuvre. Après des échanges entre les deux parties sur la qualification du dossier, Enedis peut être amené à réactualiser cette solution. Le SYDEC se charge de mettre en œuvre cette nouvelle solution.

(2) Pour tous les cas, Enedis est maître d'ouvrage de l'adaptation amont du réseau HTA existant : adaptation de la structure du réseau HTA existant ou création d'un départ direct depuis le poste source jusqu'au terrain d'assiette, et les travaux éventuels à l'intérieur du poste source.

(3) Quand le réseau est présent au droit de la (ou des) parcelle(s) à alimenter et que la solution technique du réseau à créer n'excède pas 10 mètres, Enedis assure la maîtrise d'ouvrage de l'extension et des branchements.

(4) Nonobstant toute stipulation contraire du présent contrat, le SYDEC est maître d'ouvrage de l'ensemble des extensions de cette nature lorsque les bâtiments publics concernés sont réalisés sous maîtrise d'ouvrage communale ou intercommunale.

ALLER PLUS LOIN

Retrouvez le détail de ces dispositions législatives dans le rapport de contrôle complet sur notre site internet : www.sydec40.fr (rubrique PUBLICATIONS / THÈME « Électricité » / LE RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE ÉLECTRICITÉ)

Organisation du système électrique français

L'ouverture à la concurrence concerne uniquement la production et la vente d'énergie et en aucun cas l'acheminement de cette énergie par les réseaux de transport et de distribution publique.

Le schéma du système électrique français comporte trois secteurs d'activités :

- **La fourniture** (production et commercialisation),
- **Le réseau public de transport (RPT)** (lignes à haute et très haute tension 63 000 à 400 000 volts).
- **Le réseau de distribution publique (DP)** (lignes à moyenne tension 20 000 à 50 000 volts et à basse tension 230/400 volts). Ce réseau public de distribution appartient aux collectivités et est utilisé pour desservir localement les usagers.

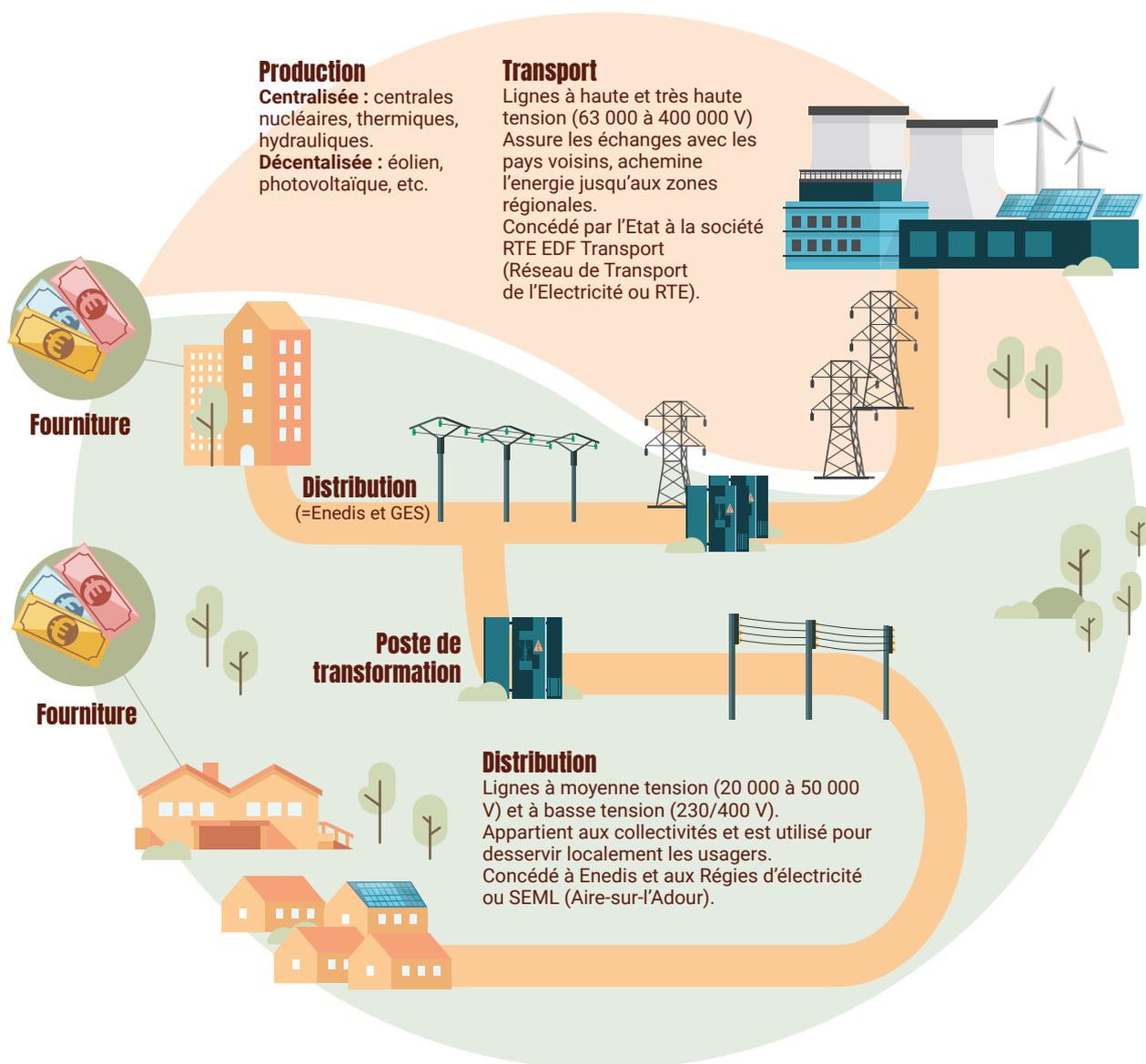


ILLUSTRATION DE L'ORGANISATION DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

L'ouverture à la concurrence a conduit le législateur à modifier l'organisation du service public d'électricité et de gaz en France. Cette nouvelle organisation repose désormais sur trois piliers :

- Les ministères chargés de l'économie et de l'énergie
- La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), autorité administrative indépendante
- Les autorités concédantes (SYDEC)

ALLER PLUS LOIN

Retrouvez le détail de ces dispositions législatives dans le rapport de contrôle complet sur notre site internet : www.sydec40.fr (rubrique PUBLICATIONS / THÈME « Électricité » / LE RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE ÉLECTRICITÉ)

Les rôles du distributeur et du fournisseur

Le distributeur

Le distributeur est le responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau de distribution publique d'électricité. Les distributeurs sont Enedis ou des ELD, comme les Régies ou les SEM. Leur activité n'entre pas dans le cadre de la libéralisation du marché ; l'activité reste à la charge d'Enedis ou des ELD, sur les territoires dont ils avaient la charge avant l'ouverture du marché de l'énergie.

Le distributeur intervient par le biais d'un contrat de concession signé avec une autorité concédante (le SYDEC, suite au transfert de la compétence électricité de la part des 326 communes landaises desservies par Enedis ; Aire-sur-l'Adour, la 327^e commune ayant sa propre régie, puis SEML en 2007).

Le rôle du distributeur est d'acheminer l'électricité de manière équitable et impartiale à tous les usagers raccordés à un point de livraison (point de protection / comptage) pour le compte des fournisseurs. Dans ce cadre, le distributeur doit traiter les demandes des fournisseurs, des clients finaux, des installateurs, sans discrimination.

Le fournisseur

Le fournisseur est l'entreprise qui a en charge la vente de l'électricité, les services associés et les contrats qu'il passe avec les usagers.

Le fournisseur est l'interlocuteur principal de l'usager pour traiter toutes ses demandes liées à la fourniture d'électricité (factures, index de consommation, contrats, services) ou techniques.

Tout changement de contrat, toute modification de services, toute souscription de nouveau contrat, toute communication d'index de fourniture doivent se faire auprès du fournisseur choisi par l'usager.

Les litiges ou les incompréhensions sur les contrats seront transmis au fournisseur, même si la réclamation est d'ordre technique.

Le fournisseur a également la charge des usagers en difficulté de paiement, avec lesquels il recherchera une solution. Le fournisseur sera tenu de respecter les procédures en matière de non-paiement de ses factures : relance au bout de 15 jours avec information de la possibilité de saisie du Fonds de Solidarité Logement (FSL).

Les tarifs de l'électricité

Le marché électrique, ouvert depuis 1999, à un certain nombre de « clients » dits éligibles (éligibilité liée à leur seuil de consommation), leur permet de choisir librement leur fournisseur d'électricité.

Deux types de tarifs subsistent encore : le tarif réglementé pour certains types de contrats seulement et les tarifs des marchés libres proposés par de nombreux fournisseurs.

Les tarifs administrés ou réglementés

Ce sont les tarifs de vente de l'électricité qui s'appliquent aux clients non éligibles et aux clients qui n'ont pas encore fait jouer leur éligibilité.

Les tarifs réglementés comportent une part fixe (abonnement) et une part proportionnelle à l'énergie consommée (déterminée en fonction des caractéristiques intrinsèques de la fourniture).

Les tarifs administrés sont fixés par décret en Conseil d'État, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Les évolutions de tarifs sont décidées par arrêtés conjoints des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Les tarifs déréglementés ou libres

Ces tarifs s'appliquent aux clients qui ont fait valoir leur éligibilité en mettant en concurrence différents fournisseurs. Ces clients peuvent négocier le prix de leur fourniture électrique en contractant avec le fournisseur de leur choix, que ce soit l'opérateur historique ou un autre fournisseur.

Le transport et la distribution restant sous monopole, le tarif d'accès au réseau est fixé par les pouvoirs publics de manière uniforme sans prendre en compte la distance séparant le consommateur de l'unité de production. Ce coût représente entre 30 et plus de 50 % de la facture d'électricité suivant la puissance souscrite et le niveau de tension.

Les taxes sont fixées par l'État.

Par conséquent, les prix proposés par les différents fournisseurs dépendent seulement :

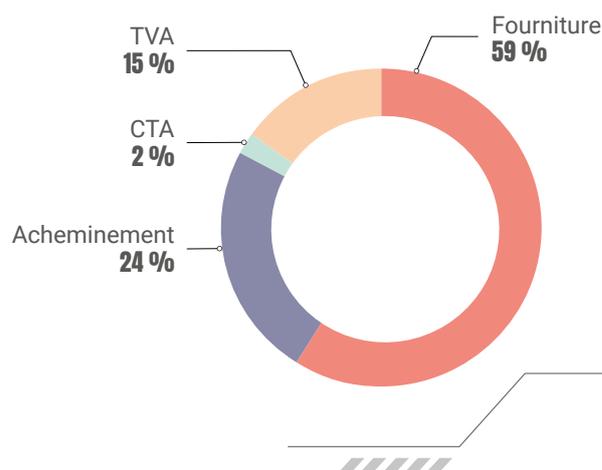
- du prix d'achat du kWh électricité pratiqué sur les marchés de gros sur lesquels le fournisseur s'approvisionne,
- de la stratégie d'achat pratiquée par le fournisseur,
- de ses coûts de structure,
- de sa marge.

Sur une base de facturation, la fourniture d'électricité représente aujourd'hui 59 % du montant hors toutes taxes des factures, et l'acheminement 24 %.

NOTA

• Fourniture (production et vente)	59 %
• Acheminement (transport et distribution)	24 %
• Taxes : fiscalité et contributions (TVA, CTA)	17 %

FACTURE MOYENNE TTC AU TARIF BLEU RÉSIDENTIEL



Les tarifs réglementés ne sont plus autorisés que pour les particuliers ou les PME-PMI et collectivités ayant moins de 10 salariés et moins de 2 millions de chiffre d'affaires annuel.

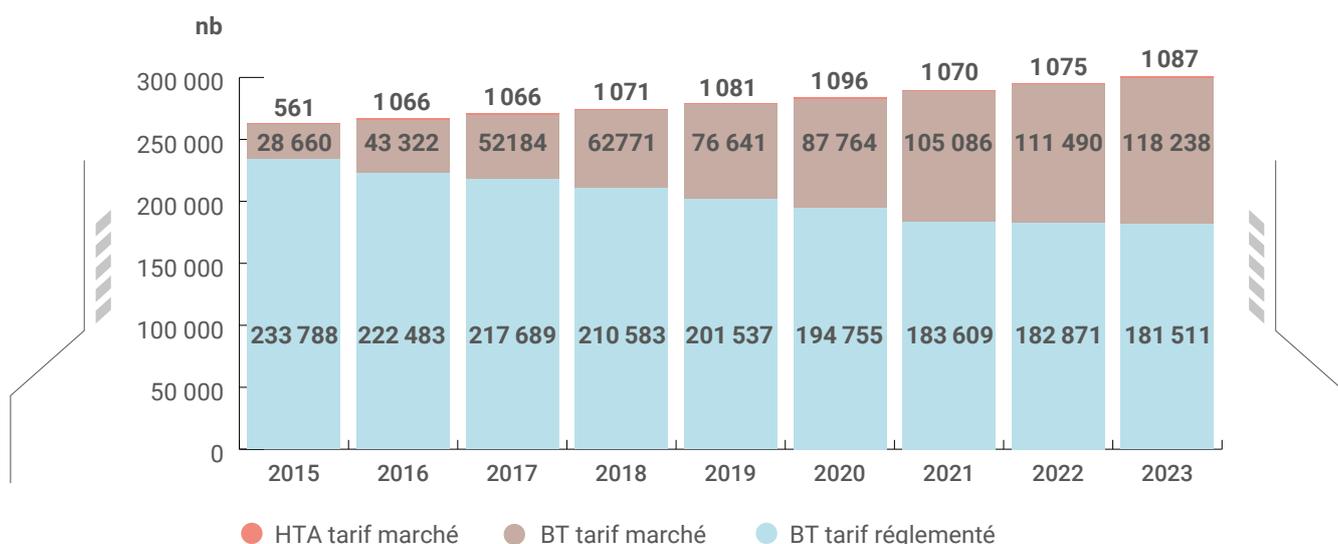
RÉPARTITION SUR LA CONCESSION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS ET LIBRES

Nombre de contrats	2018	2019	2020	2021	2022	2023
BT < 250 kVA	273 354	278 178	282 519	288 695	294 361	299 749
BT tarif réglementé	210 583	201 537	194 755	183 609	182 871	181 511
BT tarif marché	62 771	76 641	87 764	105 086	111 490	118 238
HTA > 250 kVA	1 071	1 081	1 096	1 070	1 075	1 087
HTA tarif réglementé	0	0	0	0	0	0
HTA tarif marché	1 071	1 081	1 096	1 070	1 075	1 087

FOCUS 2023

En 2023, **40 % des usagers** de la concession sont désormais au tarif marché. Ils n'étaient que 6,7 % en 2012.

USAGERS AU TARIF RÉGLEMENTÉ ET AU TARIF MARCHÉ



ALLER PLUS LOIN

Retrouvez le détail de ces dispositions législatives dans le rapport de contrôle complet sur notre site internet : www.sydec40.fr (rubrique PUBLICATIONS / THÈME « Électricité » / LE RAPPORT DE CONTRÔLE DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE ÉLECTRICITÉ)

Concession Enedis

326 communes

**Les enjeux du contrôle 2023 : un historique,
une pédagogie, un contrôle, un patrimoine valorisé**

32 Le patrimoine

40 Les travaux et les investissements

52 L'exploitation du patrimoine

70 Le suivi et le contrôle de l'exploitation

92 L'analyse comptable et financière

L

Le patrimoine



**ZOOM
2023**

20 675 km de réseaux
dont **9 821 km** en HTA et
10 853 km en BT

11 259 postes de transformation

332 km de fils nus basse tension,
dont **87 km** en faible section

Un âge moyen des réseaux
compris entre **24,6 ans** pour la HTA,
25,4 ans pour la BT et de **26,8 ans**
pour les postes de transformation

Point de vue



Frédéric Montaut

*Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Conseil Énergies*

« La concession trouve ses limites géographiques aux frontières territoriales des 326 communes du département des Landes.

Le patrimoine de la concession est composé des lignes de distribution publique d'électricité et de tous les organes qui sont mis en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement et la sécurité des personnes et des biens.

Les lignes électriques correspondent aux lignes dont la tension est inférieure à 63 000 volts.

Le SYDEC est propriétaire des ouvrages de distribution publique pour le compte de ses adhérents, suite au transfert de compétence opéré, en la matière, par toutes les communes du département.

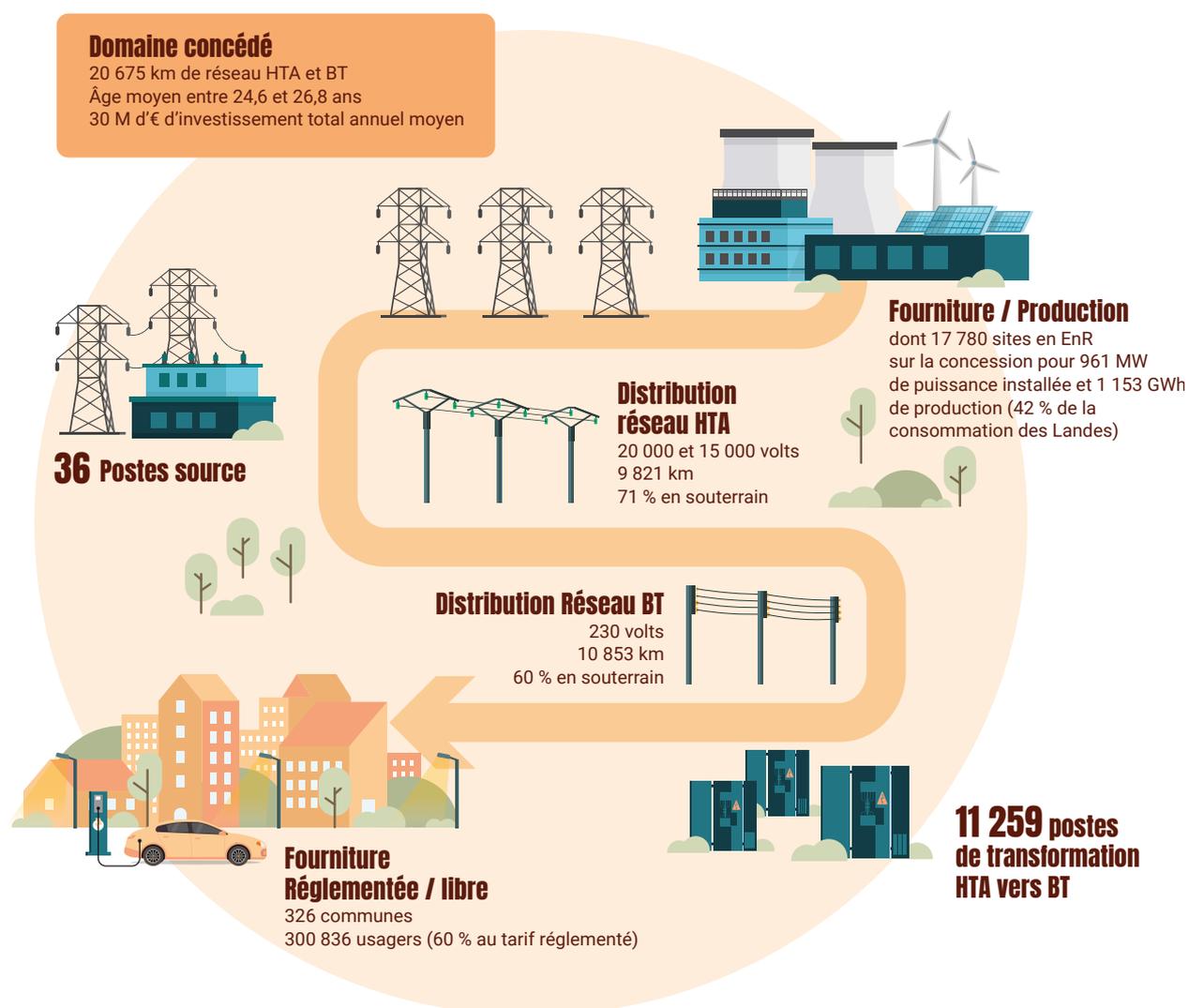
Les limites de propriété sont, d'une part les postes source et d'autre part la limite de la propriété privée du client, soit le compteur ; le disjoncteur étant propriété du client.

Les branchements reliant les usagers aux réseaux (en général construits sur les propriétés des usagers) font partie du patrimoine de la concession.

Les circuits aériens d'éclairage public situés sur les supports des réseaux concédés font également partie de la concession. »

La définition du patrimoine de la concession est clairement établie dans l'article n° 2 du Cahier des Charges de Concession (**ouvrages concédés**) : *Les ouvrages concédés comprennent l'ensemble des installations affectées à la distribution publique de l'énergie électrique existant au moment de la signature du présent contrat, dans le périmètre de la concession, ainsi que toutes celles de tension strictement inférieure à 63 000 volts, qui seront établies par le concessionnaire avec l'accord de l'autorité concédante ou par l'autorité concédante avec l'accord du concessionnaire.*

DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ À LA FOURNITURE



Un patrimoine d'ouvrages électriques en HTA et en BT



Un réseau majoritairement **souterrain**.

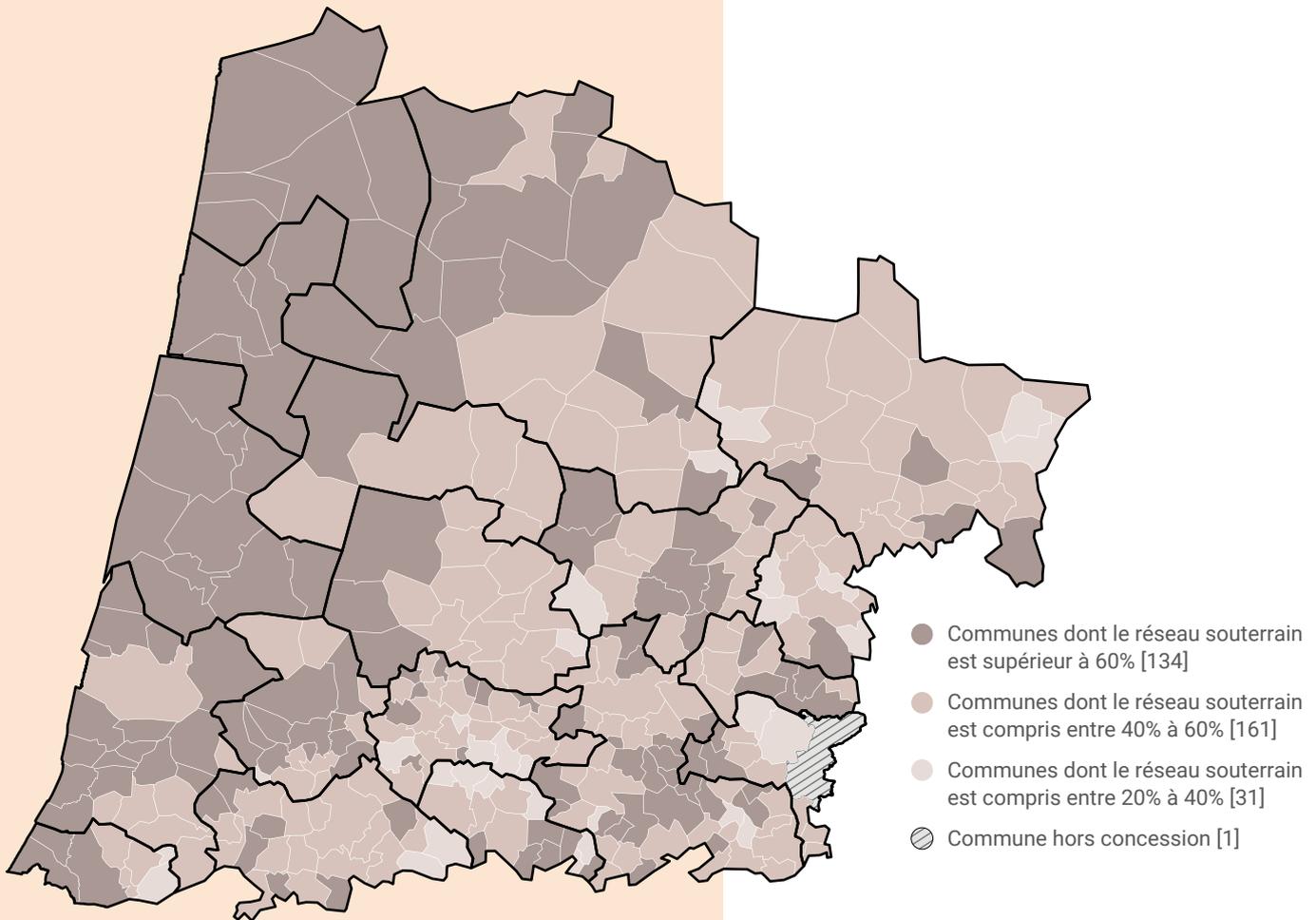
Le réseau souterrain représente **60 % du réseau Basse Tension** et **71 % du réseau HTA**.

En km	HTA 2023	BT 2023
Réseau souterrain	6 988	6 566
Réseau aérien	2 833	4 287
Dont torsadé	14	3 955
Dont fils nus hors faible section	2 798	245
Dont fils nus faible section	21	87
TOTAL RÉSEAU	9 821	10 853
Taux d'enfouissement	71%	60%

En 2023, le patrimoine de la concession est constitué de réseaux moyenne tension (HTA 20 000 V) dont la longueur est de **9 821 km** et de réseaux basse tension (BT 430 V) dont la longueur est de **10 853 km**.

*Les réseaux en fils nus de faible section représentent une longueur de **21 km** de réseau pour la HTA (**0,2 % du réseau HTA**) et une longueur de **87 km** de réseau pour la Basse Tension (**0,8 % du réseau Basse Tension**).*

LE RÉSEAU BASSE TENSION SOUTERRAIN EN 2023

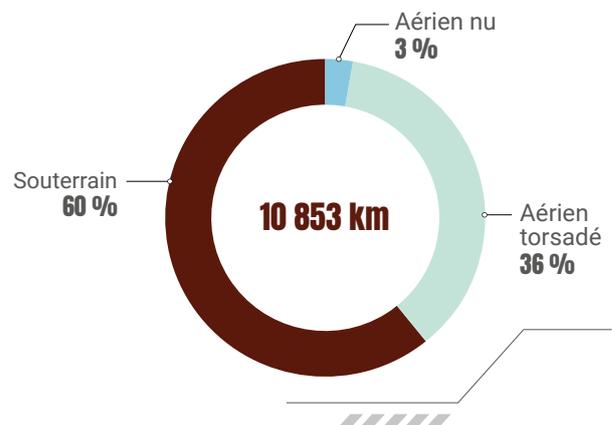


BT : typologie du réseau basse tension (BT) en 2023

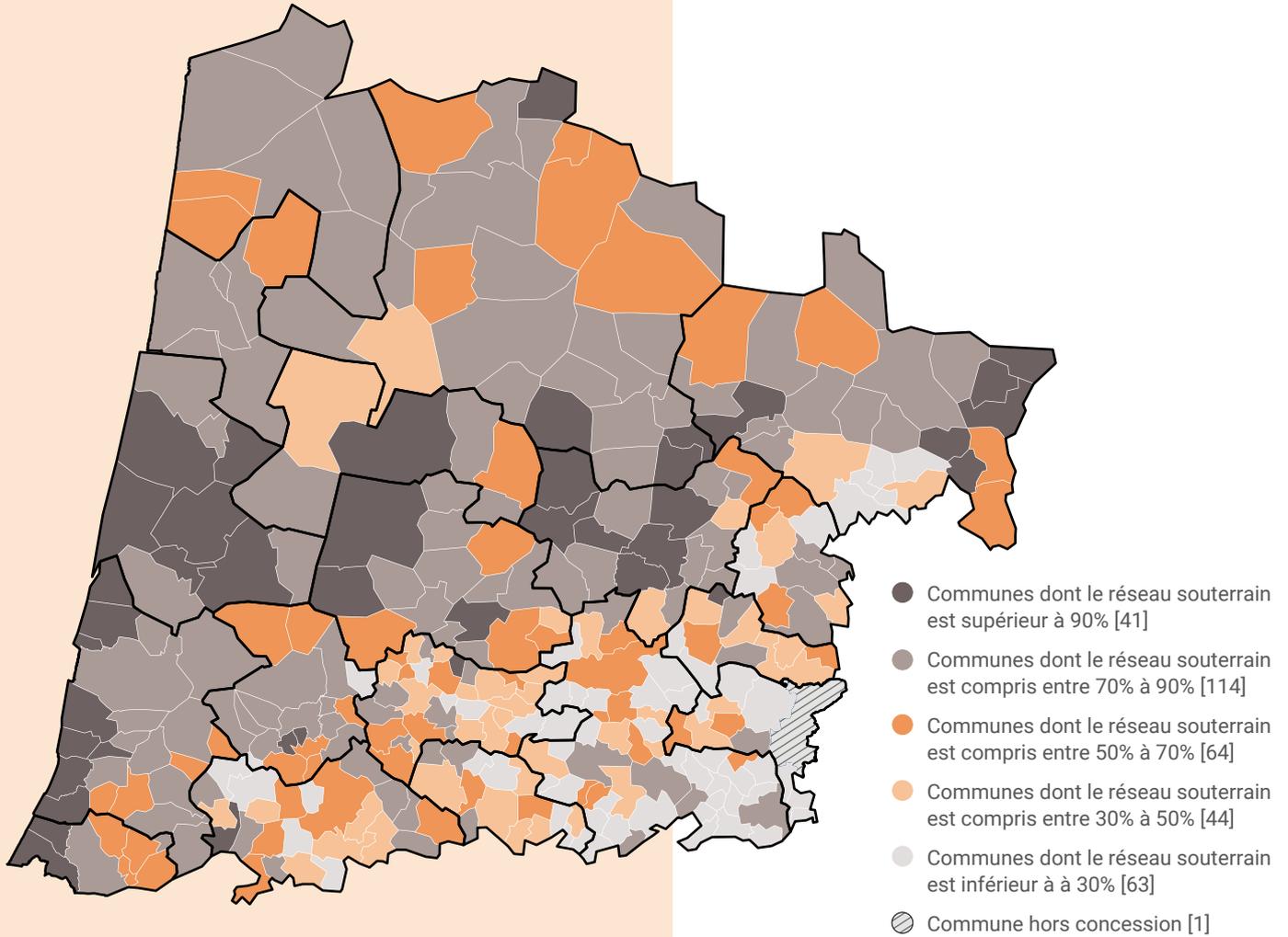
Fin 2023, le réseau basse tension de la concession augmente de **0,7%** par rapport à l'année précédente, soit **72 km** de réseau en plus.

Cette augmentation de longueur est le résultat de la construction de **131 km** de réseau souterrain et de la dépose de **59 km** de réseau aérien.

TYPOLOGIE DU RÉSEAU BASSE TENSION (BT) EN 2023



LE RÉSEAU HTA SOUTERRAIN EN 2023



HTA : typologie du réseau moyenne tension (HTA) en 2023

Fin 2023, le réseau moyenne tension HTA de la concession augmente de **0,8%** par rapport à l'année précédente, soit **81 km** de réseau supplémentaire.

Cet accroissement est le résultat de **111 km** de réseau souterrain construit et **30 km** de suppression de réseau aérien.

TYPOLOGIE DU RÉSEAU MOYENNE TENSION (HTA) EN 2023



Les postes de transformation



Des postes de transformation HTA / BT qui se modernisent.

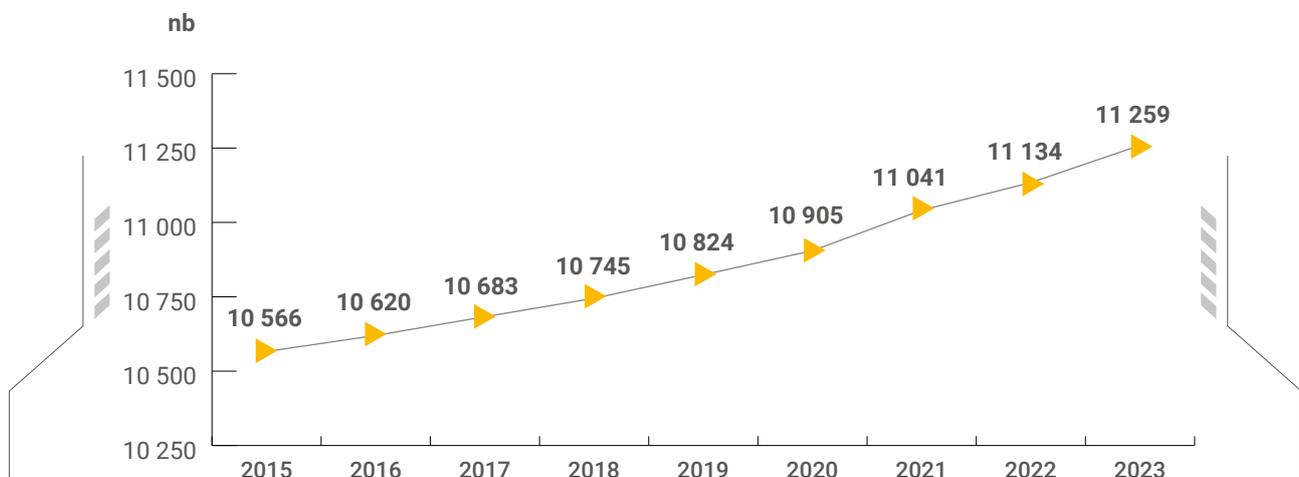
Le nombre de postes de transformation sur la concession est de **11 259** unités à fin **2023 (+1,1%, soit 125 unités)**.

L'ensemble des postes de transformation représente une puissance de 2 136 MW (+ 3% par rapport à l'année précédente).

On note :

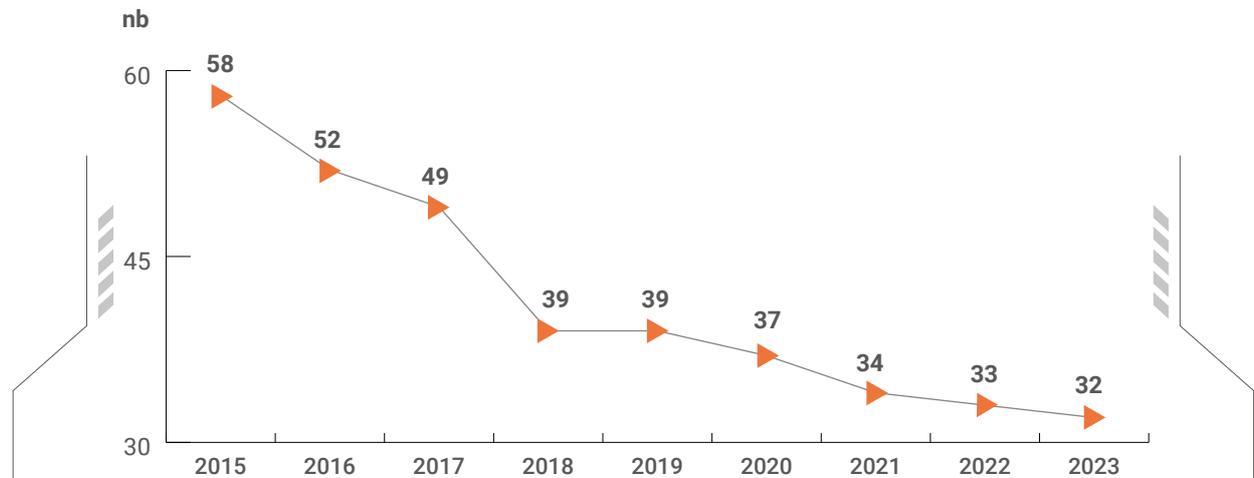
- Une progression constante du nombre de transformateurs installés,
- Une diminution du nombre de postes H61 (hauts de poteaux) remplacés lors des travaux souterrains par des postes de nouvelle génération types PSSA, PSSB,

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE POSTES DE TRANSFORMATION



Les postes maçonnés de type cabine haute

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE POSTES MAÇONNÉS DE TYPE « CABINE HAUTE »



Le SYDEC tient à privilégier l'utilisation de petits postes de type « Postes au Sol Simplifiés de catégorie A ou B », dont les caractéristiques techniques sont bien adaptées au territoire rural du département (de petits hameaux ou maisons isolées éloignées de 1 ou 2 km du réseau HTA, qu'il n'est pas opportun ni rentable d'alimenter par des postes de type « urbain », plus coûteux).

L'âge moyen des ouvrages

Le réseau HTA a un âge moyen de **24,6 ans à fin 2023 (24,1 ans l'année précédente)**. Il a subi un net rajeunissement de 2010 à 2012, grâce aux investissements réalisés par Enedis consécutifs à la tempête KLAUS de janvier 2009.

Depuis 2015, les travaux réalisés ne permettent pas de compenser le vieillissement normal d'un an que subit le réseau HTA.

VARIATION DE L'ÂGE PHYSIQUE MOYEN DU RÉSEAU HTA



Le réseau **Basse Tension** a un âge moyen de **25,4 ans** à fin 2023 (25 ans l'année précédente). Il connaît un rajeunissement de 2010 à 2012, consécutif aux investissements réalisés par le SYDEC et Enedis suite à la tempête KLAUS de janvier 2009.

FOCUS 2023

L'âge moyen des ouvrages de la concession se situe entre **25 et 27 ans, et en constante augmentation.**

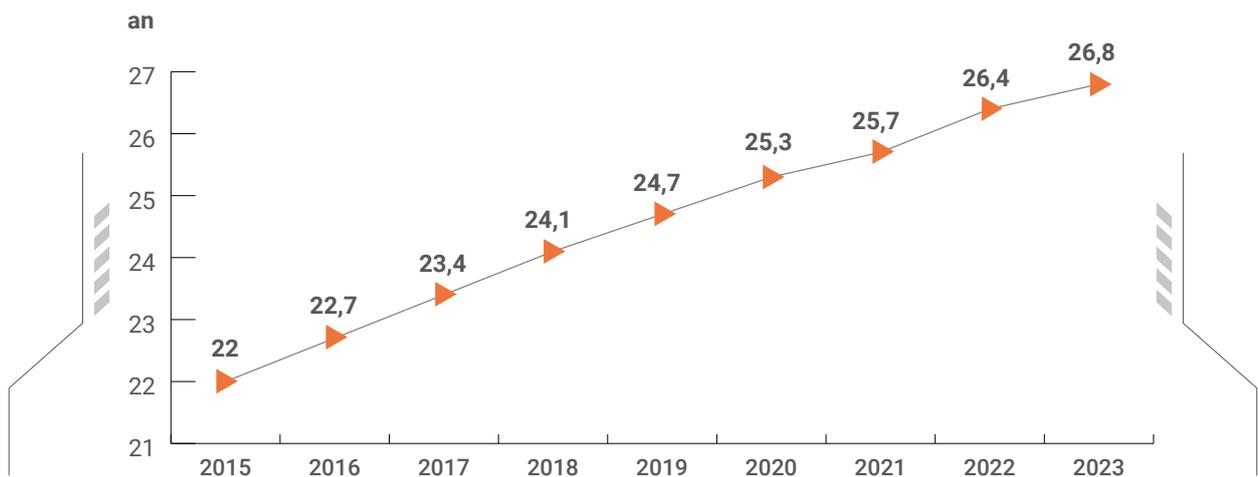
VARIATION DE L'ÂGE PHYSIQUE MOYEN DU RÉSEAU BT



Depuis 2015, l'âge physique moyen du réseau Basse Tension est aussi sur une tendance de vieillissement.

L'âge physique moyen des postes de transformation est sur une tendance de vieillissement comme pour le réseau Basse Tension.

VARIATION DE L'ÂGE PHYSIQUE MOYEN DES POSTES DE TRANSFORMATION



Depuis 2015, le parc des postes de postes de transformation vieillit. **En 2023, l'âge moyen des transformateurs augmente de 0,4 an(s).**

De par leur technologie, la durée de vie des postes de transformation est bien inférieure à celle d'un réseau de lignes électriques donc normalement l'âge moyen du parc des postes de transformation devrait être inférieur à celui du réseau HTA. En conséquence, Enedis doit rester très attentif à la bonne santé d'un organe vital pour la qualité de la distribution publique qu'est le poste de transformation.

Les travaux et les investissements

ZOOM
2023

45 M€ investis sur les ouvrages localisés de la concession : réseau HTA, BT et postes de transformation.

287 km de travaux sur les réseaux : **161** pour Enedis et **126** pour le SYDEC

89 % des travaux Enedis sur la HTA et **100 %** en souterrain

67 % des travaux SYDEC sur le réseau Basse Tension et **100 %** en souterrain

17 780 sites photovoltaïques pour **961 MW** de puissance raccordée

Les travaux Enedis, principalement consacrés à la sécurisation du réseau HTA

Point de vue



Luc WANNIARACHCHI

Directeur territorial
Enedis Landes

Les enjeux de la gestion patrimoniale du réseau

« La gestion patrimoniale du réseau doit à la fois répondre à des enjeux structurels liés au stock de ce patrimoine et à des enjeux plus évolutifs, liés aux attentes nouvelles qui lui sont adressées, avec une intensité croissante.

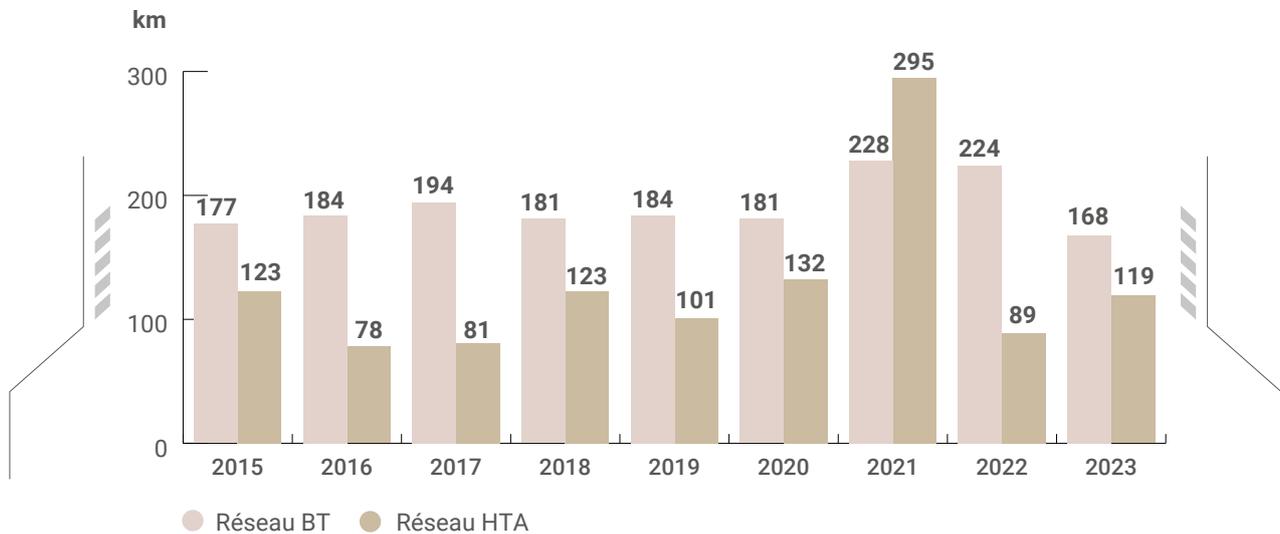
Le réseau est toujours en plein développement : il croît en moyenne chaque année d'environ 8 500 km, d'une quinzaine de postes sources et de 4 500 postes de transformation HTA-BT.

D'une part, Enedis doit maîtriser l'évolution du réseau, sa capacité à délivrer les services attendus et garantir son adaptation aux nouveaux défis liés à la transition écologique.

D'autre part, Enedis poursuivra ses efforts d'amélioration de la qualité pour installer durablement, à l'horizon 2030, sa zone de desserte à un niveau de qualité sous les 60 minutes, sans dégrader le ratio coût/qualité au bénéfice des clients et de l'économie française. Compte tenu de la densité de population et de la structure historique du réseau (arborescent aérien), cette ambition repose sur des programmes ciblés et priorités, équilibrés entre zones urbaines et zones rurales, associés au développement des smart grids et à la modernisation des programmes de maintenance. »

Longueur des travaux, un rythme de travaux soutenu depuis 2015

ÉVOLUTION DE LA LONGUEUR TOTALE DES TRAVAUX



FOCUS 2023

287 km de travaux ont été réalisés par Enedis et le SYDEC **en 2023**.

En HTA, les travaux sur ces réseaux augmentent en 2023 (119 km pour 89 km l'année précédente).

Enedis assure la majorité des travaux HTA, en accord avec les dispositions de l'article n° 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession.

Les travaux sur le réseau Basse Tension diminuent en 2023 (16 km pour 224 km l'année précédente).

67% sont assurés par le SYDEC conformément aux dispositions de l'article n°5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession, qui attribue la plupart des travaux sur le réseau Basse Tension au SYDEC, pour les communes rurales, majoritaires dans les Landes, et les enfouissements de réseaux dans toutes les communes.



Entrée en vigueur du nouveau contrat de concession au 1er janvier 2019 :

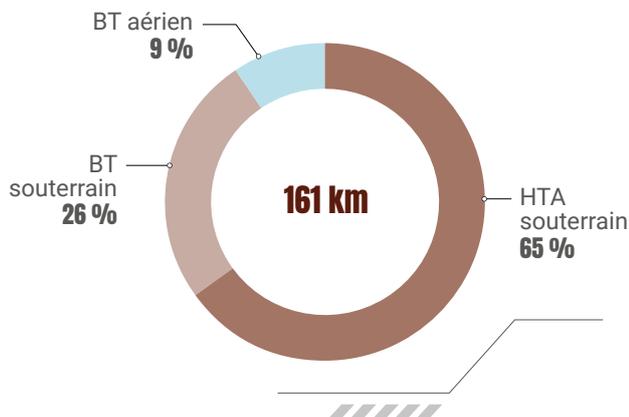
Une maîtrise d'ouvrage conservée pour l'autorité concédante.

Le SYDEC est maître d'ouvrage des raccordements des collectivités.

En Km	Enedis	SYDEC
HTA souterrain	105	14
HTA aérien	0	0
BT souterrain	41	112
BT aérien	15	0
TOTAL	161	126

La maîtrise d'ouvrage Enedis, principalement consacrée au réseau HTA

RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS PAR ENEDIS EN 2023

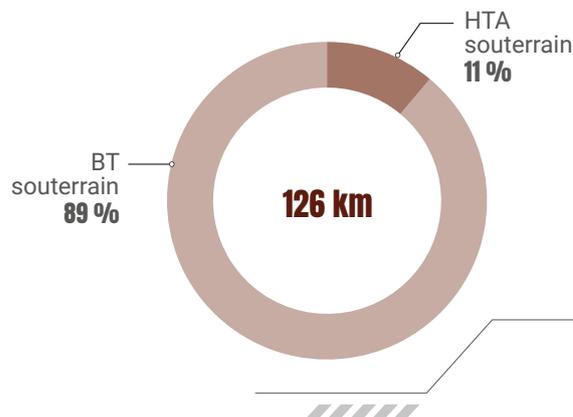


En 2023, Enedis a effectué la **totalité** de ses travaux sur le réseau HTA en technique souterraine et a construit **161 km** de réseau (HTA et BT).

Il est à noter qu'Enedis a réalisé 91 % de ses travaux sur les réseaux HTA et Basse Tension en technique souterraine.

La maîtrise d'ouvrage du SYDEC : principalement consacrée au réseau Basse Tension

RÉPARTITION DES TRAVAUX RÉALISÉS PAR LE SYDEC EN 2023

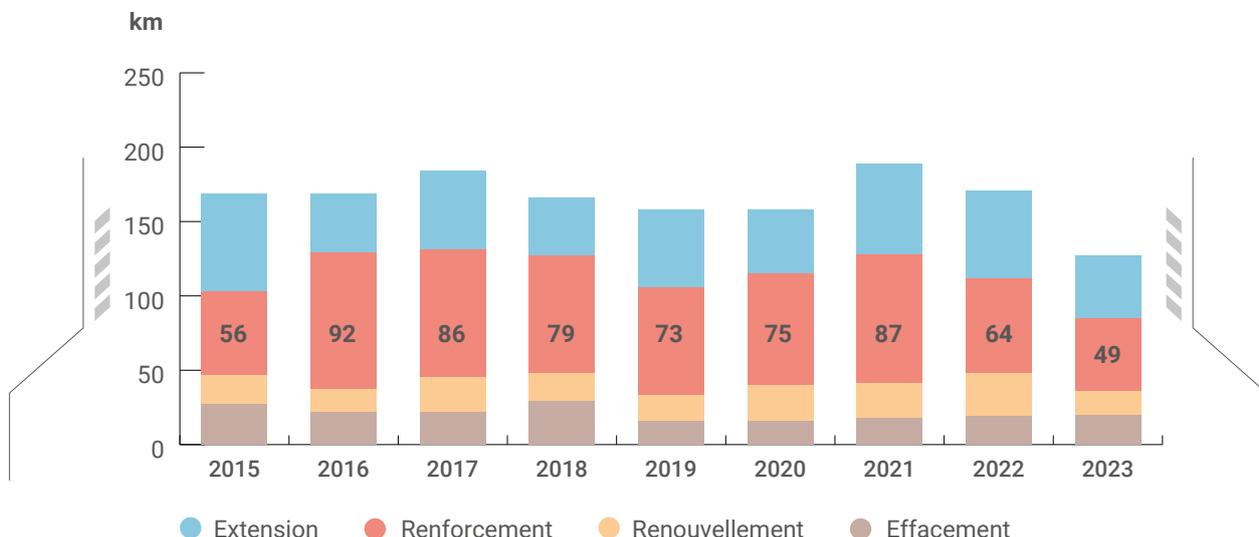


En 2023, le SYDEC a effectué **100 %** de ses travaux en technique souterraine sur les 2 types de réseaux (HTA et BT).

Le SYDEC a construit **126 km** de réseaux nouveaux. Pour ses travaux HTA, hormis pour les opérations de dépose/repose de réseau, le SYDEC utilise exclusivement la technique souterraine.

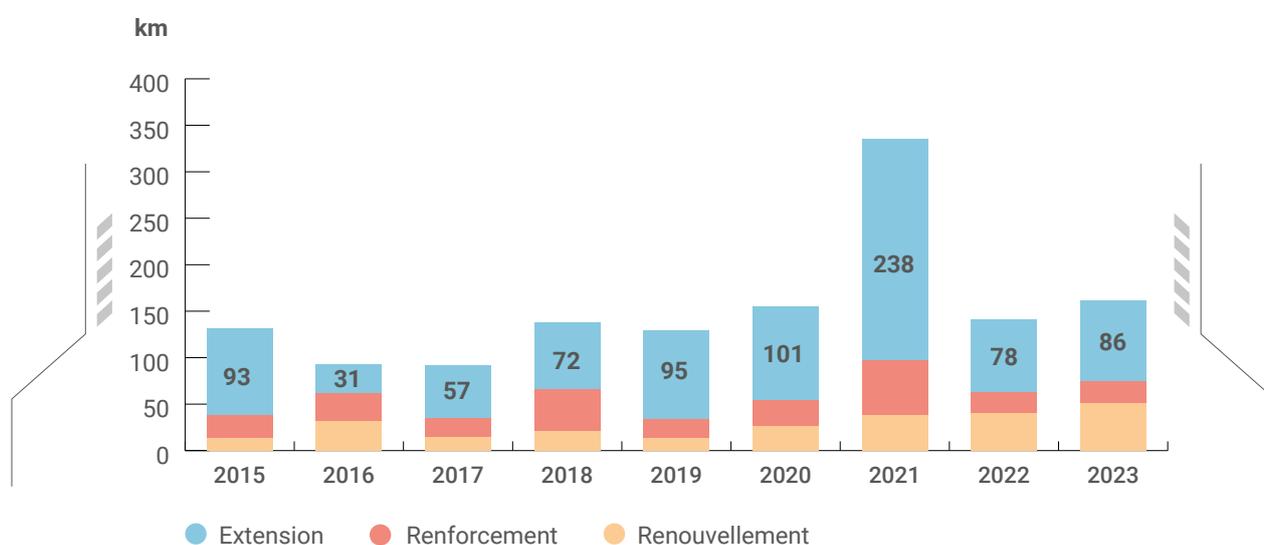
Type de chantiers

LONGUEUR DE RÉSEAU POSÉ PAR LE SYDEC ET PAR TYPE DE CHANTIER



SYDEC						
En km	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Extension	39	52	43	61	59	42
Renforcement	79	73	75	87	64	49
Renouvellement	19	17	24	23	29	16
Effacement	29	16	16	18	19	20
TOTAL	166	157	158	189	172	126

LONGUEUR DE RÉSEAU POSÉ PAR LE CONCESSIONNAIRE ET PAR TYPE DE CHANTIER



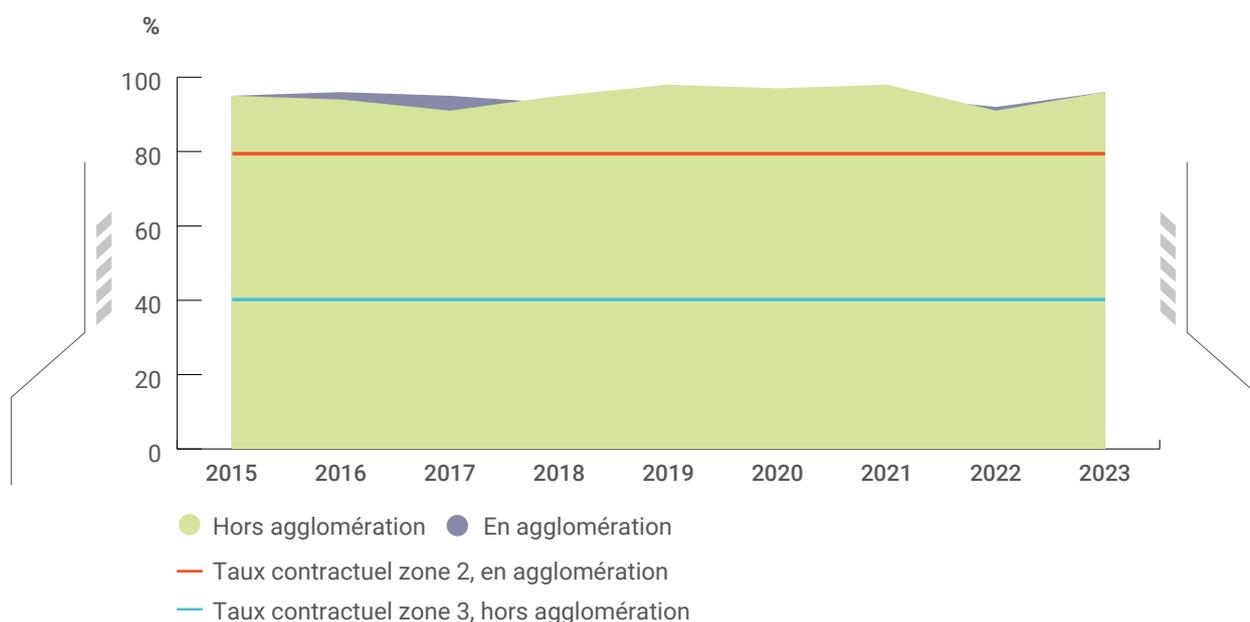
ENEDIS						
En km	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Extension	72	95	101	238	78	86
Renforcement	45	21	28	59	23	24
Renouvellement	21	13	26	38	40	51
Effacement	0	0	0	0	0	0
TOTAL	138	129	155	335	141	161

FOCUS 2023

Des travaux principalement axés sur les raccordements pour Enedis et sur les renforcements pour le SYDEC.

En ce qui concerne la typologie des chantiers, les graphes ci-dessus traduisent pour l'essentiel la répartition des maîtrises d'ouvrages imposée par l'article n° 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession (**Maîtrise d'ouvrage**) : les renforcements, les effacements de réseaux et les extensions sur les communes rurales sont majoritairement sous la maîtrise d'ouvrage du SYDEC.

ÉVOLUTION DE L'EMPLOI PAR ENEDIS DES TECHNIQUES DISCRÈTES



**ZOOM
2023**

Évolution de l'emploi des techniques discrètes en HTA et BT sur la concession :

96 % hors agglomération

96 % en agglomération

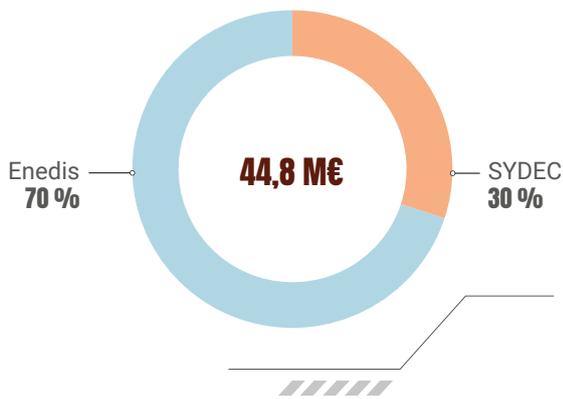
Respectée par Enedis.

Les investissements sur le réseau, un niveau soutenu depuis 2015

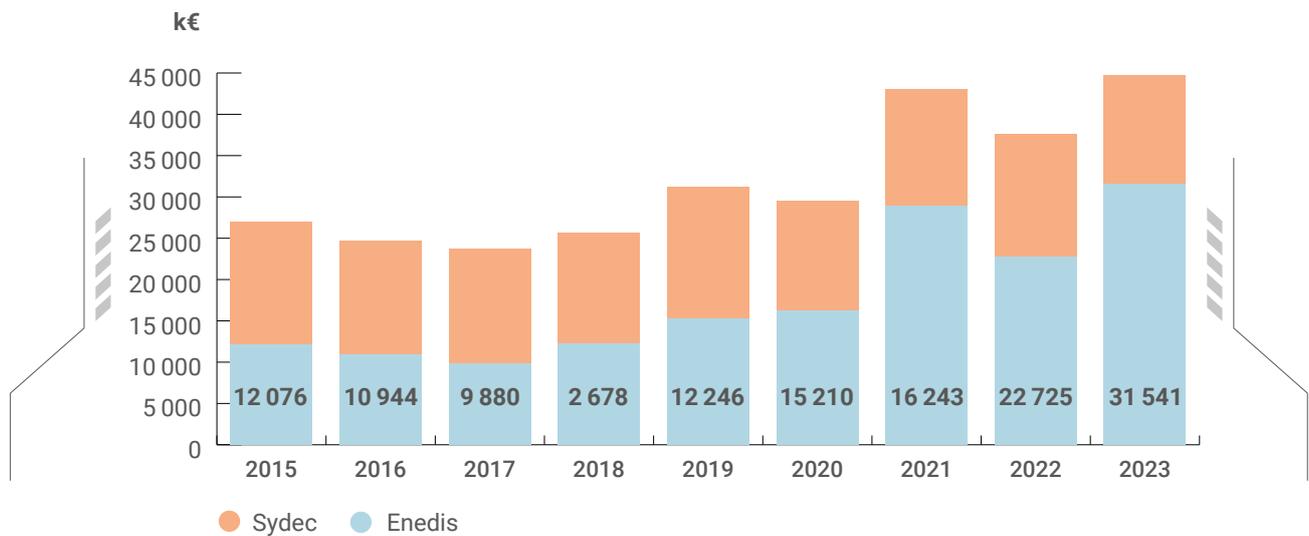


45 M€ investis par Enedis et le SYDEC sur les ouvrages localisés de la concession : le réseau HTA-BT, les Postes de transformation, et depuis 2022, les Branchements et les Comptages.

RÉPARTITION DES INVESTISSEMENTS SUR LA CONCESSION EN 2023



INVESTISSEMENTS SUR LA CONCESSION



De ses propres financements (hors apports externes), Enedis a investi à hauteur de **70 %** sur le réseau et les postes de transformation de la concession pour **32 M€**, et le SYDEC à hauteur de **30 %**, pour **13 M€**, sur les mêmes ouvrages sur ses propres financements.

Sur les 31,5 M€ investis par Enedis pour l'année 2023, le montant d'investissement pour la réalisation des branchements, passés en ouvrages localisés depuis 2022, représente 7,2 M€.

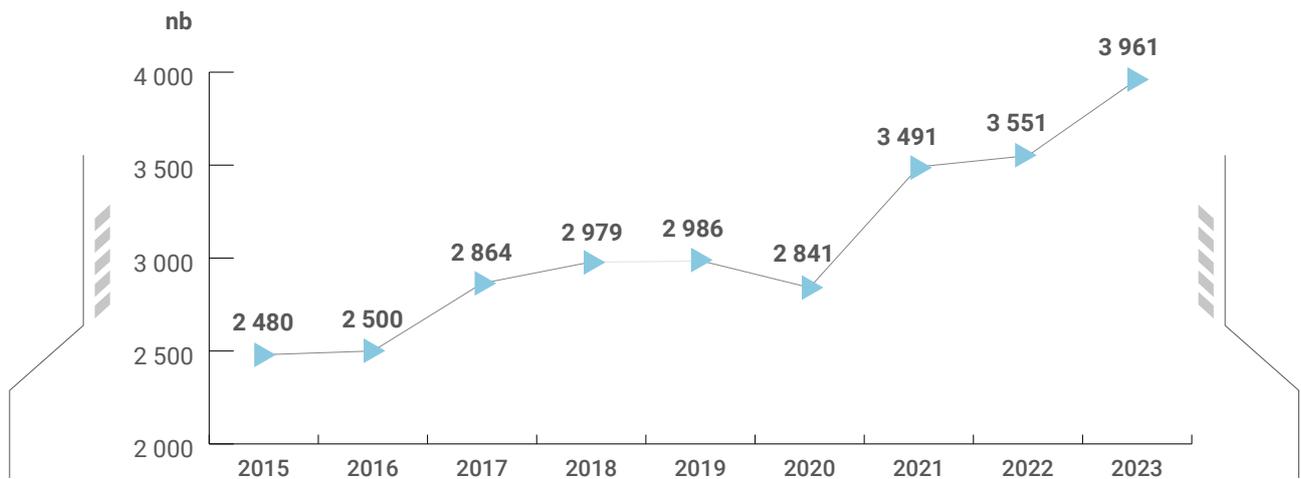
FOCUS 2023

Les investissements d'Enedis, en financement propres sur les ouvrages localisés, **augmentent de 39 %**.

L'investissement total d'Enedis sur la concession est de **47,4 M€ en 2023**, pour **46,2 M€** l'année précédente **(en augmentation de 2 %)**.

Point sur les raccordements neufs réalisés

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE RACCORDEMENTS NEUFS RÉALISÉS



Nombre de raccordements neufs réalisés	2022	2023	Variations
En BT et de puissance ≤ à 36 kVA	3 443	3 852	11,9%
Dont raccordements BT individuels sans adaptation de réseau	2 986	3 419	14,5%
Dont raccordements BT collectifs sans adaptation de réseau	54	54	0,0%
Dont raccordements BT individuels et collectifs avec adaptation de réseau	403	379	-6,0%
En BT et de puissance comprise entre 36 et 250 kVA	98	100	2,0%
En HTA	10	9	-10,0%

FOCUS 2023

En 2023, le nombre de raccordements neufs **augmente** pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA et pour les puissances comprises entre 36 et 250 kVA.

L'entretien et la maintenance des ouvrages de la concession : la mission d'Enedis

Les travaux d'entretien et de maintenance du réseau sont à la charge du concessionnaire. Les principales actions d'entretien des réseaux analysées sont : l'élagage, le suivi des terres, le traitement PCB des transformateurs. Toutes ces activités font partie des priorités du concessionnaire en matière d'entretien et de maintenance des ouvrages de distribution publique.

L'élagage

En 2023, Enedis a traité **492 km** de réseau pour un montant de **1 200 k€**.

Le suivi des terres

La « mise à la terre » d'une installation électrique consiste à relier les masses ou le neutre correspondant à une prise de terre. Celle-ci est constituée par un ensemble de conducteurs enterrés, reliés entre eux, et directement en contact avec le sol.

Le rôle principal d'une « prise de terre » est d'écouler à la terre, sans dommage pour les personnes, les animaux et le matériel, les courants dus aux surtensions atmosphériques et aux défauts.

En effet, lors de l'écoulement des courants de défauts, des différences de potentiel peuvent apparaître entre deux masses métalliques ou deux points du sol.

Les « terres » doivent respecter les prescriptions de l'*arrêté technique du 17 mai 2001* publié au journal officiel du 12 juin 2001 (qui fixe les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire la distribution d'énergie électrique) et les modalités pratiques d'application contenues dans la norme NF C 11-201. Leurs valeurs et leurs formes doivent être appropriées à l'importance de l'installation. Elles ont un rôle fondamental dans la sécurité générale des différents ouvrages et permettent de limiter les « remontées de potentiel » chez les usagers.

Les valeurs réglementaires à respecter

Les exigences réglementaires sont résumées dans le tableau suivant :

Nature	Valeur maximale	Périodicité du contrôle
Réseau aérien HTA Masse des appareils (appareil de coupure, IACM, IAT,)	30 Ω	10 ans
Mise à la terre des masses Poste HTA/BT	30 Ω	10 ans
Mise à la terre du neutre BT Réseau BT	30 Ω	10 ans
Indépendance des terres Coefficient de couplage	0,15	10 ans

Traitement PCB des transformateurs

Les PCB et PCT ont été fabriqués industriellement à partir de 1930. Leur production est arrêtée depuis les années 1980. La stabilité chimique et l'ininflammabilité des PCB et des PCT ont conduit à utiliser ces produits principalement comme diélectriques dans les transformateurs et les condensateurs.

Les caractéristiques des PCB prédisposent ces substances à une longue persistance dans l'environnement : très peu biodégradables, elles s'accumulent, après rejet dans l'environnement, dans la chaîne alimentaire.

Les PCB sont classés comme substances « probablement cancérogènes pour l'homme ». À partir de quelques centaines de degrés et en présence d'oxygène, leur décomposition peut se traduire par un dégagement de dioxine.

Le décret du 18 janvier 2001 transcrivant en droit français la directive européenne 96/59/CE du 16 septembre 1996 impose l'élimination des PCB (Polychlorobiphényles) avant le 31 décembre 2010. Par élimination des PCB, la directive entend que la décontamination doit ramener le niveau des PCB à moins de 500 ppm.

L'article 10 du cahier des charges précise que « les travaux de mise en conformité des ouvrages, avec les règlements techniques et administratifs, seront financés par le concessionnaire ».

Les frais engendrés par la mise en conformité du parc de transformateurs HTA/ BT potentiellement pollués aux PCB sont donc à la charge du concessionnaire.

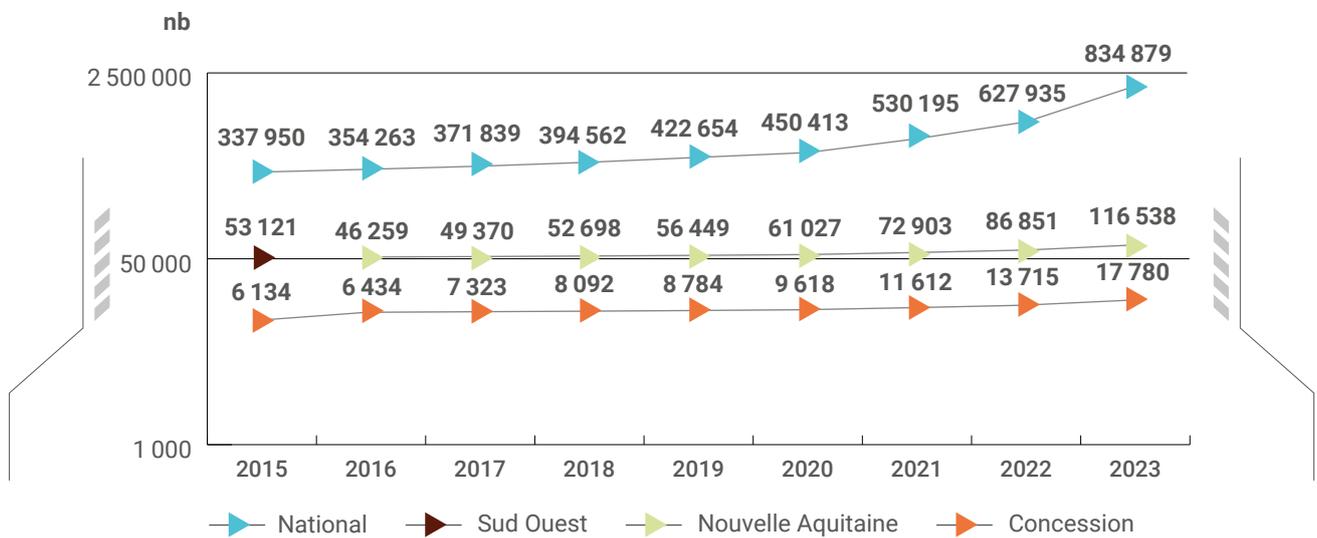


La production d'énergies nouvelles renouvelables



La production photovoltaïque landaise est en plein essor.
Le SYDEC y contribue activement.

ÉVOLUTION DU NOMBRE D'INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES



ÉVOLUTION DE LA PUISSANCE DES INSTALLATIONS PHOTOVOLTAÏQUES



ÉTAT DES LIEUX

En 2023, il y a **17 780 sites photovoltaïques** sur la concession (15 % des sites de la région Nouvelle Aquitaine).

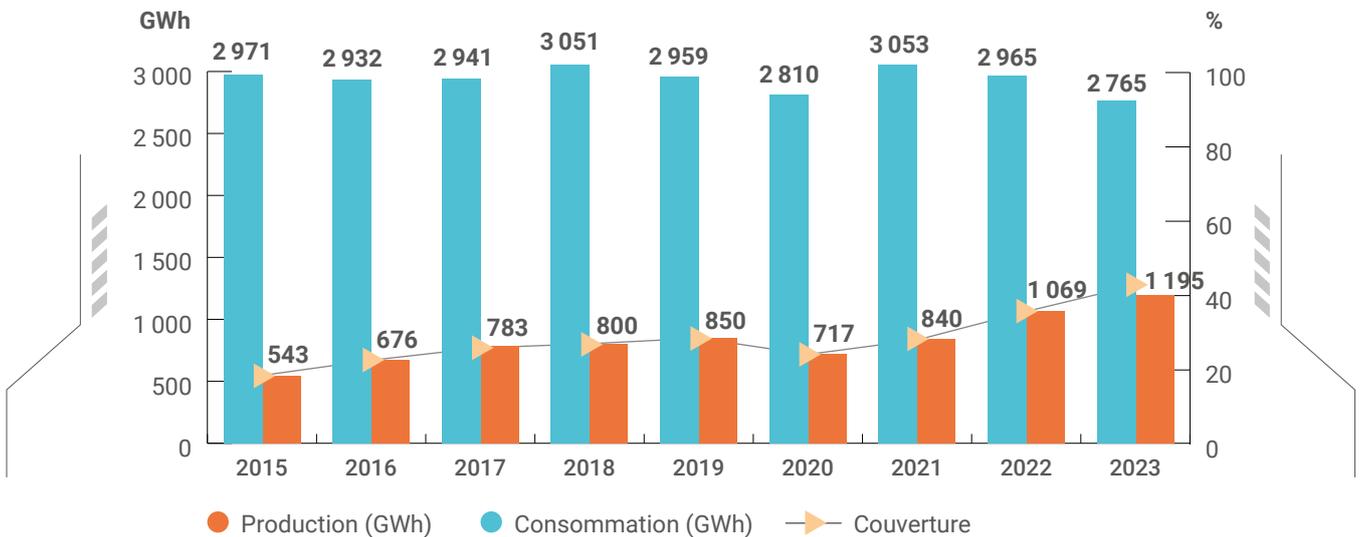
Leur puissance cumulée est de **961 MW**.

La concession des Landes apporte respectivement 26 % et 6 % de la puissance installée photovoltaïque de la région et du territoire national.

Les 17 780 sites photovoltaïques de la concession ont fourni **1 195 GWh** d'électricité sur les 2 765 GWh acheminés par Enedis dans les Landes, soit un taux de couverture de **43 %** en énergie renouvelable photovoltaïque.



CONSOMMATION / PRODUCTION ENR / COUVERTURE CONCESSION LANDES



Le taux de couverture des consommations électriques des Landes par les énergies renouvelables est passé de **29 % à 43 % entre 2019 et 2023**, illustrant la dynamique marquée des projets EnR très majoritairement photovoltaïques sur la concession.

La concession Landes est donc pour l'heure conforme à la réalisation du Schéma Régional d'Aménagement et de Développement Durable du Territoire (SRADDT), qui a pour objectif de porter, toutes énergies confondues, la part des EnR dans la consommation d'énergie finale à 45 % en 2030 et à plus de 100 % en 2050.

Contributions du SYDEC

Depuis 2009, le SYDEC a apporté son assistance à **52** projets de réalisation d'installations photovoltaïques raccordées au réseau de distribution publique d'électricité (**2,63 GWh** d'énergie fournie), constitués par des toitures de bâtiments communaux rénovés ou neufs.

Il exploite par ailleurs **18 centrales** en biens propres, **11** en injection totale et **7** en autoconsommation partielle et injection du surplus (**2,37 GWh** d'énergie fournie).

Ces **70 installations photovoltaïques** représentent une puissance de production de **4,2 MW soit 0,4 %** de la puissance photovoltaïque en service dans les Landes (les **5 GWh** produits couvrent **0,5 %** de la consommation électrique landaise).

Enfin, le SYDEC articule son action en faveur d'une production photovoltaïque autoconsommée autour de ses stations d'épuration (STEP), de ses sites de production d'eau potable et de ses nouveaux bâtiments bureaux (exemple de Tartas).

Il a en effet installé **6 centrales d'autoconsommation** sur les STEP de Léon, Vielle-Saint-Girons, Saint-Julien-en Born, Rion-des-Landes et Parentis-en Born, sur son usine de production d'eau potable d'Ondres et sur ses nouveaux bureaux à Tartas, pour une puissance totale de **890 kWc**.

Ces sites ont été choisis après une phase d'étude, durant laquelle ont été évaluées les économies énergétiques et financières : un **taux d'autoconsommation moyen de 61 %**, pour **une couverture moyenne des besoins de 32 %**, soit une **économie financière annuelle de 30 %** sur les factures de ces sites.



L'exploitation du patrimoine

Analyse de la mission confiée par le SYDEC à Enedis :

L'exploitation de notre patrimoine



ZOOM
2023

491 coupures longues, 957 coupures brèves, 808 microcoupures pour incidents sur le réseau HTA, hors incidents exceptionnels.

1,1 % des usagers BT mal alimentés (3 138) et 2,7 % au-delà des seuils de coupure **(8 014)**.

32 838 usagers coupés plus de 3 heures, 659 usagers affectés par plus de 6 coupures longues suite à un incident situé en amont du réseau BT.

127,4 minutes de critère B toutes causes confondues **(126,7 minutes de critère B hors incident exceptionnel)**.

Point de vue



Frédéric Montaut

*Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Énergies Renouvelables*

« L'exploitation du patrimoine se conforme aux exigences réglementaires et à celles dictées par [l'article 1 du cahier des charges de concession](#) « Services concédés », qui stipule que le concessionnaire est responsable de l'exploitation du réseau de distribution publique d'électricité, qu'il exploite à ses risques et périls. L'autorité concédante opère un contrôle des résultats obtenus par le concessionnaire, notamment pour la qualité du produit électricité, service universel mis à dispositions des usagers. »

La qualité de fourniture

La qualité de fourniture proposée aux usagers de la concession s'examine selon deux items : les coupures qu'ils subissent dans l'année ou continuité de la fourniture, et la qualité de leur alimentation électrique en tension.

Des objectifs réglementaires classent les coupures selon trois types :

- Les coupures longues, supérieures à 3 minutes,
- Les coupures brèves, de 1 seconde à 3 minutes,
- Les coupures très brèves (ou micro-coupures), inférieures à 1 seconde.

Ils permettent d'analyser la continuité de fourniture et de la comparer objectivement dans le temps. Pour les trois types de coupures, les objectifs sont définis ainsi :

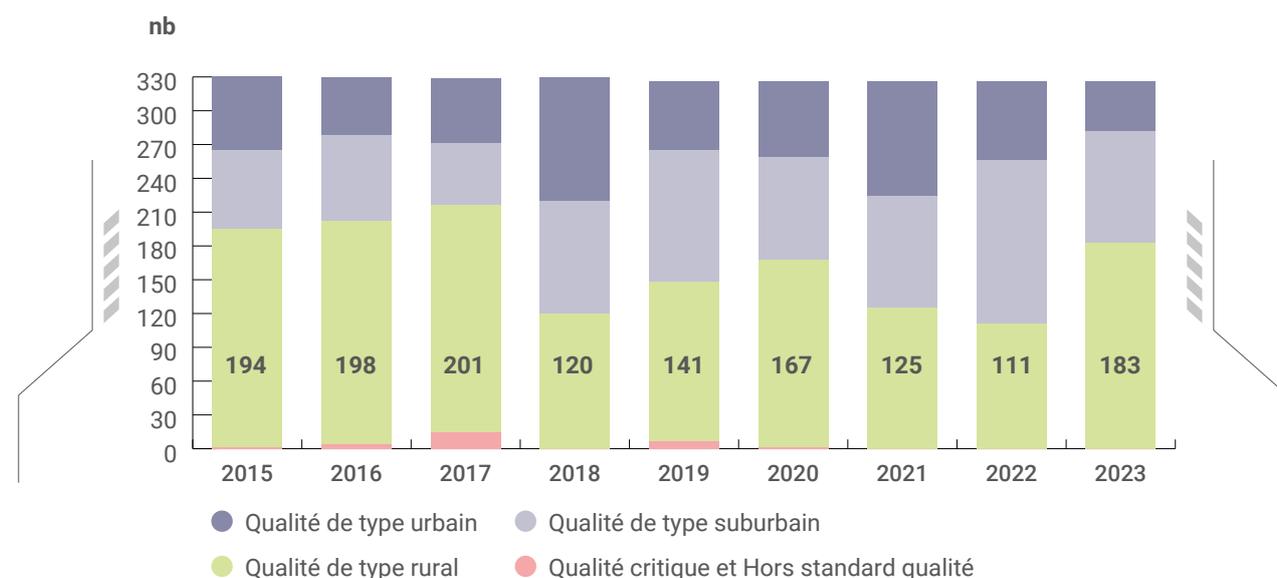
- Aucun client ne subira plus de 6 coupures longues,
- Aucun client ne subira plus de 30 coupures brèves,
- Aucun client ne subira plus de 70 coupures très brèves.

Classement des communes landaises par catégorie de qualité de fourniture

Les communes de la concession sont classées selon 5 catégories de qualité de fourniture, d'une qualité très dégradée, dite « hors standard qualité », à une bonne qualité, dite « de type urbain » :

Nombre de communes	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Qualité de type urbain	109	61	67	102	70	44
Qualité de type suburbain	100	117	91	99	145	99
Qualité de type rural	120	141	167	125	111	183
Qualité critique et Hors standard qualité	0	7	1	0	0	0

ÉVOLUTION DU NOMBRE DE COMMUNES PAR TYPE DE QUALITÉ DE FOURNITURE





Le constat est négatif :

En 2023, 26 communes quittent la catégorie « Qualité de type urbain ».

72 communes rejoignent la catégorie « Qualité de type rural ».

FOCUS 2023

364 usagers (sur les communes d'Audignon, Banos, Doazit, Hagetmau, Horsarrieu) ont subi plus de **6 coupures longues** pour incident sur le réseau HTA, hors événements exceptionnels.

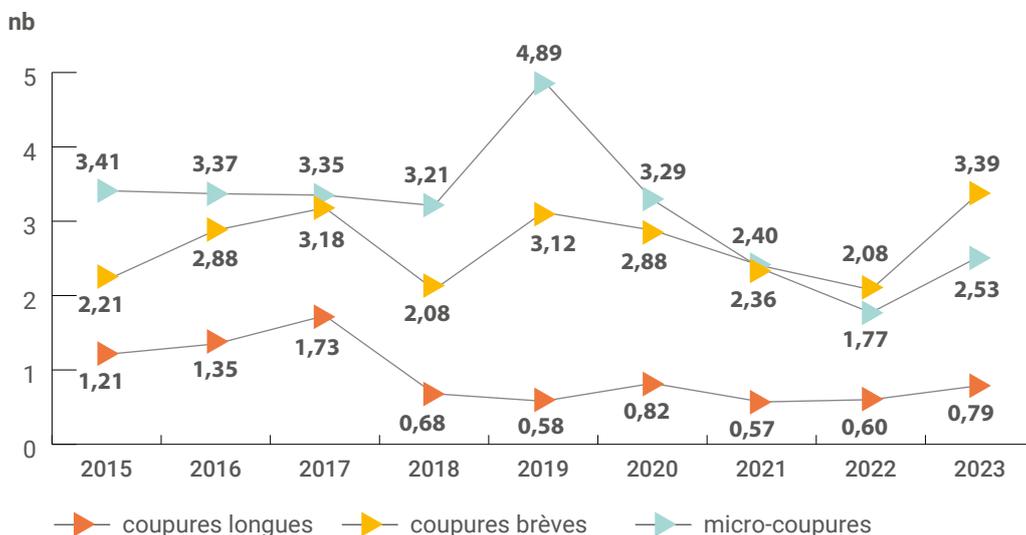
L'analyse des coupures de fourniture

Nombre moyen de coupures HTA par usager de la commune :		Variation par rapport à l'année précédente
Plus de 6 coupures longues dues à des incidents sur le réseau HTA hors événement exceptionnel	0,8	31,4%
Plus de 30 coupures brèves dues à des incidents sur le réseau HTA	3,4	63,4%
Plus de 70 microcoupures dues à des incidents sur le réseau HTA	2,5	42,3%

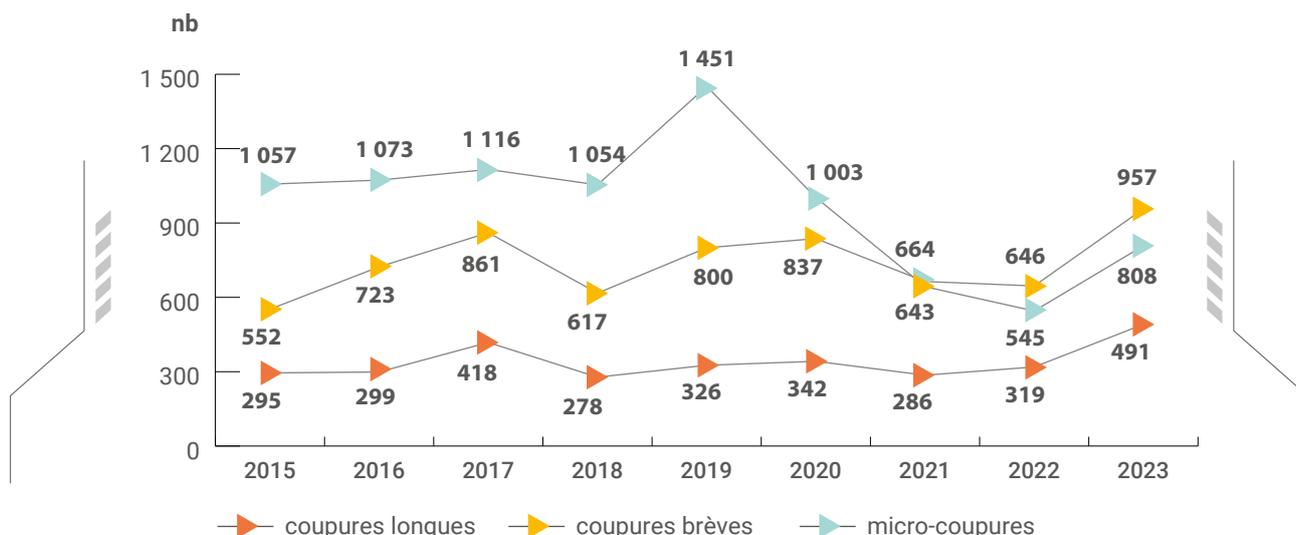
FOCUS 2023

Le nombre de coupures longues augmente de **54 %**.
 Le nombre de coupures brèves augmente de **48 %**.
 Le nombre de microcoupures augmente de **48 %**.

ÉVOLUTION DU NOMBRE MOYEN DE COUPURES PAR USAGER



ÉVOLUTION DU NOMBRE MOYEN DE COUPURES SUR LE RÉSEAU



Le suivi des coupures longues :

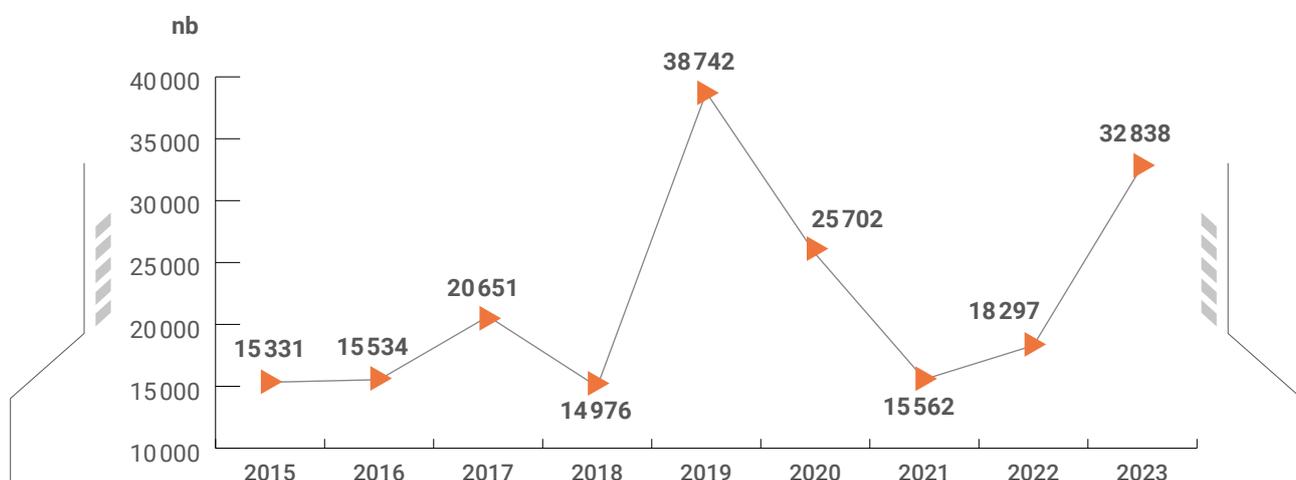
En 2019, année climatiquement perturbée, le nombre d'usagers coupés explose.

En 2021 et 2022, années climatiquement plus calmes, ce nombre diminue et revient dans la tendance de l'année 2018.

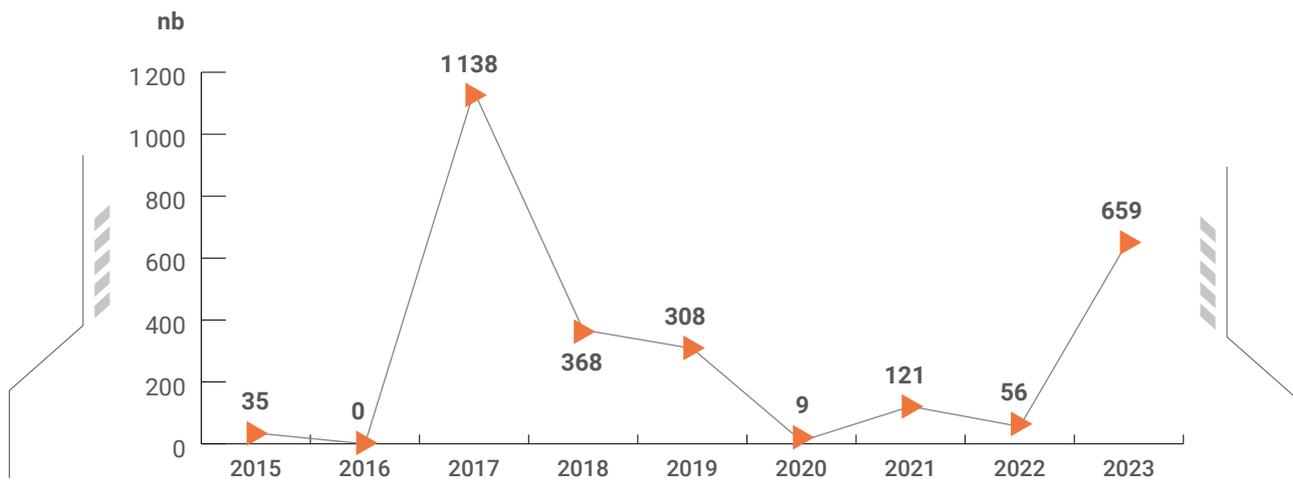
En 2023, le nombre de coupures, toutes durées confondues, remonte.

Un examen du nombre d'usagers coupés plus de 3 heures ou subissant plus de 6 coupures longues dans l'année est significatif de la continuité de fourniture sur la concession.

USAGERS AYANT SUBI DES COUPURES DE PLUS DE 3 HEURES



USAGERS AYANT SUBI PLUS DE 6 COUPURES LONGUES SUR INCIDENT HTA



2023

Nombre d'utilisateurs ayant subi plus de 3 heures de coupure sur incident HTA et amont	32 838
Nombre de clients BT ayant subi plus de 6 coupures longues sur incident en amont du réseau BT	659

FOCUS 2023

Augmentation de 79 % du nombre d'utilisateurs **coupés plus de 3 heures.**



Le critère B : la durée moyenne de coupure sur la concession



La durée moyenne de coupure (critère B) est en augmentation.

La valeur du critère B se calcule en multipliant le nombre d'usagers coupés (NI) pour chaque coupure sur le réseau par la durée de cette coupure (TI). Nous obtenons ainsi le NITI de la concession pour chaque coupure. Nous additionnons le NITI de chaque coupure et nous divisons cette somme par le nombre d'usagers total Basse tension de la concession.

Le critère B peut être examiné selon deux approches :

L'approche considérant tous les événements (incidents et travaux) de l'année ayant conduit à générer des coupures, **critère B total**, toutes causes confondues,

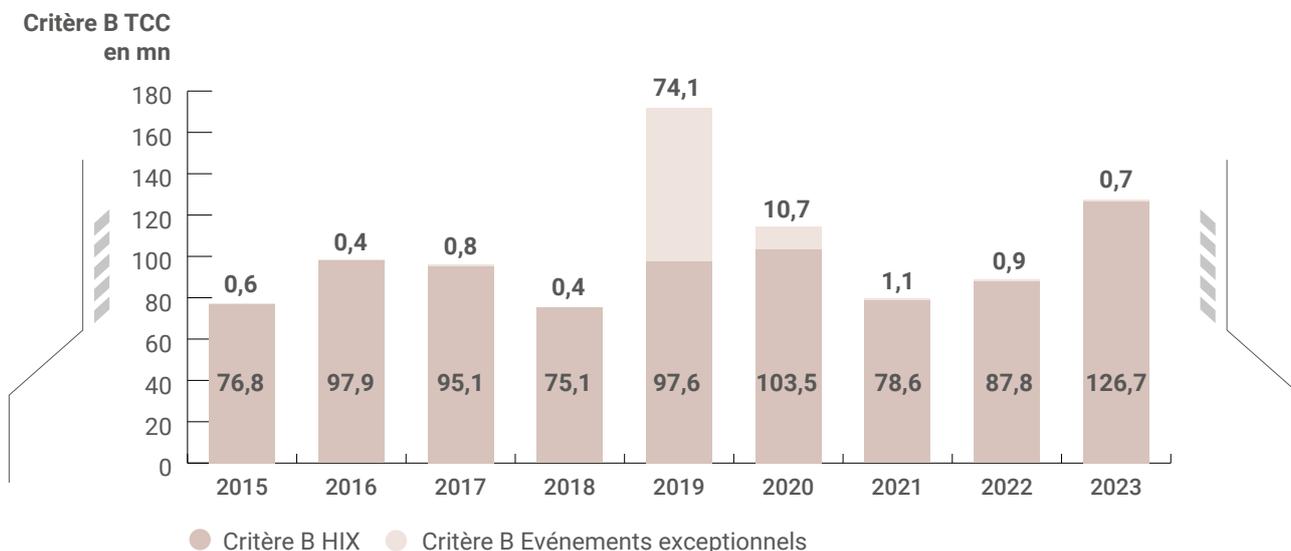
L'approche excluant le ou les événements exceptionnels (ayant affecté plus de 100 000 usagers et avec une probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans), appelé B Hors Incidents Exceptionnels, ou **critère B dit HIX**.

FOCUS 2023

Le critère B Toutes Causes Confondues (TCC) est de **127,4 minutes**. Il augmente de **38,7 minutes**.

Le temps de coupure global se décompose selon les deux causes d'interruptions (incidents et travaux) et les trois réseaux concernés, moyenne tension (HTA), basse tension (BT) et réseau de transport (amont de la concession).

ÉVOLUTION DU CRITÈRE B, DURÉE MOYENNE DE COUPURE



Point de vue



Frédéric Montaut

Ingénieur en chef
Chef du service Concessions
Énergies Renouvelables

« De 2018 à 2022, le critère B toutes causes confondues se situe entre 75 minutes (2018) et 172 minutes (2019).

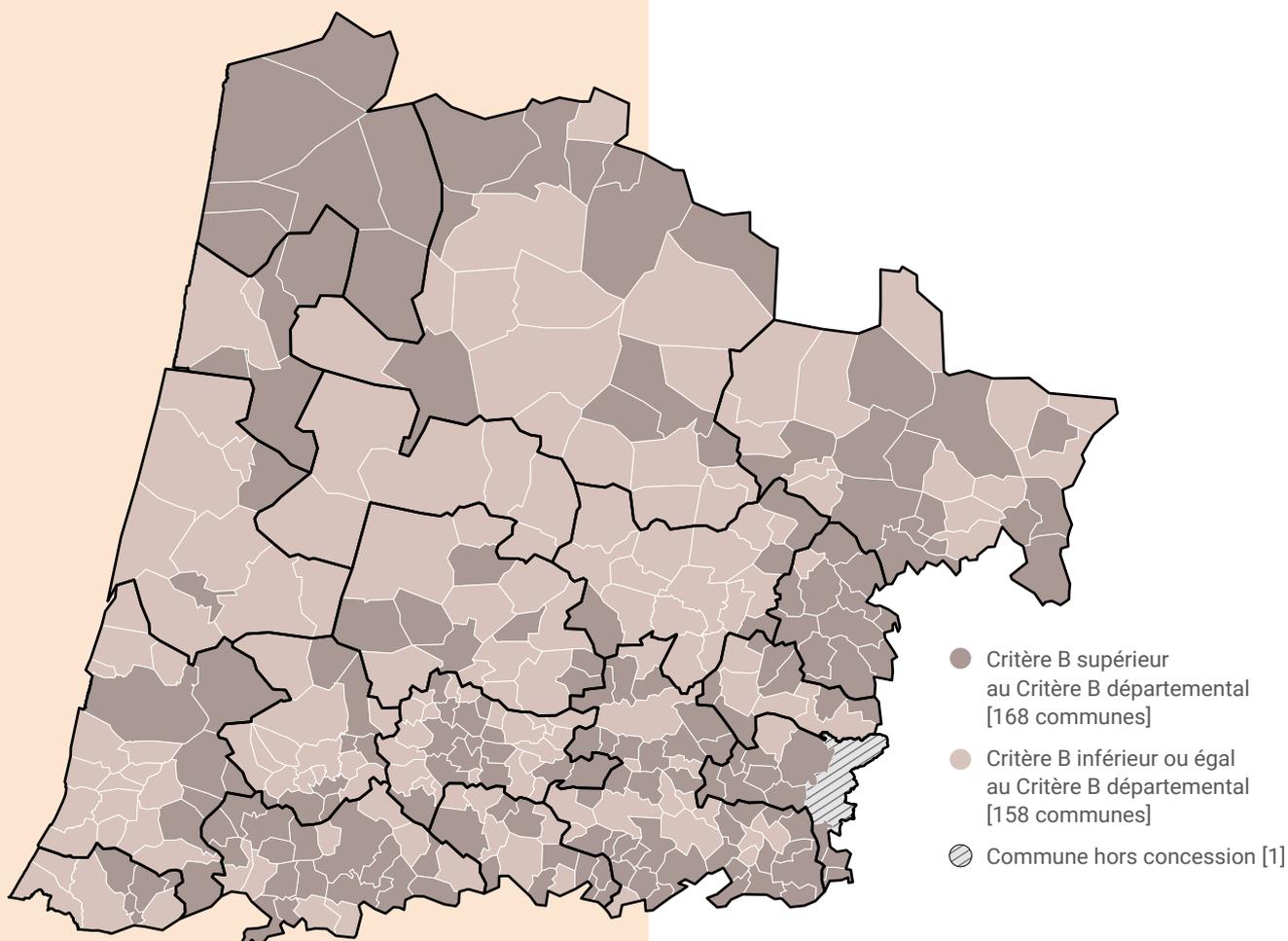
En 2022, la durée moyenne de coupure, toutes causes confondues, est de 88,7 minutes et le critère B hors incident exceptionnel augmente de 9,2 minutes par rapport à l'année précédente.

« En 2023, la durée moyenne de coupure, toutes causes confondues, est de **127,4 minutes** et le critère B hors incident exceptionnel augmente de 38,9 minutes par rapport à 2022.

Une analyse détaillée du critère climatique depuis 2015 est proposée dans le chapitre "Suivi", afin d'identifier les facteurs potentiels à l'origine des variations du critère B.

Cependant, il faut souhaiter que le maintien des investissements, l'amélioration des équipements de réalimentation automatique et les maintenances couplées aux élagages réalisés par Enedis sur le réseau vont finir par diminuer significativement la durée moyenne de coupure subie par les usagers de la concession lors d'évènements climatiques. »

RÉPARTITION DU CRITÈRE B PAR COMMUNE

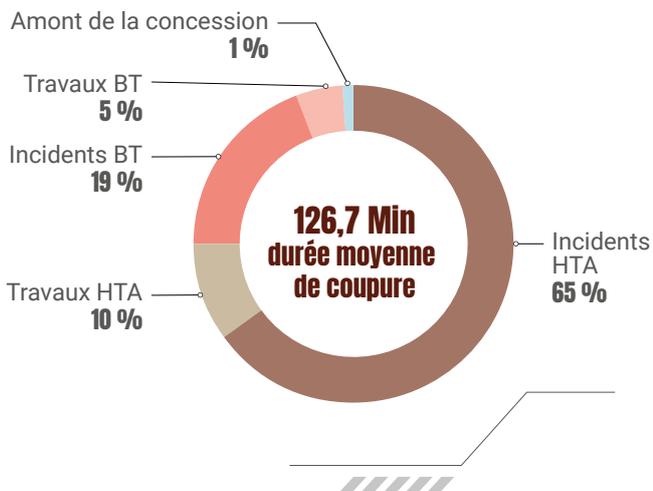


En 2023, 168 communes sont au-dessus du Critère B départemental (127,4 minutes).

Depuis 2020, les zones sud-ouest et sud-est du département sont impactées par les coupures.

En 2023, le nord des Landes a aussi été impacté.

DÉCOMPOSITION DE LA DURÉE MOYENNE DE COUPURE EN FONCTION DE SON ORIGINE



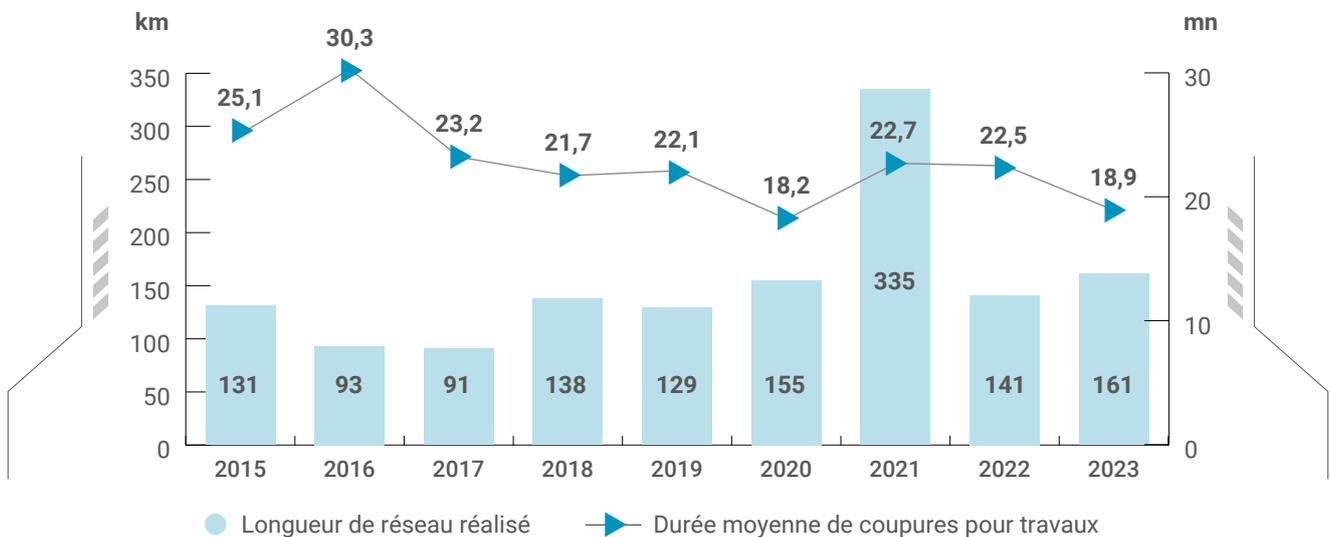
En minute	2023
Incidents HTA*	82,4
Travaux HTA*	12,9
Incidents BT	24,1
Travaux BT	6,0
Amont de la concession	1,3
TOTAL	126,7

*Les temps de coupure très faibles, occasionnés par les incidents et les travaux sur les Postes Source ont été inclus respectivement dans les incidents HTA et les travaux HTA.

En 2023, les incidents sur le réseau HTA et les postes source sont responsables de 65 % du temps de coupure moyen perçu par un usager.

Les incidents subis par ce réseau, aérien à 28,8 %, demeurent donc la première cause de discontinuité.

DURÉE MOYENNE DE COUPURE POUR TRAVAUX ET LONGUEUR DE RÉSEAU RÉALISÉE



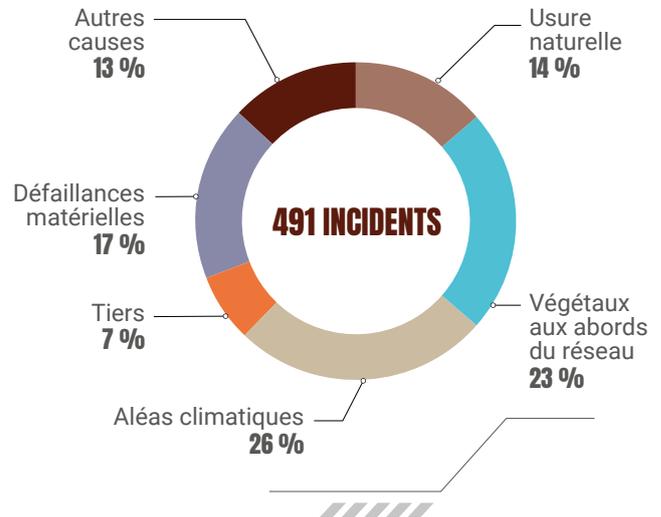
Ce graphique illustre le temps de coupure pour travaux. Ces coupures dépendent d'un facteur déterminant qui est le nombre d'usagers coupés multiplié par la durée de la coupure (NiTi). Si ce facteur dépasse une valeur seuil, un moyen de non-coupure et de maintien de l'alimentation doit être mis en place. Dans le cas contraire, les travaux sont réalisés avec une coupure du réseau.

Il apparaît ainsi clairement que ce n'est pas la « quantité de travaux » en elle-même qui impacte le temps moyen de coupure issu des travaux, car ce dernier varie peu chaque année, malgré une quantité de travaux évoluant de 91 km pour l'année la plus faible (2017) à 335 km pour la plus chargée (2021).

Nous pouvons donc conclure que ce ne sont pas les travaux qui sont à l'origine de variations marquées du critère B, notamment pour obtenir une amélioration attendue.

Les incidents

RÉPARTITION DES INCIDENTS 2023 PAR ORIGINE SUR LE RÉSEAU HTA



La cause principale des interruptions de fourniture HTA, hors événements exceptionnels sur la concession **en 2023, est les aléas climatiques (26 %)** : ce type d'interruption de fourniture survient principalement sur les réseaux aériens. Il est caractéristique des concessions rurales. À partir de 2022, la cause pour fortes chaleurs (canicule ou chaleur estivale) fait son apparition.

Les végétaux aux abords du réseau sont à l'origine d'une part significative des incidents survenus sur le réseau HTA (23 %). Il serait donc intéressant que l'autorité concédante contrôle la qualité de l'élagage des végétaux effectué par le concessionnaire.

Les défaillances matérielles (17 % des incidents) se retrouvent en majorité sur les câbles du réseau souterrain et leur cause principale est le défaut de conception.

L'usure naturelle est la cause de 14 % des incidents, en diminution par rapport aux années précédentes.



ZOOM 2023

L'usure naturelle n'est plus la première cause des interruptions de fourniture HTA.

Le décret qualité

Le décret 2007-1826 du 24 décembre 2007, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité, détermine les seuils de pourcentage d'usagers ne devant pas subir une qualité de distribution dégradée, sur les deux items de la qualité de fourniture : les coupures et la mauvaise alimentation ou tenue à la tension.

Pour les coupures, le décret impose que 3 % maximum des usagers ne subissent pas plus de 6 coupures longues ou 35 coupures brèves et que 3 % maximum des usagers n'ait pas une tension en dehors de la tolérance réglementaire (- 10 %/+ 10 % autour des 230 volts).

2023	Pourcentage d'usagers
Tenue à la tension	1,1 %
Continuité de fourniture	2,7 %

Le concessionnaire respecte les seuils réglementaires pour la qualité de fourniture.

Le réseau et les clients mal alimentés

FOCUS 2023

Constat positif.

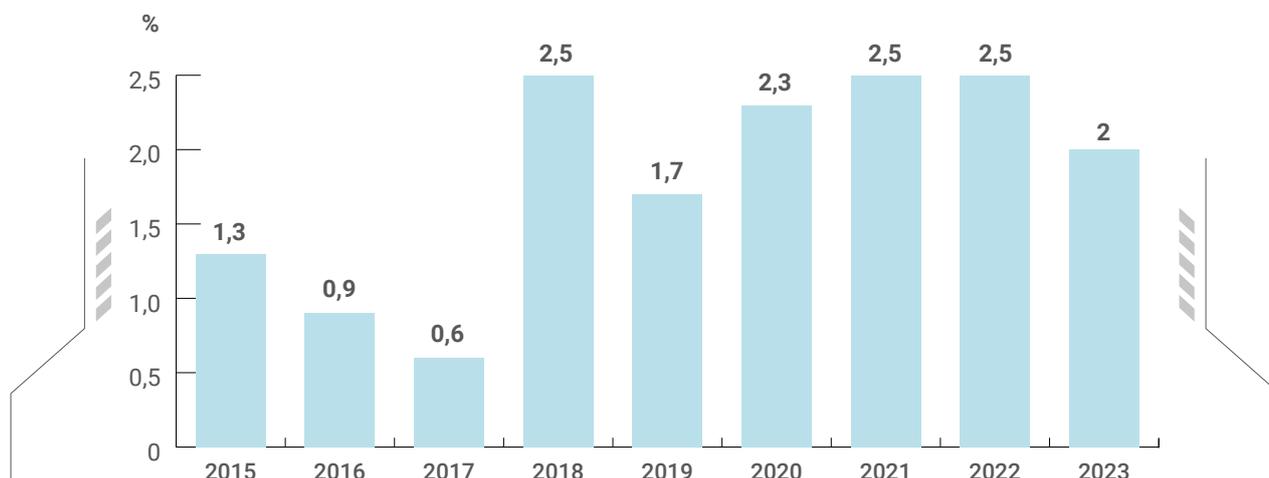
En 2018, Enedis a fait évoluer sa méthode statistique de façon à prendre en compte, dans la modélisation, d'une part la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau basse tension, et d'autre part, les données de consommation des compteurs Linky qui permettent de fiabiliser les historiques de consommation et les profils de charge utilisés dans la méthode statistique. Ce taux augmente et passe à 2,5 %. 551 départs sont mal alimentés.

FOCUS 2023

En 2023, grâce aux investissements du SYDEC et d'Enedis sur le réseau Basse Tension pour améliorer la qualité de fourniture, on constate :

- **diminution de 16 % du nombre de départs mal alimentés,**
- **diminution de 22 % du nombre de clients mal alimentés**

ÉVOLUTION DU TAUX DE DÉPARTS BASSE TENSION MAL ALIMENTÉS



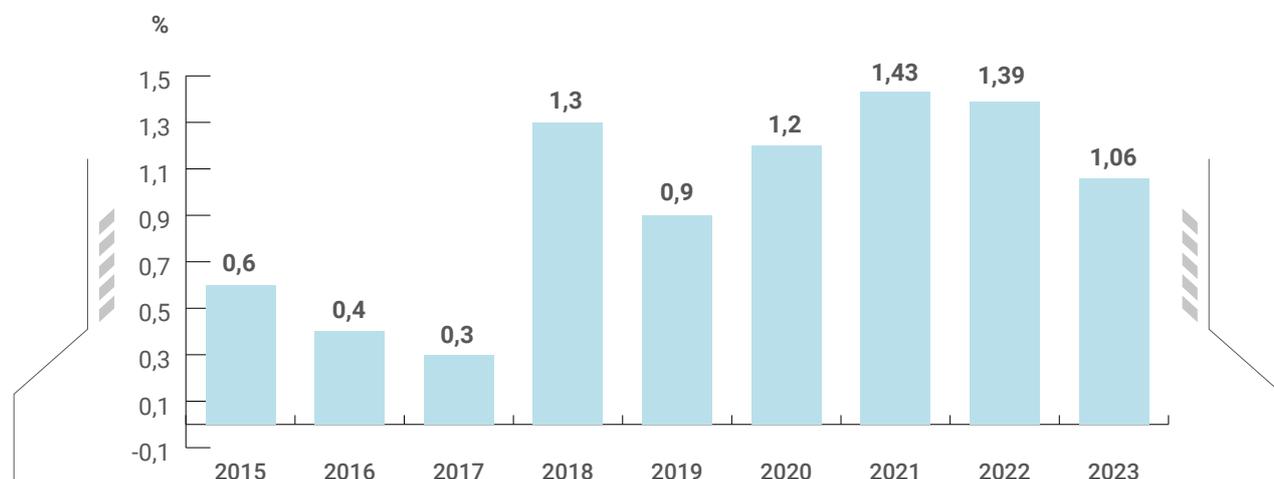
Nombre de départs BT mal alimentés	495
Pourcentage de départs BT mal alimentés	2,0%

En basse tension, les tolérances contractuelles de 220 V (+ 6 %/- 10 %) sont caduques depuis le 19 mai 2010, date à laquelle est devenue applicable un arrêté qui porte ces tolérances à 230 V (+ 10 %/- 10 %).

À cette date, la tension nominale a en effet été élevée de 10 V et l'écart de tolérance qui s'étendait de 198 V à 242 V (soit 44 V) devient : 207 V à 253 V (soit 46 V).

L'origine de la chute de tension est due à un appel d'intensité trop important par rapport à la longueur du réseau et à sa section. En deçà de 207 V et au-delà de 253 V, l'utilisateur est considéré comme étant mal alimenté.

ÉVOLUTION DU TAUX D'USAGERS BASSE TENSION MAL ALIMENTÉS



Nombre d'utilisateurs BT mal alimentés	3 138
Pourcentage d'utilisateurs BT mal alimentés	1,1 %

FOCUS 2023

Les **1,1 %** correspondent à **3 138 utilisateurs** considérés comme mal alimentés en 2023, contre **4 032** l'année précédente.

Évaluation de la tenue globale de la tension sur les réseaux de la concession

L'arrêté du 16 septembre 2014 définit une méthode d'évaluation des chutes de tension sur les réseaux publics de distribution d'électricité localisée à la concession.

Cette analyse locale est réalisée en concertation entre l'Autorité Organisatrice de la Distribution publique d'Électricité (AODE) et le Gestionnaire du Réseau de Distribution (GRD).

Elle conduit à affecter un indice local à chaque territoire départemental desservi par le GRD, utilisé par la suite pour organiser les échanges entre l'autorité organisatrice de l'AODE et le GRD.

L'indice local est déterminé par pondération des facteurs d'influence en fonction de leur importance relative et des résultats de l'évaluation statistique conformément au tableau suivant.

Lorsque l'indice local dépasse 8/10 et que la concession fait partie des plus mal notées, Enedis se doit de proposer un plan d'action et d'amélioration à l'autorité concédante.

Détermination de la valeur de l'indice local

Le tableau ci-dessous fournit les cinq paramètres et leur valeur correspondante en % sur la concession des Landes pour l'année 2023.

La valeur concession de chacun de ces paramètres est ensuite comparée à la valeur moyenne nationale pour lui attribuer un nombre de points, fonction du rang de la concession par rapport aux autres concessions.

Chaque paramètre a un poids sur 100, les CMA étant le paramètre largement prépondérant, avec un poids à 70 %.

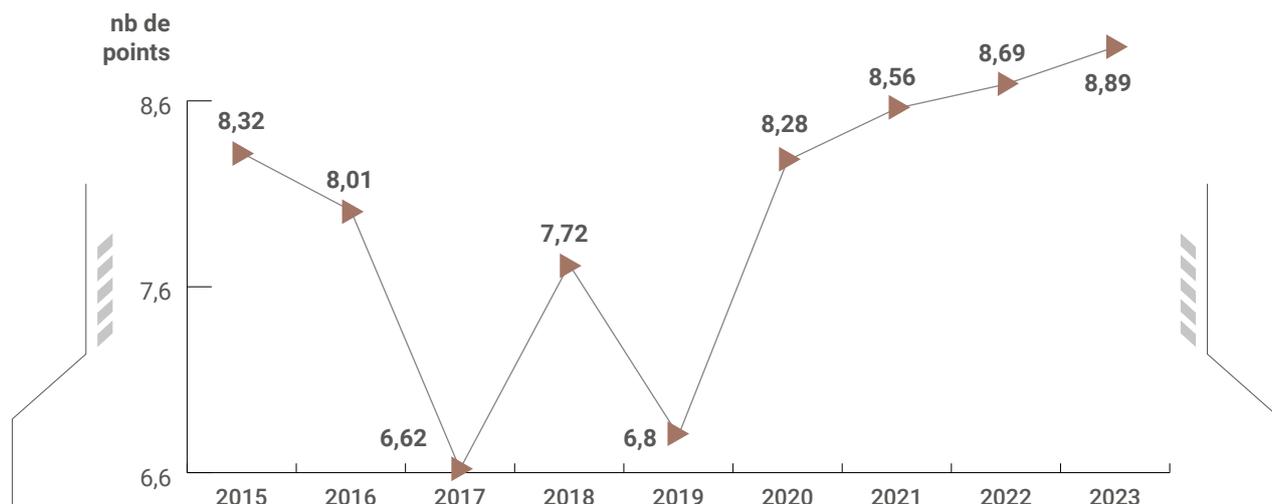
Enfin, les points pondérés de chaque paramètre sont la multiplication de leurs points par leur poids.

FOCUS 2023

La concession des Landes est au **93^e rang national** pour le paramètre CMA, au **89^e** pour le paramètre Chutes de tension HTA, etc.

Paramètres	Points (*)	Poids en %	Points pondérés
Pourcentage de CMA de l'exercice considéré Résultats CMA donnés par l'outil GDO-SIG	9,3	70	6,51
Chutes de tension HTA % de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension HTA>5%	8,9	10	0,89
Prises des transformateurs HTA/BT % de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5 % dans le modèle de calcul	7,6	10	0,76
Résidences secondaires (Nombre RS INSEE/Nombre total Résidences INSEE) X (Nombre RS INSEE- Nombre RS SIG) /1 000	8	5	0,40
Réclamations Nombre de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO-SIG (dans le département pour 1 000 clients)	6,5	5	0,33
Total des points pondérés du département	Indice local	8,89	

(*) : Le nombre de points du département pour un facteur donné correspond au rang du département divisé par 10 ; pour chaque facteur, les départements desservis, hors les départements en dépassant à l'issue de l'évaluation statistique, sont ordonnés de façon décroissante : le rang le plus fort correspond à la valeur maximale du facteur

ÉVOLUTION DE L'INDICE LOCAL DE 2015 À 2023


Paramètres	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Pourcentage de CMA de l'exercice considéré Résultats CMA donnés par l'outil GDO-SIG	5,95	5,32	6,23	6,37	6,51	6,51
Chutes de tension HTA % de postes HTA/BT du département au droit desquels la chute de tension HTA>5%	0,27	0,00	0,58	0,66	0,75	0,89
Prises des transformateurs HTA/BT % de transformateurs HTA/BT du département avec une prise optimisée à 5% dans le modèle de calcul	0,75	0,67	0,80	0,74	0,74	0,76
Résidences secondaires (Nombre RS INSEE/Nombre total Résidences INSEE) X (Nombre RS INSEE- Nombre RS SIG) /1 000	0,41	0,41	0,41	0,41	0,40	0,40
Réclamations Nombre de réclamations avérées en tenue de tension non identifiées par l'outil GDO-SIG (dans le département pour 1 000 clients)	0,34	0,41	0,26	0,38	0,29	0,33
Total des points pondérés du département Indice local	7,72	6,8	8,28	8,56	8,69	8,89

La note 2023 de 8,89 est plus dégradée que l'année précédente (8,69) et oblige Enedis à proposer un plan d'action au SYDEC, l'indice local étant supérieur à 8 et la concession des Landes faisant partie des concessions les plus mal notées du territoire national.

En 2021 et 2022, la concession des Landes faisait déjà partie des concessions du territoire national les plus mal notées, obligeant Enedis à mettre en place un plan d'action.

FOCUS 2023

L'indice local de la concession est en **augmentation de 2,3 %** par rapport à celui de l'année précédente.

Les usagers de la concession



300 836 usagers, dont 119 325 au tarif marché (40 %)

2 765 GWh consommés (1 876 en Basse Tension et 889 en HTA)

125 M€ de recettes d'acheminement (105 M€ en Basse Tension et 19 M€ en HTA)

110 000 € de participation d'EDF au FSL

13 554 usagers bénéficiaires du chèque énergie

La gestion de la clientèle est un axe prioritaire de l'activité de fourniture de l'électricité du concessionnaire.

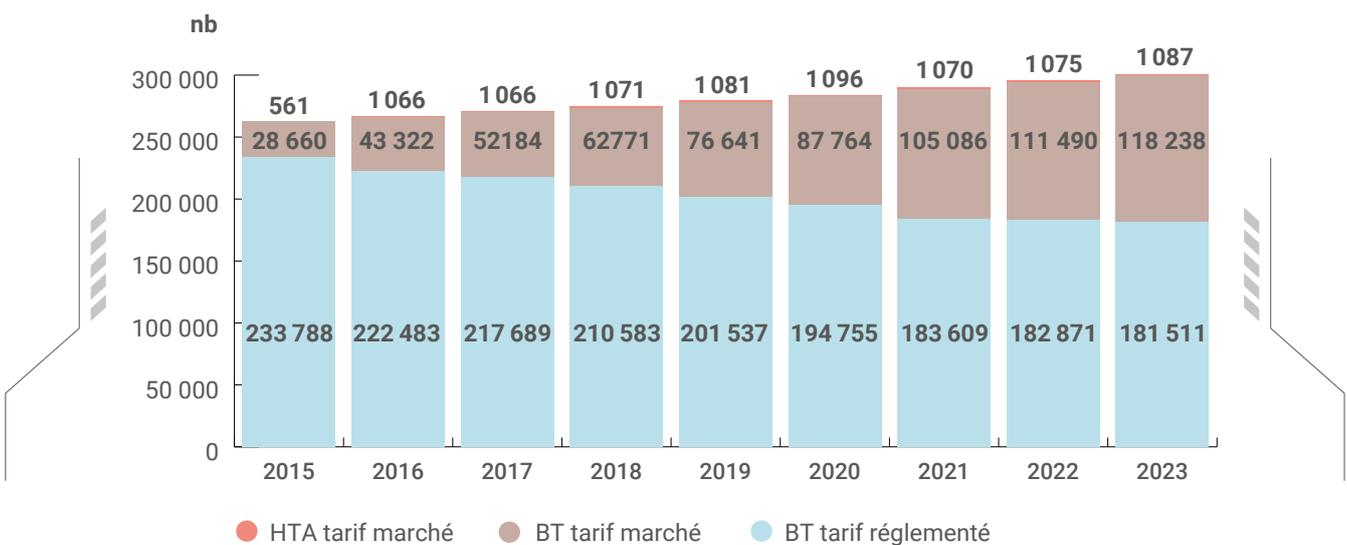
Depuis le 1er janvier 2016, seuls les sites de puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA peuvent bénéficier des tarifs réglementés, en application de la loi du 7 décembre 2010 (loi NOME) qui a supprimé les tarifs réglementés au 31 décembre 2015 pour les sites de puissance souscrite supérieure à 36 kVA.

Le nombre d'usagers de la concession augmente de 2 % en 2023 et atteint le nombre de 300 836.

FOCUS 2023

Une clientèle en constante augmentation.

USAGERS AU TARIF RÉGLEMENTÉ ET AU TARIF MARCHÉ



	Nombre de contrats		Consommations en GWh	Recettes d'acheminement en M€
	Total	Dont au tarif marché		
Contrats puissance souscrite inférieure ou égale à 36 KVA	295 827	114 316	1 532	88
Contrats puissance souscrite comprise entre 36 KVA et 250 KVA	3 922	3 922	344	17
Contrats puissance souscrite supérieure à 250 KVA	1 087	1 087	889	19
TOTAL	300 836	119 325	2 765	125

Le témoignage d'EDF, fournisseur du tarif réglementé

Point de vue



Philippe BENICHOU

Directeur du Développement
Territorial
EDF-Commerce Sud-ouest

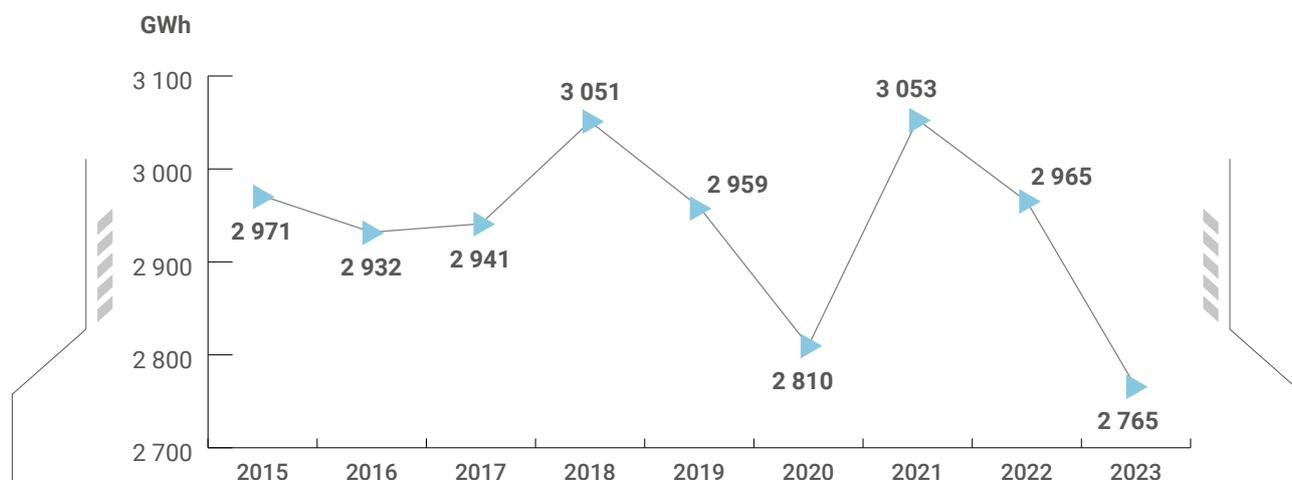
« Au-delà de la mise en œuvre rigoureuse des dispositifs réglementaires, EDF s'engage dans des actions volontaires en lien avec les acteurs de la solidarité dans les territoires.

Cet engagement se traduit pour EDF non seulement par la garantie d'une mise en œuvre proactive et rigoureuse de tous les dispositifs réglementaires – la prise en compte du chèque énergie, une protection hivernale de tous les clients Particuliers, une information des services sociaux communaux (par courrier ou mail) sur les clients d'EDF en difficulté –, mais aussi par un engagement volontariste dans les territoires. Cette démarche accompagne l'action des pouvoirs publics et comprend trois volets :

1. L'aide au paiement qui intègre notamment les solutions d'accompagnement, comme la mise en place d'échéanciers de paiement proposées par nos conseillers clients, l'acceptation du chèque énergie ainsi que le cofinancement par EDF de l'aide apportée par les collectivités territoriales, au travers des Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) pour le paiement des factures d'énergie des ménages précaires.
2. L'accompagnement, pour lequel EDF mobilise ses collaborateurs afin qu'ils apportent des solutions adaptées aux clients en difficulté (qu'ils soient pris en charge ou non par les acteurs sociaux). Des partenariats sont noués en ce sens avec les travailleurs sociaux des collectivités territoriales, les structures de médiation sociale et le milieu associatif.
3. La prévention, qui couvre les champs de la lutte contre la précarité énergétique autour de l'aide à la rénovation thermique et de la pédagogie sur les bonnes pratiques de maîtrise de l'énergie pour les populations fragiles, en faisant le choix de partenariats forts avec des acteurs engagés. »

La consommation et les recettes

CONSUMMATION



RECETTES D'ACHEMINEMENT



De 2018 à 2022, à part en 2021, la consommation est sur une tendance baissière, malgré l'augmentation du nombre de clients de la concession. Les recettes d'acheminement varient entre 111 M€ et 126 M€.

Pour 2023, le nombre de clients de la concession augmente de 2 %, la consommation totale diminue de 7 % et les recettes d'acheminement augmente de 1 %.

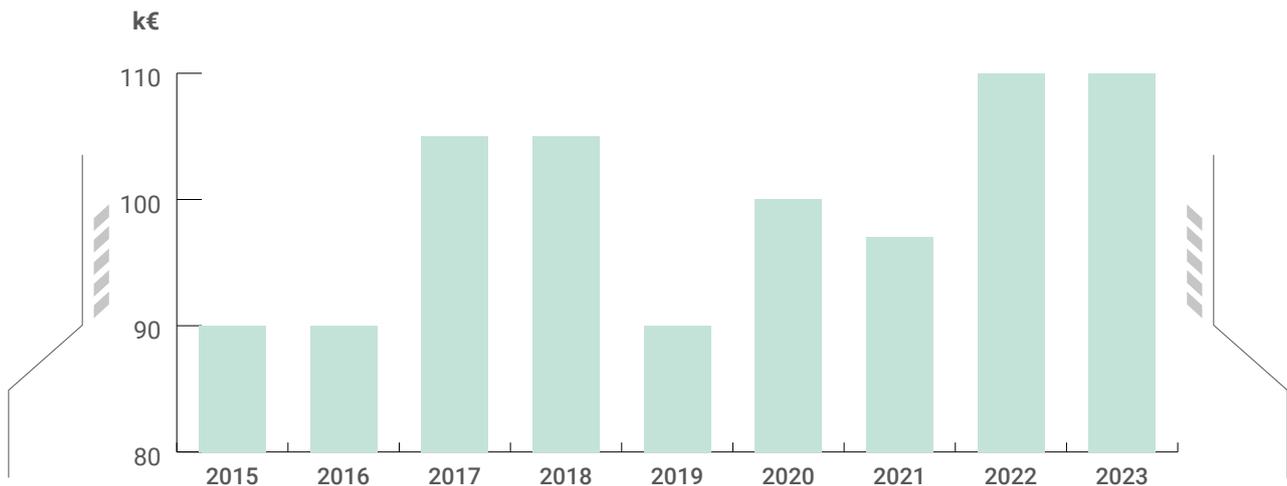
Les Fonds de Solidarité Logement (FSL)

Les FSL sont gérés par les départements qui définissent les modalités d'attribution des aides et les distribuent. EDF cofinance ces fonds dans le cadre de conventions signées dans chaque département par un ensemble de partenaires.

FOCUS 2023

Une solidarité réelle pour les usagers démunis financièrement.

ÉVOLUTION DE LA PARTICIPATION D'EDF AUX FONDS DE SOLIDARITÉ LOGEMENT



FOCUS 2023

La participation d'EDF aux FSL se maintient **à 110 000 €.**



Un fonds d'aide concret et abondé par EDF : FSL

EDF est **premier contributeur** des Fonds de solidarité pour le logement (FSL) après les collectivités locales, pour conforter son engagement de solidarité auprès des clients en difficulté de paiement et contribuer à la maîtrise de l'énergie.

Les Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) traitent l'ensemble des difficultés de paiement associées au logement, à l'eau, à l'énergie ou au téléphone.

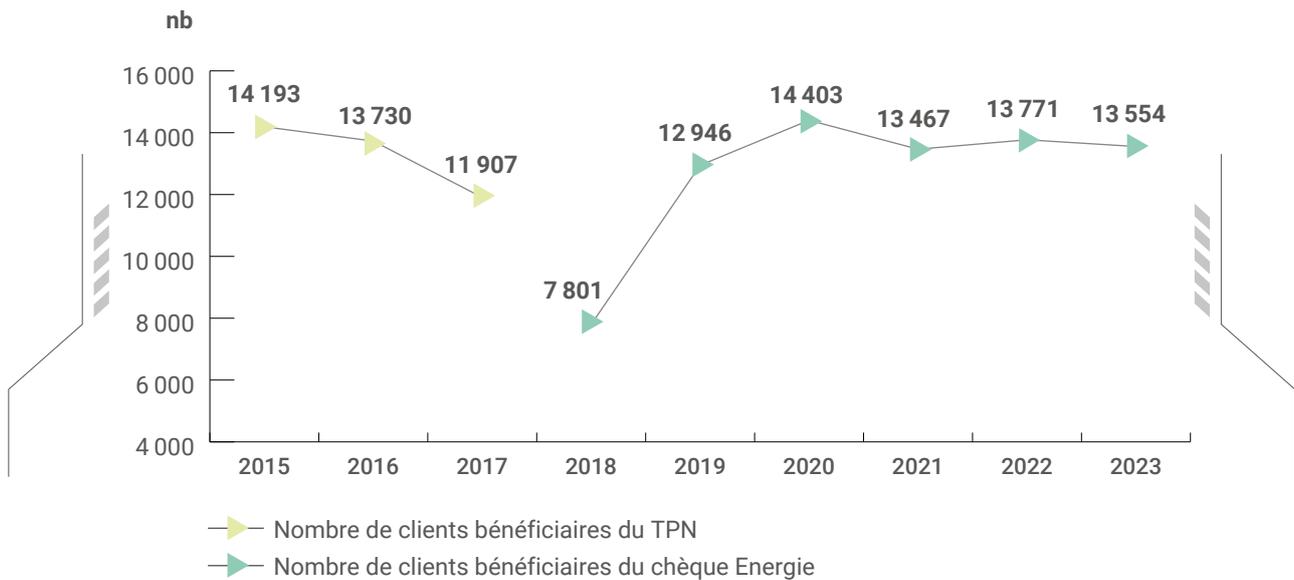
Une ligne téléphonique spécifique : **0 810 810 16**

Le chèque énergie

Le chèque énergie a remplacé le TPN (Tarif première nécessité) à partir de 2018.

EDF s'est fortement impliqué pour accompagner le déploiement du chèque énergie sur l'ensemble du territoire, comme décidé par l'État.

NOMBRE DE CLIENTS BÉNÉFICIAIRES DE LA SOLIDARITÉ



Le nombre d'usagers bénéficiant du chèque énergie en 2023 diminue de 1,6 % malgré une légère augmentation constatée l'année précédente.

Cette diminution ne traduit pas la réalité de la précarité.

EDF précise en effet qu'un nombre assez important d'usagers ne font pas valoir leur droit à ce système d'aide pour diverses raisons, dont une certaine pudeur en regard de leur situation de précarité financière.

FOCUS 2023

13 554 usagers de la concession ont bénéficié du chèque énergie.

Le suivi et le contrôle de l'exploitation

ZOOM
2023

36 dossiers de requêtes usagers **en 2023**

100 % de taux de réponse d'Enedis

1,7 mois de délai moyen de traitement des dossiers, le délai maximum toléré est de 3 mois

19 % des dossiers en renouvellement, **39 %** des dossiers en éclairage public

5 communes quittent la catégorie «Urbain» et rejoignent la catégorie «Suburbain»

11,7 % d'écart d'immobilisation des travaux du SYDEC

Un contrôle de la mission confiée par le SYDEC à Enedis

Le contrôle annuel de l'activité du concessionnaire s'articule autour de trois axes :

- le contrôle ponctuel annuel sous forme d'audits,
- le contrôle au quotidien,
- les enquêtes auprès des usagers et autour de plusieurs sources de renseignements (comptes rendus d'activités, réunions, enquêtes réalisées par le SYDEC, courriers des élus et des usagers).

Un contrôle annuel et ponctuel par audit et sur documents

L'analyse du CRAC Enedis témoigne d'une volonté de transparence.

Le cahier des charges de concession prévoit, à l'article 44 :

Le concessionnaire présentera, pour chaque année civile, un compte rendu d'activité (CRAC) qui doit être transmis au plus tard le 1er juin à l'autorité concédante.

Un contrôle au quotidien basé sur les requêtes des élus et des usagers

Le contrôle au quotidien consiste à veiller au respect des dispositions du [Cahier des Charges](#) par le concessionnaire Enedis. Il est une aide précieuse aux élus et aux usagers. Il est basé sur l'analyse et le traitement des requêtes transmises par les élus et les usagers au moyen de courriers papier, électroniques, appels téléphoniques, rencontres sur le terrain, réunions cantonales, etc.

Une organisation à l'écoute des élus et des usagers

Localisé dans les bureaux centraux de Mont-de-Marsan, 55 rue Martin Luther King, le service contrôle se compose de deux personnes :

Un ingénieur, chef de service :



Frédéric Montaut

frederic.montaut@sydec40.fr
05 58 85 71 87 (Bureau direct)
06 74 89 00 98

Un technicien :



Benoit Estrade

benoit.estrade@sydec40.fr
05 58 85 72 43 (Bureau direct)
06 27 25 54 21

Un contrôle continu

Le service « contrôle » de l'autorité concédante a traité, en 2023, avec les communes et le concessionnaire, **36 affaires** que l'on peut classer selon leur nature :

- Les opérations de renouvellement,
- Le déplacement des ouvrages,
- Les raccordements,
- L'éclairage public,
- Les courriers divers,
- Les problèmes des usagers.

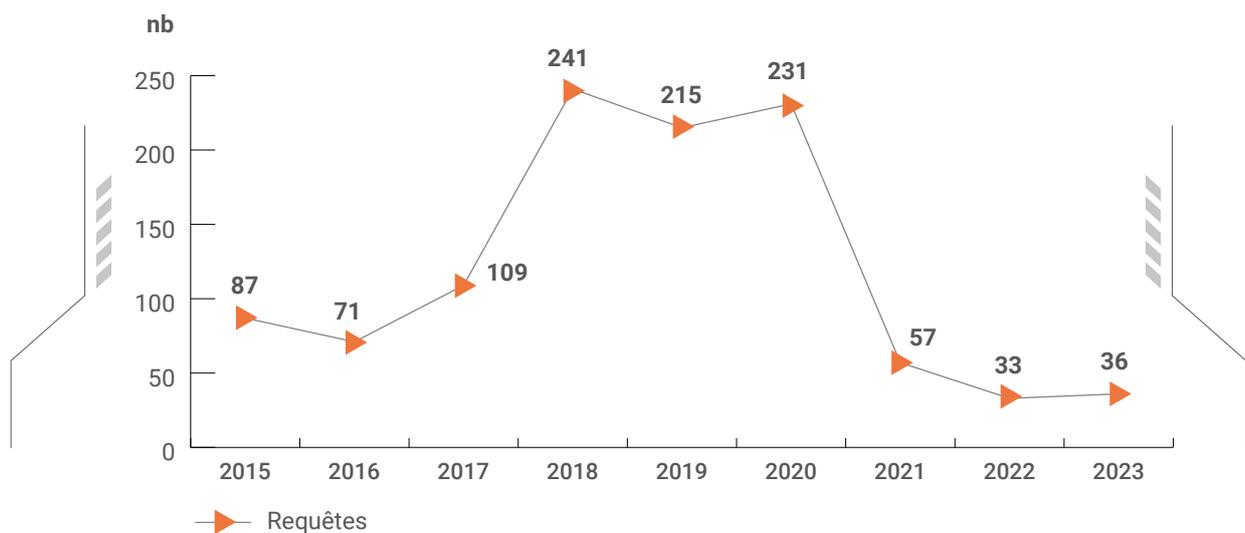
Le service contrôle reçoit et traite toutes les requêtes des usagers de la concession qui peuvent lui être communiquées par courrier, téléphone, fax, Email, visite au siège, remontée des agents du SYDEC, etc.

Sur les **36 requêtes** de 2023, **une seule requête** a été relancée, car Enedis n'a pas apporté de réponse définitive à ce dossier dans la période des 3 mois suivant la date de la demande.

Le concessionnaire doit améliorer ce point pour les années à venir.

Par contre, L'autorité concédante souhaite sensibiliser les élus et les usagers sur les dossiers de déplacement d'ouvrages, souvent source de conflit avec le concessionnaire, sur la prise en charge du déplacement, pour qu'ils n'hésitent pas à saisir le SYDEC dès qu'une gêne liée au réseau, empêche la réalisation de leur projet.

NOMBRE DE REQUETES



FOCUS 2023

Traitement de toutes les requêtes

ZOOM
2023

Un délai de réponse aux requêtes qui diminue.

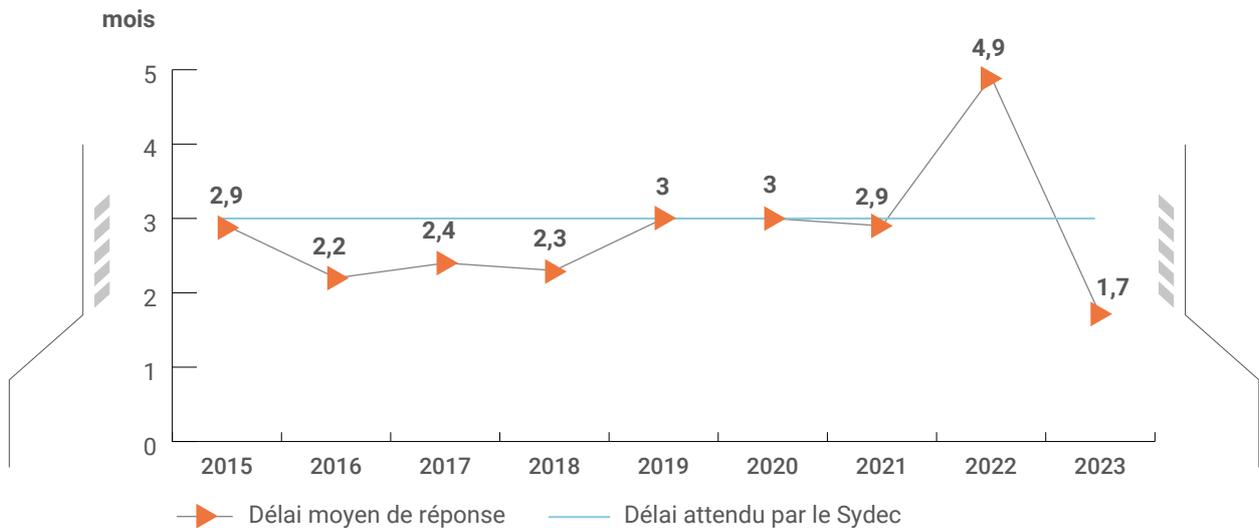
Le délai de réponse que l'autorité concédante accorde au concessionnaire pour apporter une réponse aux requêtes qu'elle lui transmet est de 3 mois.

De 2015 à 2021, ce délai est respecté mais en 2019 et 2020, le délai de réponse atteint le délai maximum de **3 mois** attendu par le SYDEC.

En 2022, le délai de réponse des 3 mois est dépassé.

En 2023, le délai de réponse est **en baisse notable** et passe sous la barre des 2 mois de délai moyen.

DÉLAI MOYEN DE RÉPONSE AUX REQUÊTES

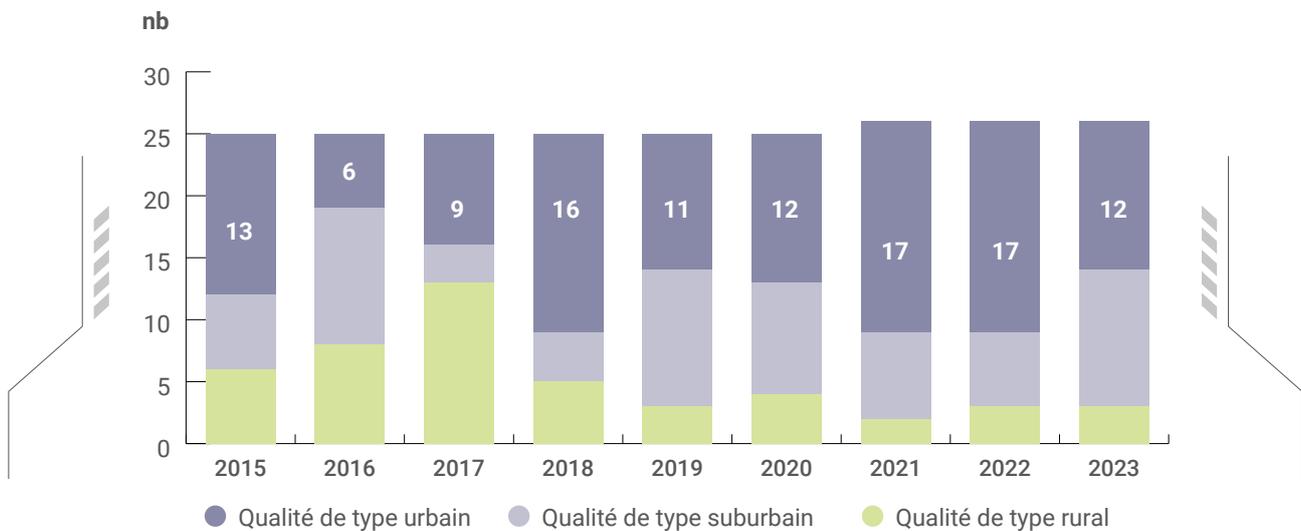


La qualité de fourniture en communes urbaines

FOCUS 2023

26 communes landaises sont en régime urbain. En 2021, les communes de Bénésse-Mareme et de Seyresse sont passées en régime urbain. La commune de Pouillon est repassée en régime rural.

LA QUALITÉ DE FOURNITURE DES 26 COMMUNES URBAINES



Les communes urbaines sont classées selon des catégories de qualité de fourniture, d'une qualité très dégradée dite « hors standard qualité », à une bonne qualité dite « de type urbain », en fonction du nombre de coupures longues, brèves et très brèves que les usagers ont subi dans l'année.

3 communes se situent en qualité de type rural (3 communes en 2022, 2 en 2021, 4 en 2020, 3 en 2019, 5 en 2018).

En 2023, la répartition des communes **se dégrade** : 5 communes quittent la catégorie «Urbain» et rejoignent la catégorie «Suburbain».

FOCUS 2023

Une qualité de fourniture en baisse.

Le constat n'est pas satisfaisant pour les communes urbaines de la concession : le classement qualitatif des communes urbaines a diminué.

Les immobilisations des investissements du SYDEC

Les réseaux de distribution publique d'électricité sont la propriété des collectivités qui les ont mis à disposition du SYDEC. Le SYDEC a donc la charge du suivi de ce patrimoine.

L'économie concédant/concessionnaire attribue la responsabilité du patrimoine au concessionnaire pour ce qui concerne les immobilisations des ouvrages construits par les deux entités et l'amortissement qui doit être pratiqué sur ceux-ci.

Les ouvrages mis en concession par l'autorité concédante (les « remises gratuites ») sont intégrés par le concessionnaire dans sa comptabilité selon un « barème de valorisation électrification rurale ».

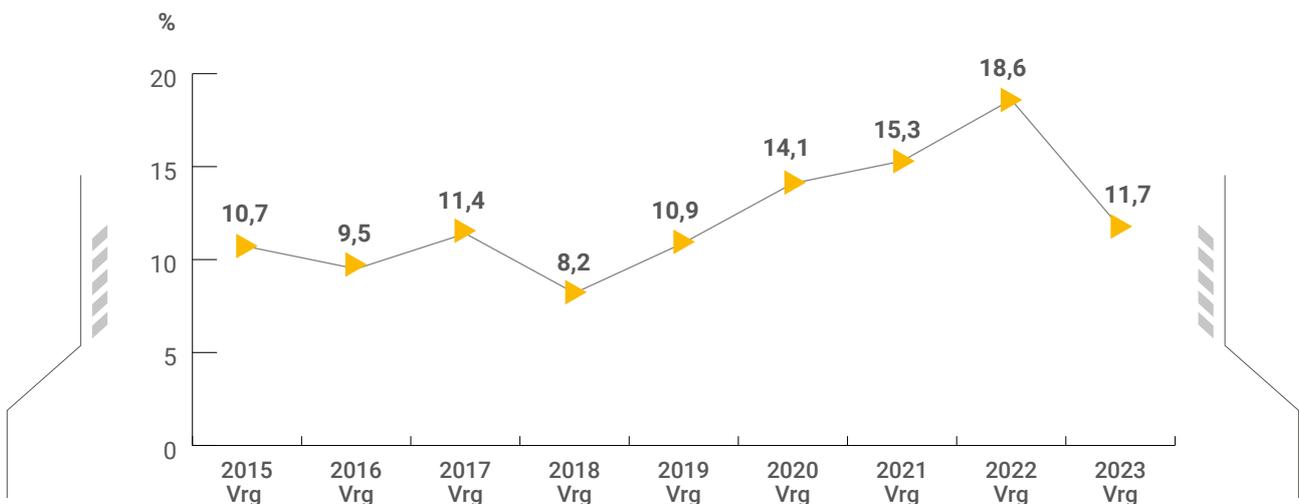
La méthode VRG

La méthode VRG a été créée afin d'obtenir une parité entre les coûts d'investissement des affaires SYDEC et la valeur immobilisée par Enedis. À partir de 2018, le SYDEC a décidé de rajouter le montant des plus-values comprises dans certaines de ses affaires.

Ces plus-values, correspondant à des spécificités techniques (fonçages sous chaussée, utilisation d'un brise-roche, etc.), augmentent ainsi le coût des travaux et sont prises en compte par Enedis dans le montant d'immobilisation de l'affaire.

Depuis 2015, Enedis immobilise en moyenne **420 affaires par an**, dont les travaux ont été réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du SYDEC. Ces 420 affaires représentent en moyenne **15,2 millions d'euros** d'immobilisation et un taux moyen de sur immobilisation sur la période **de 2015 à 2023 de 12,4 %** pour Enedis

ÉCART ENTRE LE MONTANT SYDEC ET LE MONTANT IMMOBILISÉ PAR ENEDIS

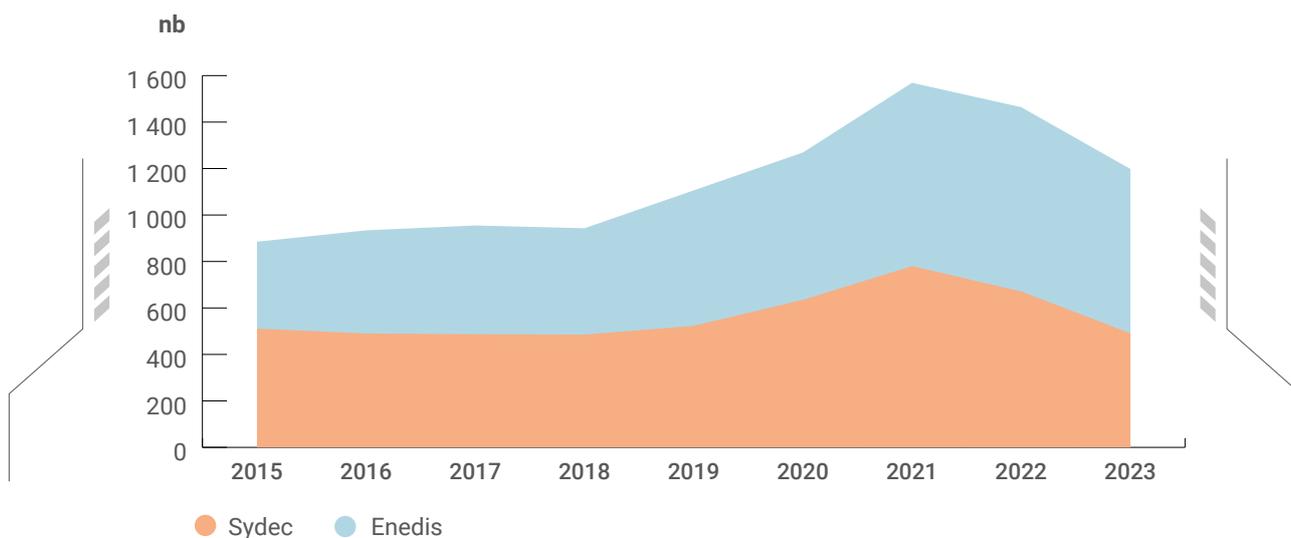


En 2023, la sur-immobilisation totale pour Enedis des affaires traitées par le SYDEC est de **11,7 %** et diminue de **7 %** par rapport au taux de l'année précédente (**18,6 %**). Cette diminution s'explique en partie par des coûts d'immobilisation d'Enedis qui se rapprochent des coûts des travaux SYDEC.

Les autorisations de construire les réseaux

Selon le code de l'urbanisme, les ouvrages de distribution publique d'électricité sont exemptés du permis de construire, mais font néanmoins l'objet d'un dossier technique (*article R323-25* depuis le 30 décembre 2015).

ARTICLES R323-25 DÉPOSÉS PAR LE SYDEC ET PAR ENEDIS



Analyse détaillée du critère B

La valeur du critère B se calcule en multipliant le nombre d'usagers coupés (NI) pour chaque coupure sur le réseau par la durée de cette coupure (TI). Nous obtenons ainsi le NITI de la concession pour chaque coupure. Nous additionnons le NITI de chaque coupure et nous divisons cette somme par le nombre d'usagers total Basse tension de la concession.

Le temps de coupure global se décompose selon les deux causes d'interruptions (incidents et travaux) et les trois types d'ouvrages concernés : moyenne tension (HTA), basse tension (BT) et réseau de transport (amont de la concession).

Le critère B peut être examiné selon deux approches en considérant d'une part tous les événements (incidents et travaux) de l'année, critère B toutes causes, et d'autre part, l'approche excluant les événements exceptionnels (ayant affecté plus de 100 000 usagers et probabilité d'occurrence supérieure à 20 ans, appelé B Hors Incidents Exceptionnels, dit HIX).

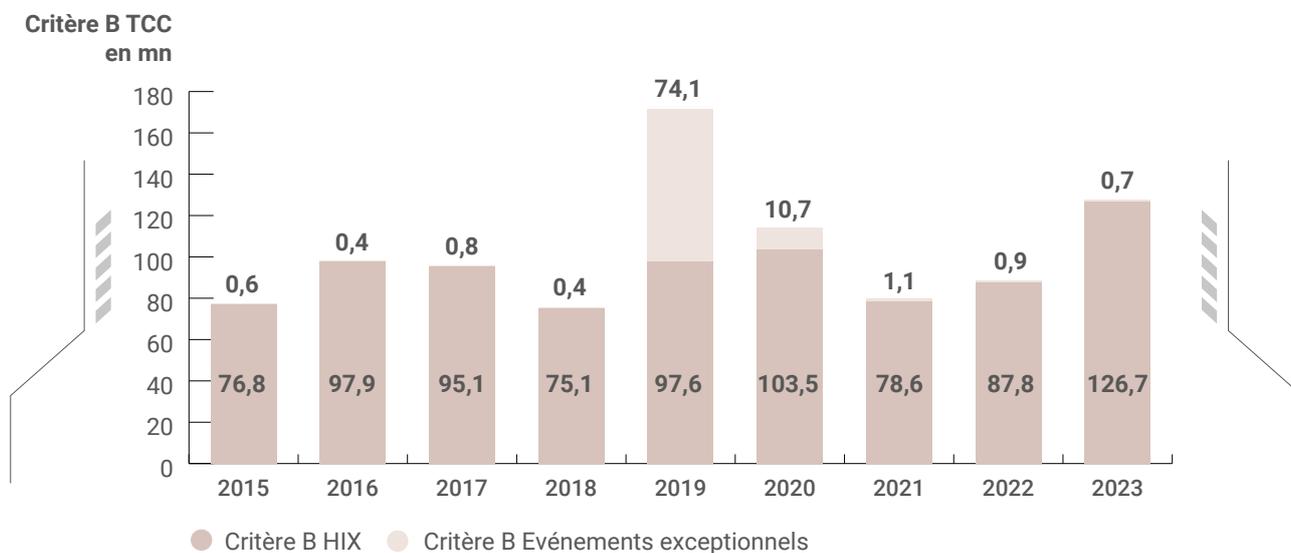
*Le critère B 2023 Toutes Causes Confondues est de **127,4 minutes** contre 88,7 minutes l'année précédente.*

*Généré par les incidents sur le réseau HTA, il est de **79,5 minutes** contre 48,2 minutes l'année précédente.*

Ce constat conduit le SYDEC à approfondir l'analyse de ce paramètre important de la qualité de fourniture de la concession, dont le niveau élevé n'est pas, en première approche, cohérent avec les investissements massifs réalisés par Enedis à l'issue des deux événements climatiques majeurs de 1999 et de 2009.

Le critère B et les événements climatiques

CRITÈRE B HORS INCIDENT EXCEPTIONNEL ET TOUTES CAUSES CONFONDUES



En minute	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Critère B HIX	75,1	97,6	103,5	78,6	87,8	126,7
Critère B Événements exceptionnels	0,4	74,1	10,7	1,1	0,9	0,7
Critère B TCC	75,5	171,7	114,2	79,7	88,7	127,4

La décomposition du critère TCC est la suivante :

En minute	Incidents HTA	Travaux HTA	Incidents BT	Travaux BT	Incidents Poste source	Amont de la concession
Siège et Cause	79,5	12,9	24,6	6,0	3,2	1,3

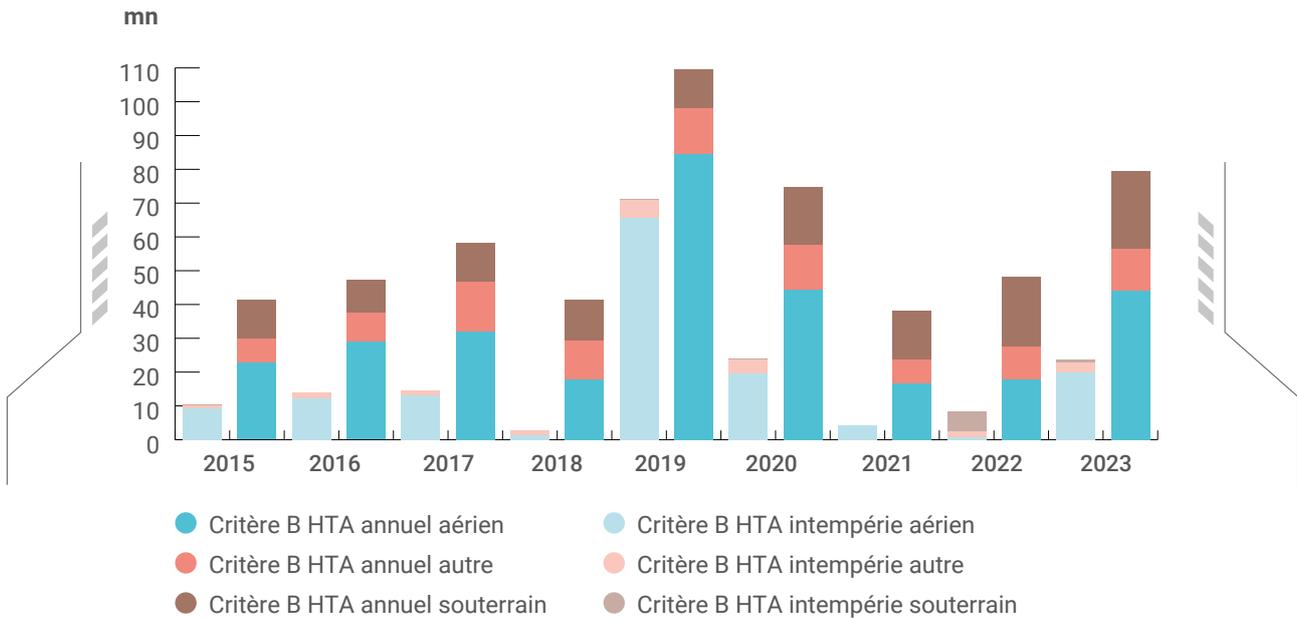
La part prépondérante est portée par la cause « incident » sur le siège HTA, conséquences des aléas climatiques, de la végétation présente aux abords des réseaux aériens nus et de l'usure de certains réseaux et équipements de réseau.

En 2023, des incidents liés à la canicule sont aussi survenus sur le réseau souterrain.

Analyse des interruptions longues du réseau Moyenne Tension (HTA)

Fort de ce constat, nous nous sommes attachés à calculer, par année et par type de réseau, l'impact des évènements climatiques principaux (tempêtes, inondations, orage) sur le critère B incidents climatiques du réseau HTA de manière à déterminer la « fragilité » éventuelle rémanente du réseau HTA à ces intempéries.

CRITÈRE B HTA ANNUEL ET CRITÈRE B HTA INTEMPÉRIES ANNUELLES



Constat

En 2022, année climatiquement non perturbée par des épisodes venteux, un nouveau type d'intempérie fait son apparition : **la forte chaleur (canicule ou chaleur estivale)**.

Cette nouvelle intempérie impacte principalement les réseaux souterrains et explique les 34 jours d'intempéries principales.

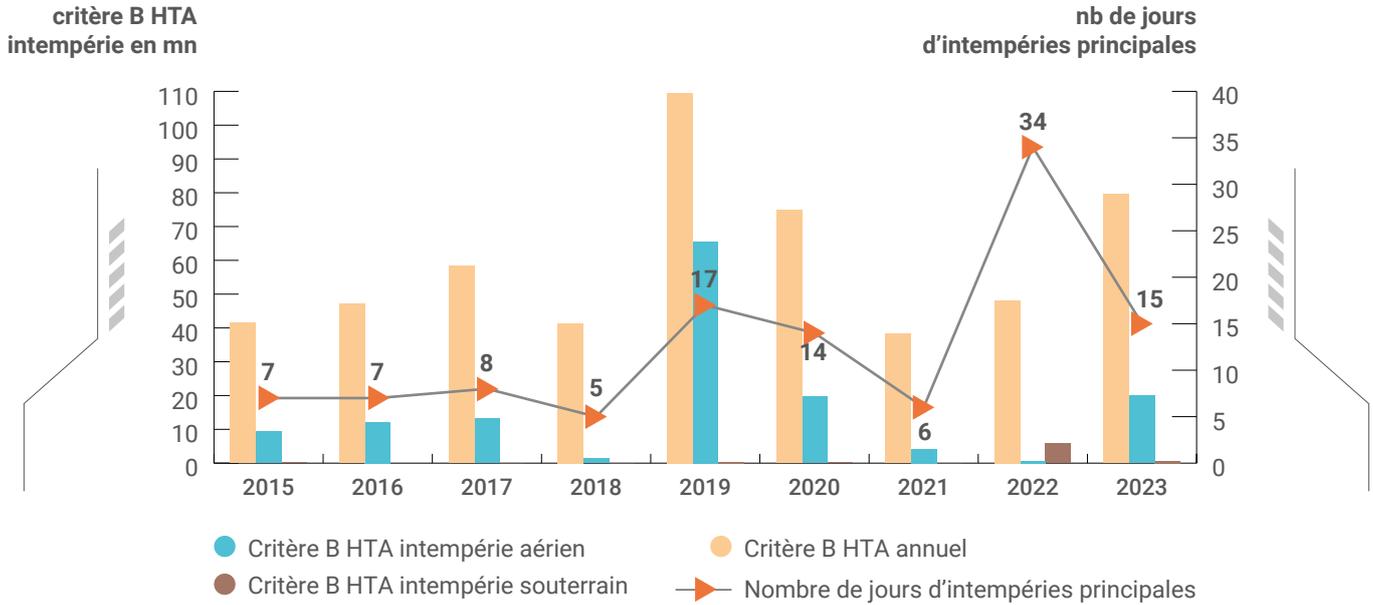
L'année 2023 est climatiquement perturbée par 5 grands épisodes pluvieux et venteux.

Le Critère B HTA climatique est très significativement généré par les incidents survenant sur le réseau aérien.

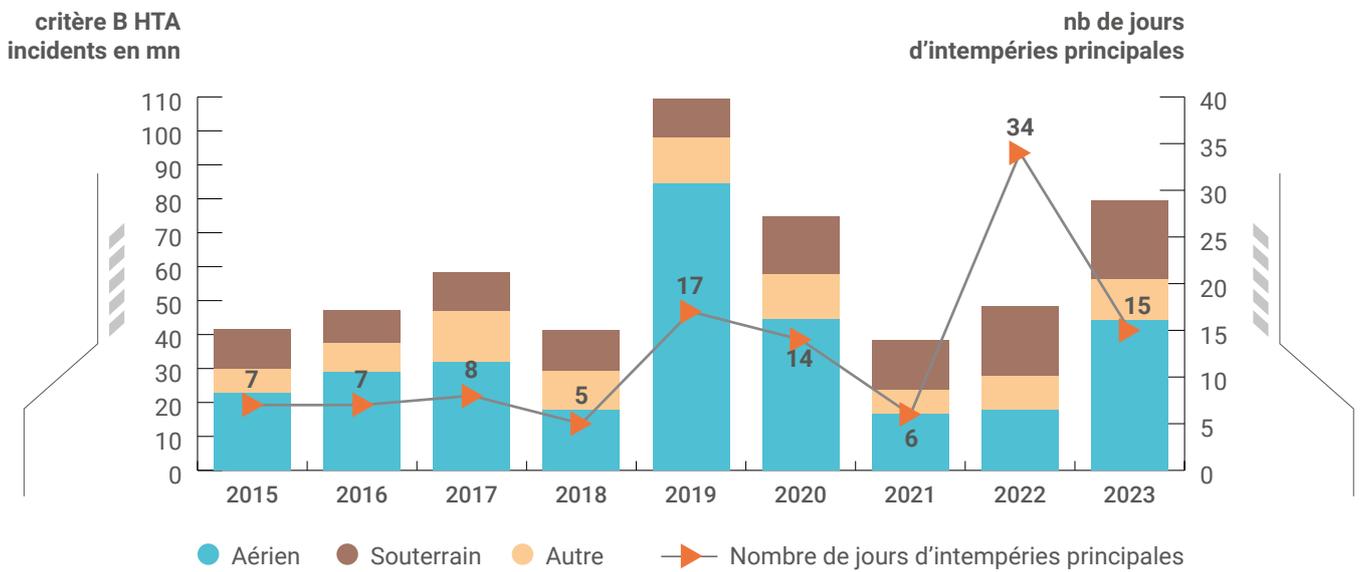
Le Critère B HTA climatique total est de 23,5 minutes sur la période des 15 jours et le Critère B HTA annuel est de 79,5 minutes.

Afin d'affiner l'analyse de l'impact des intempéries annuelles sur les ouvrages, nous traçons en superposition les deux critères B (annuel incident et annuel climatique) **et le nombre de jours répertoriés en incidents climatiques lors des évènements climatiques principaux** :

CRITÈRE B INTEMPÉRIE ANNUEL ET NOMBRE D'INTEMPÉRIES ANNUELLES



CRITÈRE B INCIDENT ANNUEL ET NOMBRE D'INTEMPÉRIES ANNUELLES



En 2022, des incidents climatiques pour cause de fortes chaleurs font leur apparition et impactent uniquement le réseau souterrain (câbles et boîtes de connexion et raccordement).

Pour 2023, année climatiquement perturbée par des épisodes venteux et pluvieux, le 1er graphe ci-dessus démontre que plus le nombre de jours d'intempéries (tempête) est important, plus le critère B intempérie augmente sur les ouvrages aériens.

Ce constat prouve bien que, lors des tempêtes, nos ouvrages aériens sont d'une part, sensibles à ce type d'intempéries et d'autre part, à l'origine de la dégradation du critère B.

Le concessionnaire doit prendre conscience de ces deux phénomènes climatiques et trouver des solutions pour limiter le nombre de coupures sur le réseau aérien et souterrain lors de ces intempéries.

Analyse des interruptions longues du réseau Basse Tension (BT)

COUPURES LONGUES (INCIDENTS ET TRAVAUX)

Origine coupures	Nombre d'usagers coupés	Durée cumulée des coupures	Nombre de coupures	Critère B en mn	Taux de Critère B en %
Câbles souterrains	4 777	42 720	204	3,2	10,6 %
Accessoires de réseau souterrain	5 018	42 672	202	3,3	10,9 %
Conducteurs aériens nus	6 998	91 824	293	7,8	25,4 %
Accessoires de réseau aérien	5 244	84 665	249	5,2	17,1 %
Ligne à conducteurs isolés	5 243	82 261	307	4,7	15,5 %
Postes HTA/BT	6 522	57 078	241	3,5	11,4 %
Branchement BT	3 582	34 613	145	1,8	5,9 %
Autres	1 637	13 390	73	1,0	3,2 %
TOTAL	39 021	449 223	1 714	30,6	-

FOCUS 2023

Le réseau en câbles souterrains est le type de réseau qui subit le moins de coupures et qui génère le moins de critère B.

Les **307 coupures** concernant le réseau en conducteurs isolés (réseau torsadé) sont issues d'incidents survenus sur ce réseau. **Sur les 307 incidents subis par ce réseau, 196 incidents sont causés par des végétaux ou par manque d'élagage.**

Étude comptable sur les branchements (Projet ADELE)

Le projet national d'Enedis « ADELE », visant à localiser comptablement la quasi-intégralité du patrimoine de la concession, était quasiment arrivé à son terme au 1^{er} janvier 2022 (cf. rapport de contrôle précédent portant sur l'exercice 2022).

Les colonnes montantes (ouvrages collectifs de branchements et dérivations individuelles associées) étaient déjà complètement localisées depuis 2018 et les compteurs le sont au rythme du déploiement des compteurs Linky.

S'il devait s'achever en 2022 (sur la base des comptes à fin 2021), le projet ADELE est finalement arrivé à son terme en 2023 (sur la base des comptes à fin 2022) en raison de retards, entraînés notamment par la crise sanitaire de 2020 et 2021, aussi bien au niveau national que pour la concession, avec la localisation des branchements individuels (liaisons réseaux, dérivations individuels et disjoncteurs).

Enedis a procédé au rattrapage des flux comptables de mises en service et hors des branchements individuels (LR et DI), stoppés en 2022, dans le courant de l'exercice 2023.

Les analyses menées dans le précédent rapport de contrôle portant sur l'exercice 2022 ont montré que, pour la concession du SYDEC, les impacts comptables de cette localisation des branchements individuels et des disjoncteurs étaient favorables en termes de valorisation du patrimoine concédé (+ 45 M€), de droits du concédant (+ 30 M€), de provision pour renouvellement (+ 0,7 M€) et donc logiquement en termes d'évaluation du solde des dettes et créances réciproques (impact favorable de 2 M€ pour le concédant).

Analyse des ouvrages localisés comptablement sous le projet ADELE

Les compteurs Linky

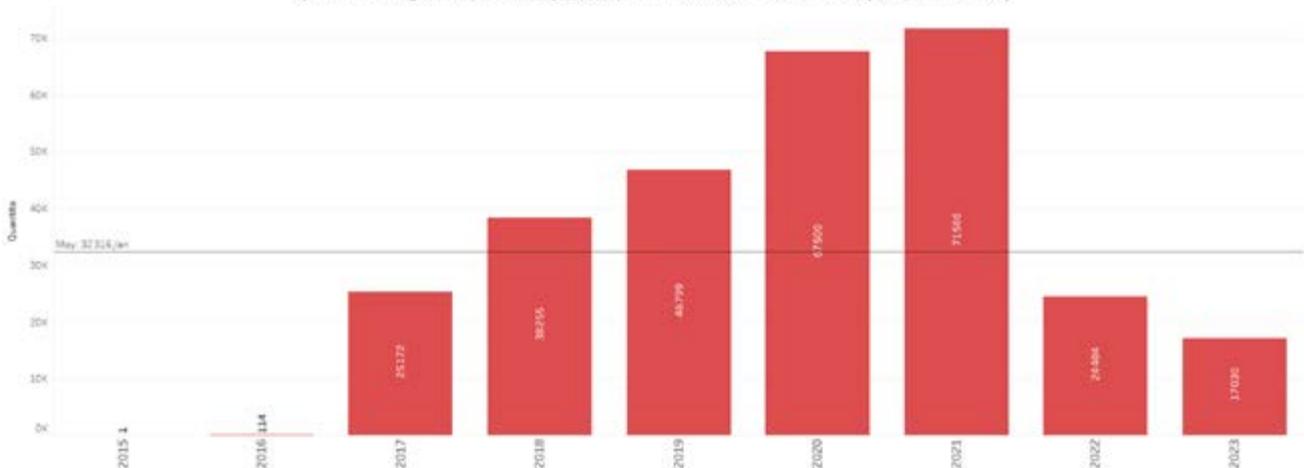
Le déploiement du compteur communicant Linky **en masse** a débuté en 2016 sur la concession du SYDEC et s'est poursuivi jusqu'en 2021, puis à partir de 2022 avec une pose en diffus.

CONSTAT

Au total, 290 842 compteurs communicants posés et immobilisés (selon l'inventaire comptable), soit 98 % des PDL à fin 2023.

ÉVOLUTION DE LA MISE EN SERVICE DES COMPTEURS LINKY

Pyramide des âges comptable en quantité par millésime de MES à fin 2023 (Compteurs LINKY)



Les disjoncteurs

Avant 2022, c'est-à-dire avant la finalisation du projet ADELE de localisation des ouvrages, la valorisation des disjoncteurs était intégrée dans la valeur des « comptages non localisés ». Ils ont été localisés en 2022 dans le cadre de la finalisation du projet ADELE de localisation des ouvrages.

CONSTAT

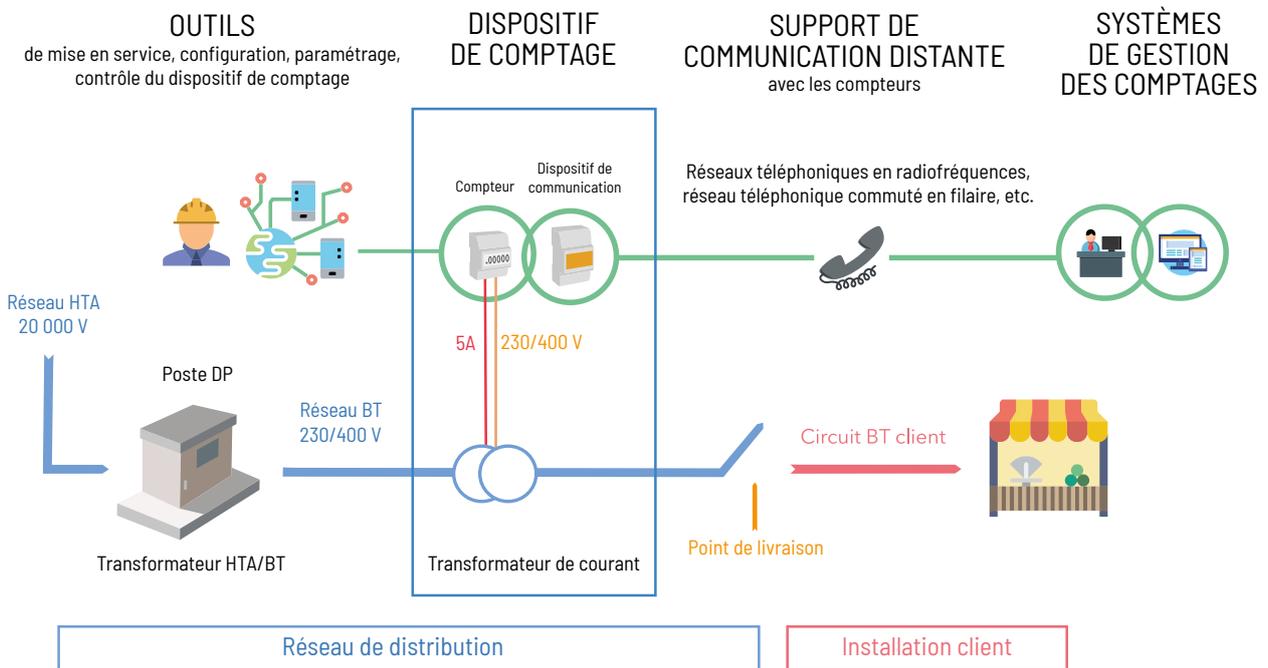
Les disjoncteurs représentent à fin 2023 **0,3 %** du patrimoine de la concession (4,4 M€ en valeur brute, 1,8 M€ en valeur nette).

Les comptages C1-C4 (marché d'affaires)

À l'occasion de la fin des Tarifs Réglementés de Vente, tous les matériels de comptage HTA et BT > 36 kVA (C1-C4) ont été renouvelés. Dans le cadre de ce renouvellement, Enedis a tenu une base du flux des nouveaux compteurs posés et dispose de facto d'une base technique à jour et fiabilisée.

SCHEMA D'INTERFACE DES COMPTAGES DANS LE RESEAU DE DISTRIBUTION

Source : Enedis



Système de comptage relevé
Exemple : point de livraison BT > 36 kVA

Ces travaux de fiabilisation ont ainsi permis la mise en place de l'individualisation de ce type de matériels et de prendre en compte en comptabilité leur localisation précise :

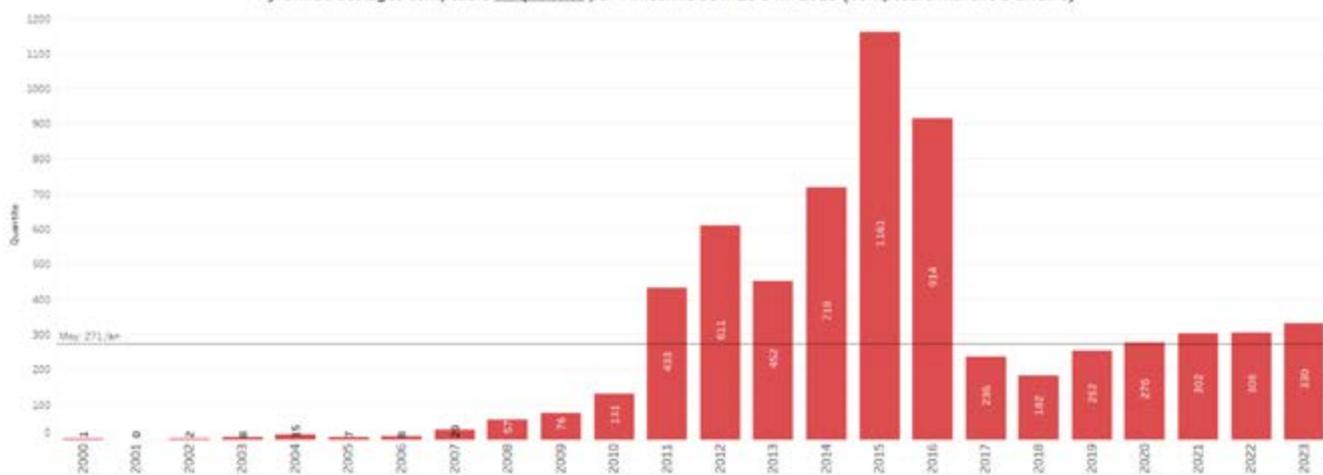
- En comptabilité, à ce stade, seuls les compteurs et les dispositifs de communication (modems) ont été individualisés ;
- Les autres matériels équipant le point de comptage (transformateurs de courant ou de tension notamment) font partie de la dérivation individuelle et ont été individualisés en 2022.

CONSTAT

Sur la concession du SYDEC, il a ainsi été dénombré, à fin 2023, **6 508 compteurs C1-C4**, pour une valeur brute de **1,7 M€**.

MISES EN SERVICE DES COMPTEURS MARCHÉ D'AFFAIRES

Pyramide des âges comptable en quantité par millésime de MES à fin 2023 (Compteurs marché d'affaire)



Ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes)

Les **ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes)** représentent, à fin 2023, 1,6 % du patrimoine de la concession (21 M€ en valeur brute, 15 M€ en valeur nette).

CONSTAT

La valeur brute des colonnes montantes progresse de **+ 7,3 % en 2023 (+ 1,4 M€)**.

Branchements individuels

Les **ouvrages de branchements localisés (branchements individuels)** représentent, à fin 2023, 16,0 % du patrimoine de la concession (205 M€ en valeur brute, 122 M€ en valeur nette).

CONSTAT

La valeur brute des branchements individuels progresse de **+ 5,7 % en 2023 (+ 6,6 M€)**.

Impacts comptables du projet ADELE

Provisions pour renouvellement (PR)

Le stock de provisions pour renouvellement, constituées sur le patrimoine concédé du SYDEC, est passé de 51,7 M€ à **48,8 M€** entre fin 2017 et fin 2023 (- 2,9 M€, soit - 5,6 %).

CONSTAT

La localisation des branchements au cours de l'exercice 2022, a impacté comptablement le stock de PR à la hausse sur 2022 (+ 0,8 M€).

Sur la période 2018-2023, **85 %** des provisions pour renouvellement constituées sont par la suite réaffectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés et le 1/5 restant repris au résultat d'Enedis.

Dettes et créances réciproques

Entre 2014 et 2023, le ticket de sortie s'est dégradé progressivement, de 129 M€ à fin 2014 pour une dette du concédant envers le concessionnaire, à 174 M€ (580 €/usager) à fin 2023, toujours dans le sens d'une dette du concédant vers le concessionnaire, soit une dégradation de 45 M€ en 10 ans.

CONSTAT

En dégradation quasi-continue depuis 2014, la finalisation du projet ADELE, avec la localisation des branchements individuels et les disjoncteurs au 1er janvier 2022, a eu un effet favorable pour le concédant sur le calcul du solde des dettes et créances réciproques de 2 M€ au titre de l'exercice 2022.



Étude comptable sur le programme de Rénovation Programmée Enedis

La PDV (Prolongation de la Durée de Vie) consiste en un renouvellement partiel de portions de réseaux identifiées comme nécessaires, incluant notamment une partie ou l'ensemble des accessoires (c'est-à-dire attaches, supports, armements, isolateurs, ponts, etc.). La PDV est ainsi utilisée en alternative au renouvellement par enfouissement.

Les opérations de PDV permettent, selon Enedis, de prolonger la durée de vie de l'ouvrage traité de 15 ans au minimum. De ce fait, elle constitue un investissement CAPEX « Qualité », considéré comme un intermédiaire entre le renouvellement total d'un tronçon aérien HTA pérenne et de simples actions de maintenance préventive sur OPEX. Cette politique industrielle est présentée par Enedis comme étant la démarche la plus optimale technico-économiquement.

Actuellement, le concessionnaire est en train de redéfinir le contenu et les règles de ce programme PDV. Ce changement de règles se matérialise par un nouveau nom, la Rénovation Programmée (RP).

Vérification des pratiques technique et comptable

Sur la période 2013-2021, l'analyse globale menée sur l'inventaire comptable à fin 2021 a permis d'isoler **495 km de réseau HTA traités en PDV**, pour un montant total de travaux associés et immobilisés s'élevant globalement à **3,2 M€**. Avec un montant de 698 k€ en 2019, 647 k€ en 2020 et 801 k€ en 2021 (à noter que le montant en 2021 n'est pas définitif).

Cela représente un coût unitaire global moyen à l'échelle de la concession de **10 €/m** pour les travaux de PDV entre 2013 et 2021 pour la concession du SYDEC.

CONSTAT

Le coût unitaire sur la période 2013-2020 n'a donc jamais dépassé le seuil maximal théorique (70 % du coût de renouvellement du réseau HTA en souterrain) calculé sur la concession par AEC de 59 €/m. Le coût unitaire de 10 €/m est très proche de la valeur seuil de 5 €/m correspondant à la simple maintenance du réseau et il est inférieur de près de la moitié au coût unitaire moyen du benchmark AEC (19 €/m).

Incidentologie post-PDV sur les départs traités

La comparaison des taux annuels d'incidents HIX, dus à des phénomènes climatiques ou des défaillances matérielles des ouvrages avant et après PDV, montre que ces taux ont nettement diminué (moins d'incidents) pour la totalité des départs traités en 2021.

CONSTAT

L'incidentologie liée à la défaillance matérielle des ouvrages a diminué pour tous les départs HTA à la suite de leurs traitements par des opérations de PDV, ce qui justifie le choix de telles interventions.

Politique d'investissements

Sur la concession, le réseau HTA aérien est en diminution d'environ - 23 km chaque année sur la période 2013-2021. Compte tenu du fait qu'il y avait 1 615 km de réseau HTA aérien nu à fin 2021, le linéaire atteindra environ 1 408 km à fin 2030, au rythme de résorption actuel (- 1 %/an) ;

CONSTAT

Le réseau HTA aérien nu à traiter en PDV sur la concession du SYDEC représenterait potentiellement 15 % du total (cf. hypothèse nationale), soit 242 km de réseau HTA aérien nu, soit environ 19 km de réseau HTA aérien à traiter chaque année entre 2013 et 2025 sur la concession du SYDEC pour coller à l'ambition cible nationale.

Avec 495 km traités en 9 ans sur la période 2013-2021 (selon l'inventaire comptable), la concession du SYDEC suit pour le moment une trajectoire bien plus ambitieuse que l'objectif fixé au niveau national (55 km traités par an depuis 2013 contre 19 km nécessaires pour atteindre l'objectif de 15 % des linéaires traités à fin 2025).

Analyse des différents délais de raccordements injection Enedis

L'analyse consiste à vérifier les différents délais de gestion des affaires de raccordement en injection Enedis (selon les différents jalons de dates de traitement des affaires), par rapport aux engagements réglementaires et contractuels du concessionnaire.

Le SYDEC a examiné deux listes qu'Enedis lui a retournées, comportant 3 300 dossiers, avec :

- 170 dossiers de demande de raccordement **HTA et BT avec travaux réseau,**
- 3 130 dossiers de demande de raccordement **BT ≤ 36 kVA sans travaux réseau.**

Le SYDEC fait un premier constat sur le nombre de dossiers total transmis par Enedis pour l'audit de 3 300, en écart avec le nombre d'installations mises en service en 2023 déclarées dans le CRAC 2023 Enedis (4 065 installations).

Le SYDEC juge néanmoins largement satisfaisantes les deux listes fournies par Enedis pour établir une analyse pertinente des délais de raccordement pratiqués par Enedis en 2023.

Pour les 170 dossiers **HTA et BT avec travaux réseau,** l'analyse du SYDEC a ainsi porté sur les délais des jalons suivants :

- Délai analyse complétude du dossier déposé (Validation du dossier pour T0)
- Délai T0 (Date complétude du dossier et entrée en file d'attente)
- Délai Envoi PTF
- Délai Envoi CR
- Délai AMEO
- Délai Envoi CARD-i
- Délai Envoi CEX
- Délai MES/T0
- Délai MES/CEX acceptée
- Délai MES/ MES souhaitée client

JALONS À ENGAGEMENT DE DÉLAIS ENEDIS

ÉTAPE	DELAI MAX (JOURS)
VALIDATION T0	15
ENVOI PTF (ETUDE)	92
ENVOI CR	365

JALONS SANS ENGAGEMENT DE DÉLAIS FERMES ENEDIS

ÉTAPE
Délai analyse complétude du dossier déposé (Validation du dossier pour T0)
Délai AMEO
Délai Envoi CARD-i
Délai Envoi CEX
Délai MES/T0
Délai MES/CEX acceptée
Délai MES/ MES souhaitée client

Pour les 3 130 dossiers **BT ≤ 36 kVA sans travaux réseau,** l'analyse du SYDEC a ainsi porté sur les délais suivants :

- Délai T0
- Délai MES/Demande client
- Délai MES/T0
- Délai MES/Travaux

Raccordement en BT > 36 kVA et en HTA, avec travaux

Le SYDEC a analysé les données des 170 dossiers remis par Enedis.

Sur ces 170 dossiers de demande de raccordement, seuls 86 (50,6 %) ont bénéficié d'une validation immédiate de la complétude du dossier pour obtenir le T0.

Pour les 84 autres dossiers, les demandeurs ont dû fournir des compléments d'informations, avant qu'Enedis puisse qualifier le dossier conforme aux exigences réglementaires, et donc complet.

Ce taux de « réussite » d'un dépôt complet par les demandeurs dès la finalisation de leur premier dépôt est assez faible et doit être amélioré par Enedis, afin de gagner du temps sur le traitement des demandes de raccordement.

DÉLAIS (MOYEN, MAXIMUM ET MINIMUM) DES DIFFÉRENTS JALONS QUE LE SYDEC A ANALYSÉS

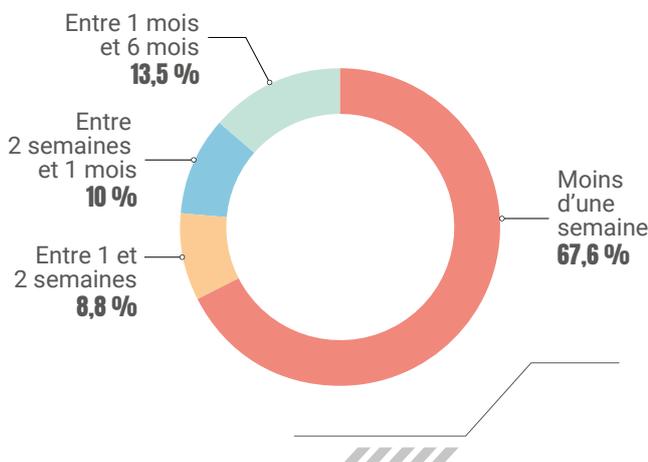
Nombre de dossiers	Délai moyen		Délai Max		Délai Min	
	Jours	Mois	Jours	Mois	Jours	Mois
Délaï analyse complétude	10	0,3	32	1,1	1	0,0
Délaï T0	13	0,4	168	5,6	0	0,0
Délaï Envoi PTF	161	5,4	1304	43,5	1	0,0
Délaï Envoi CR	174	5,8	1451	48,4	0	0,0
Délaï AMEO	228	7,6	1304	43,5	3	0,1
Délaï Envoi CARD-i	35	1,2	191	6,4	0	0,0
Délaï Envoi CEX	51	1,7	191	6,4	0	0,0
Délaï MES/T0	501	16,7	1903	63,4	1	0,0
Délaï MES/CEX acceptée	118	3,9	936	31,2	6	0,2
Délaï MES/ MES souhaitée client	10	0,3	91	3,0	-26	-0,9

POUR LES JALONS AVEC UN ENGAGEMENT DE DÉLAI ENEDIS :

ÉTAPE	DELAI MAX (JOURS)	Nb Dossiers OK	% Dossiers OK
VALIDATION T0	15	130	76,5%
ENVOI PTF (ETUDE)	92	116	68,2%
ENVOI CR	365	145	85,3%

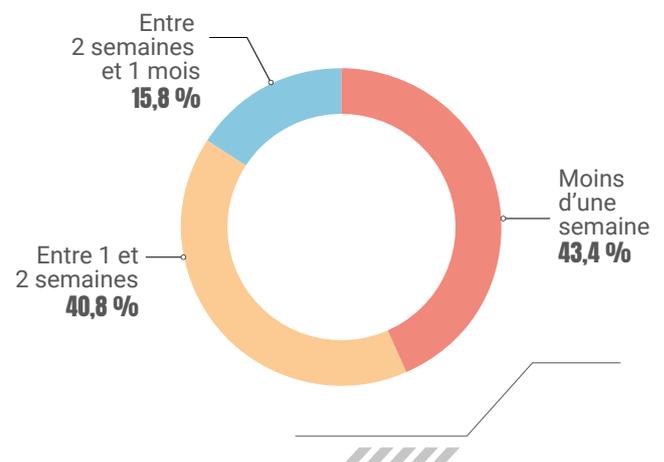
Nombre de dossiers	Moins d'une semaine	Entre 1 et 2 semaines	Entre 2 semaines et 1 mois	Entre 1 et 6 mois	Entre 6 mois et 1 an	Plus d'un an
Délai analyse complétude	33	31	12	0	0	0
Délai T0	115	15	17	23	0	0
Délai Envoi PTF	2	6	22	91	9	24
Délai Envoi CR	26	6	24	84	5	14
Délai AMEO	2	1	2	70	59	26
Délai Envoi CARD-i	14	0	7	10	1	0
Délai Envoi CEX	4	2	5	12	1	0
Délai MES/T0	1	0	0	22	38	109
Délai MES/CEX acceptée	1	11	27	88	18	10
Délai MES/ MES souhaitée client	77	49	27	8	0	0

DÉLAI T0



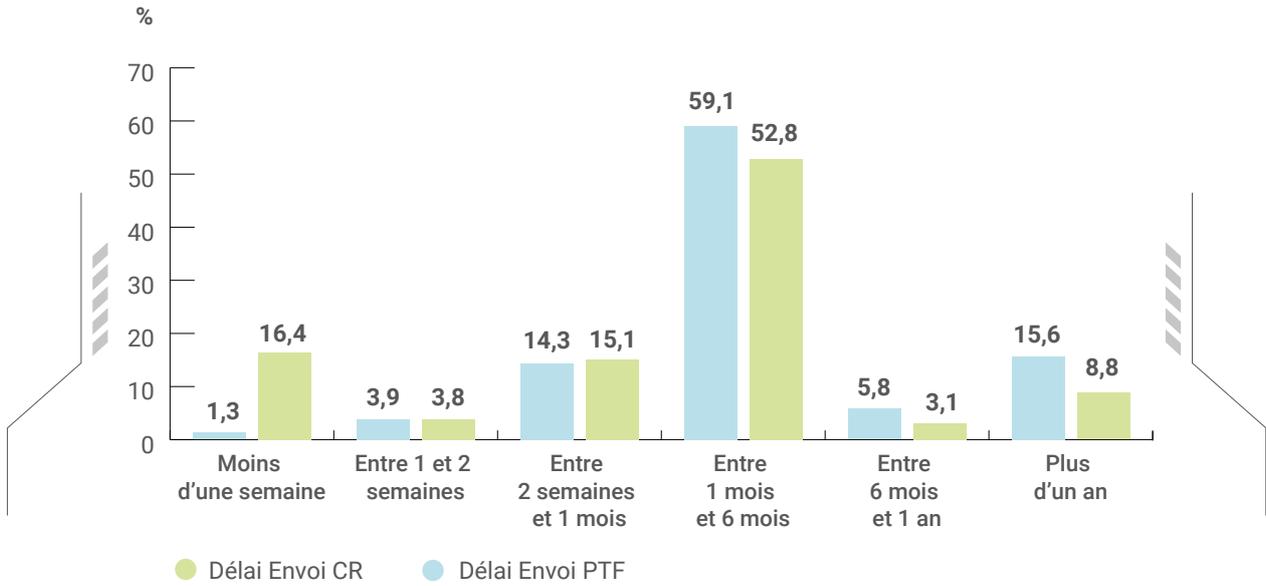
— Délai T0 : 115 (67,6 %) validés en moins d'une semaine

DÉLAI ANALYSE COMPLÉTUDE



— Délai analyse complétude : 33 (43,4 %) complétude analysée et validée en moins d'une semaine, soit la majorité, 31 dossiers (40,8 %) entre 1 et 2 semaines

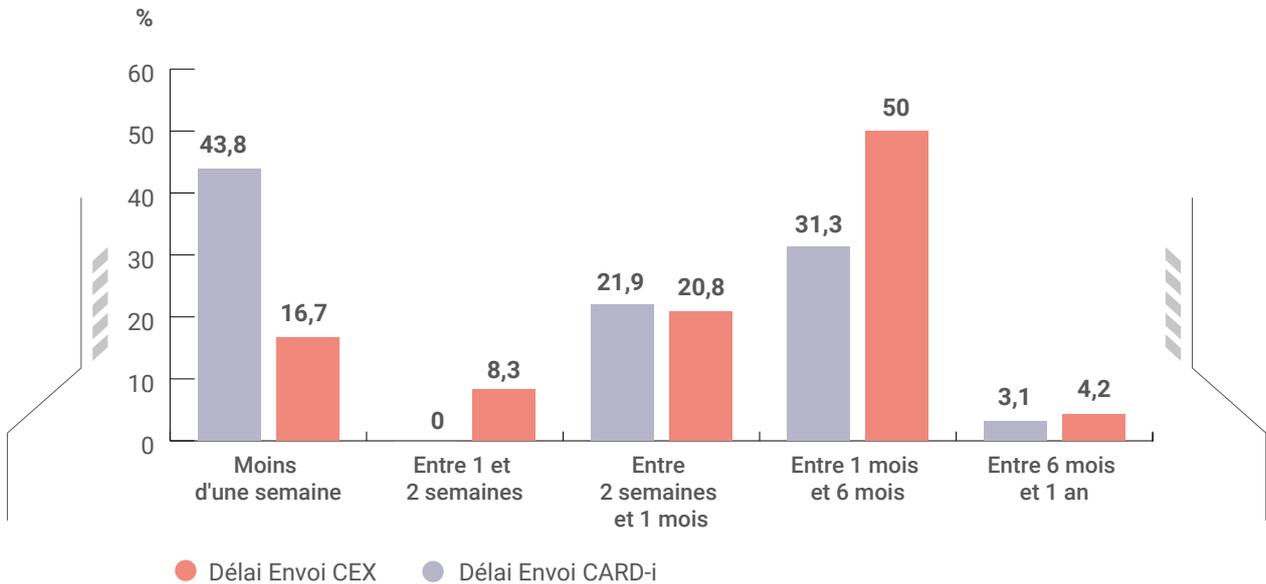
DÉLAI ENVOI PTF / CONVENTION DE RACCORDEMENT



— Délai envoi PTF : pour 91 dossiers (59,1 %) entre 1 et 6 mois,

— Délai envoi Conventions de Raccordement (CR) : pour 84 dossiers (52,8 %) entre 1 et 6 mois

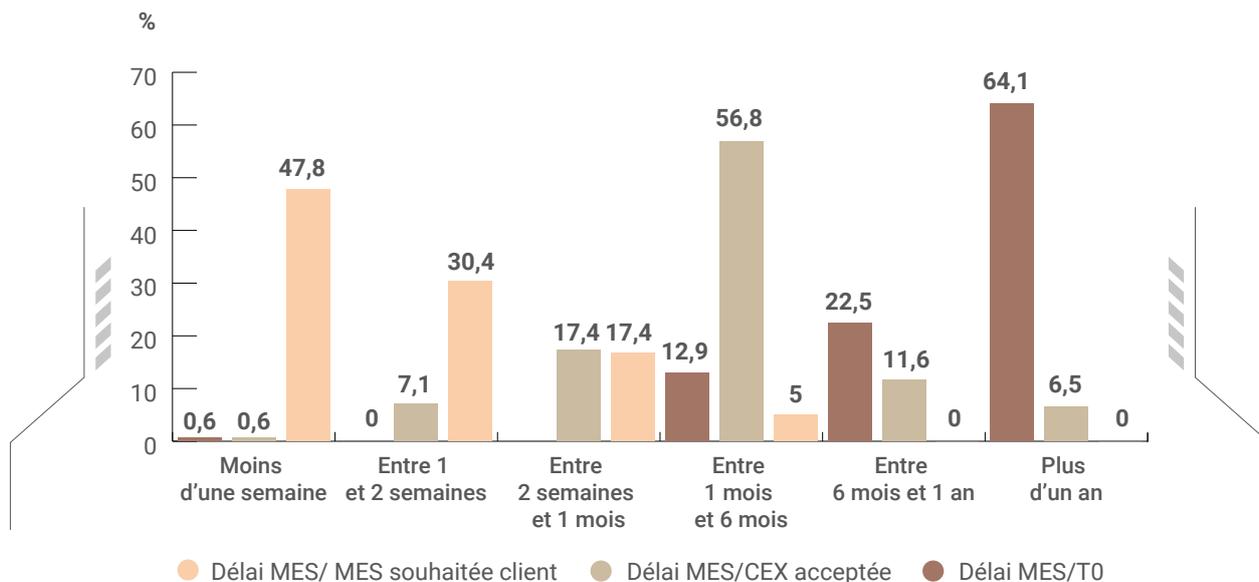
DÉLAI ENVOI CARD-I/CEX



— Délai envoi CARD-i : 43,8 % envoyés en moins d'une semaine,

— Délai envoi Conventions d'Exploitation (CEX) : 50 % des sont envoyées en moins de 6 mois.

ÉCARTS SUR DÉLAIS DE MISE EN SERVICE



— **Délai MES/T0** : 109 installations (64,1 %) ont été mises en service en plus d'un an après le T0, sur un délai de 1,3 an en moyenne,

— **Délai MES/ MES souhaitée client** : 77 installations (47,8 %) ont été mises en service avec un écart de moins d'une semaine par rapport à la date souhaitée par le demandeur, sur un délai de 10 jours d'écart en moyenne.

CONSTAT

Enedis respecte donc les 15 jours de validation du T0 pour 76,5 % des dossiers, envoie les PTF dans les temps pour 68,2 % des dossiers en moins de 92 jours (3 mois) et les conventions de raccordement pour 85,3 % des dossiers en moins de 365 jours (12 mois).

Pour ces trois jalons, les délais moyens sont respectivement de 13 jours, 161 jours (5,4 mois) et 174 jours (5,8 mois).

Enedis est donc globalement respectueux des délais d'engagement sur ces trois jalons.

Néanmoins, le taux de dossiers obtenant le T0 dès le premier dépôt du demandeur doit être amélioré par Enedis, en renforçant son accompagnement des usagers concernés par des formations, des informations type « bulle » explicatives plus présentes et plus précises sur sa plateforme internet, et une clarification de certaines étapes de la saisie.

Seuls 86 dossiers (50,6 %) ont bénéficié d'une validation immédiate de la complétude du dossier pour obtenir le T0.

Raccordement en BT < 36 kVA

Le SYDEC a analysé les données des 3 130 dossiers remis par Enedis.

DÉLAIS (MOYEN, MAXIMUM ET MINIMUM) DES DIFFÉRENTS JALONS QUE LE SYDEC A ANALYSÉS

Nombre de dossiers	Délai moyen		Délai Max		Délai Min	
	Jours	Mois	Jours	Mois	Jours	Mois
Délai T0	53	1,8	352	11,7	0	0,0
Délai MES/Demande client	114	3,8	1 903	63,4	1	0,0
Délai MES/T0	61	2,0	414	13,8	2	0,1
Délai MES/Travaux	60	2,0	313	10,4	2	0,1

JALONS AVEC UN ENGAGEMENT DE DÉLAI ENEDIS

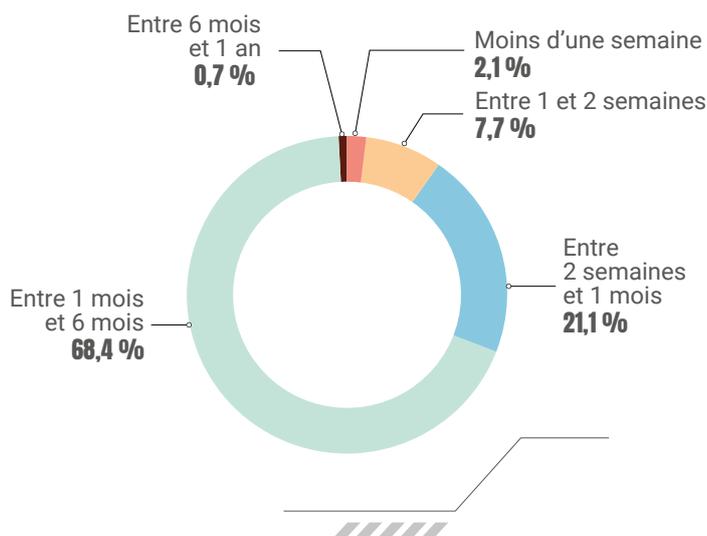
ETAPE	DELAI MAX (JOURS)	Nb Dossiers OK	% Dossiers OK
VALIDATION T0	15	309	9,9 %

NOMBRE DE DOSSIERS SELON LES DIFFÉRENTS JALONS EN FONCTION DES DURÉES DE TRAITEMENT IMPOSÉES PAR ENEDIS

Nombre de dossiers	Moins d'une semaine	Entre 1 et 2 semaines	Entre 2 semaines et 1 mois	Entre 1 et 6 mois	Entre 6 mois et 1 an	Plus d'un an
Délai T0	67	242	659	2 140	22	0
Délai MES/Demande client	5	13	107	2 477	519	9
Délai MES/T0	261	369	736	1 594	169	1
Délai MES/Travaux	263	368	739	1596	164	0



DÉLAI T0



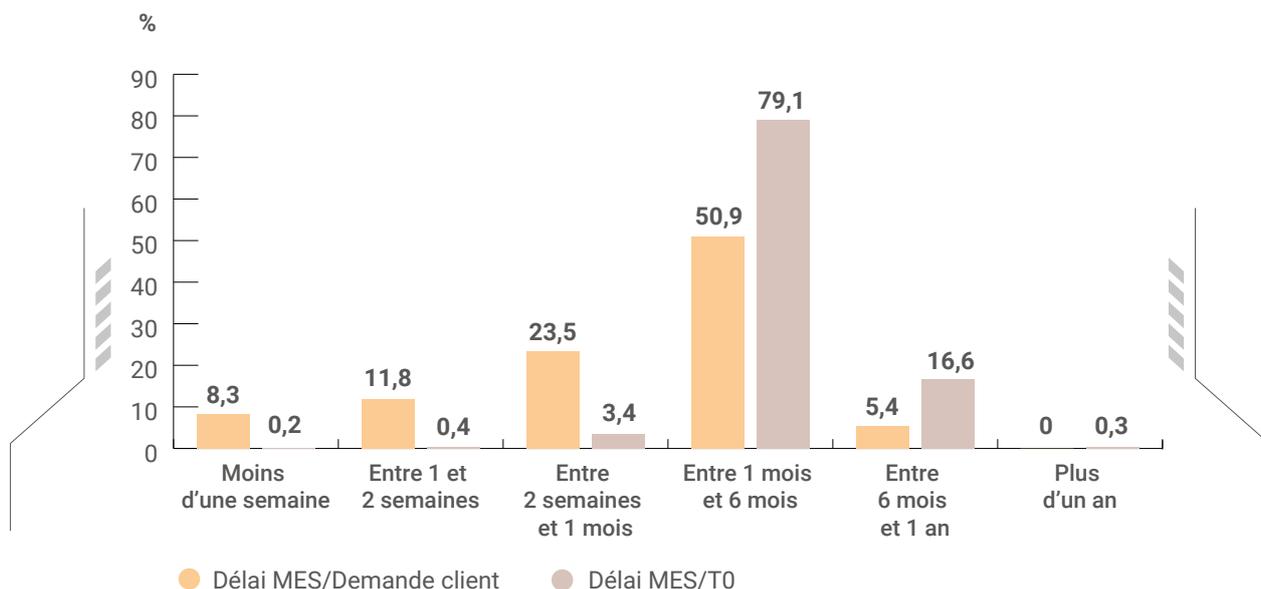
- **Délai T0** : Enedis respecte donc les 15 jours de validation du T0 seulement pour 9,9 % des dossiers (309 sur 3 130), la très grande majorité étant traitée entre 2 semaines et 6 mois (89,4 %).
- **Délai MES/T0** : 1 594 installations (50,9 %) ont été mises en service entre 1 et 6 mois an suite au T0, sur un délai de 2 mois en moyenne, et quasiment toutes en moins d'un an,
- **Délai MES/ MES souhaitée client** : 2 477 installations (79,1 %) ont été mises en service avec un écart entre 1 et 6 mois par rapport à la date souhaitée par le demandeur, sur un délai de 114 jours d'écart en moyenne.

CONSTAT

Par contre, pour les raccordements inférieurs à 36 kVA, Enedis ne respecte donc pas son engagement de T0 en 15 jours et doit densifier ses traitements pour améliorer cet indicateur et se rapprocher de son engagement.

Pour les délais des jalons liées aux mises en services des installations, le SYDEC considère qu'Enedis applique des délais raisonnables de traitement, avec des taux respectueux vis-à-vis des attentes des usagers.

ÉCARTS SUR DÉLAIS DE MISE EN SERVICE



L'analyse comptable et financière



ZOOM
2023

Valeur brute : **1 277 390 k€**

Valeur nette : **743 651 k€**

42 % de taux d'amortissement

520 523 k€ de droits du concédant

174 342 k€ de dette du SYDEC envers Enedis

48 787 k€ de provisions pour renouvellement constituées

1,5 M€ de redevance R2 et 1,2 M€ de redevance R1

Les valeurs comptables de la concession

FOCUS 2023

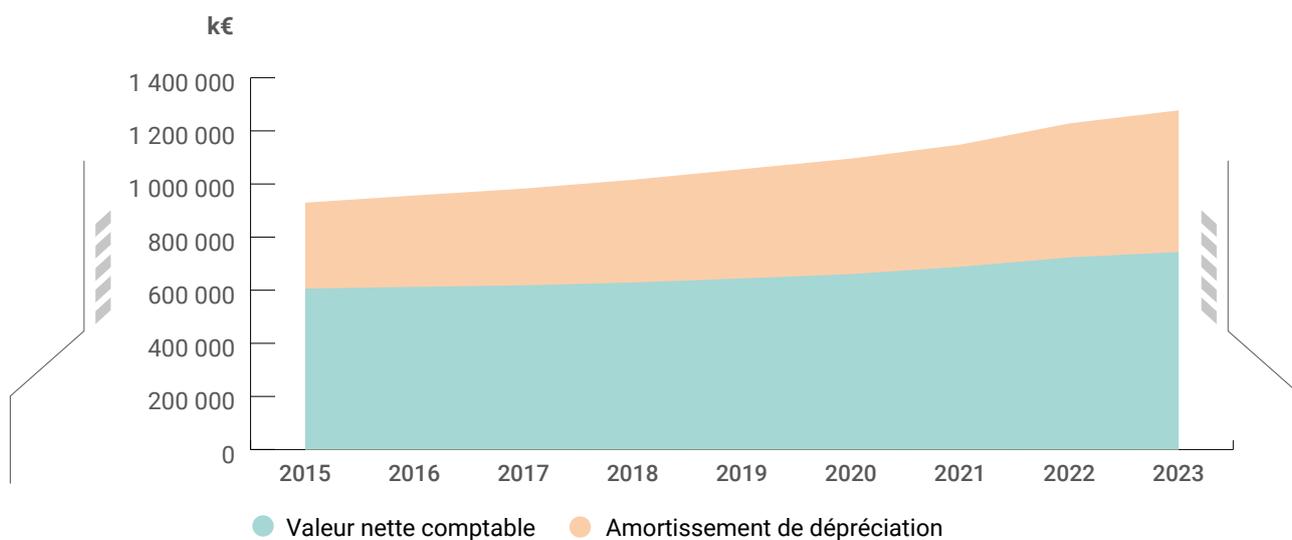
Un patrimoine valorisé à **1 277 millions d'euros** de valeur brute

La valeur brute des ouvrages est leur valeur historique d'achat. Ces biens sont ensuite amortis en comptabilité.

Schématiquement, chaque année, les ouvrages s'usent et se rapprochent de la fin de leur vie. Une dotation aux amortissements est donc soustraite à leur valeur d'origine, afin de coller à la réalité et d'obtenir ce qu'on appelle la valeur nette comptable de l'ouvrage.

Le taux d'amortissement est le rapport de l'amortissement d'un ouvrage (la somme de toutes les dotations aux amortissements depuis qu'il a été mis en service) sur sa valeur brute. Ainsi, plus le taux d'amortissement d'un ouvrage est élevé, plus celui-ci est proche de sa fin de vie. Si on multiplie le taux d'amortissement par la durée de vie de l'ouvrage, on obtient son âge.

ÉVOLUTION DE LA VALEUR GLOBALE DES OUVRAGES



Totalité des ouvrages en k€	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Amortissement de dépréciation	386 953	411 339	434 977	460 309	504 437	533 739
Valeur nette comptable	628 982	644 271	660 666	688 028	723 674	743 651

Durées d'amortissement retenues par Enedis, à la suite de différentes actualisations :

Canalisations HTA et Basse Tension hors réseau Basse Tension aérien torsadé => 40 ans.

Canalisations réseau Basse Tension aérien torsadé => 50 ans.

Bâtiments des postes maçonnés => 45 ans.

Postes : immeubles, postes préfabriqués, postes sur poteaux et appareillage des postes => 30 ou 40 ans.

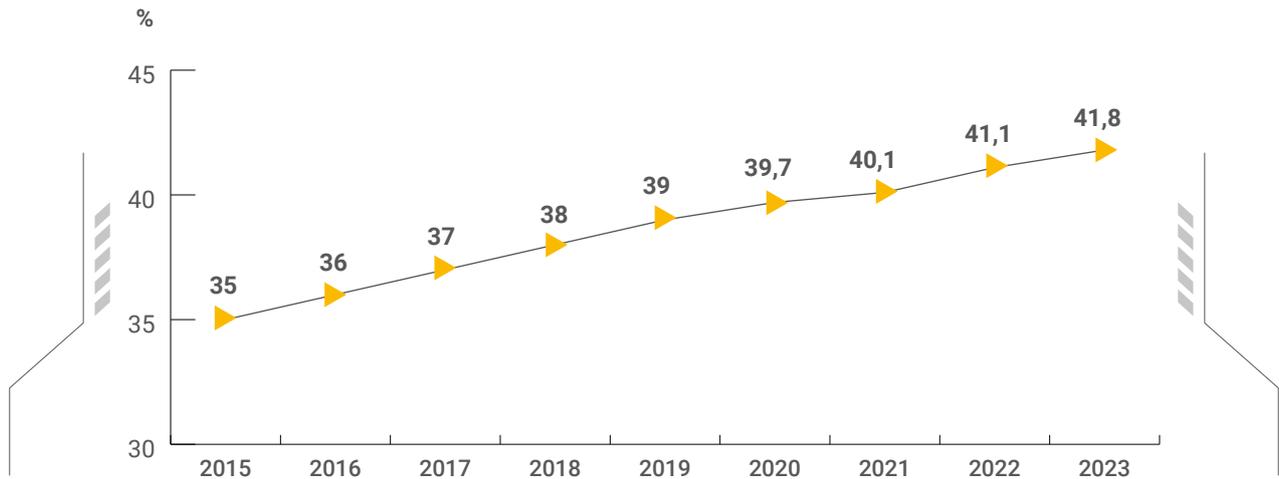
Compteurs => 20 à 30 ans.

Branchements et colonnes montantes => 60 ans

Transformateurs => 40 ans.

Électronique => 10 ans.

TAUX D'AMORTISSEMENT



FOCUS 2023

Depuis 2015, les ouvrages vieillissent.

La répartition comptable des ouvrages de la concession

Deux types d'ouvrages constituent la concession

Sur un plan comptable, le concessionnaire gère différemment les ouvrages selon leur nature. Il distingue deux types d'ouvrages :

- les ouvrages localisés,
- les ouvrages non localisés.

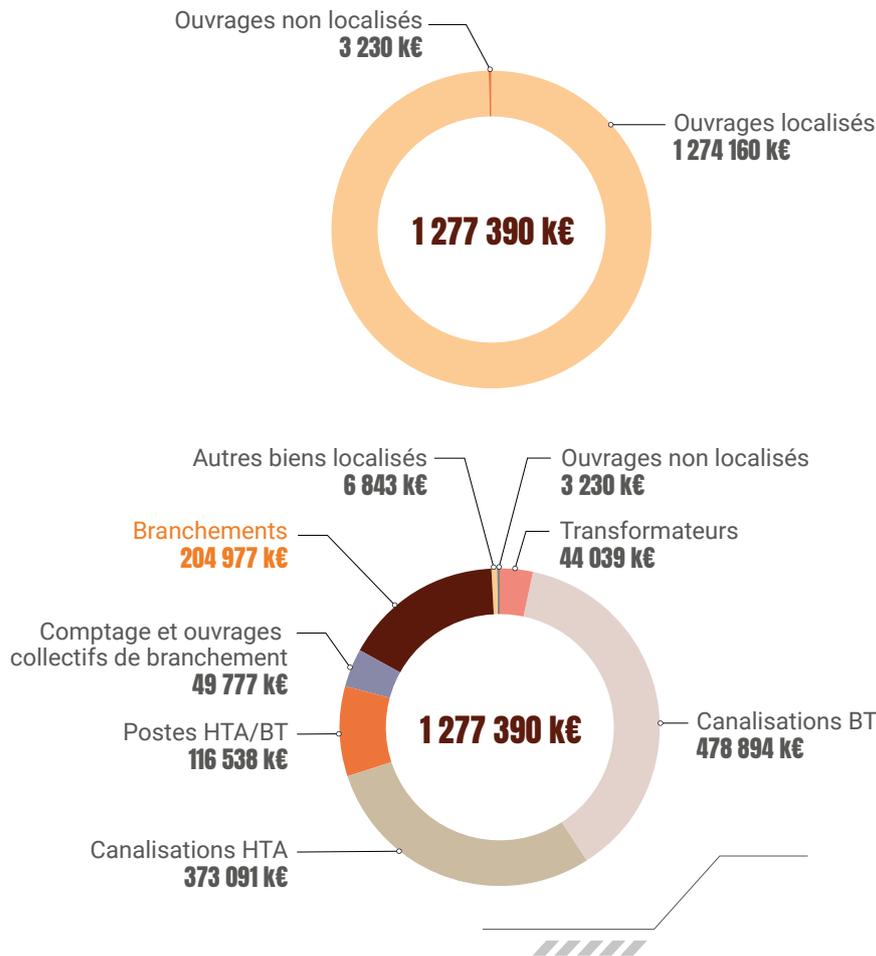
À fin 2023, le patrimoine de la concession est valorisé à près de **1 277 M€** : les réseaux HTA et Basse Tension représentent à eux seuls **67 %** des ouvrages concédés.

FOCUS 2023

Le chiffre à retenir :

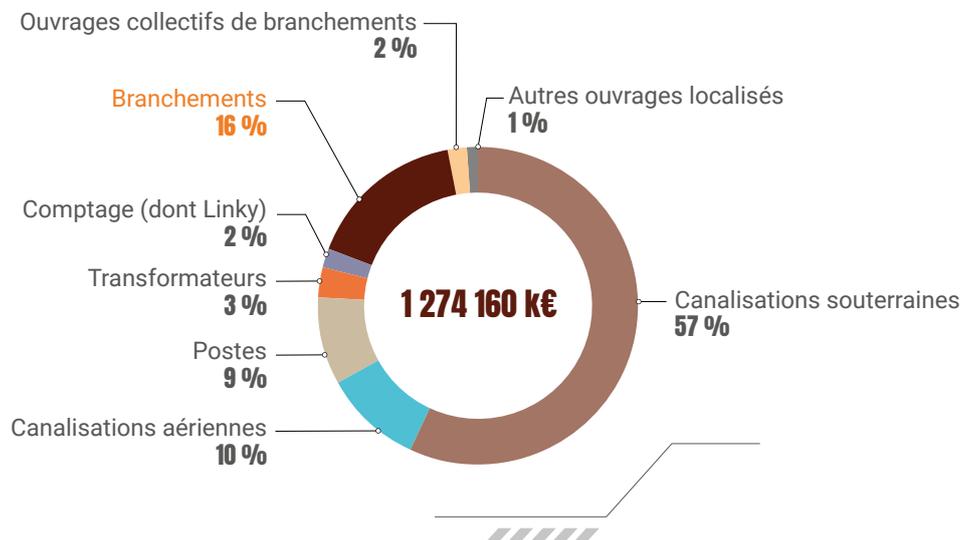
Investissement total en 2023 par usager :
164 €

DÉCOMPOSITION DE LA VALEUR BRUTE EN 2023



Les **Ouvrages Localisés** représentent essentiellement les réseaux et les postes HTA/BT, identifiés et valorisés commune par commune.

RÉPARTITION DE LA VALEUR BRUTE DES OUVRAGES LOCALISÉS EN 2023



	2022	2023
Ouvrages localisés	Amortis à 41,1 % Age moyen : 14,4 ans	Amortis à 41,7 % Age moyen : 14,6 ans
Valeur Brute	1 224 787 k€	1 274 160 k€
Valeur Nette	721 940 k€	742 216 k€

Les ouvrages localisés ont un taux d'amortissement de **41,7 %** et un âge moyen de **14,6 ans**, en augmentation par rapport à l'année précédente, soit en vieillissement.

En effet, la valeur brute des ouvrages localisés progresse de **4 %** (investissements réalisés sur le **patrimoine en 2023**), alors que l'amortissement augmente de **5,8 %**.

*À partir de 2022, les branchements sont comptabilisés en ouvrages localisés. La valeur brute comptable des ouvrages localisés passe de **1 224 787 k€** en 2022 à **1 274 160 k€** en 2023.*

Les Ouvrages Non Localisés sont uniquement constitués des biens non localisés à partir de 2023.

	2022	2023
Ouvrages non localisés	Amortis à 47,8 % Age moyen : 16,7 ans	Amortis à 55,6 % Age moyen : 19,5 ans
Valeur Brute	3 324 k€	3 230 k€
Valeur Nette	1 734 k€	1 435 k€

Les ouvrages non localisés ont un taux d'amortissement de **55,6 %** (contre **47,8 %** l'année précédente) et un âge moyen de **19,5 ans** (contre **16,7 ans** en 2022), soit en vieillissement.

En effet, la valeur brute des ouvrages non localisés diminue de **3 %**, alors que l'amortissement augmente de **13 %**.

*En 2022, le passage des branchements dans les ouvrages localisés occasionne une nette diminution de la valeur brute comptable des ouvrages non localisés. Elle passe de **3 324 k€** en 2022 à **3 230 k€** en 2023.*



Les provisions pour renouvellement

L'article 10 du cahier des charges de concession définit les obligations du concessionnaire en matière de renouvellement :

« Ainsi, les travaux de maintenance, y compris (...) ceux de renouvellement, nécessaires au maintien du réseau en bon état de fonctionnement (...), seront financés par le concessionnaire. (...) »

En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (...) et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

Les provisions pour renouvellement complètent l'amortissement industriel et sont assises sur la différence entre l'amortissement de la valeur de remplacement et l'amortissement de la valeur brute des biens, pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession. Le calcul se base sur la période correspondant à la durée théorique d'utilisation du bien.

Les provisions pour renouvellement n'ont pas pour but de financer entièrement le renouvellement d'un ouvrage, mais de couvrir la différence entre la valeur d'origine du bien et son coût futur de remplacement à l'identique.

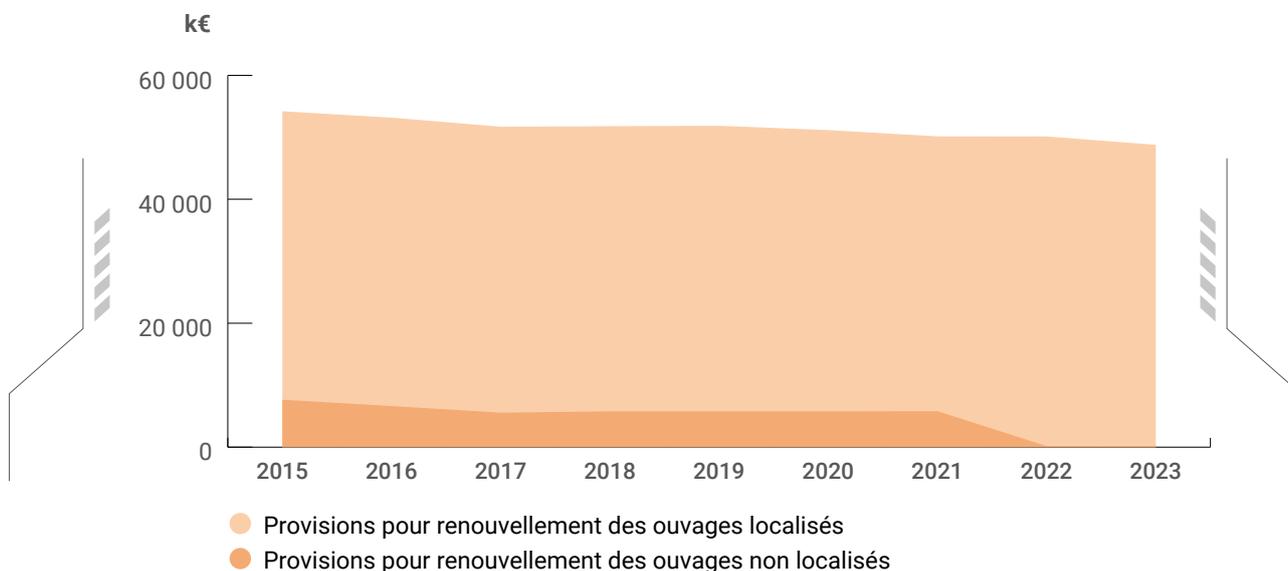
Ainsi, dans le cadre du besoin de renouvellement des ouvrages de la concession, une provision pour renouvellement est constituée par Enedis :

- basée sur la différence entre la valeur de remplacement et la valeur historique des biens,
- constituée pour les seuls biens renouvelables avant le terme de la concession.

En 2023, les provisions pour renouvellement ont diminué de 1 352 k€ :

En K€	2022	2023	Variation
Ouvrages Localisés	49 975	48 622	-2,7%
Ouvrages non Localisés	164	164	0,4%
TOTAL	50 138	48 787	-2,7%

ÉVOLUTION DES PROVISIONS POUR RENOUVELLEMENT



La provision en k€	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Provision pour renouvellement des ouvrages Localisés	46 018	46 085	45 385	44 348	49 975	48 622
Provision pour renouvellement des Ouvrages non Localisés	5 775	5 776	5 776	5 802	164	164

En 2023, le montant des provisions pour renouvellement **diminue** par rapport à l'année précédente.

NOTA

Depuis la mise en œuvre du **nouveau cahier des charges** au 1^{er} janvier 2019, les provisions pour renouvellement précédemment prévues par **l'article 10 de l'ancien cahier des charges de concession** : « (...) En vue de pourvoir au financement des travaux de renouvellement de l'ensemble des biens concédés, (...) et devant faire l'objet d'un renouvellement avant ou après le terme normal de la concession, le concessionnaire sera tenu de pratiquer des amortissements industriels et de constituer des provisions pour renouvellement prenant en considération le coût de remplacement des immobilisations concernées. »

ne sont plus à constituer par le concessionnaire.

Les droits du concédant : un compte bilan des échanges financiers

Le compte « Droits du concédant »

Les droits du concédant ont été modifiés suite au nouveau mode de comptabilisation du concessionnaire à partir du 1^{er} janvier 2005.

Les droits du concédant deviennent donc, en 2005, la somme de la contre-valeur en nature (ou financement concédant) et de la dette en espèces vis à vis du concédant et se décomposent ainsi :

- **Le total droit en nature** correspond à la valeur nette comptable de l'ensemble des biens mis en concession (valeur non amortie des biens), quel que soit leur mode de financement ; cette contre-valeur traduit l'obligation de remettre les biens au concédant en fin de concession (en cas de non-renouvellement de la concession).

Le patrimoine a augmenté en 2023 de 2,8 % par rapport à l'exercice précédent pour atteindre 744 M€.

- **La créance en espèces du concessionnaire ou Dette du concédant envers le concessionnaire** correspond à la valeur nette comptable des biens financés par le concessionnaire (valeur non amortie des ouvrages financés par le concessionnaire). Cette créance, d'un montant initialement égal au financement du concessionnaire, est constatée en moins au passif lors de la mise en service du bien. Elle décroît au cours du temps d'un montant annuel égal à l'amortissement industriel correspondant aux biens financés par le concessionnaire, pour s'éteindre en fin de vie du bien.

Elle est estimée à 382 M€ à fin 2023, en hausse de 6 % par rapport à l'exercice précédent.

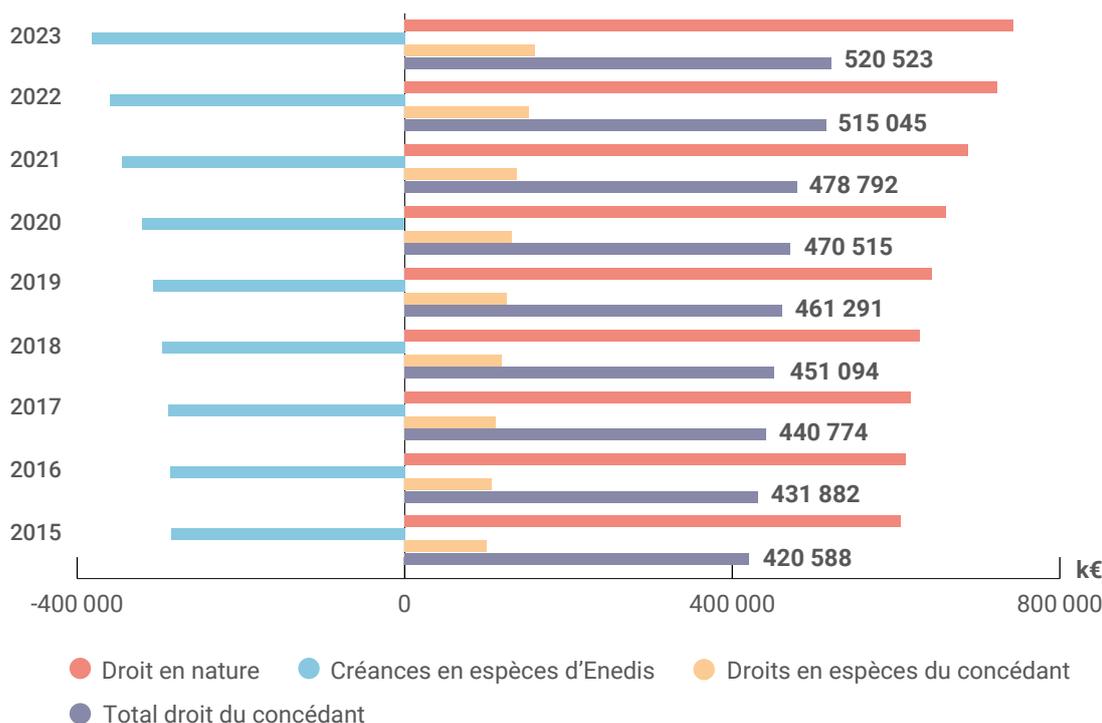
- **Les droits en espèces du concédant** correspondent à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire des ouvrages financés par le concédant. Le financement du concédant regroupe tous les financements autres que ceux du concessionnaire.

Le niveau des droits en espèces est évalué à 159 M€ à fin 2023, en augmentation de 5 % par rapport à l'année précédente. Ceux-ci ne tiennent donc pas compte d'amortissements sur les réseaux Basse Tension et postes HTA/BT situés en zone rurale.

FOCUS 2023

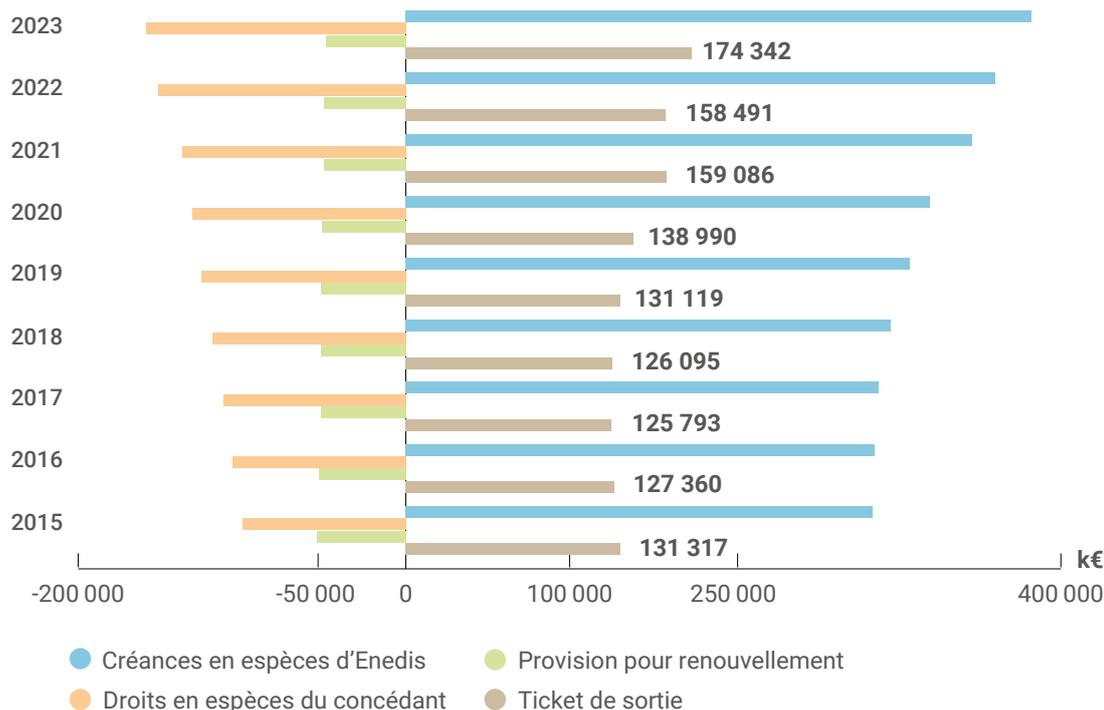
Total droits du concédant : **1 730 €/ usager**
(- 13 € par rapport à l'année précédente)

COMPTE DROITS DU CONCÉDANT



En k€	2022	2023	Variation
Droit en nature	723 674	743 651	2,8%
Créance en espèces d'Enedis	-360 140	-381 913	6,0%
Droits en espèces du concédant	151 511	158 784	4,8%
TOTAL DROITS DU CONCÉDANT	515 045	520 523	1,1%

TICKET DE SORTIE



Un ticket de fin de concession de 174 M€.

Ticket positif : dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire
 Ticket négatif : dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant
 Ticket fin de concession =
 Créance en espèces du concessionnaire
 - Droits en Espèces du concédant
 - Provisions pour Renouvellement
 Non Utilisées

En k€	2022	2023	Variation
Créance en espèces d'Enedis	360 140	381 913	6%
Droits en espèces du concédant	151 511	158 784	5%
Provisions pour renouvellement	50 138	48 787	-2,70 %
Dette du SYDEC vis-à-vis d'Enedis	158 491	174 342	10,0 %

Depuis a minima 2010, ce ticket est positif, symbolisant une dette potentielle du concédant envers le concessionnaire en cas de sortie, s'élevant à **174 M€** à fin **2023** (81 M€ à fin 2010).

FOCUS 2023

La dette représente **580 €/usager** de la concession.

Cette augmentation globale du ticket de sortie est notamment attribuable :

- aux modifications comptables opérées par Enedis au cours des dernières années (allongements de durée de vie comptable notamment), venant diminuer la composante « provisions pour renouvellement » ;
- aux investissements significatifs opérés notamment par Enedis, notamment en 2010 et 2011, et venant gonfler la composante « valeur non amortie des ouvrages financés par Enedis ».

Données caractéristiques comptables de la concession

Valeur Brute par Usager : 4 246 €/usager

→ Fourchette haute comparée à une médiane des AODE France à 3 145 €/usager
Cette position reflète des investissements soutenus dans le patrimoine de la concession au fil des années.

Taux d'Amortissement des Ouvrages : 41,8 %

→ Fourchette basse des AODE comparé à une médiane à 46,4 % sur les 7 derniers exercices

Taux d'Apports Financiers Externes : 24,2 %

→ Fourchette au-dessus de la médiane de 23 %
Ce taux tend à se rapprocher de la médiane au fil des années.

Taux de Financement Concédant global sur l'ensemble du patrimoine concédé : 50,5 %

→ Fourchette plus élevée que la médiane de 48 %
Cela souligne un effort d'investissement important de la part du SYDEC sur le temps long.

Stock de Provision pour Renouvellement par Usager : 162 €/usager

→ Fourchette basse du panel, de 242 €/usager
Tendance à la baisse du stock de provisions pour renouvellement, alignée sur celle observée dans le reste du panel.

Taux de Réaffectation de la Provision pour Renouvellement (PR) : 93 %

→ Fourchette haute de la médiane de 82 %
Ce résultat démontre une gestion rigoureuse de la réaffectation des provisions pour le renouvellement des ouvrages.

Solde des Dettes et Créances Réciproques par Usager : 580 €/usager

→ fourchette haute de la médiane de 190 €/usager

FOCUS 2023

La dette du SYDEC vis-à-vis du concessionnaire **augmente de 10 %** par rapport à l'année précédente.

Les redevances de concession

La **part R1**, dite « de fonctionnement », couvre des dépenses annuelles de fonctionnement supportées par l'autorité concédante pour l'exercice du pouvoir concédant dans la présente concession, au titre des deux missions visées à [l'article 1 du cahier des charges](#), telles que : contrôle de la bonne exécution du contrat de concession, conseils donnés pour l'utilisation rationnelle de l'électricité et pour la bonne application des tarifs, règlement des litiges entre les clients, le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur aux tarifs réglementés de vente, coordination des travaux du gestionnaire du réseau de distribution et de ceux de voirie et des autres réseaux, études générales sur l'évolution du service concédé ou secrétariat.

La **part R2**, dite « d'investissement », est la contrepartie d'un service rendu par l'autorité concédante consistant en la mise à disposition d'ouvrages établis ou modifiés postérieurement à l'entrée en vigueur du présent contrat et financés en tout ou partie par l'autorité concédante.

Cette redevance peut également représenter une fraction des dépenses d'investissement de l'autorité concédante ou de ses communes ou groupements de communes membres permettant de mettre en œuvre, dans l'intérêt du réseau public de distribution concédé, les dispositions légales relatives à la transition énergétique, notamment celles permettant de différer ou d'éviter le renforcement de ce réseau.

FOCUS 2023

Les redevances de concession

R1 et R2 en 2023 :

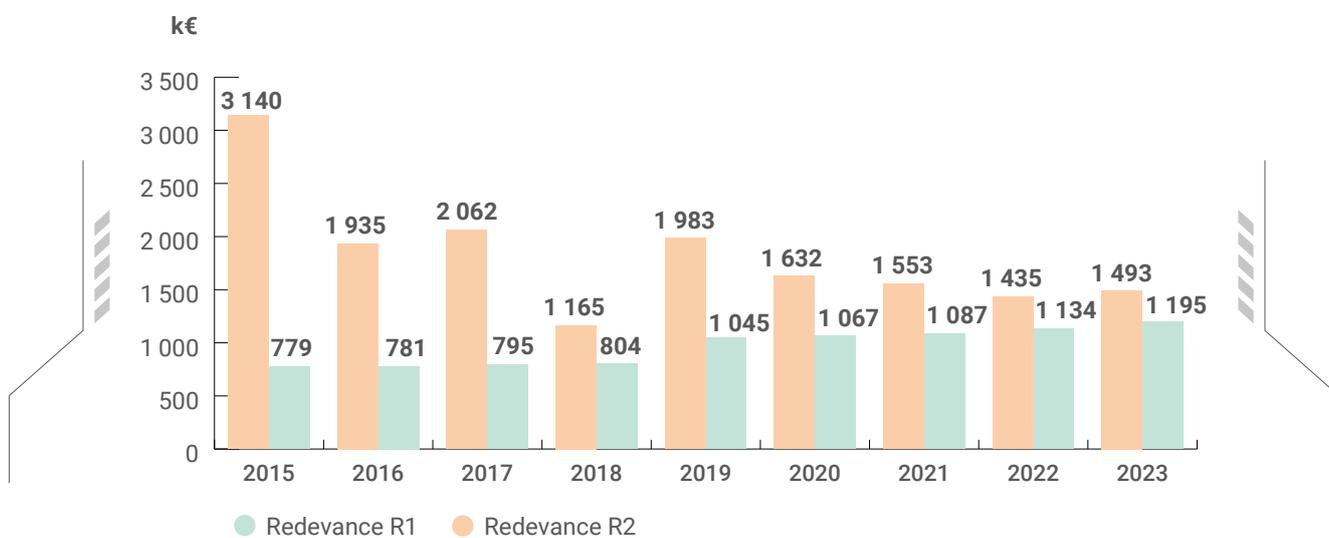
1,2 M€ de Redevance

R1 dite « de fonctionnement »

1,5 M€ de Redevance **R2**

dite « d'investissement »

ÉVOLUTION DES REDEVANCES R1 ET R2



Concession GES

Gascogne Énergies Services

Commune d'Aire-sur l'Adour

104 Le patrimoine

105 L'exploitation du patrimoine

110 Les usagers de la concession

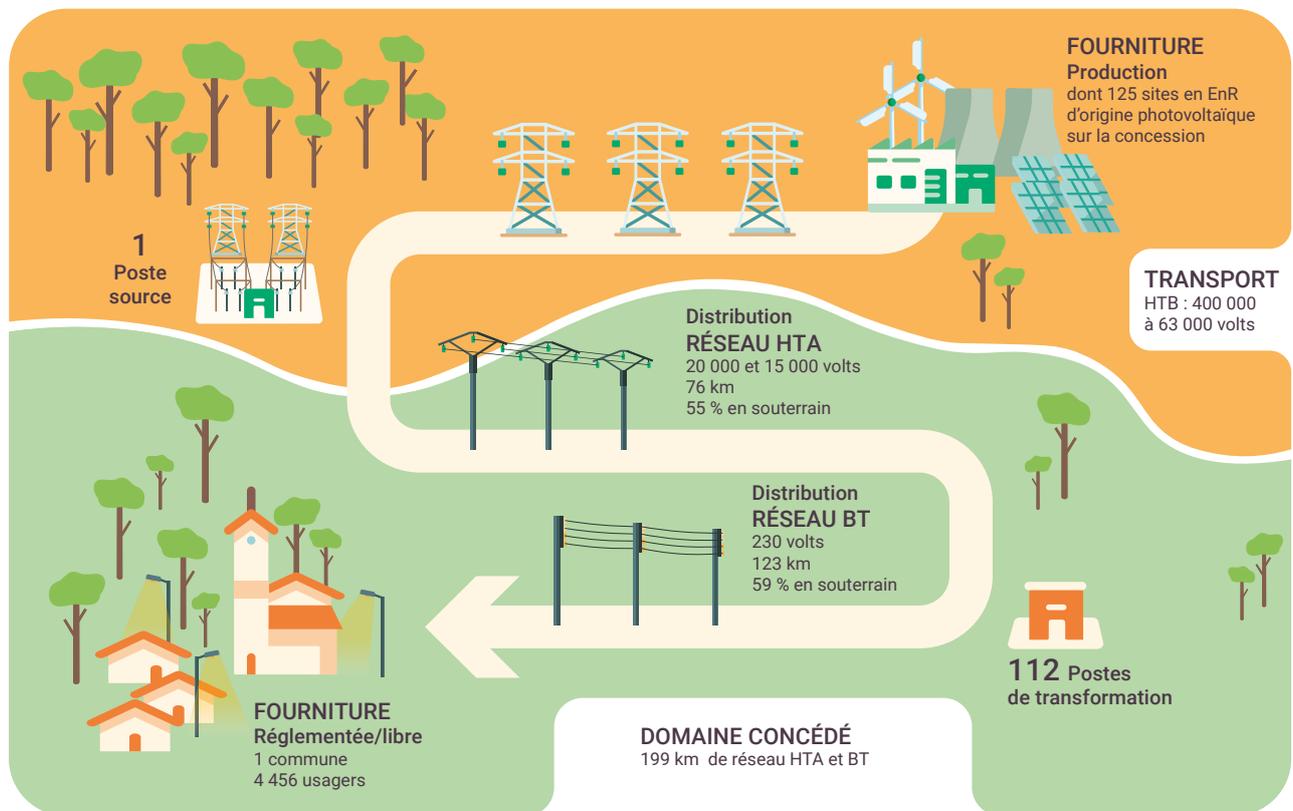
112 L'analyse comptable et financière



L Le patrimoine

De la production d'électricité à la fourniture à l'utilisateur

- Réseaux moyenne tension (HTA) - basse tension (BT)
- Organes de sécurité à partir des postes source et jusqu'aux compteurs individuels

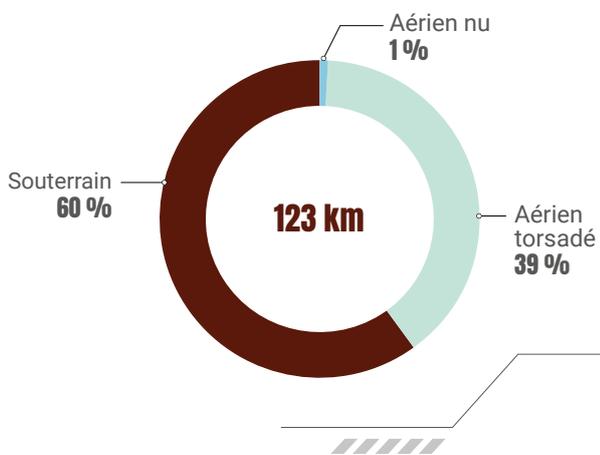


L'exploitation du patrimoine de la concession

Analyse de la mission confiée par le SYDEC à GES

Constitution et évolution du réseau

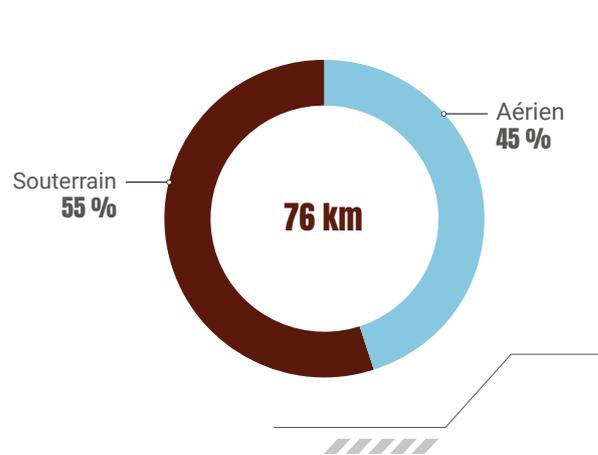
LE RÉSEAU BASSE TENSION BT EN 2023



Longueur	123 km
Longueur moyenne par poste	1,1 km
- dont réseau aérien nu	1,1 km
- dont réseau torsadé	47,8 km
- dont réseau souterrain	74,5 km
Nombre de départs BT	280

Un réseau basse tension sécurisé avec peu de réseau en fil nu.

LE RÉSEAU MOYENNE TENSION HTA EN 2023

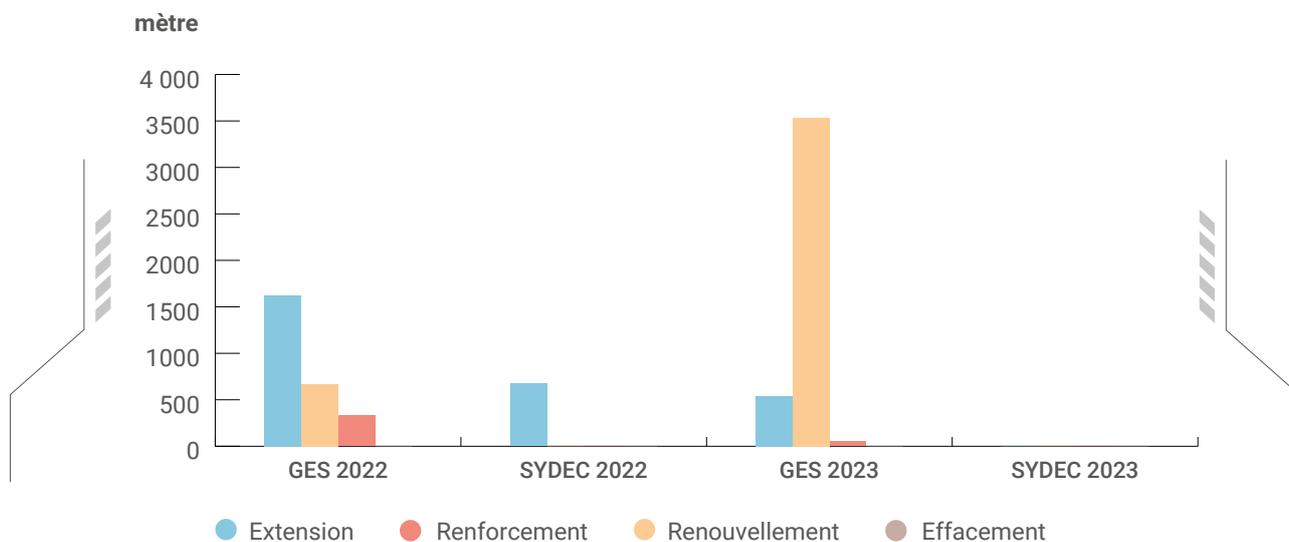


Longueur	75,9 km
Longueur moyenne par départ	12,7 km
- dont	3 départs supérieurs à 10 km
	0 départs subissant des chutes de tension supérieures à 5%
- dont réseau aérien	34 km
- dont réseau souterrain	41,9 km
Nombre de départs HTA	6

	Mixte	Souterrain
Typologie des départs HTA	5	1

Travaux et investissements

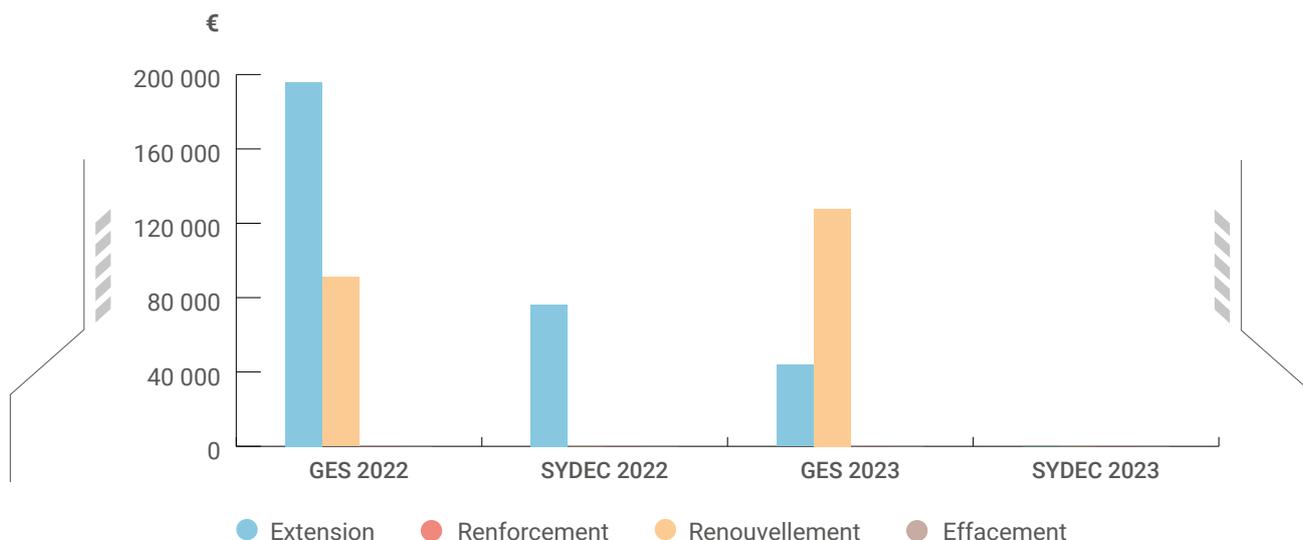
LONGUEURS TOTALES DE RÉSEAU POSÉ PAR TYPE DE CHANTIERS ET MAÎTRISE D'OUVRAGE



En mètre	GES 2022	SYDEC 2022	GES 2023	SYDEC 2023
Extension	1 626	675	539	0
Renouvellement	667	0	3 533	0
Renforcement	332	0	52	0
Effacement	0	0	0	0
TOTAL	2 625	675	4 124	0
	3 300		4 124	

* Les longueurs communiquées par le concessionnaire correspondent aux longueurs d'ouvrages mises en service en 2023.

INVESTISSEMENTS SUR LA CONCESSION PAR MAÎTRISE D'OUVRAGE



En euros	GES 2022	SYDEC 2022	GES 2023	SYDEC 2023
Extension	195 862	76 256	43 788	0
Renouvellement	90 905	0	127 740	0
Renforcement	0	0	0	0
Effacement	0	0	0	0
TOTAL	286 768	76 256	171 528	0
	363 024		171 528	

* Les investissements communiqués par le concessionnaire correspondent à des longueurs d'ouvrages réalisés sur les années précédentes. On ne peut donc corréliser les investissements réalisés dans l'année 2023 avec les longueurs d'ouvrages mises en service en 2023.

FOCUS 2023

172 k€ investis en 2023 sur la concession d'Aire-sur-l'Adour (363 k€ l'année précédente).

La qualité de fourniture

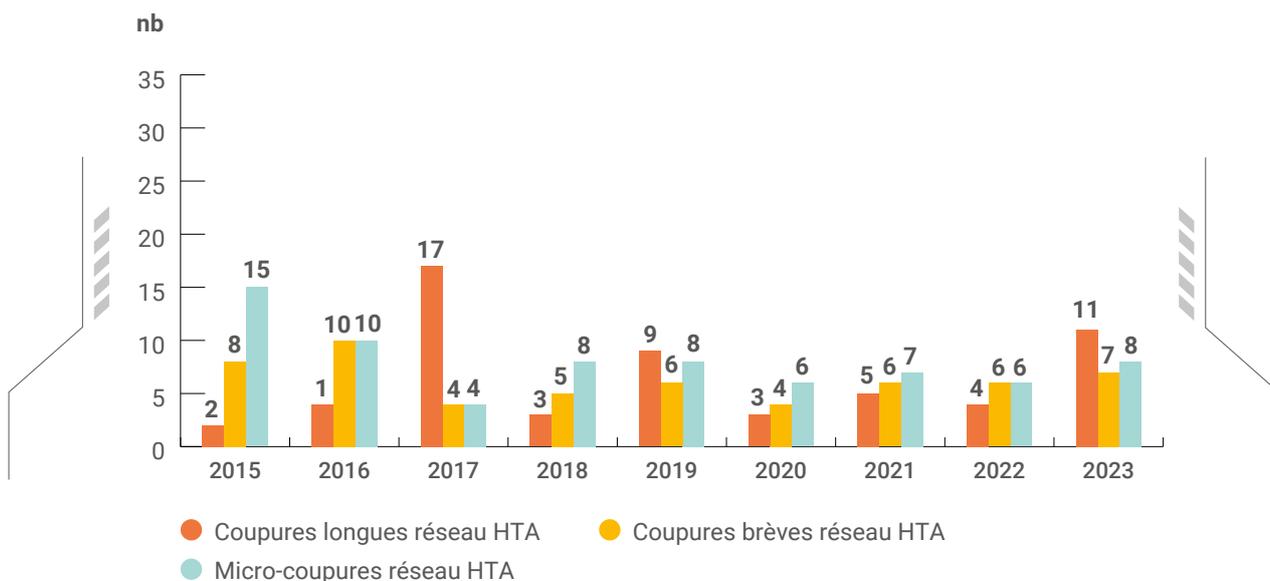
LES COUPURES POUR INCIDENTS

Nombre d'usagers ayant subi :

Plus de 3 heures de coupures (HTA) 434

Plus de 6 heures de coupures (HTA) 107

NOMBRE D'INCIDENTS PAR TYPE DE COUPURE



Nombre de coupures	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Coupures longues réseau HTA	3	9	3	5	4	11
Coupures brèves réseau HTA	5	6	4	6	6	7
Microcoupures réseau HTA	8	8	6	7	6	8

FOCUS 2023

En 2023, le nombre de coupures est en augmentation sur les trois types de coupures.

LE CRITÈRE B

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Critère B en minutes	28,6	55,8	34,5	82,5	14,0	67,9
Dues aux incidents (BT et HTA)	11,5	28,1	29,7	72,2	3,3	51,9
Dues aux travaux (BT et HTA)	17,1	27,7	4,7	10,3	10,7	16
Dues à l'amont de la concession	0	0	0	0	0	0

FOCUS 2023

Un critère B de **67,9 minutes**, bien en dessous de la valeur de la concession Enedis Landes (127,4 minutes).

CHUTES DE TENSION*

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre de départs BT mal alimentés	0*	0*	0*	0	0	0
Pourcentage de départs BT mal alimentés	0*	0*	0*	0	0	0
Nombre d'usagers BT mal alimentés	0*	0*	0*	1	0	0
Pourcentage d'usagers BT mal alimentés	0*	0*	0*	0,02%	0	0

POURCENTAGE DE CLIENTS DISPOSANT D'UNE QUALITÉ DE TENSION SUPÉRIEURE AUX SEUILS CONTRACTUELS SUR L'ENSEMBLE DE LA CONCESSION

En %	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Pourcentage de clients	100*	100%	100%	99,98%	100%	100%

NOTA

*Concernant le nombre de départs et le nombre d'usagers Basse Tension mal alimentés, GES n'effectue pas de mesure de tension, mais base son décompte sur les réclamations des usagers.
À part en 2021, aucun problème de chutes de tension n'a été signalé par les usagers de la concession GES sur la période 2018-2023.

Les usagers de la concession

Les contrats

CONSOMMATIONS - RECETTES ET CONTRATS

	Contrats par seuil de puissance		
	Tarif régulé	Tarif marché	Concession
Contrats ≤ 36 kVA	4 086	299	4 385
36 < Contrats ≤ 250 kVA	0	57	57
Contrats > 250 kVA	0	14	14
TOTAL Contrats	4 086	370	4 456
TOTAL Acheminement (en k€)	1 155	758	1 914
TOTAL consommation en MWh	19 094	19 876	38 970

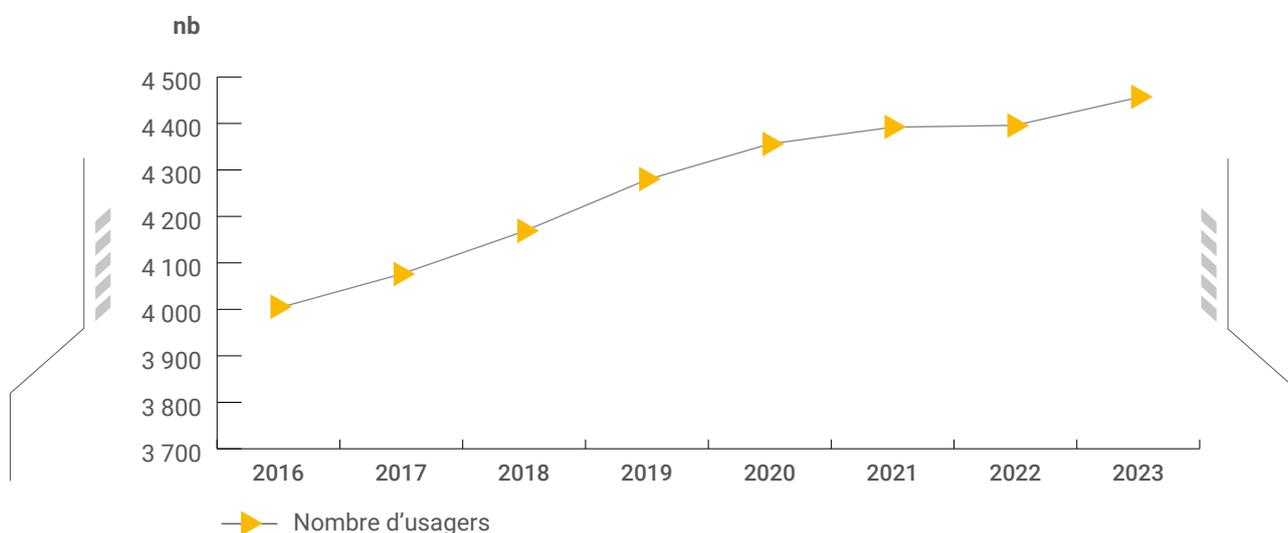
Les évolutions des données usagers depuis 2018 traduisent une croissance régulière.

Les usagers et les consommations

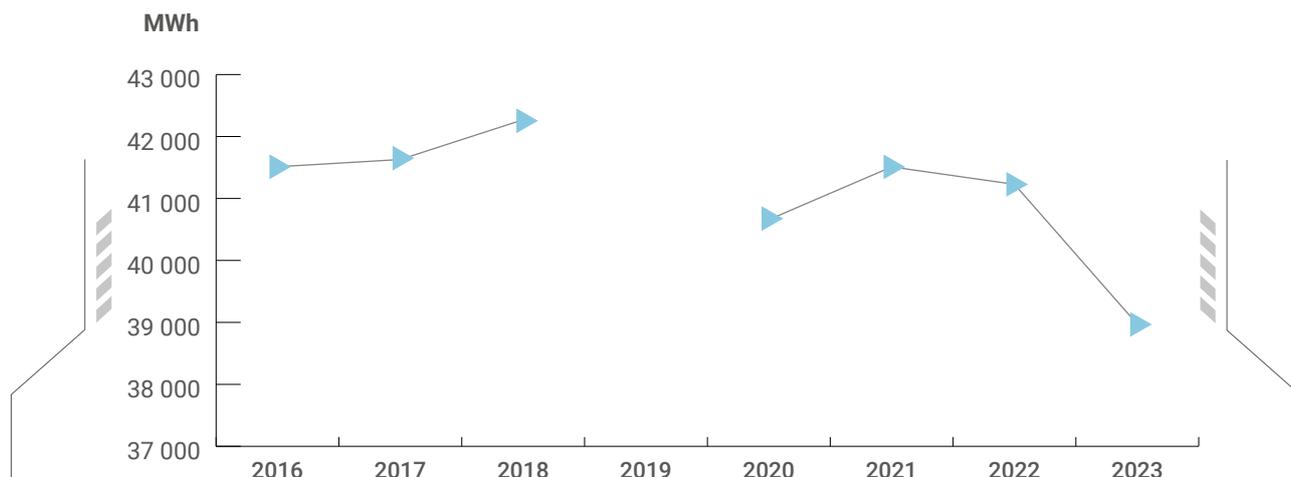
USAGERS	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre d'usagers	4 168	4 279	4 356	4 392	4 396	4 456
Consommation annuelle (MWh)	42 271	NF	40 658	41 510	41 228	38 970
Recettes acheminement annuelles (k€)	1 640	NF	1 451	1 811	1 740	1 914

NF : Non fourni

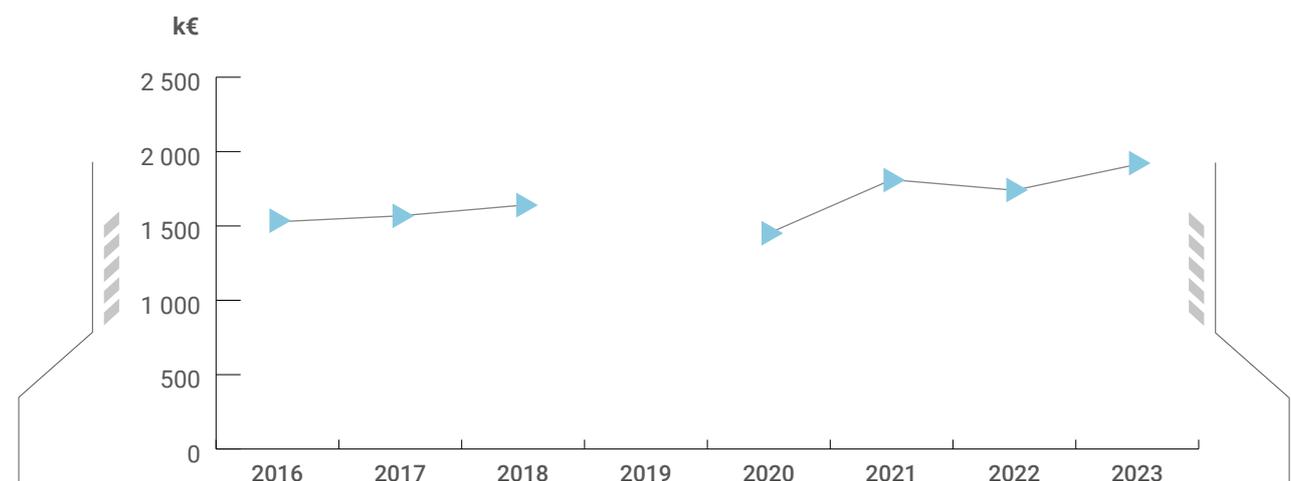
ÉVOLUTION DU NOMBRE D'USAGERS



ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE EN MWh



ÉVOLUTION DES RECETTES D'ACHEMINEMENT



SOLIDARITÉ

Part GES au Fonds de Solidarité Logement (FSL)	5 k€
Nombre de dossiers aidés	101
Nombre d'usagers bénéficiaires du chèque énergie	1 118

L'analyse comptable et financière

Les comptes de la concession

Éléments financiers de la concession GES

Produits en k€	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Production de services	3 259	3 200	3 496	4 164	4 348	3 978
Recettes d'acheminement	-	-	-	1 294	1 740	1 995
-- dont clients au tarif Vert	-	-	-	257	263	291
-- dont clients au tarif Jaune	-	-	-		307	323
-- dont clients au tarif Bleu	-	-	-	1 037	1 171	1 381
Recettes de raccordements et prestations	193	83	85	70	225	293
- Dont raccordement	193	83	85	70	120	208
- Prestations	-	-	0	0	105	85
Autres recettes	-	-	0	0	0	0
CHIFFRE D'AFFAIRE NET	3 452	3 283	3 581	4 234	6 313	6 266
Autres produits : subvention d'exploitation	54	3	56	0	0	0
Production stockée et immobilisée	115	114	161	183	287	142
Reprises sur amortissements et provisions	84	30	151	51	0	0
Autres produits divers	9		0	0	0	0
Remboursement CSPE	1 215	899	1 365	1 396	-264	1 207
Sous Total	1 477	1 046	1 733	1 631	23	1 349
TOTAL DES PRODUITS	4 929	4 329	5 314	5 865	6 336	7 615

Charges en k€	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Accès réseau amont	1 782	1 843	1 937	2 180	3 295	4 038
Redevance de concession	2	1	2	2	2	8
Autres Energie acheminées externes	-	-	0	0	0	0
Autres impôts et taxes	-	-	0	0	0	0
Contribution au FACE	41	77	39	57	53	58
Charges de personnel	694	716	719	730	746	943
Dotation aux amortissements DP	229	165	176	204	242	245
Dotation aux provisions DP	51	21	81	59	10	0
Autres dotations d'exploitation	-	-	0	0	0	0
Autres charges	-	-	0	0	0	0
Achats photovoltaïque	1 266	936	1 390	1 454	1 398	1 547
TOTAL DES CHARGES	4 063	3 761	4 344	4 684	5 745	6 837
RÉSULTAT	866	568	970	1 181	591	778

En 2023, le résultat d'exploitation de la concession d'Aire-sur-l'Adour est excédentaire.

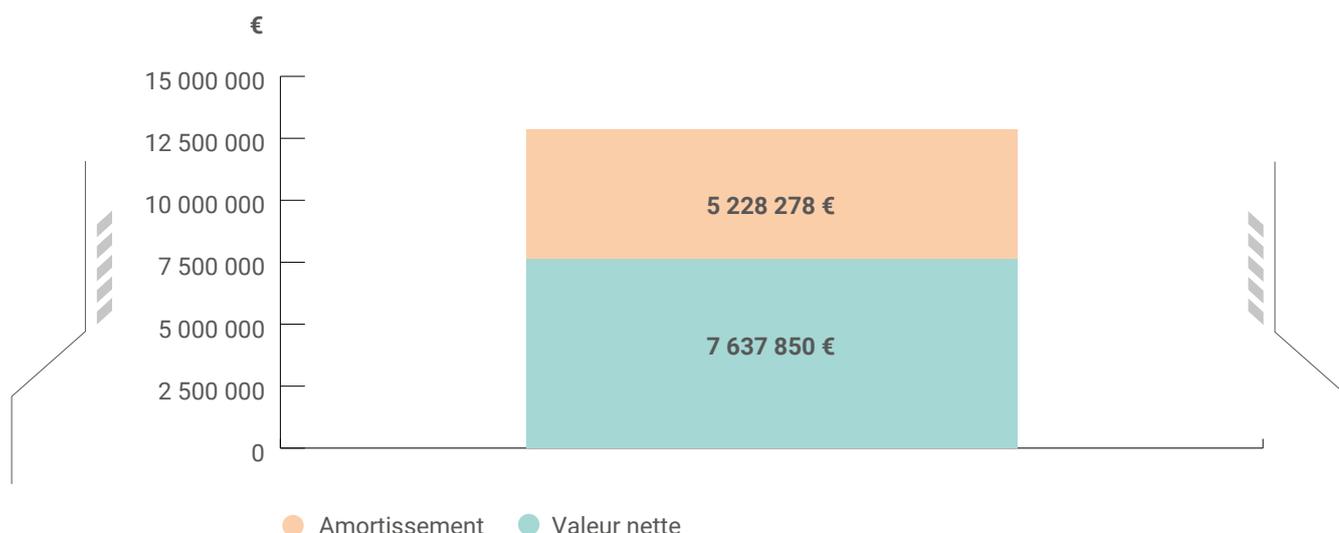
En effet, les produits progressent régulièrement depuis 2020, notamment les recettes en production de services, même si les dépenses connaissent la même tendance de croissance, avec logiquement le poste d'accès au réseau amont qui augmente en suivant la vente des produits de services.

Nous constatons une hausse du résultat d'exploitation en 2023. Ce résultat d'exploitation reste positif de 2018 à 2023, traduisant une gestion saine de la concession GES.

Le financement du patrimoine

Immobilisations des investissements totaux

VALORISATION DES INVESTISSEMENTS



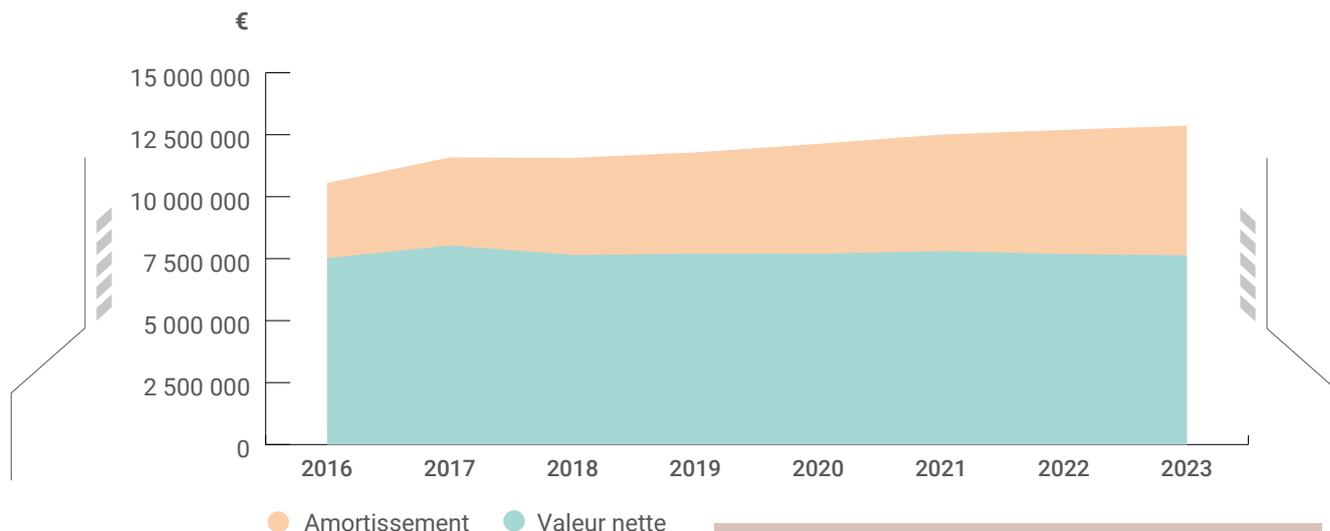
FOCUS 2023

Une valeur brute de la concession de **12,9 M€** (valeur nette de 7,6 M€, amortie à 41 %), soit **1 714 €** de valeur nette par usager.

VALORISATION GLOBALE DE LA CONCESSION GES EN EUROS

Valorisation globale	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Valeur Nette	7 648 678	7 701 154	7 696 998	7 806 681	7 686 855	7 637 850
Amortissement	3 915 133	4 085 102	4 434 336	4 700 208	5 007 774	5 228 278
Valeur brute	11 563 811	11 786 256	12 131 334	12 506 889	12 694 628	12 866 128

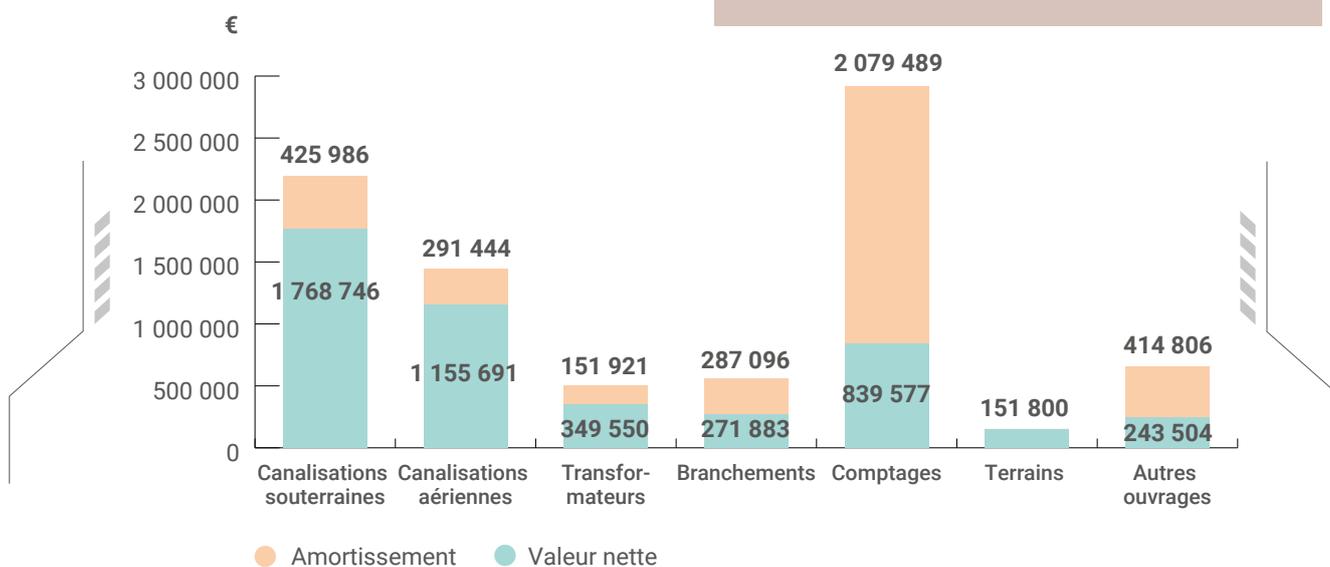
ÉVOLUTION DE LA VALEUR GLOBALE DE LA CONCESSION



FOCUS 2023

Les investissements patrimoniaux sur la concession GES, d'une valeur brute de **12,9 M€**, sont amortis à **41 %**.

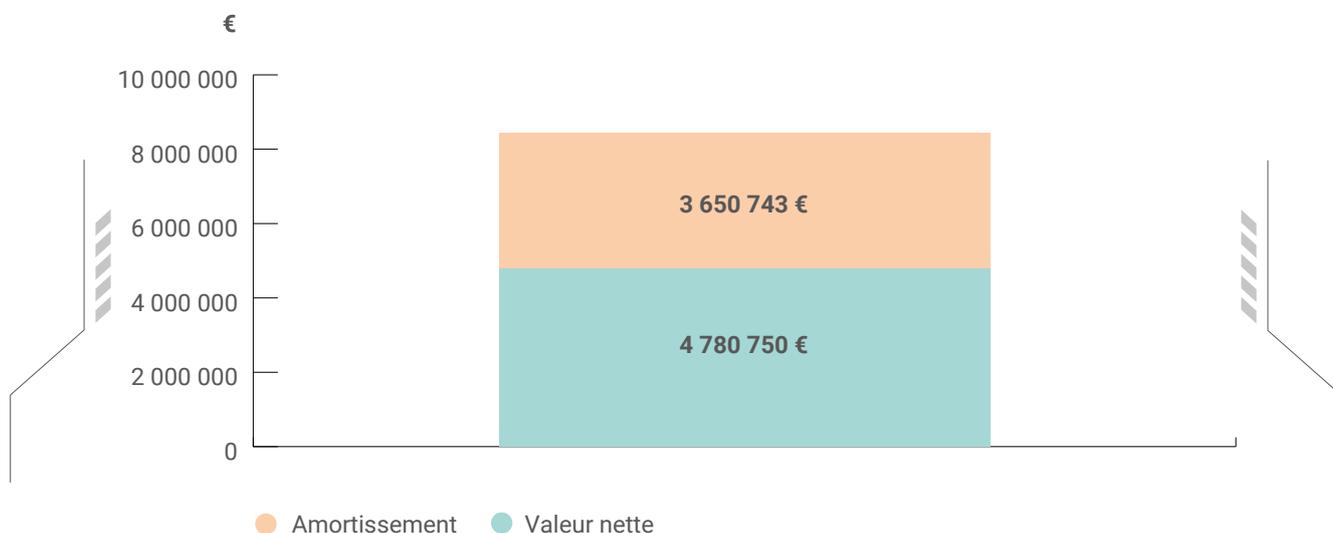
VALEUR BRUTE PAR TYPE D'OUVRAGE CONCÉDÉ



En €	Valeur Brute	Valeur nette	Amortissement	Taux d'amortissement
Canalisations souterraines	5 243 000	3 688 165	1 554 835	29,7%
Canalisations aériennes	1 957 032	1 530 981	426 051	21,8%
Transformateurs	910 489	581 148	329 341	36,2%
Branchements	1 026 431	602 676	423 755	41,3%
Comptages	2 919 066	839 577	2 079 489	71,2%
Terrains	151 800	151 800	0	0,0%
Autres ouvrages	658 310	243 504	414 806	63,0%
TOTAL	12 866 128	7 637 850	5 228 278	40,6%

Immobilisations des investissements
sous maîtrise d'ouvrage de GES

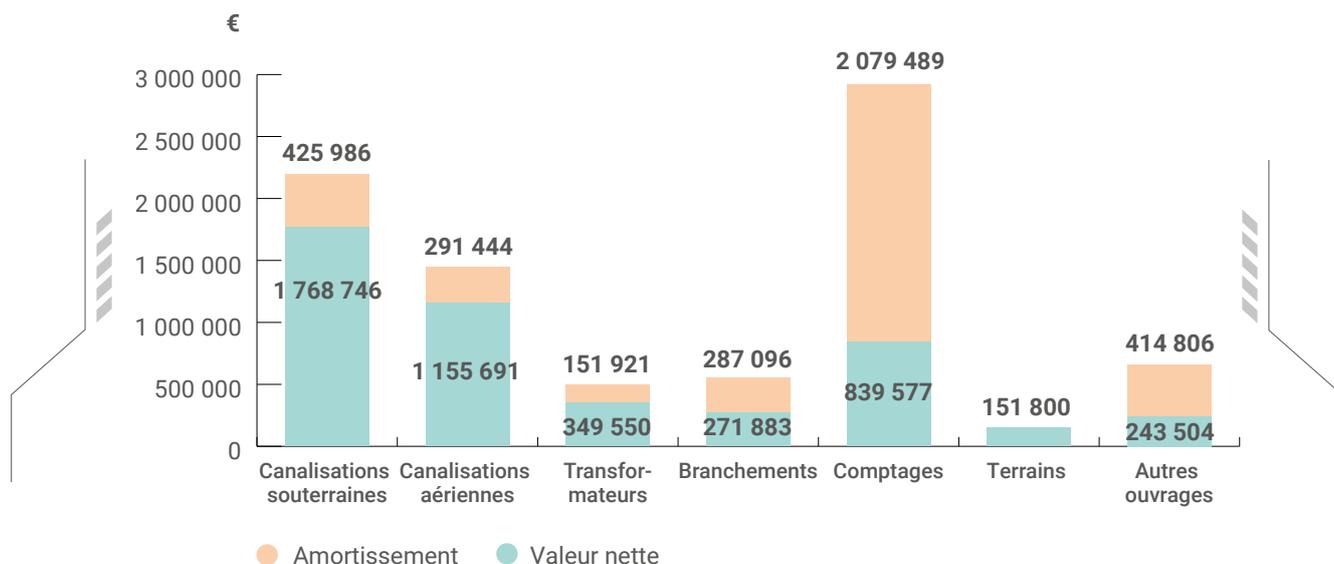
VALORISATION DES INVESTISSEMENTS PATRIMONIAUX DE GES



FOCUS 2023

Une valeur brute des investissements de GES de **8,4 M€** (valeur nette de 4,8 M€, amortie à 43 %), soit **1073 €** de valeur nette par usager.

VALEUR BRUTE PAR TYPE D'OUVRAGE CONCÉDÉ



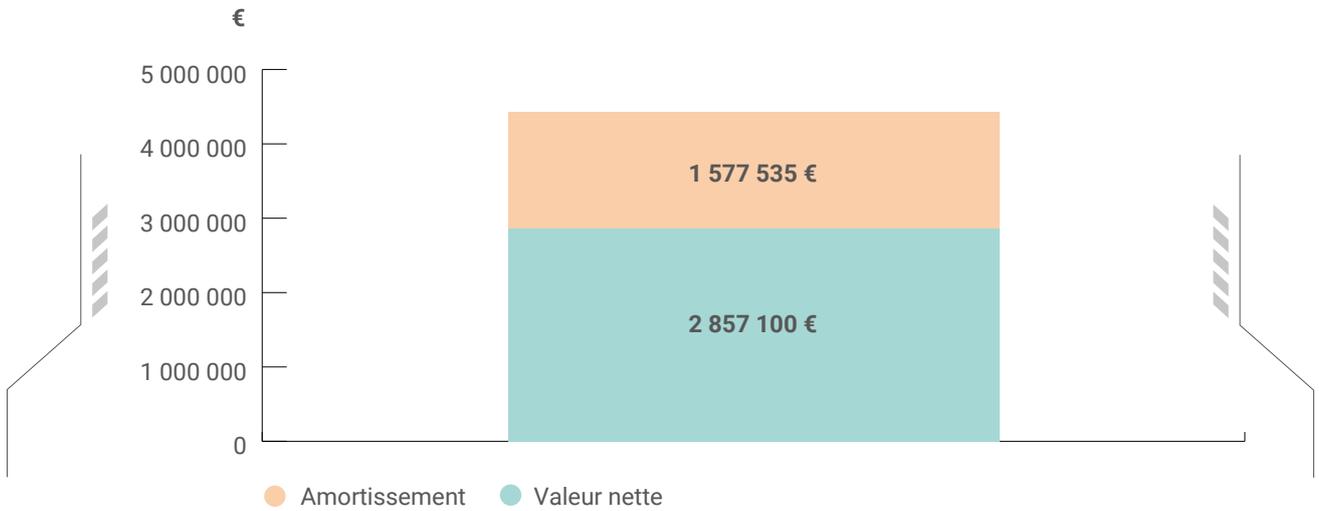
En €	Valeur Brute	Valeur nette	Amortissement	Taux d'amortissement
Canalisations souterraines	2 194 732	1 768 746	425 986	19,4%
Canalisations aériennes	1 447 135	1 155 691	291 444	20,1%
Transformateurs	501 471	349 550	151 921	30,3%
Branchements	558 979	271 883	287 096	51,4%
Comptages	2 919 066	839 577	2 079 489	71,2%
Terrains	151 800	151 800	0	0,0%
Autres ouvrages	658 310	243 504	414 806	63,0%
TOTAL	8 431 493	4 780 750	3 650 743	43,3%

FOCUS 2023

Les investissements patrimoniaux de GES, d'une valeur brute de **8,4 M€**, sont amortis à **43 %**.

Immobilisations des investissements sous maîtrise d'ouvrage du SYDEC

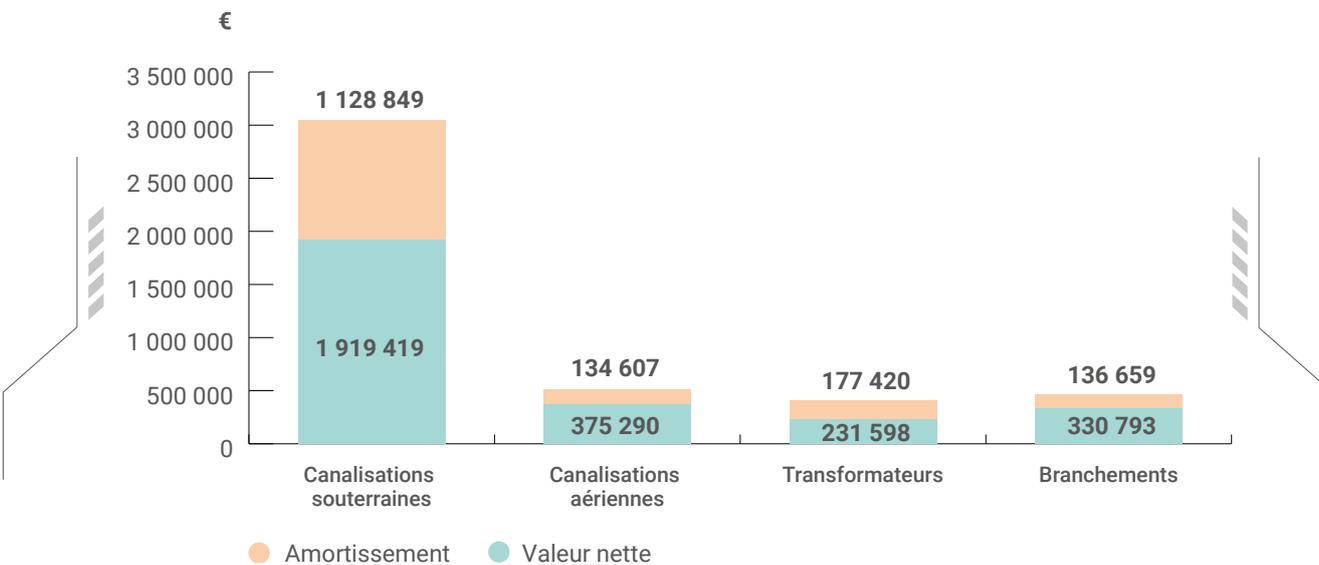
VALORISATION DES INVESTISSEMENTS DU SYDEC SUR LA CONCESSION GES



FOCUS 2023

Une valeur brute des investissements du SYDEC de 4,4 M€ (valeur nette de 2,9 M€, amortie à 35,6 %), soit **641 €** de valeur nette par usager.

VALEUR BRUTE PAR TYPE D'OUVRAGE CONCÉDÉ



En €	Valeur Brute	Valeur nette	Amortissement	Taux d'amortissement
Canalisations souterraines	3 048 268	1 919 419	1 128 849	37,0%
Canalisations aériennes	509 897	375 290	134 607	26,4%
Transformateurs	409 018	231 598	177 420	43,4%
Branchements	467 452	330 793	136 659	29,2%
TOTAL	4 434 635	2 857 100	1 577 535	35,6%

FOCUS 2023

Les investissements patrimoniaux du SYDEC, d'une valeur brute de **4,4 M€**, sont amortis à **36 %**.

Synthèse des passifs de la concession GES : Droits du concédant

Les droits sur les ouvrages existants comprennent :

- La contre-valeur des biens qui correspond à la valeur nette comptable des ouvrages concédés et matérialise l'obligation de retour des ouvrages au concédant ;
- La valeur nette comptable des financements GES (ou financement du concessionnaire non amorti).

Cette valeur correspond à la part non amortie des apports nets de GES diminués des montants de provision pour renouvellement et d'amortissement du concédant qui sont affectés en droits du concédant lors des renouvellements et de ce fait, considérés comme des financements du concédant.

Créance en espèces du concédant (financement concessionnaire net)

Les droits sur les ouvrages à renouveler correspondent à l'amortissement du financement du concédant sur des biens pour lesquels GES est maître d'ouvrage du renouvellement.

Le financement du concédant est défini comme les apports externes nets des concédants et des tiers.

Ce montant est ensuite complété des montants de provisions pour renouvellement et d'amortissement du financement du concédant affectés en financement du concédant lors des renouvellements.

Pendant la durée de la concession, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment donc, au remplacement effectif du bien, en droit du concédant sur les biens existants.

Dettes en espèces vis à vis du concédant

Les droits du concédant correspondent aux enregistrements comptables dans le passif.

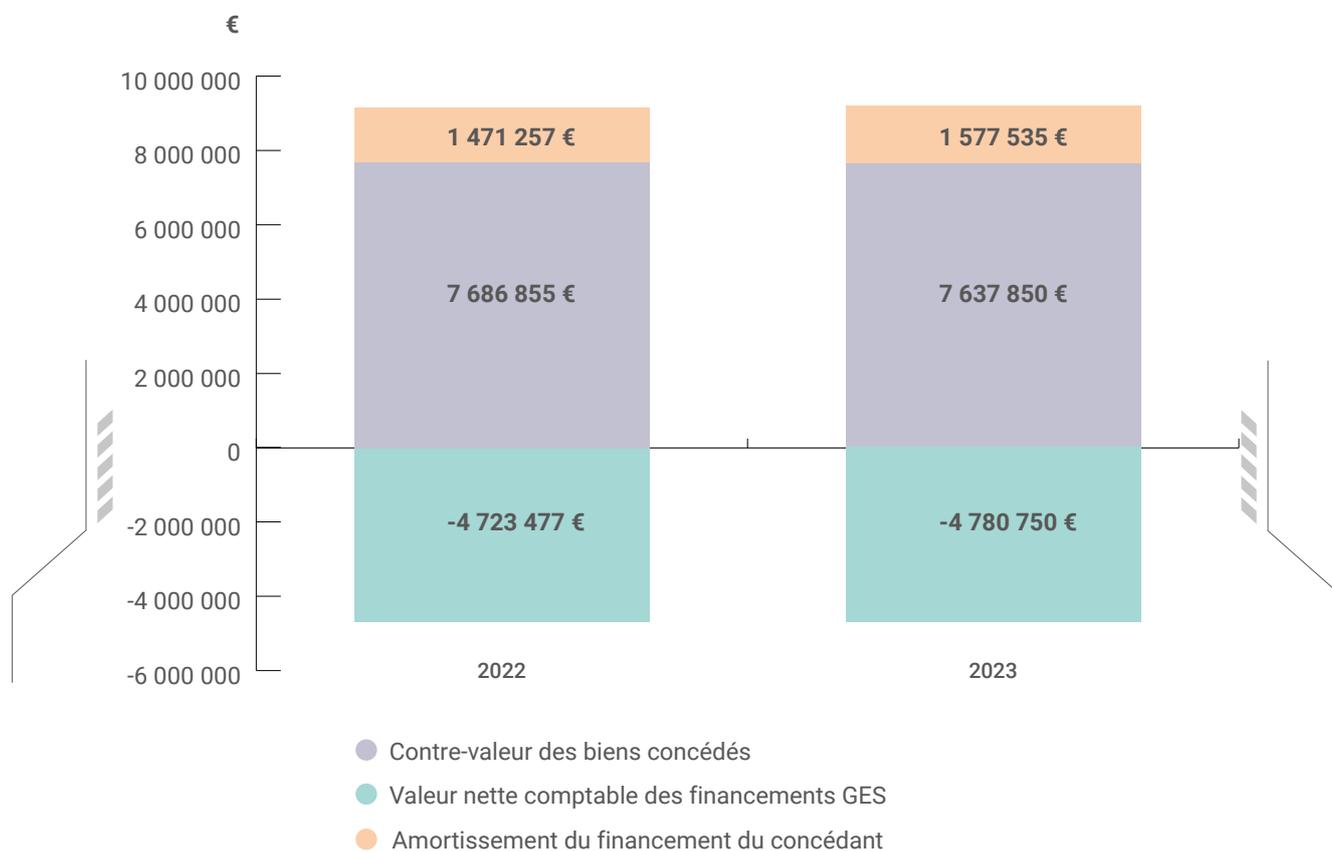
Ils sont spécifiques à l'existence de passifs du patrimoine concédé.

Droits du concédant = Contre-valeur des biens concédés - Valeur nette des financements GES + Amortissement du financement concédant

En 2023, le compte « Droits du concédant » s'établit donc ainsi :

Droits sur les ouvrages existants en €	2022	2023
Contre-valeur des biens concédés	7 686 855	7 637 850
Valeur nette comptable des financements GES	4 723 477	4 780 750
DROITS SUR LES OUVRAGES FUTURS EN €	2023	2023
Amortissement du financement du concédant	1 471 257	1 577 535
DROITS DU CONCÉDANT EN €	4 434 635	4 434 635

DROITS DU CONCÉDANT



Ticket de sortie de la concession GES

Le ticket de sortie de la concession représente le solde des dettes et des créances réciproques :

- Le financement du concessionnaire non amorti qui constitue une dette du concédant vis-à-vis du concessionnaire
- L'amortissement de la partie des biens financés par le concédant qui constitue une dette du concessionnaire vis-à-vis du concédant,

Les provisions non utilisées sont restituées au concédant.

Ainsi, si ce « ticket » est négatif, c'est le concessionnaire sortant qui devra payer une indemnité au concédant (ou futur concessionnaire).

Dans le cas contraire, c'est le SYDEC qui devra s'acquitter d'une indemnité vis-à-vis de GES.

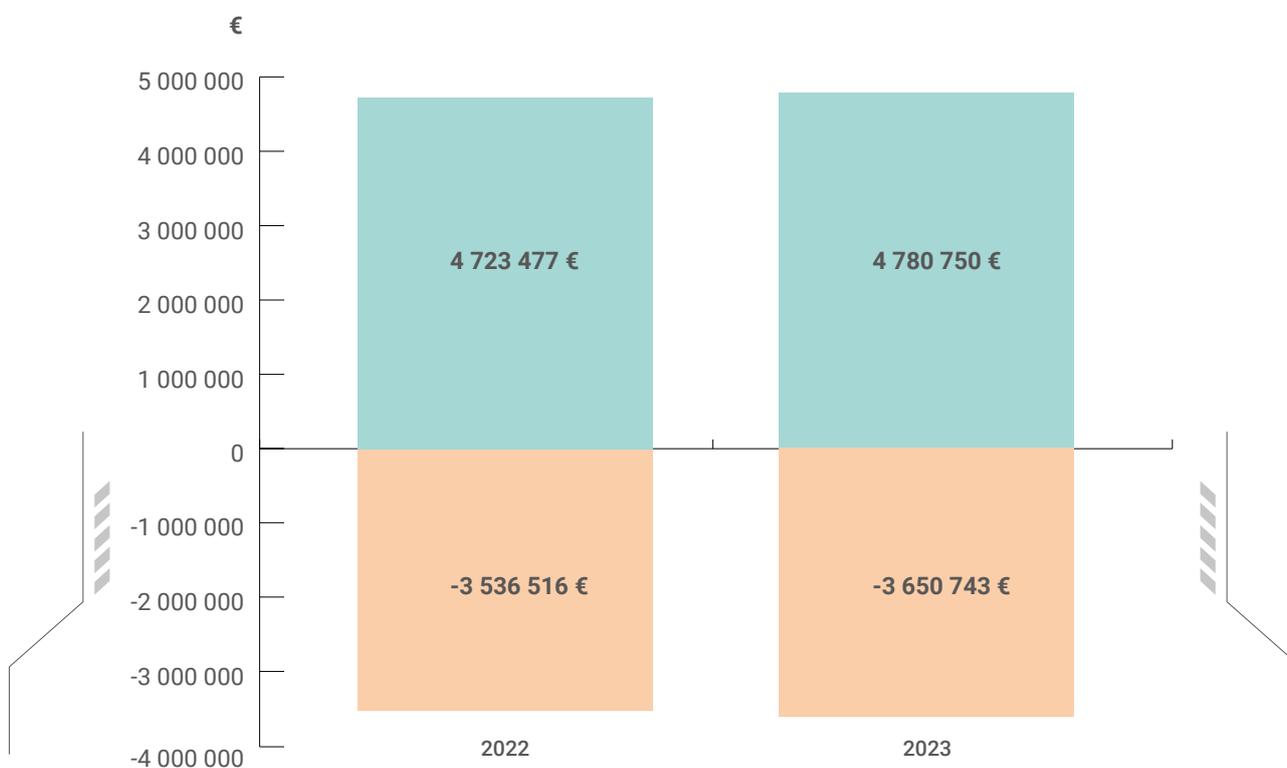
FOCUS 2023

Le ticket de sortie est constitué d'une dette du SYDEC envers GES de **1 130 k€**, en augmentation de 11 k€ par rapport à l'année précédente (1 119 k€).

Pour 2023, le compte « Ticket de sortie » est de :

En €	2022	2023
Valeur nette financements GES : dette du SYDEC	4 723 477	4 780 750
Amortissement GES : droits en espèces du concédant	-3 536 516	-3 650 743
Provisions pour renouvellement	-68 000	0
Dette du SYDEC vis-à-vis de GES	1 118 961	1 130 007

TICKET DE SORTIE EN 2023



- Valeur nette financements GES : dette du SYDEC
- Amortissement GES : droits en espèces du concédant



L'électricité

RAPPORT DE CONTRÔLE
DE L'AUTORITÉ CONCÉDANTE

2023



sydec
syndicat
d'équipement
des communes
des Landes

55 rue Martin Luther King
CS 70627
40006 Mont-de-Marsan Cedex

Tél. 05 58 85 71 71
info@sydec40.fr

Du lundi au vendredi :
7h45 - 12h00 / 13h30 - 18h00

Toute l'actualité du SYDEC sur :

www.sydec40.fr