



**EXTRAIT DU REGISTRE DES DELIBERATIONS  
DU CONSEIL MUNICIPAL**

**SEANCE DU 13 DÉCEMBRE 2022**

Conseillers en exercice : 45

Votants : 42

Convocation du Conseil municipal :  
le 07/12/2022

Publication :  
le 16/12/2022

**Délibération n° D-2022-486**

Electricité - Concession de distribution publique - Compte-  
rendu annuel de concession Année 2021 - Contrôle du service  
public délégué

**Président :**

**MONSIEUR DOMINIQUE SIX**

**Présents :**

Monsieur Jérôme BALOGE, Monsieur Dominique SIX, Madame Rose-Marie NIETO, Monsieur Michel PAILLEY, Madame Christelle CHASSAGNE, Monsieur Nicolas VIDEAU, Madame Jeanine BARBOTIN, Madame Anne-Lydie LARRIBAU, Madame Florence VILLES, Monsieur Philippe TERRASSIN, Madame Valérie VOLLAND, Monsieur Thibault HEBRARD, Monsieur Lucien-Jean LAHOUSSE, Madame Lydia ZANATTA, Monsieur Gerard LEFEVRE, Madame Aline DI MEGLIO, Monsieur David MICHAUT, Madame Sophie BOUTRIT, Monsieur Florent SIMMONET, Monsieur Hervé GERARD, Madame Aurore NADAL, Monsieur François GUYON, Madame Stéphanie ANTIGNY, Madame Yamina BOUDAHMANI, Monsieur Karl BRETEAU, Monsieur Romain DUPEYROU, Madame Noélie FERREIRA, Madame Fatima PEREIRA, Madame Ségolène BARDET, Monsieur Baptiste DAVID, Monsieur François GIBERT, Madame Cathy GIRARDIN, Monsieur Sébastien MATHIEU, Madame Elsa FORTAGE, Monsieur Yann JEZEQUEL, Madame Véronique ROUILLE-SURAUULT.

**Secrétaire de séance :** Florence VILLES

**Excusés ayant donné pouvoir :**

Monsieur Elmano MARTINS, ayant donné pouvoir à Monsieur Florent SIMMONET, Madame Marie-Paule MILLASSEAU, ayant donné pouvoir à Madame Jeanine BARBOTIN, Monsieur Eric PERSAIS, ayant donné pouvoir à Monsieur Dominique SIX, Madame Yvonne VACKER, ayant donné pouvoir à Madame Sophie BOUTRIT, Monsieur Nicolas ROBIN, ayant donné pouvoir à Madame Yamina BOUDAHMANI, Madame Mélina TACHE, ayant donné pouvoir à Madame Noélie FERREIRA, Madame Véronique BONNET-LECLERC, ayant donné pouvoir à Monsieur François GIBERT

**Excusés :**

Monsieur Guillaume JUIN, Monsieur Bastien MARCHIVE.

**Direction de l'Espace Public**

**Electricité - Concession de distribution publique -  
Compte-rendu annuel de concession Année 2021 -  
Contrôle du service public délégué**

Monsieur Dominique SIX, Adjoint au Maire expose :

Mesdames et Messieurs,

Sur proposition de Monsieur le Maire

En vertu de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie, les autorités concédantes sont responsables de l'organisation du service public de la distribution de l'énergie électrique et leur responsabilité est susceptible d'être engagée en cas de préjudice.

En tant que collectivité propriétaire des réseaux de distribution d'électricité sur une partie du territoire de la commune, la Ville de Niort a confié, par délibération n°2013-210 du 29 avril 2013, la gestion de ce service à ENEDIS (anciennement ERDF) pour une durée de 23 ans.

Le régime de la concession comprend également certaines attributions relatives à la fourniture d'électricité conformément à l'article L.121-5 du Code de l'Energie qui relèvent d'EDF sur le périmètre de la concession.

L'article L.2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT) dispose que les autorités organisatrices de la distribution d'électricité exercent la contrôle du bon accomplissement des missions fixées par le cahier des charges des concessions.

Le contrôle doit permettre de s'assurer que le délégataire respecte ses obligations contractuelles et ses engagements. Tous les aspects de la concession et de l'exploitation sont examinés avec une vigilance particulière portée à la sécurité des réseaux, à l'équilibre financier du contrat et à la qualité des services rendus aux usagers.

Pour ce faire, le délégataire doit transmettre avant le 30 juin de l'année suivante, le compte-rendu d'activité de l'année N-1 retraçant la totalité des opérations afférentes à l'exécution de la délégation de service public et une analyse de la qualité de service. Ce rapport comporte des données économiques, tec

En application de l'article L.2143-2 du CGCT, le rapport de contrôle effectué par les services de la Ville, sur la base du compte rendu d'activités d'ENEDIS et d'EDF, pour l'année 2021, a été présenté pour avis, à la Commission Consultative des Services Publics Locaux (CCSPL), le 5 décembre 2022.

Il est demandé au Conseil municipal de bien vouloir :

- prendre acte de la transmission dans les délais du compte-rendu d'activité de la concession de distribution publique d'électricité pour l'année 2021 par ENEDIS et EDF ;

- prendre acte du rapport de contrôle de la concession.

Monsieur Jérôme BALOGE, ayant le pouvoir de Monsieur Bastien MARCHIVE, n'ayant pas pris part à la délibération.

**LE CONSEIL  
ADOpte**

Pour :	42
Contre :	0
Abstention :	0
Non participé :	1
Excusé :	2

Le Maire de Niort

Signé

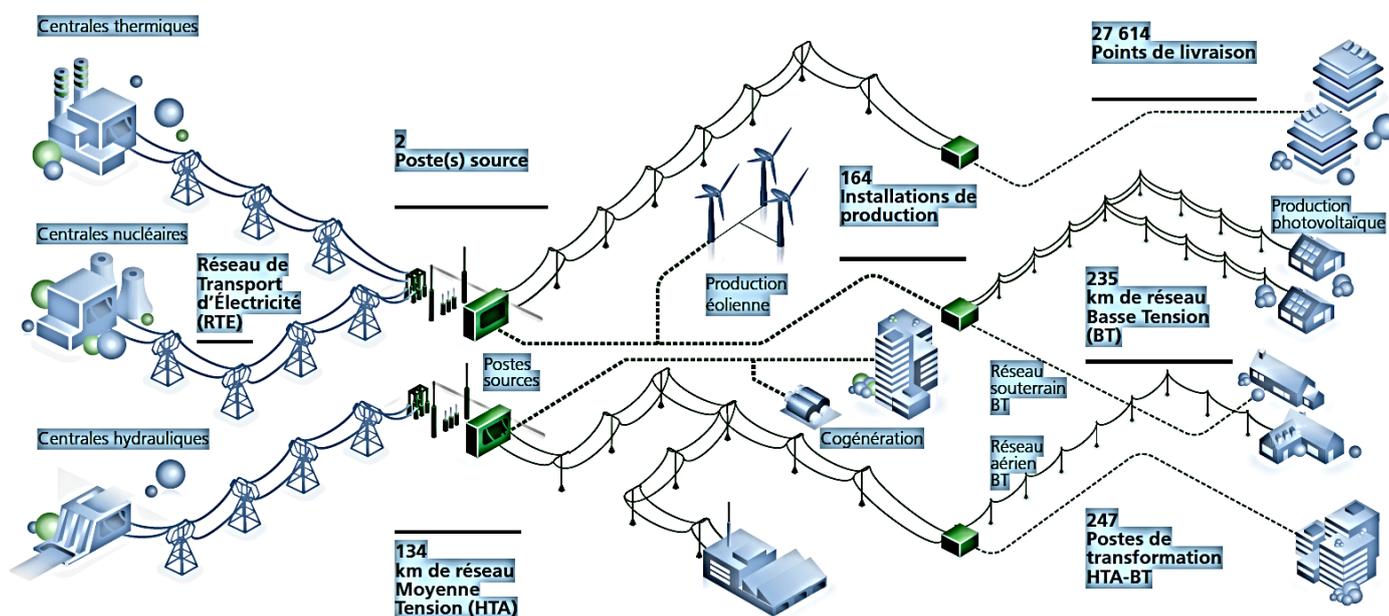
**Jérôme BALOGE**



## Concession pour la distribution publique d'électricité

### Compte-rendu d'activité d'ENEDIS pour le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité

#### LE RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ



## RAPPORT DE CONTRÔLE 2022 (au titre des données de l'année 2021)

Le présent rapport concerne uniquement le contrôle de la concession confiée à ENEDIS

# SOMMAIRE

## Introduction

Le système électrique français.....	Page 3
L'organisation administrative des réseaux électriques.....	Page 3
Les missions de service public.....	Page 3
L'obligation de contrôle.....	Page 3
La maîtrise d'ouvrage.....	Page 3

## La concession au 31 décembre 2021

Le territoire de la concession.....	Page 4
Le contrat de concession.....	Page 4
Quelques faits marquants en 2021 au plan national.....	Page 4
Quelques actions locales en 2021.....	Page 4

## Le Contrôle technique de la concession

Le patrimoine technique.....	Page 5
Le réseau moyenne tension HTA.....	Page 5
L'âge physique des réseaux HTA.....	Page 5
Les postes HTA-BT.....	Page 6
Le réseau basse tension dit BT.....	Page 6
L'âge du réseau BT.....	Page 6
Les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité.....	Page 7
Les consommateurs.....	Page 7
La consommation d'énergie électrique.....	Page 7
Les producteurs d'énergies renouvelables.....	Page 7
Le raccordement des consommateurs.....	Page 7
Les réclamations des usagers.....	Page 8
Les usagers au tarif réglementé de vente (tarif bleu).....	Page 8
Les situations d'impayés.....	Page 8
Les situations de réduction de puissance.....	Page 8
La qualité de la fourniture d'électricité.....	Page 9
La durée moyenne de coupure par usager.....	Page 9
Les usagers à l'épreuve des coupures.....	Page 9
La tenue de tension.....	Page 10
Les investissements et travaux réalisés.....	Page 10
Les dépenses d'investissement.....	Page 10
Les compteurs communicants ;;;;.....	Page 11

## Le contrôle comptable de la concession

Le patrimoine comptable au 31.12.2021.....	Page 11
La valeur de remplacement.....	Page 11
Les provisions de renouvellement.....	Page 12
Les origines du financement de la valeur brute.....	Page 12
Les droits du concédant.....	Page 12
Le résultat d'exploitation.....	Page 13
La contribution à l'équilibre.....	Page 13
La participation au titre de l'article 8.....	Page 14

## Les axes du contrôle

Les points positifs.....	Page 14
Les points négatifs.....	Page 14



## L'organisation administrative des réseaux électriques

Le cadre réglementaire de l'organisation de la distribution publique de l'électricité a beaucoup évolué au fil du temps en renforçant le rôle des collectivités locales. Dès la fin du XIX<sup>ème</sup> siècle, elles sont un maillon essentiel de la distribution d'électricité.

Aussi, la loi du 5 avril 1884 relative à l'organisation municipale déclare les communes compétentes pour organiser les services publics locaux pour la distribution de l'eau, du gaz ou de l'électricité. Elles sont désignées comme propriétaire des lignes de distribution publique d'électricité sur leur territoire. Cette disposition est toujours en cours.

Peu à peu, la production et la distribution de l'électricité nécessitent des règles d'exploitation et de sécurité. La loi du 15 juin 1906 établit ces règles sous la forme de concession. Néanmoins, lors de l'adoption de cette loi, il n'existe pas encore de réseau de transport d'électricité à proprement parler : le transport d'électricité sur de longues distances est seulement en cours d'expérimentation à cette époque.

En milieu urbain, les concessionnaires sont en majorité des sociétés privées qui rentabilisent le coût de création et d'exploitation du réseau par le produit de la vente d'électricité. Dès les premiers réseaux électriques en 1903, le réseau des zones urbaines s'étend donc rapidement.

En revanche, l'électrification rurale ne commence qu'en 1920 et de manière hétérogène. Ici, ce sont les communes ou leur groupement qui jouent un rôle moteur en supportant la plus grande part des investissements. Parallèlement, des coopératives d'électricité sont créées par des agriculteurs.

En 1934, les collectivités organisatrices des services publics d'énergie se regroupent et créent la Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies (FNCCR).

Après-guerre, la création d'un service public unique de l'électricité devient alors une nécessité. La loi du 8 avril 1946 nationalise les entreprises privées de production, de transport et de distribution de l'électricité et leur substitue Electricité De France (EDF), établissement public à caractère industriel et commercial. Elle confirme alors l'existence du régime de la délégation de service public, par le biais d'un contrat de concession, avec EDF uniquement. Cette loi laisse toutefois subsister les régies et les entreprises locales de distribution créées sous la forme de société d'économie mixte ou de société coopérative.

De 2000 à 2006, l'ouverture progressive des marchés de l'énergie à la concurrence renforce le rôle des autorités concédantes de la distribution d'électricité.

La loi du 4 août 2008, dite de modernisation de l'économie, relative au développement du très haut débit, autorise les autorités organisatrices des réseaux de distribution d'électricité à assurer, en complément des travaux qu'elles réalisent sur ces réseaux, la maîtrise d'ouvrage et l'entretien d'infrastructure de génie civil destinées au passage de réseaux de communications électroniques.

La loi du 7 décembre 2010, dite loi NOME, prévoit la réorganisation et la régulation de ce marché sur la base d'un encouragement de la concurrence avec un principe de réversibilité. Cette loi est basée sur un équilibre entre régulation et respect d'une volonté européenne de mise en concurrence des fournisseurs d'énergie.

## Les missions de service public

Les missions de service public sont définies à l'article 1 de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité :

- La contribution à l'indépendance et à la sécurité d'approvisionnement, à la qualité de l'air et à la lutte contre l'effet de serre, à la gestion optimale et au développement des ressources nationales, à la compétitivité de l'activité économique et à la maîtrise des choix technologiques d'avenir, à la maîtrise de la demande d'énergie et à l'utilisation rationnelle de l'énergie
- La cohésion sociale et la lutte contre l'exclusion, le développement équilibré du territoire dans le respect de l'environnement, la recherche et le progrès technologique et la sécurité publique
- La garantie de l'approvisionnement sur l'ensemble du territoire de la concession
- Le respect des principes d'universalité, d'égalité, de continuité et d'adaptabilité dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts et d'efficacité économique sociale et énergétique.

Ces missions sont confiées à ENEDIS pour la distribution publique et à EDF pour la fourniture d'électricité au tarif règlement de vente (TRV).

## L'obligation de contrôle

En tant que propriétaire, l'autorité concédante se doit de bien connaître son patrimoine, de suivre son évolution et d'assurer une mission de contrôle des concessionnaires désignés. L'article L.2224-31 du Code Général des Collectivités Territoriales dispose que « *les autorités concédantes exercent le contrôle du bon accomplissement des missions de service public fixées par les cahiers des charges de ces concessions* ».

L'objectif du contrôle est de vérifier, grâce à des indicateurs de performance, le bon accomplissement des objectifs de gestion du service public d'électricité, notamment la qualité des services rendus aux usagers tels que le traitement des réclamations ou la qualité de l'électricité distribués.

La synthèse et l'analyse de ces données doivent également permettre d'orienter les investissements et, à plus long terme, dans la perspective de la fin du contrat de concession, les conditions financières de sortie du contrat en fonction de l'évolution et de l'état prévisible du patrimoine.

## La propriété des ouvrages

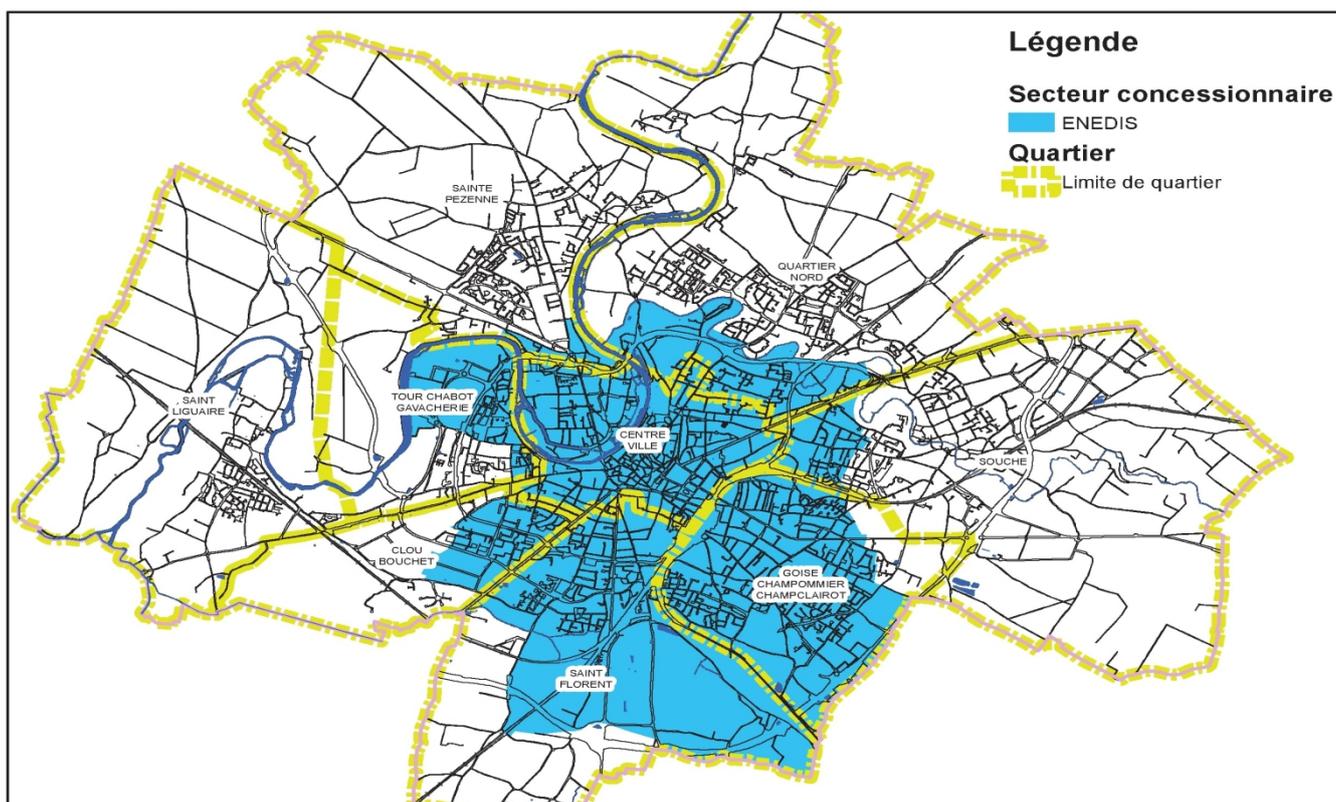
L'article 46 de la loi de nationalisation de 1946 indique que les collectivités locales sont propriétaires des installations sur le territoire de la concession. Les limites de propriété sont comprises entre les postes sources (limite entre RTE – Réseau de Transport d'Electricité - et ENEDIS) et les installations privées du client (compteur électrique ou disjoncteur).

## La maîtrise d'ouvrage

Les collectivités concédantes conservent le droit de faire exécuter en tout ou partie à leur charge les travaux de premier établissement, de renforcement et d'extension.

Conformément à la réglementation, le présent rapport effectué par l'autorité concédante est essentiellement basé sur l'intégration et l'analyse des données de contrôle fournies par les concessionnaires au titre de l'activité 2021.

## LA CONCESSION AU 31 DECEMBRE 2021



### Le territoire de la concession

Le réseau ENEDIS est réparti comme suit sur les 8 des 9 quartiers niortais où il est présent :

- Centre-ville : 100 %
- Goise Champclairot Champommier : 90 %
- St Florent : 60 %
- Clou-Bouchet : 55 %
- Tour Chabot Gavacherie : 20 %
- Nord et Souché : 10 %
- Sainte Pezenne : 3 %

Sur l'autre partie du territoire (anciennes communes ayant fusionné avec la commune de Niort entre 1964 et 1972), la distribution publique d'électricité est gérée par le Syndicat Intercommunal d'Energies des Deux-Sèvres (SIEDS), propriétaire de son réseau.

### Quelques faits marquants en 2021 au plan national

Mise en œuvre des dispositions de l'arrêté NOME du 6 janvier pour une vision partagée des investissements sur les réseaux de distribution électrique

Publication de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA/BT)

Décrets du 10 mai 2021 relatifs aux infrastructures de recharges ouvertes au public pour les véhicules électriques et les véhicules hybrides rechargeables

Loi n° 3021-1104 du 14 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

Décision de prolonger jusqu'à fin 2022 le protocole d'accord relatif au versement de la part couverte par le tarif (PCT) aux autorités concédantes.

### Le contrat de concession

Date d'effet du contrat en cours : 24 mai 2013 (renouvellement du contrat précédent conclu en 1998)

Durée : 23 ans

Date de fin de contrat : 30 juin 2036

Au sens du cahier des charges de contrat de concession, le terme « concessionnaire » désigne respectivement :

- ENEDIS, gestionnaire du réseau de distribution pour la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution
- EDF pour la mission de fourniture d'énergie électrique aux usagers bénéficiant des tarifs réglementés de vente

### Quelques actions locales en 2021

Organisation par Enedis d'une visite de maintenance des lignes électriques en hélicoptère sur l'aérodrome de Niort avec des Elus des communes des Deux-Sèvres



Signature d'une convention de mécénat pour accompagner le SDIS dans la création d'un plateau d'exercice aux interventions avec réalisation d'un réseau HTA fictif d'entraînement.

# 1. Le contrôle technique de la concession

Cette première partie présente les principales évolutions de la concession sur les différents champs : patrimoine technique, usagers de la concession et clients EDF, consommations, production, incidents et qualité de fourniture, travaux d'investissement et de maintenance.

## Le patrimoine technique

### Le réseau moyenne tension HTA

Les lignes HTA permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, les PME et certains commerces.

Elles font également le lien entre les clients et les postes de transformations. Ces lignes ont une tension comprise entre 15 kV et 30 kV.

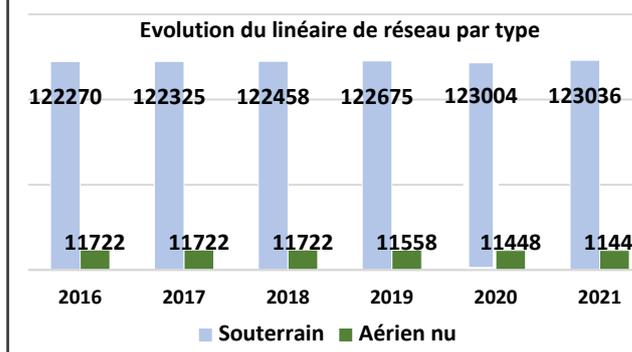
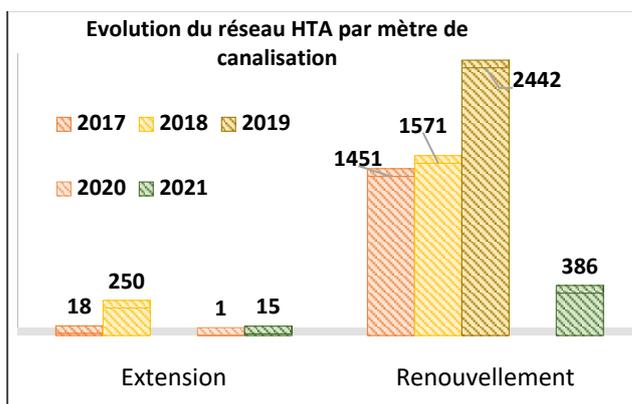
Le tableau ci-contre permet de visualiser l'évolution du réseau HTA sur les 5 dernières années avec un taux d'augmentation de 0,22 % sur cette période. Ceci correspond principalement à des travaux d'extension.

Au 31 décembre 2021, le réseau HTA représente 34,3 % du réseau ENEDIS avec 134,5 km dont 91,5 % en souterrain.

On constate une stagnation des investissements sur la part restante en réseaux fils nus (11 km) qui constitue la technologie de réseau la plus vulnérable aux agressions extérieures.

Si ENEDIS s'engage à renouveler 2500 m de réseaux HTA souterrains dans son programme d'investissement 2022-2025, le remplacement des câbles nus ne constitue pas une priorité pour le concessionnaire.

Il s'avère nécessaire d'exercer une vigilance particulière sur la part restante en fils nus de faible section tout comme sur celle de réseau souterrain isolé en câble papier imprégné qui représente encore 6% du HTA.



### L'âge physique des réseaux HTA

L'âge moyen du réseau de moyenne tension s'établit globalement à 26,6 ans en 2021. Celui du réseau souterrain est de 24 ans.

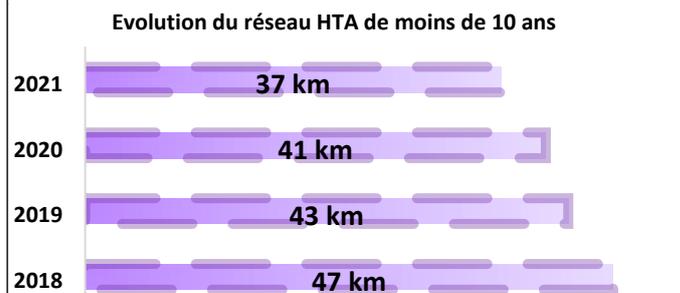
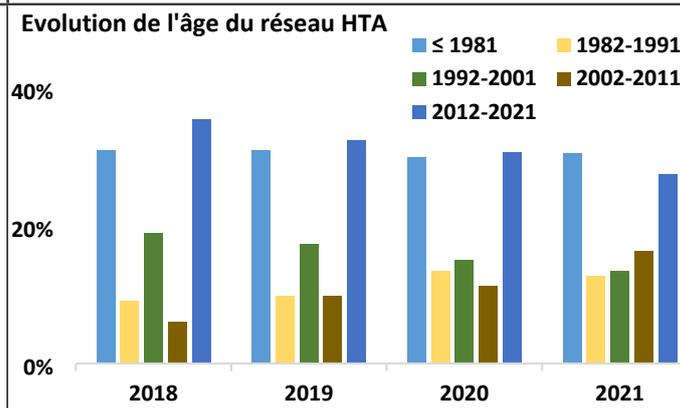
La valeur 40 ans constituant la durée d'amortissement des réseaux HTA, 30 % du réseau moyenne tension a dépassé sa durée de vie technique et sa durée d'amortissement industriel. La persistance de ce taux sur les 4 derniers CRAC interroge sur le rythme de renouvellement.

Le réseau aérien nu représente la part importante de ce réseau ancien pour 98,6 %. Les 1,4 % du linéaire HTA de plus de 40 ans sont imputables au solde de souterrain isolé en câble papier imprégné avec un âge moyen qui atteint 53 ans.

Le vieillissement du réseau est une conséquence directe de l'absence de programme pluriannuel visant spécifiquement au renouvellement des réseaux.

Les données fournis par Enedis n'apportent pas de précisions sur les caractéristiques permettant d'observer l'impact et les points de vulnérabilité liés au vieillissement du réseau HTA.

Point positif, presque une moitié du réseau HTA souterrain (43,7 %) est très jeune (moins de 20 ans).



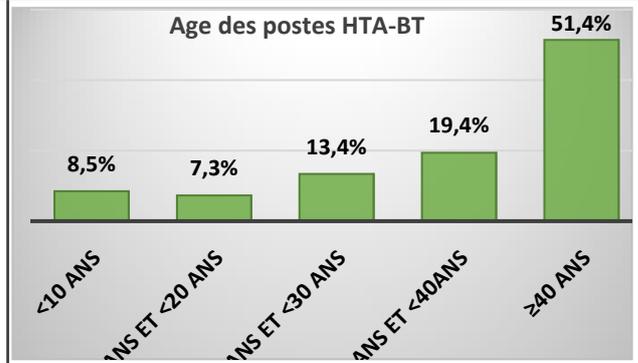
## Les postes HTA-BT

Les postes HTA-BT convertissent la puissance électrique en adaptant la moyenne tension en basse tension via les transformateurs.

En 2021, la concession compte 247 postes.

Plus de 51 % des postes HTA-BT ont atteint 40 ans alors que la durée d'amortissement est de 30 ans pour les transformateurs et de 40 ans pour l'appareillage électrique.

Un inventaire précis devra être fourni par le concessionnaire notamment sur les postes maçonnés ou sur poteau relevant des technologies les plus âgées.



## Le réseau basse tension dit BT

Le réseau basse tension achemine l'électricité depuis les postes HTA-BT jusqu'aux usagers. La tension des lignes BT est de 230V ou 400V.

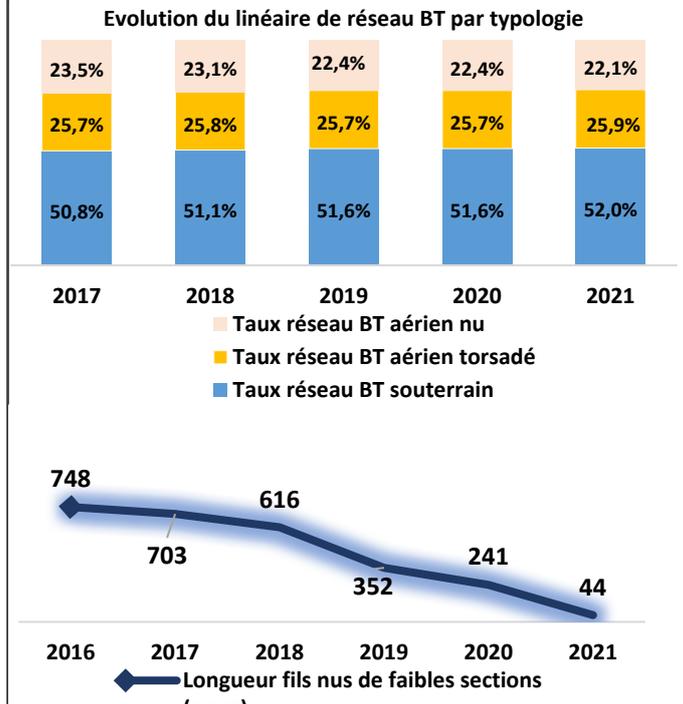
Au 31 décembre 2021, le réseau BT représente 65,7 % du réseau ENEDIS avec 235 307 km, soit une augmentation de 0,63 % par rapport à 2020.

La part du linéaire enfoui représente 52 % du réseau. Ce taux d'enfouissement est supérieur à la moyenne nationale qui se situe à 48 %. On constate cependant qu'il progresse lentement autour d'un point en 4 ans.

Le réseau BT est pour 48 % constitué de réseaux aériens dont 26 % en câbles torsadés isolés, technique de construction présentant une bonne résistance aux aléas climatiques.

Le reste pour 22 % est en câbles nus. Ceux-ci ne sont résorbés que lorsqu'ils présentent un niveau d'incidentologie élevé tels ceux de faible section, souvent à l'origine de coupures d'électricité.

Ce réseau BT en fil nus de faible section, en diminution progressive grâce au programme d'investissement d'ENEDIS, ne représente plus que 44 m du linéaire aérien à fin 2021.



## L'âge du réseau BT

En prenant la durée d'amortissement la plus longue (50 ans), 52 km du réseau BT a dépassé la durée comptable.

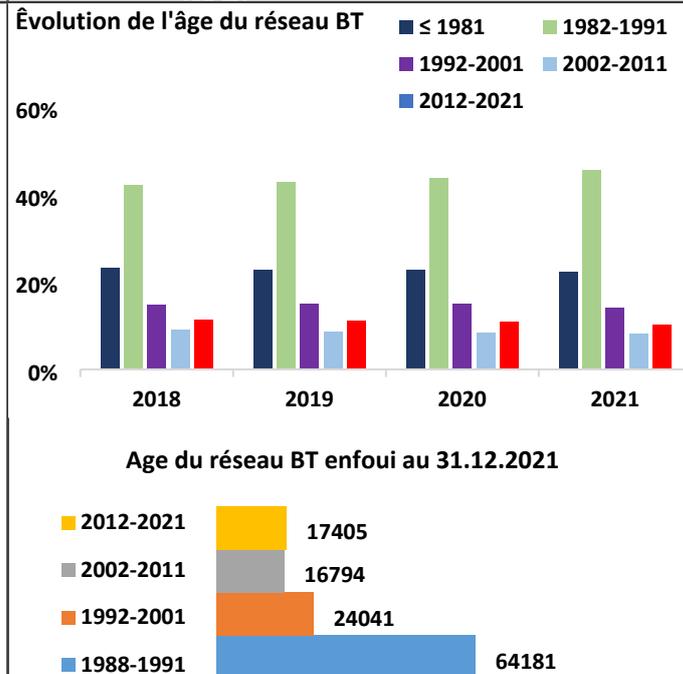
Au rythme constaté en 2021, la totalité du fil nu sera enfoui au bout d'environ 60 ans (3,5 % sur les 4 dernières années). Sachant que le réseau aérien nu est dix fois plus incidentogène que les réseaux BT torsadés et souterrains, cette situation doit être appréhendée et anticipée pour identifier les éventuelles fragilités du réseau.

Pour le concessionnaire, l'âge n'est pas un critère de renouvellement en soi. ENEDIS choisit d'orienter ses choix selon des considérations technico-économiques (niveau de service, optimisation des coûts) ou bien d'opportunités (aménagement de voirie).

En cela, les efforts, au périmètre de la concession, ont été concentrés prioritairement pour résorber le solde restant de fils nus de faible section, particulièrement fragiles (- 92 % entre 2018 et 2021).

Le réseau souterrain est quant à lui plutôt récent comme le démontre le tableau ci-contre avec 48 % de linéaires de moins de 20 ans).

A fin 2021, l'âge moyen de l'ensemble du réseau BT est de 26,6 ans.



## Les utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité

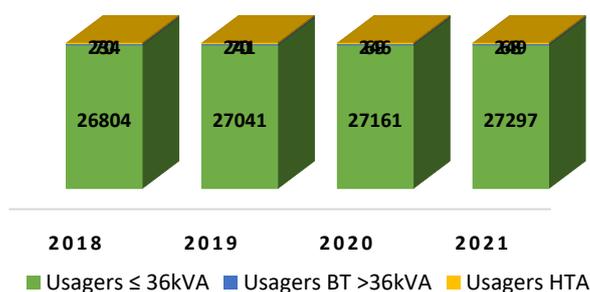
La valeur de la concession s'apprécie également en mesurant le degré de satisfaction de la clientèle. Les utilisateurs raccordés au réseau de distribution publique d'électricité sont les consommateurs qui soutirent de l'électricité au réseau et les producteurs, clients qui injectent de l'électricité sur le réseau.

### Les consommateurs

La concession fait l'objet d'une augmentation continue des raccordements de consommateurs au réseau public de distribution d'électricité ; ce qui témoigne d'une croissance démographique constante. A fin 2021, elle comptabilise 27 614 usagers.

Ses usagers sont répartis selon différentes catégories tarifaires, définies en fonction de la tension de raccordement et de la puissance souscrite pour le site concerné. Le tarif majoritaire est le « tarif bleu » raccordé en basse tension et dont la puissance maximale souscrite est  $\leq 36$  kVA (99 % d'usagers).

**Evolution du nombre d'usagers**



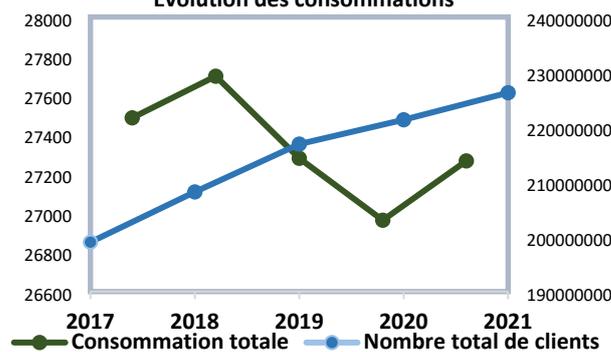
### La consommation d'énergie électrique

Les consommations d'énergie à l'échelle de la concession sont portées à près de 50 % par les clients BT > 36 kVa et HTA.

Pour autant, la hausse globale de consommation de 5,4 %, constatée entre 2020 et 2021, semble moins attribuable à la reprise économique après la crise sanitaire qu'à un niveau bas de températures en début et fin 2021 en contraste avec un hiver 2020 particulièrement doux (seulement 8 % pour les clients précités contre 92 % pour les usagers  $\leq 36$  kVA).

Au-delà des notions d'aléas, les évolutions de consommations devront permettre dans les prochains CRAC d'analyser l'impact des actions de maîtrise d'énergie engagées.

**Evolution des consommations**



### Les producteurs d'énergies renouvelables

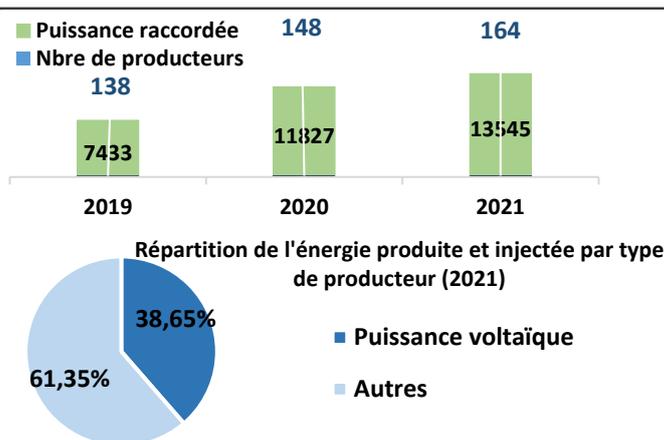
En 2021, on compte 164 producteurs d'énergies renouvelables à l'échelle de la concession, constitués majoritairement par des sites de productions photovoltaïques (+ 98 %).

Les autres installations de production type biomasse, biogaz et cogénération sont au nombre de 2.

Elles produisent néanmoins 61,35 % de la totalité des énergies renouvelables à l'échelle de la concession.

La puissance totale délivrée par les producteurs d'énergies renouvelables est de 13 545 kVa pour une énergie injectée sur le réseau de distribution égale à 13 313 Mvh.

A signaler : un écart de 6 producteurs photovoltaïques pour l'année 2020 entre les CRAC présentés pour 2020 et 2021.



### Le raccordement des consommateurs

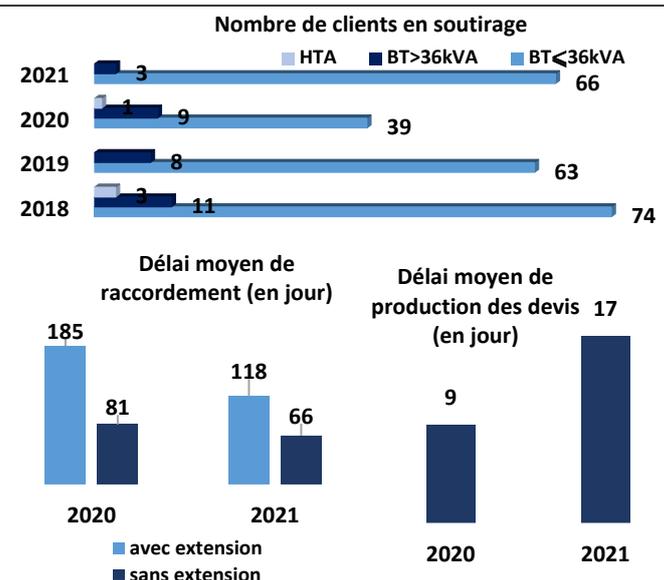
On observe une hausse du nombre de raccordements sur la puissance BT  $\leq 36$  kVa en lien probable avec une reprise de l'activité d'ENEDIS après une période de crise sanitaire de de confinements. On peut cependant s'étonner du nombre de raccordements quasi-identique au volume annuel pré-covid.

Les délais de réalisation des travaux ont été réduits en 2021 par rapport à l'année précédente (cf. graphique ci-contre). Au niveau national, le délai calendaire pour les travaux de raccordement sans adaptation de réseau est de 84,9 jours.

En revanche, les délais de production des devis se sont allongés considérablement (variation de 83,7 %).

Aussi, le taux de devis envoyé dans les délais de la procédure (3 à 6 mois selon les travaux) s'est sensiblement détériorés passant de 82,1 % à 71,4 %.

Cette dégradation de qualité de service à l'utilisateur n'est pas explicite au stade du CRAC. Un complément d'informations sera demandé au concessionnaire.



## Les réclamations des usagers

Le nombre global de réclamations des usagers reste constant par rapport à 2020. La concession présente toujours un volume de réclamations peu élevé avec 49 réclamations pour 10 000 usagers.

Les causes génératrices d'insatisfaction concernent principalement les fournisseurs avec une hausse de 75 % des réclamations sur les relèves. Cette propension, ressentie à l'échelle nationale, serait en partie liée à des contestations de consommation imputées aux compteurs Linky.

A l'inverse, les efforts fournis par ENEDIS pour réduire les délais d'intervention en 2021 sont satisfaisants (- 34 % sur un an).

Evolution des réclamations par typologie

Typologie	2020	2021
Raccordement	13	12
Relève et facturation	77	46
Accueil	2	1
Intervention	157	55
Qualité de fourniture	6	22
Total	255	136

## Les usagers au tarif réglementé de vente (tarif bleu)

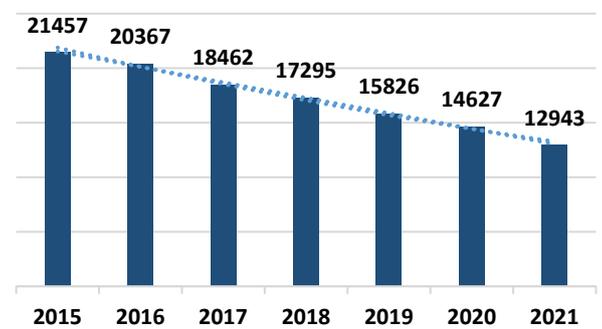
Les tarifs réglementés de l'électricité en France sont les tarifs fixés par l'Etat et proposés par l'opérateur EDF. Dans le cadre de la concession, les tarifs proposés sont le tarif bleu résidentiel pour les clients particuliers et le tarif bleu non résidentiel pour les professionnels et collectivité.

Le recul du nombre d'usagers bénéficiant d'un Tarif Réglementé de Vente (TRV) s'accroît en 2021 (- 11 % par rapport à 2020) marquée par 2 485 résiliations contre 1 675 souscriptions.

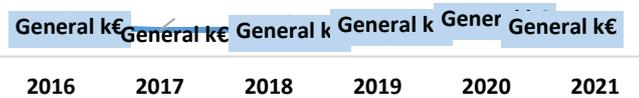
Sur les 7 dernières années, de manière continue, le nombre d'usagers aux tarifs régulés a diminué de 40 % du fait notamment de l'accroissement et de la diversité des offres sur le marché de la fourniture d'électricité.

Fin 2021, les bénéficiaires du tarif bleu (résidentiel et non résidentiel) représentent 47 % des consommateurs raccordés au réseau public de distribution (53 % à fin 2020 et 57 % à fin 2019).

Evolution du nombre de clients au tarif bleu



Recettes en k€ liées au TRV

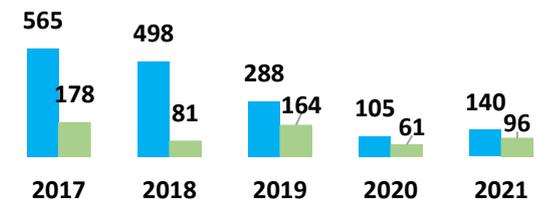


## Les situations d'impayés

Le graphique ci-contre rend compte des demandes de coupures adressées par EDF au gestionnaire du réseau de distribution et des coupures effectives à l'échelle de la concession.

On observe une hausse des situations de coupure pour impayés de l'ordre de 30 % entre 2020 et 2021 malgré une rupture de la trêve hivernale prolongée en pleine période sanitaire.

Depuis fin 2021, EDF ne procède plus à des coupures d'électricité pour impayé mais uniquement à une réduction de la puissance électrique.



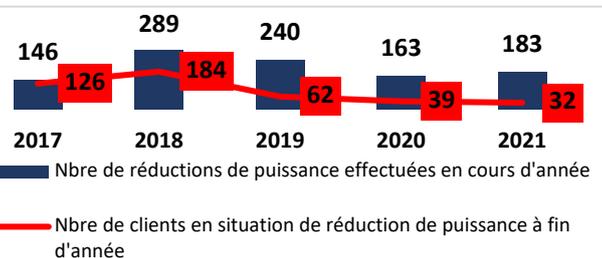
Nbre coupures demandées p/fournisseur

## Les situations de réduction de puissance

La demande de réduction de puissance n'intervient qu'à l'issue d'une procédure de relance spécifique. La réduction de puissance est maintenue pendant la trêve hivernale.

En 2021, parallèlement au nombre d'usagers en situation de coupure, le nombre d'usagers en situation de réduction de puissance pour impayés a augmenté (+ 12 %).

On constate néanmoins que le nombre de clients en situation de réduction à fin d'année diminue de manière significative (-18%)



## Le chèque énergie

Le chèque énergie, qui a remplacé au 1<sup>er</sup> janvier 2018 le Tarif de Première Nécessité pour l'électricité et le Tarif Spécial de Solidarité pour le gaz naturel, est une aide à l'énergie octroyée par l'état aux revenus les plus modestes.

Le chèque énergie est attribué automatiquement à tous les foyers éligibles en fonction des ressources fiscales et de la composition du ménage. Il se distingue par le fait de servir au règlement de toute source d'énergie comme le bois, le fioul.

A l'échelle de la concession, le nombre de clients particuliers pour lesquels un chèque énergie a été pris en compte par le fournisseur historique EDF a diminué de 3,7 % par rapport à 2020.



Bénéficiaires du chèque énergie sur la concession



## La qualité de la fourniture d'électricité

Le décret n° 2007-1826 du 24.12.2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité fixe les seuils de taux d'utilisateurs pour assurer une qualité de distribution selon 2 composantes : la continuité de fourniture (coupures d'électricité) et la qualité de tension (notamment la tenue aux contraintes de puissance).

L'étude des coupures longues des réseaux HTA et BT permet d'analyser la continuité de fourniture, et celle de la tenue de tension (à partir de méthode statistique GDO-SIG) de déterminer les « clients mal alimentés » (CMA)

### La durée moyenne de coupure par usager

Un des indicateurs pour mesurer la qualité du réseau est la durée annuelle moyenne de coupure par installation de consommation raccordée en BT. Egalement appelé Critère B, cet indicateur de qualité est adopté par l'ensemble des gestionnaires de réseau de distribution d'électricité. Il permet essentiellement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux agressions extérieures ainsi que le niveau de réactivité déployée par le concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés et réparer les dégâts sur le réseau.

Le graphique ci-contre présente les résultats du critère B, c'est-à-dire la durée moyenne annuelle de coupure pour les usagers de la concession. Sur les 4 dernières années, le critère B est en moyenne de 16 minutes ; ce qui révèle une bonne qualité de fourniture (la moyenne nationale est de 60 mn).

Sur l'année 2021, on constate une augmentation du critère B HIX (hors événement exceptionnel) de 9 %. Les incidents représentent 48,6 % du temps moyen de coupure. Leur cause est majoritairement liée à une défaillance des ouvrages. Le temps moyen de coupure pour travaux est légèrement en hausse (+ 5 %) avec 42,6 % du temps de coupure sur le réseau BT et 8,7 % sur le réseau HTA.

### Les usagers à l'épreuve des coupures

Dans son contrat de service public avec l'Etat, le concessionnaire s'est engagé à respecter depuis 1995, les standards de continuité de fourniture suivants :

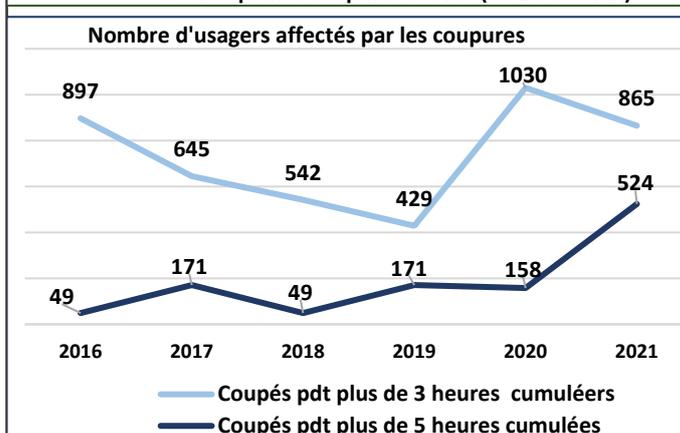
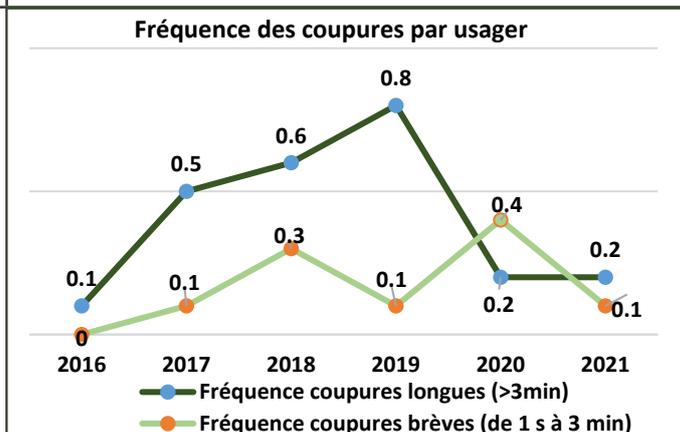
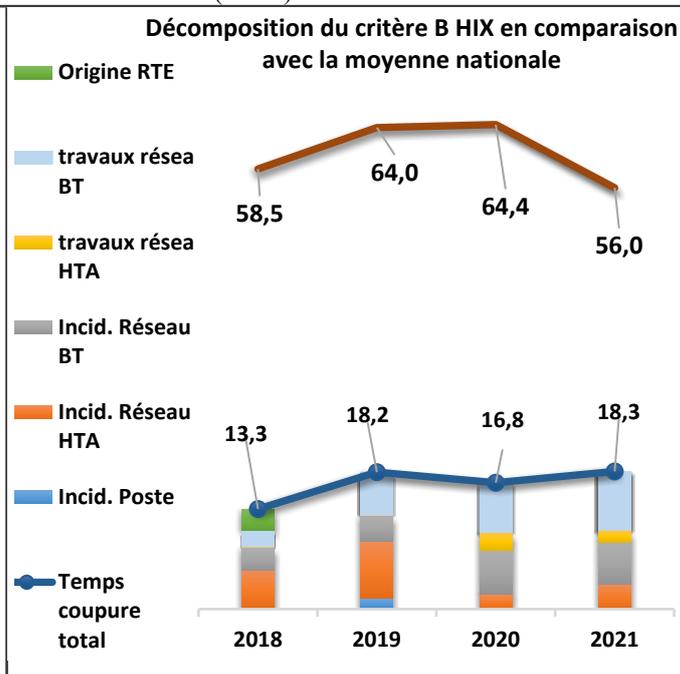
- aucun usager ne doit subir plus de 6 coupures longues
- aucun usager ne doit subir plus de 30 coupures brèves
- aucun usager ne doit subir plus de 70 coupures très brèves

Les données du CRAC concernant la fréquence moyenne de coupures par installation de consommation (nombre moyen de coupures divisé par nombre d'utilisateurs à la maille mesurée) sont présentées en fonction de la durée (longue ou courte)

Les fréquences constatées à la maille de la concession présentent une tendance à la baisse tant des coupures longues que des coupures brèves. Les données sur les microcoupures (<1s), pratiquement invisibles à l'œil nu mais qui entraînent des pertes de fichier par exemple, sont indisponibles.

Sur le graphique ci-contre, on observe qu'entre 2020 et 2021, plus du double des usagers ont subi une coupure de plus de 5 heures cumulées sur l'année alors les coupures de moindre durée (< 3 heures cumulées sur l'année) ont diminué. L'analyse du CRAC démontre que le nombre de clients coupés plus de 5 heures cumulées correspond au nombre de clients coupés pendant 5 heures consécutives toutes causes confondues.

Ces résultats font apparaître la nécessité pour ENEDIS de mener des actions en vue de renforcer le réseau HTA. Un diagnostic de ce réseau devra être réalisé par le concessionnaire dans un délai raisonnable pour intégrer au programme pluriannuel des investissements les travaux de renforcement du réseau.



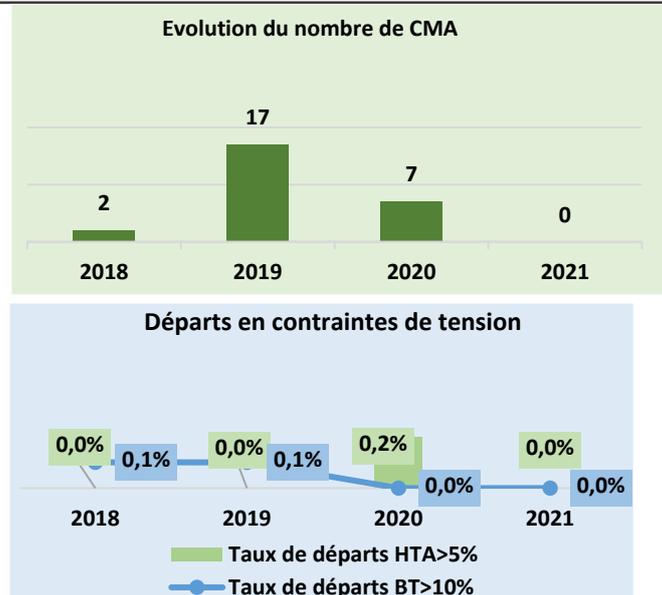
## La tenue de la tension

En basse tension, un client est dit « mal alimenté » (CMA) lorsque la tension, à son point de livraison, au moins une fois par an et hors circonstances exceptionnelles, se situe en dehors de la plage de tension contractuelle de + 10 % ou de - 10 % par rapport à la tension nominale 230/400. Le taux à respecter est fixé à 3 %.

Le nombre d'usagers mal alimentés est évalué à partir d'une méthode de calcul appelée « méthode GDO-SIG », outil statistique qui établit un profilage des consommations moyennes des abonnés. Les limites et imprécisions de cette méthode sont signalées par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité bien que, avec l'arrivée des compteurs Linky, les données de consommation sont plus fiables.

A la maille de la concession, le taux de clients dont la tension d'alimentation est inférieure au seuil minimal de tension admissible est négatif.

À fin 2021, le taux de départs présentant une forte chute de tension sur la concession, soit supérieur à la chute de tension admissible, est nul.



## Les investissements et travaux réalisés

Conformément au contrat de concession, ENEDIS investit pour le développement, la sécurisation, l'entretien et la modernisation du réseau électrique sur le périmètre concédé.

### Les dépenses d'investissement

Les investissements réalisés par ENEDIS sur les biens concédés, localisés et non localisés, sont de 4 sortes :

- les investissements de raccordement des consommateurs et producteurs
- les investissements pour la performance du patrimoine : renforcement, restructuration, modernisation
- les investissements relatifs aux exigences environnementales et réglementaires : travaux d'intégration des ouvrages, sécurité réglementaire,...

D'après les informations communiquées par ENEDIS, les investissements consentis en 2021 sur la concession s'élèvent à 1 512 k€ dont 886 k€ d'investissements délibérés (c'est-à-dire hors sollicitations des clients et/ou du concédant).

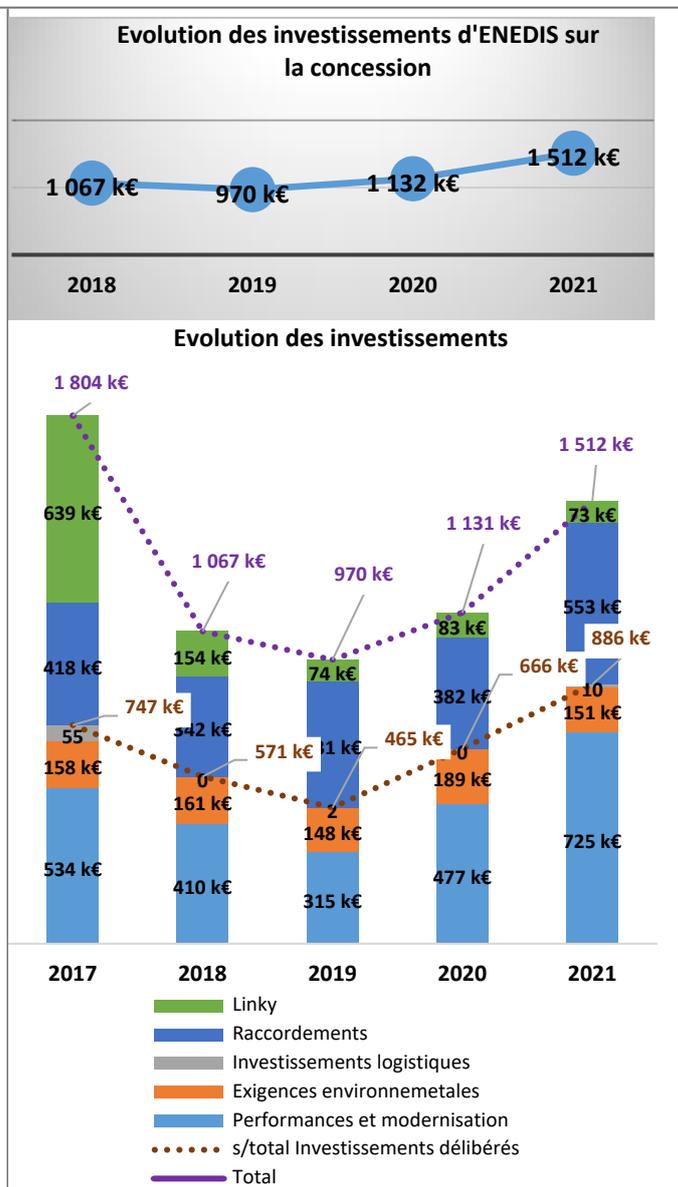
Les investissements sont en augmentation de 33,6 % entre les 2 derniers CRAC.

Parmi les axes principaux de la politique d'investissements :

- 47 % de l'enveloppe consacrée à l'amélioration du patrimoine concerne le renouvellement des câbles HTA souterrain CPI et 18 % concerne le remplacement de câble BT fils nus
- 45 % d'augmentation pour les travaux de raccordement dont celle des nouveaux producteurs
- une baisse progressive des investissements pour les compteurs communicants dont le déploiement arrive à son terme

Au titre du schéma directeur des investissements élaboré conformément aux stipulations de l'article 10 du cahier des charges du contrat de concession de distribution de l'électricité, les dépenses réalisées au niveau du programme pluriannuel 2018-2021 s'élève à 6 484 k€ dont 38 % ont été affectés à des travaux de performance et de modernisation (2 441 k€).

Se pose la question si les 570 k€ pour les travaux d'investissements délibérés liés à la performance du réseau, inscrits par ENEDIS sur la prochaine PPI 2022-2025 pour les travaux d'investissements délibérés liés à la performance du réseau est adaptée aux besoins de renouvellement des lignes HTA et BT.

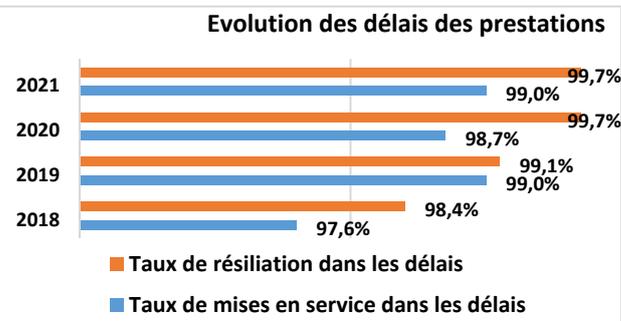


## Les compteurs communicants

A fin 2021, le déploiement des compteurs communicants, démarré en 2015, est arrivé à son terme. A l'échelle nationale, ce sont 90 % des foyers qui sont équipés, ce qui représente 34,3 millions de compteurs nouvelle génération.

Les interventions à distance, développées grâce aux compteurs Linky, facilitent désormais les prestations de mises en service et de résiliations.

Par voie de conséquence, le taux de réalisation dans les délais de ces prestations courantes et chronophages est nettement atteint.



## 2. Le contrôle comptable de la concession

Le régime de la concession repose sur la mise en exploitation des ouvrages de distribution appartenant aux collectivités locales. L'exploitant ENEDIS est chargé, pour le compte de la collectivité, d'entretenir et de maintenir dans l'état initial les ouvrages qui lui ont été remis en vue de fournir de l'énergie électrique. La présente partie vise à analyser les principales évolutions en matière de valeur comptable des ouvrages, de droits du concédant et de résultat d'exploitation.

### Le patrimoine comptable au 31.12.2021

La valeur du patrimoine s'exprime en termes de valeur brute et de valeur nette (non amortie) des ouvrages concédés ainsi que des montants de provisions pour renouvellement.

La valeur brute des ouvrages correspond à une estimation de leur valeur historique d'achat élaborée au niveau national et adaptée à la maille de la concession. Les ouvrages réalisés par le concessionnaire sont immobilisés à leur coût d'achat.

La valeur nette des ouvrages correspond à la valeur brute moins les amortissements pratiqués

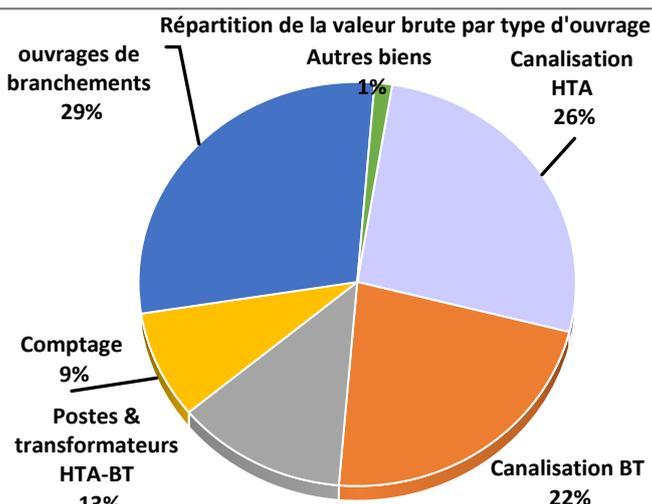
A fin 2021, le patrimoine concédé est valorisé à 41 318 k€ (+ 630 k€ par rapport à 2020, soit + 1,5 %). L'accroissement du patrimoine se répartit principalement sur les canalisations BT (+ 229 k€) et les canalisations HTA (+ 137 k€).

Au 31 décembre 2021, la valeur brute du patrimoine concédé est constituée de :

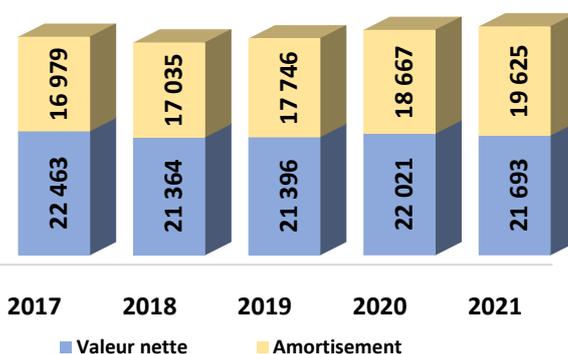
- 21 693 k€ de valeur nette comptable
- 19 625 k€ d'amortissement

La valeur nette totale des ouvrages non localisés représente 26,7 % de la valeur nette totale du patrimoine de la concession. Ce qui induit pour le concessionnaire une obligation de poursuivre ses travaux d'amélioration de la localisation des ouvrages. A noter que, depuis 2018, les ouvrages non localisés sont retirés de l'inventaire comptable que lorsqu'ils sont physiquement mis en retrait.

Le taux d'amortissement des ouvrages continue de progresser pour atteindre 47,5 % en 2021, soit plus de 15 % entre 2018 et 2021. La valeur brute sur la même période augmente de 8%. L'amortissement progressant plus vite que la valeur brute, le vieillissement des ouvrages s'accroît.



### Valorisation du patrimoine concédé (en k€)

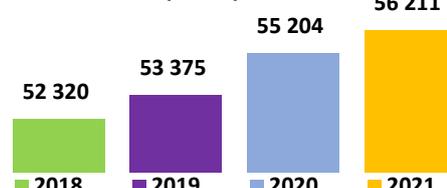


### La valeur de remplacement

La valeur de remplacement représente l'estimation, à fin 2021, du coût de remplacement des ouvrages concédés. Elle est calculée à partir de la valeur brute historique des ouvrages concédés et réévaluée chaque année sur la base d'indices spécifiques.

En 2021, la valeur de remplacement de l'intégralité des ouvrages atteint 56 211 k€, soit une progression de 1,8 % par rapport à 2020.

### Evolution de la valeur de remplacement (en k€)



## Les provisions pour renouvellement

La provision pour renouvellement est destinée à compléter l'amortissement industriel normalement comptabilisé afin de reconstituer la valeur de remplacement de l'ouvrage. Cette obligation est fixée à l'article 10 du cahier des charges du contrat de concession.

Les provisions pour renouvellement permettent au concessionnaire de faire face à son obligation de renouveler les biens de retour pour couvrir la différence entre leur valeur d'origine et leur coût de remplacement à l'identique à fonctionnalités et capacités identiques.

In fine, il s'agit d'une écriture comptable relativement complexe qui peut se résumer comme suit :

PR = valeur de remplacement à l'identique – valeur d'origine

On constate que les provisions pour renouvellement continuent de baisser lentement mais de manière inéluctable. La première raison est que les ouvrages anciens qui portaient ces provisions sont peu à peu remplacés. La seconde provient du fait de l'allongement de la durée de vie de certains biens (exemple : en 2019, ENEDIS a réévalué la durée de vie des colonnes montantes à 60 ans contre 40 ans précédemment).

Il est important de souligner que le nouveau modèle de cahier des charges établi fin 2017 par un accord entre la FNCCR, ENEDIS et EDF, prévoit l'abandon des dotations aux provisions pour renouvellement, en contrepartie de garanties d'investissements à moyen et long termes.

## Les origines du financement de la valeur brute

Les origines du financement concourent à la constitution du droit du concédant

Il est important de signaler que l'inventaire comptable des ouvrages établi dans le CRAC par le concessionnaire ne précise pas l'origine des financements par ouvrage (concessionnaire, concédant, tiers). En conséquence, l'autorité n'a donc pas la possibilité de contrôler la sincérité du bilan des actifs et passifs de la concession et particulièrement les données du calcul pour les droits du concédant.

La seule information concerne les apports externes nets correspondent aux ouvrages apportés par le concédant ou les tiers et mis en service dans l'année. À noter que, le cas échéant, les colonnes transférées en application de la loi Elan, sont intégrées dans cette colonne, puisque réputées comme financées par le concédant.

Le total des apports externes nets (concédants et tiers) indiqués dans le CRAC est négatif (-144 k€).

## Les droits du concédant

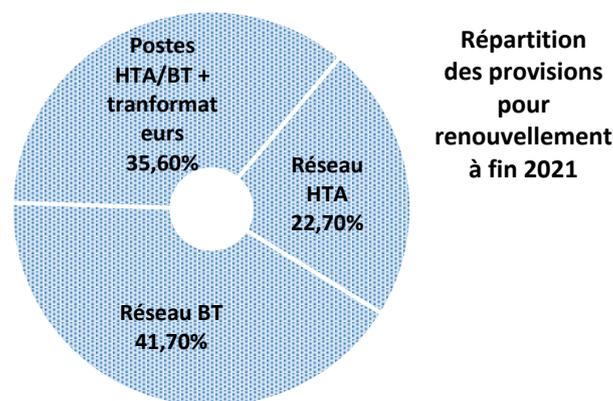
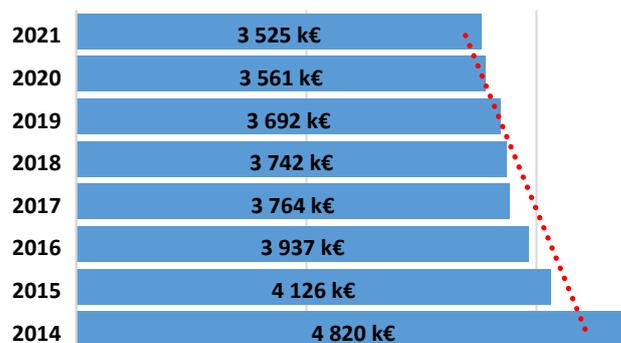
Les droits du concédant – à récupérer le patrimoine du domaine public concédé - représentent la valeur des biens mis en concession à titre gratuit (biens en provenance du concédant ou de tiers). Cette fraction des immobilisations nettes n'aura donc pas à être indemnisée en fin de contrat.

Ils se calculent à partir de la valeur nette comptable du patrimoine concédé duquel sont déduits les financements du concessionnaire non amortis et auxquels sont ajoutés les financements du concédant, reconstitué pour son compte par le concessionnaire à travers l'amortissement.

L'allongement des durées d'amortissement induit un allongement de la durée de récupération des financements et donc une augmentation de l'indemnité à verser au concessionnaire en cas d'interruption ou de non-renouvellement de la concession.

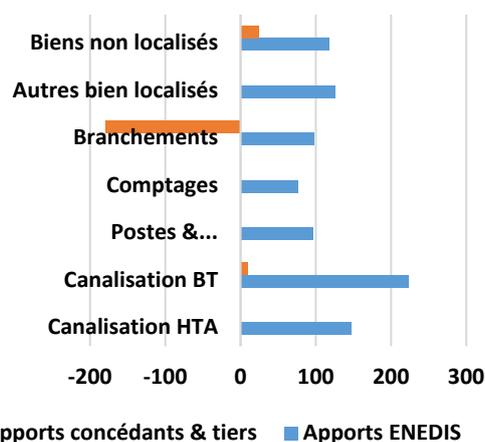
Les droits du concédant nets, en baisse par rapport à 2020, s'élèvent à 16 131 k€ au 31 décembre 2021.

## Evolution des provisions pour renouvellement constituées

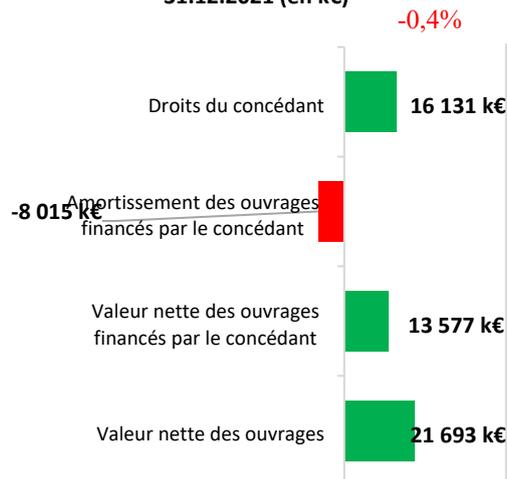


Répartition des provisions pour renouvellement à fin 2021

## Variation actifs concédés au cours de l'année 2021



## Décomposition des droits du concédant au 31.12.2021 (en k€)



## Le résultat d'exploitation de la concession

Les éléments financiers d'exploitation ne rendent pas compte d'un équilibre économique qui serait exclusivement local.

La plupart des recettes sont des valeurs restituées directement au périmètre de la concession à partir des systèmes de facturation : recettes d'acheminement, de raccordement, de prestations. En revanche, les autres produits correspondent aux montants comptabilisés par chaque direction régionale dans le cadre de l'exécution de prestations annexes et affectés à la concession au prorata du nombre de clients.

Au terme de l'exercice 2021, les produits d'exploitation ont progressé de 6 % pour atteindre 10 635 k€. La majeure partie des recettes réside dans les recettes d'acheminement (81,8 %).

L'ensemble des recettes affiche un taux d'augmentation autour de 5 % hormis les recettes de raccordement qui ont progressé de manière exceptionnelle de 35 %

Les reprises sur amortissement et provision ont quant à elles diminuées.

Les charges d'exploitation sont au contraire des produits calculées à hauteur de 75 % à partir de clés de répartition appliquées à des montants de dépenses collectées au périmètre de la direction régionale d'ENEDIS (cf. p. 98 du CRAC).

73% des charges d'exploitation sont calculées à partir d'une clé de répartition (cf. page 98 du CRAC), qui est appliquée à des montants collectés au périmètre de la Direction Régionale d'ENEDIS.

L'exercice 2021 est marqué par une hausse des charges d'exploitation par rapport à 2020 : + 7%.

Les charges relatives aux impôts et taxes (- 9%) et les dotations d'exploitation (- 1,4%) diminuent par rapport à 2020 tandis que les autres augmentent :

- la consommation de l'exercice en provenance de tiers (+ 13,5%)
- les charges centrales (+ 3%)
- les charges de personne (+ 5%)
- et les autres charges (+ 16%).

Concernant les charges de personnel, le nombre d'ETP affecté à la maille de la concession n'est pas connu. Il n'est donc pas possible d'apprécier l'évolution de ce poste de charge.

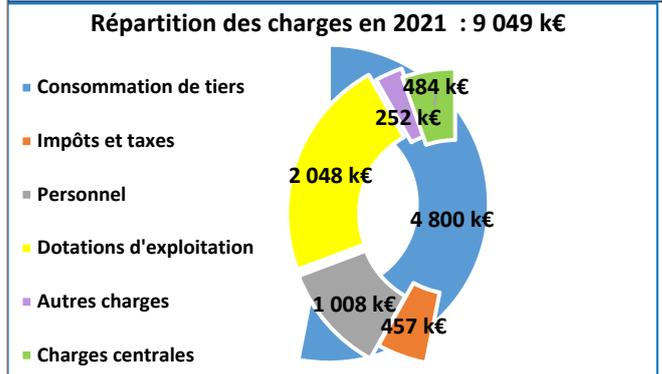
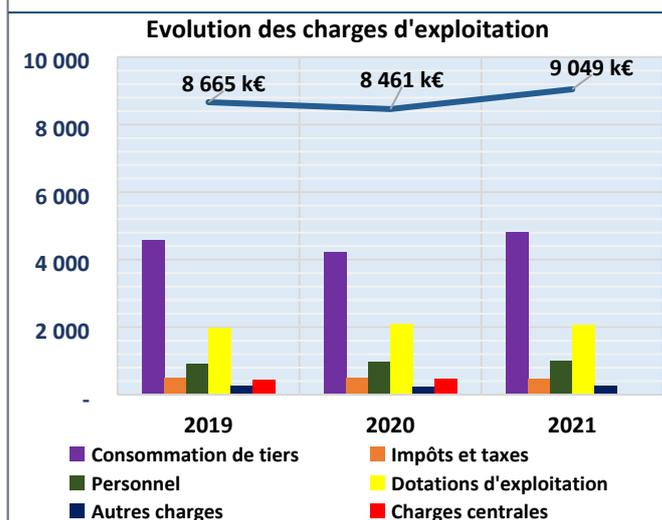
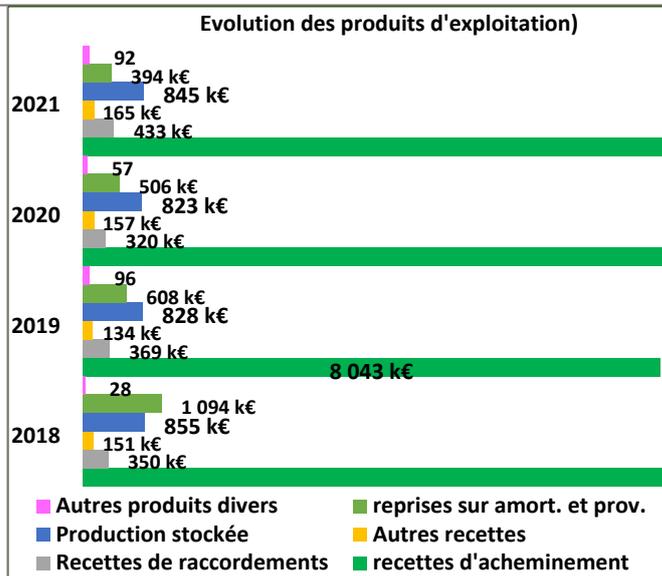
On constate une hausse des consommations à l'échelle nationale de 16 % des charges « accès réseau » et de 35 % des « achats d'énergie ». On observe également une stagnation des dotations de manière globale.

Le résultat d'exploitation de la concession est positif et s'établit à + 1 587 k€ (hors contribution à l'équilibre).

## La contribution à l'équilibre

La contribution illustre le lien essentiel entre les concessions qu'est l'unicité du tarif d'acheminement sur l'ensemble du territoire. Si une concession se situe, proportionnellement à ses recettes régulées au-delà de cet équilibre, ENEDIS applique une charge appelée « contribution à l'équilibre » qui consiste à ramener la concession au niveau moyen. Inversement dans le cas d'une concession qui se situe au-deçà de l'équilibre global, ENEDIS affecte le produit équivalent.

La contribution à l'équilibre a présenté un solde négatif de 1 106 k€ en 2021 ; ce qui signifie que la concession contribue à hauteur de ce montant à la péréquation nationale.



	2019	2020	2021
Total des produits d'exploitation - total des charges d'exploitation	1 414 K€	1 606 K€	1 587 K€
Charges supplémentaires	698 K€	887 K€	481 K€
Produit supplémentaire	0 K€	0 K€	0 K€
Total des produits - total des charges (y compris contribution à l'équilibre)	716 K€	719 K€	1 106 K€

## La participation au titre de l'article 8

L'article 8 du cahier des charges de concession relatif à l'intégration des ouvrages électriques dans l'environnement permet l'allocation d'une enveloppe financière annuelle par ENEDIS pour l'enfouissement ou l'effacement des réseaux.

En 2021, la participation s'est élevée à 27 649 € alors qu'elle était nulle en 2020. On observe cependant que sur les exercices antérieurs à 2019, le taux de participation étant plus conséquent.

### Variation du montant de la participation



## LES AXES DU CONTROLE

### Points positifs

Augmentation des linéaires des réseaux souterrains

Un taux faible d'usagers mal alimentés, indicateur d'un niveau maximal de qualité de l'électricité

La réduction des délais d'interventions

Des résultats en termes de continuité de fournitures qui respectent la réglementation en vigueur

Un effort financier en faveur de la fiabilité des ouvrages par le renouvellement de certaines technologies de câbles BT

### Points négatifs

La persistance d'un inventaire incomplet (environ 30 % d'ouvrages non localisés)

Divers indicateurs de qualité de service non élaborés à la maille de la concession (ex. : élagage)

L'absence d'un programme spécifique visant à supprimer l'aérien nu pour renforcer la résistance du réseau et améliorer l'esthétique urbaine

Le taux d'amortissement des ouvrages de la concession continue d'augmenter, ce qui traduit un vieillissement global des infrastructures

Les limites de l'information communiquée au titre de l'inventaire : des informations transmises sous une forme agrégée qui ne permettent pas d'établir un bilan de la concession de manière exhaustive

L'origine des financements (concessionnaire, concédant, tiers) non communiquées par immobilisation