



Mission de  
contrôle 2023  
Rapport  
Enedis-EDF

Données 2022

## Préambule

Enedis, EDF et le SDEC ÉNERGIE, ont conclu le **29 juin 2018**, une **convention de concession** pour le service public du développement et de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité et de la fourniture d'énergie électrique aux tarifs réglementés de vente<sup>1</sup>, pour une durée de **30 ans**.

Au titre de cette convention, l'Autorité concédante<sup>2</sup> (le SDEC ÉNERGIE) a concédé :

- la mission de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité, à la société Enedis (le Concessionnaire),
- et la mission de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente (TRV) à la société EDF (le Concessionnaire).

Conformément aux dispositions combinées de l'article L 2224-31 du Code général des collectivités territoriales (CGCT), de l'article 44 du cahier des charges annexé à la convention susmentionnée et de l'article 9 de l'annexe 1 dudit cahier des charges, le Concédant contrôle l'activité des Concessionnaires.

**Le présent rapport a pour objet de restituer la mission de contrôle 2023 de l'activité des Concessionnaires au titre de l'exercice 2022.** Il compte 5 parties et a pour objet de contrôler l'évolution de nombreux indicateurs relatifs :

1. À la qualité du service aux usagers => Partie « Usagers »,
2. Aux travaux réalisés par le Concessionnaire dans l'année => Partie « Travaux »,
3. À l'inventaire technique des ouvrages => Partie « Ouvrages »,
4. À la qualité de fourniture et la sécurité => Partie « qualité »,
5. À l'analyse comptable et financière => Partie « Analyse comptable et financière ».

Chaque partie se termine par un bilan. Ce bilan permet à l'Autorité concédante de faire la synthèse des points importants mis en évidence lors de la mission de contrôle. Ces remarques sont signalées par les icônes suivantes :

		Les points forts
		Les points en attente, ou à surveiller
		Les points faibles, non conformes ou en attente d'évolutions depuis plusieurs exercices

Le périmètre géographique de la mission de contrôle n'a pas évolué entre 2022 et 2023. Il porte sur l'ensemble des 528 communes du département Calvados.

La mission de contrôle 2023 (données 2022) a été lancée le 27 mars 2023 par le Syndicat. Enedis et EDF ont communiqué le **Compte Rendu annuel d'ACTivité (CRAC)** de l'année 2022, le 1<sup>er</sup> juin 2023. Ils ont conjointement présenté les données 2022 relatives à leur activité lors d'une réunion qui s'est tenue le 9 juin 2023. Le SDEC ÉNERGIE leur a adressé une série de questions le 11 septembre 2023. Les Concessionnaires ont communiqué leurs réponses à ces questions entre le 11 novembre 2023 et le 23 novembre 2023. Plusieurs réunions d'audit se sont déroulées du 27 au 29 novembre 2023. Les réponses aux questions posées par le SDEC ÉNERGIE à la suite de ces réunions ont été apportées les 5 et 7 février 2024.

<sup>1</sup> Tarifs réglementés de vente ou TRV.

<sup>2</sup> Le SDEC ÉNERGIE peut être dénommé dans le corps de ce rapport, Autorité concédante, le Concédant ou encore l'Autorité organisatrice de distribution d'électricité (AODE).

Il s'agit du cinquième exercice de contrôle complet mené sous l'empire de la nouvelle convention de concession conclue le 29 juin 2018. Pour cet exercice, les dispositions du E] de l'article 9 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à ladite convention seront mises en œuvre :

- Le projet de rapport de contrôle sera notifié aux Concessionnaires qui disposent d'un délai de 8 semaines pour apporter leurs observations.
- Un exemplaire du rapport de contrôle final leur sera transmis.
- Les Concessionnaires présentent le cas échéant les actions éventuelles en réponse aux recommandations de l'Autorité concédante dans un délai de 4 semaines.

## Les faits marquants de 2022

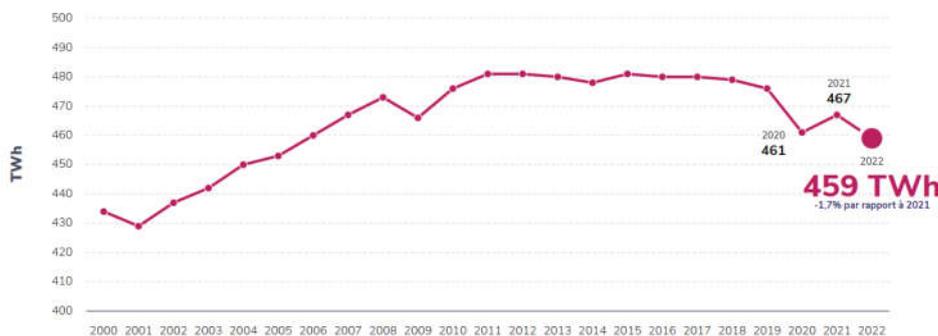
**1 - En 2022, la crise énergétique qui a débuté en 2021 se développe dans des proportions inédites depuis les chocs pétroliers des années 1970.** Cette crise énergétique est liée à l'envolée des prix du gaz soutenue par le conflit ukrainien, la crise française sur la production nucléaire et une sécheresse longue qui a entraîné une réduction de la production hydraulique. Cette crise n'a pas entraîné de rupture d'approvisionnement. Selon RTE<sup>3</sup>, la sécurité d'approvisionnement a été garantie « grâce à une consommation nationale en baisse sensible à partir de l'automne et une inversion des échanges d'électricité - une première depuis 1980. »<sup>4</sup>.

Les effets de cette crise ont donc été essentiellement de nature économique, avec la hausse sans précédent des prix de marché à l'été et à l'automne 2022, qui se sont diffusés au cours de l'année 2023 dans les tarifs.

**2 - La consommation nationale d'électricité à température normale décroît de 1,7 %** (soit 459,3 TWh - consommation corrigée des aléas climatiques et des effets calendaires). RTE relève que par rapport aux valeurs moyennes historiques (2014-2019), la consommation de l'année 2022 se situe à 4,2% en retrait. Cette baisse concerne tous les secteurs d'activités (industrie, résidentiel et tertiaire). En particulier, la baisse de consommation dans les secteurs résidentiel et tertiaire a dépassé 5 % en moyenne au cours des quatre derniers mois de l'année. Plusieurs phénomènes peuvent expliquer ce phénomène sans que l'on puisse les départager : les contraintes économiques, la sobriété énergétique, le climat.

La consommation brute (c'est-à-dire non corrigée des effets du climat) décroît de 4 % pour atteindre 452,8 TWh, cette baisse plus importante que celle de la consommation corrigée est liée selon RTE au : « fait des températures très élevées en 2022 par rapport aux normales. Ceci a entraîné notamment une forte réduction de la consommation d'électricité pour le chauffage au cours de l'automne et de l'hiver, en raison de la forte thermosensibilité de la consommation française. ».

Figure 1 : Évolution depuis 2000 de la consommation corrigée des effets météorologiques et calendaires



Sources : Bilan électrique national de l'année 2022 publié par RTE

**3 - La production nationale d'électricité (445,2 TWh) se situe à son plus bas niveau depuis 1992,** en raison de la faible production nucléaire et hydraulique. En 2022, la production totale en France recule de 15% par rapport à 2021.

<sup>3</sup> RTE, sigle du Réseau de transport d'électricité, est le gestionnaire de réseau de transport français responsable du réseau public de transport d'électricité haute tension

<sup>4</sup> Bilan électrique national de l'année 2022 publié par RTE de 16 février 2023.

**4 - Le nombre d'installations de production d'énergies renouvelables progresse toujours fortement** : un volume record d'installations a été mis en service (5 GW).

**5 - La flambée des prix de l'énergie sur le marché de gros<sup>5</sup>** perdure en 2022 : après une première envolée des prix au dernier trimestre de l'année 2021, les prix sur le marché de gros progressent fortement en 2022 à la fois en ce qui concerne les prix pour livraison à très court terme (spot) que les prix pour des échéances de livraison plus éloignées (prix à terme). De 50 euros/MWh (mégawattheure) en début d'année 2021, par exemple, le prix de gros est passé à 222 euros/MWh en décembre 2021. Au cours de l'été 2022, le prix de l'électricité prévue pour être livrée en 2023 est monté jusqu'à 1000 euros.<sup>6</sup>

**6 - La hausse sans précédent de l'électricité sur les marchés de gros se répercute sur les marchés de détail<sup>7</sup> :**

- La crise des prix de gros a nettement **ralenti le développement des offres de marché** sur l'année 2022.
- Les fournisseurs historiques ont connu une forte croissance sur leurs offres de marché, alors que les fournisseurs alternatifs ont connu une diminution de leurs offres de marché en 2022.
- On observe par ailleurs **un net ralentissement de la baisse du nombre de clients aux tarifs réglementés de vente avec même une hausse** au quatrième trimestre 2022<sup>8</sup>.
- Selon l'INSEE<sup>9</sup>, en 2022, le prix moyen de l'électricité toutes taxes comprises (TTC) pour les ménages français a augmenté de 7 % pour atteindre **207 €/MWh**, à un rythme supérieur à l'évolution des prix à la consommation (+ 5,2 %) et à l'évolution constatée lors des exercices antérieurs (en 2020 et 2021, cette augmentation a été de 2 %). L'augmentation du prix HTT trouve d'abord son origine dans celle de la composante « fourniture », dans un contexte de hausse globale des prix à terme de l'électricité sur le marché de gros. Le prix spot a ainsi atteint 279 €/MWh en moyenne sur l'année, soit une multiplication par 2,6 par rapport à son niveau de 2021. Cette hausse a été toutefois contenue par la mise en place du bouclier tarifaire. Pour les entreprises françaises (hors TVA et aides) ce prix augmente quant à lui de **23,4 %**, les entreprises consommant les plus gros volumes connaissant les augmentations les plus fortes.<sup>10</sup>
- En 2022, **le bouclier tarifaire** a limité l'augmentation du prix de l'électricité. En réponse à la forte augmentation des prix de gros, le Gouvernement et le Parlement ont mis en place plusieurs mécanismes de protection des consommateurs, notamment des boucliers tarifaires, des aides pour l'habitat collectif, des aides du ministère de l'Économie et des Finances pour certaines entreprises, ainsi que des majorations du chèque énergie. Sur l'année 2022, l'ensemble des consommateurs résidentiels ou petits professionnels aux TRV, ou en offres indexées sur les TRVE ont vu l'augmentation de leurs factures limitée à 4 % TTC.

**7 - Selon Enedis<sup>11</sup> en 2022, 380,2 TWh<sup>12</sup> d'énergie électrique ont transité sur le réseau de distribution publique d'électricité, cette quantité d'énergie est en baisse de 2,6 % (- 12,5 TWh) par rapport à l'exercice précédent. Cette baisse est portée par la diminution des injections provenant du réseau de transport d'électricité (- 4,9% - 313 TWh) et une diminution des consommations.**

Il est à noter que la production décentralisée sur le réseau de distribution d'électricité retrouve selon le Concessionnaire la tendance croissante qu'on observait avant l'année 2021, grâce au développement du parc et aux conditions climatiques favorables. Cette production a été de 65,8 TWh en 2022, soit une hausse de 6,2 % sur un an.

Le bilan électrique d'Enedis pour l'exercice expose que la consommation a connu une baisse de 3,8 %, pour atteindre 332,5 TWh, cette baisse s'inscrivant : « dans un contexte de forte hausse du prix de l'énergie et de mise en place de la politique de sobriété, dans la perspective du passage de l'hiver 2022-

<sup>5</sup> Le marché de gros désigne le marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises).

<sup>6</sup> <https://www.vie-publique.fr/questions-reponses/283337-le-prix-de-lelectricite-en-8-questions>

<sup>7</sup> Le marché de détail concerne la fourniture d'électricité des clients finals, par opposition au marché de gros.

<sup>8</sup> Observatoire de détail de l'électricité et du gaz naturel – Commission de Régulation de l'Énergie, CRE - 4<sup>e</sup> trimestre 2022.

<sup>9</sup> Institut national de la statistique et des études économiques.

<sup>10</sup> Prix de l'électricité en France et dans l'Union européenne en 2022 :

[https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/DE\\_4p\\_prixelectricite\\_aout2023\\_V5.pdf](https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/documents/DE_4p_prixelectricite_aout2023_V5.pdf)

<sup>11</sup> Bilan électrique ENEDIS 2022.

<sup>12</sup> 1 TWh = 1 000 GWh

2023 ». Sur cet exercice, la consommation d'électricité hors corrections climatiques a diminué de 4,3 TWh en 2022 (soit un total de 337,3 TWh - périmètre Enedis).

**8 - Poursuite de l'ouverture du marché de fourniture d'électricité** : À la maille nationale, 41,2 % des sites résidentiels et non résidentiels du marché de détail ont choisi une offre de marché, 58,8% sont aux TRVE. S'agissant des flux de consommation, 74% sont fournis en offre de marché et 26% le sont aux TRVE.

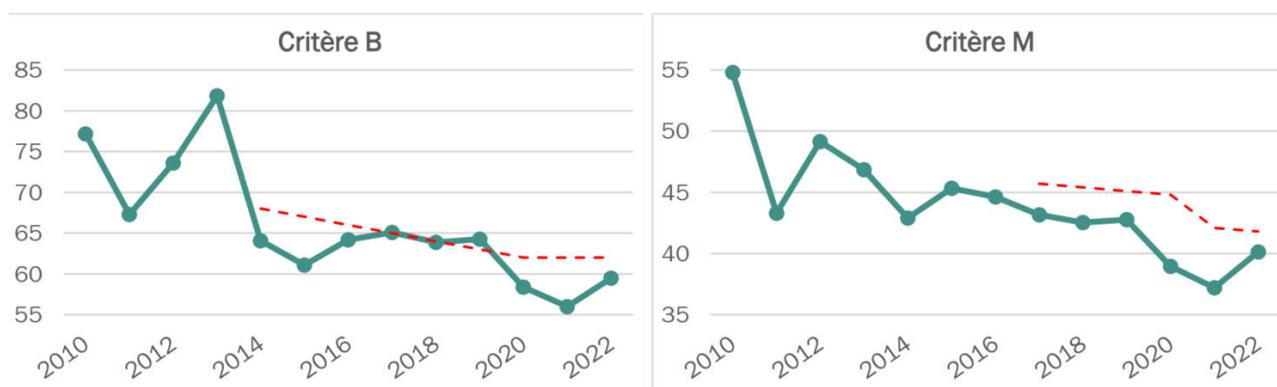
**9 - Le déploiement de compteurs LinkyTM s'est poursuivi** pour un total de 1,1 million d'unités posées en 2022 soit +25% par rapport au prévisionnel. Le parc s'établit au 31 décembre 2022 à 35,7 millions de compteurs. 3,1 millions de clients ont désormais créé leur compte consultable sur le site enedis.fr ou sur l'application mobile « Enedis à mes côtés » leur permettant de suivre leurs données de consommation contre 2,6 millions fin 2021 soit une hausse de +20% en un an.

**10 - Raccordements des installations EnR, autoconsommation** : En 2022, Enedis sur son périmètre a raccordé environ 98 100 installations de production, dont près de 91 200 installations en autoconsommation. Ceci représente une progression de **61% par rapport à l'exercice précédent**. La puissance de ces installations est semblable à la puissance raccordée en 2021 (3,7GW en 2021, 3,8 GW en 2022 contre 1,8 GW en 2020).

**11 - L'année 2022 a confirmé l'accélération de la pénétration du véhicule électrique en France**. Le nombre de véhicules électriques et hybrides rechargeables en circulation en France métropolitaine a dépassé le million de véhicules, pour s'établir à 1 102 975, fin 2022. La part de marché des véhicules électriques et hybrides rechargeables particuliers représente désormais 15,8 % des ventes, soit + 7,7 % par rapport à 2021.

**11 - En 2022, Enedis a réalisé une très bonne performance sur 2 des 4 indicateurs incités par la CRE dans le cadre de la régulation incitative de la continuité d'alimentation (critère B et critère M)**. Ainsi et au principal, **l'indicateur critère B**, qui mesure la durée moyenne de coupure des clients BT, atteint le niveau de **59,5 min en 2022 contre 56 min en 2021<sup>13</sup>**, pour un objectif fixé à **62 min**.

**L'indicateur critère M**, qui mesure la durée moyenne de coupure pour les clients raccordés en HTA, atteint le niveau de **30,1 min en 2022**, pour un objectif fixé de 41,8 min. De la même manière, le critère M est supérieur en 2022 à son niveau de 2021, mais reste en dessous de l'objectif fixé, la durée de coupure en juillet-août 2022 (9,6 min) est supérieure à la durée de coupure à la même période en 2021 (6,8 min) et explique une partie de cet écart.



Sources : Délibération de la CRE du 31 mai 2023

Ligne verte : temps moyen de coupure

Ligne rouge : Objectifs fixés par la CRE

**12- Plusieurs textes législatifs ou réglementaires concernant les activités d'Enedis ont été publiés, notamment :**

- l'arrêté du 3 juin 2022 portant nomination au Conseil Supérieur de l'Énergie qui attribue un siège en propre Enedis,

<sup>13</sup> Pour la CRE, cette augmentation par rapport à l'année 2021 s'explique en partie par des durées moyennes de coupure plus forte en juillet-août 2022 (11,5 min) qu'en juillet-août 2021 (9 min), cela est notamment aux fortes chaleurs de l'été 2022.

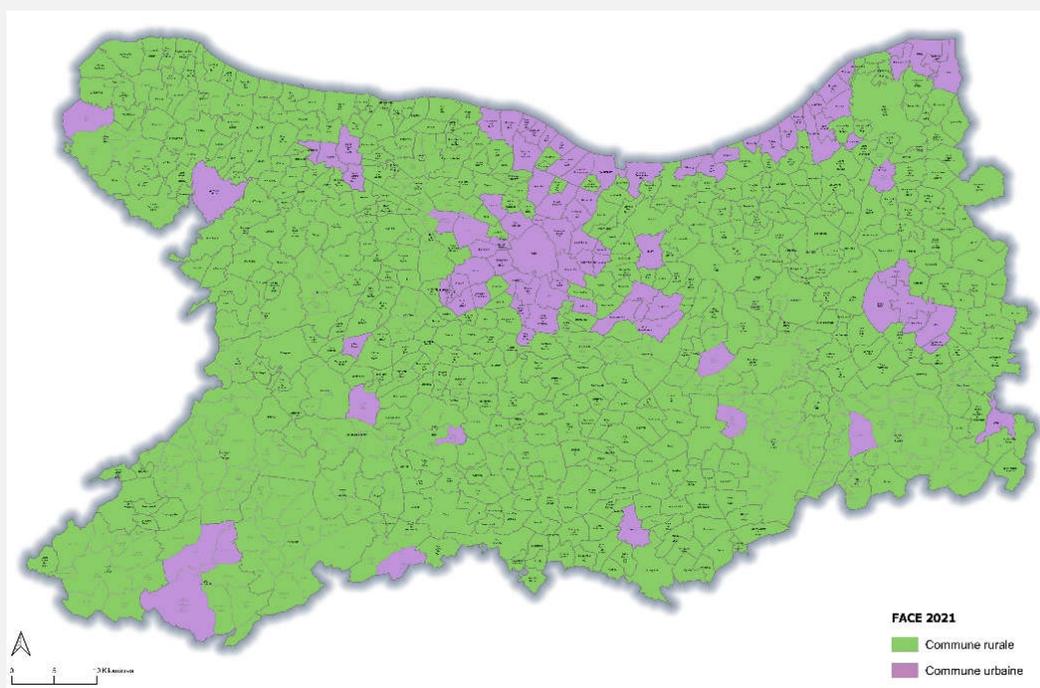
- l'arrêté du 28 juillet 2022 modifiant celui du 6 octobre 2021 (dit « S21 ») qui prévoit la possibilité pour le producteur de demander, avant l'achèvement de l'installation, la modification du trimestre tarifaire pris en compte pour déterminer son tarif sans induire la modification de la demande initiale de raccordement,
- la loi n°2022-1158 du 16 août 2022 portant sur les mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat qui prévoit la mise à disposition du gestionnaire de réseau de transport de capacités d'effacements de consommation, de production et de stockage. Elle prévoit également la remise d'un rapport du gouvernement visant à mettre en place un dispositif national d'effacement volontaire et rémunéré des consommations d'électricité à destination des particuliers,
- le décret n°2022-1249 du 21 septembre 2022 relatif au déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs en application des articles L.353-12 et L.342-3-1 du Code de l'énergie, dit décret « colonnes horizontales » qui complète les offres existantes des opérateurs de recharge électrique et permet aux propriétaires d'immeubles et copropriétés de disposer d'une solution qui laisse aux usagers des véhicules électriques ou hybrides, le choix de leur fournisseur en électricité.

**Par ailleurs, sur le plan local :**

**Pour mémoire :** Le 1<sup>er</sup> janvier 2021 est entrée en vigueur la nouvelle répartition des communes du département du Calvados au titre du régime d'aide à l'électrification rurale (i.e. CAS Facé - Arrêtés préfectoraux du 23 décembre 2020 et 8 février 2021). Le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale a été instauré en 1936 pour favoriser l'électrification des zones rurales et pallier la carence des initiatives privées. Le Facé apporte un soutien financier à certains investissements réalisés par les AODE dans le réseau public de distribution d'électricité des communes rurales.

Ce classement sera maintenu jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2027. Le département comptabilise 528 communes dont désormais, 438 dites rurales, 78 dites urbaines et 12 dites mixtes (Condé-en-Normandie, Isigny-sur-Mer, Le Hom, Les Monts d'Aunay, Livarot-Pays-d'Auge, Mézidon Vallée d'Auge, Moulton-Chicheboville, Pont-l'Évêque, Rots, Saint-Pierre-en-Auge, Thue et Mue, Vire Normandie). Le nouveau régime d'électrification a entraîné le reclassement d'un nombre très limité de communes.

Plusieurs indicateurs de contrôle utilisent cette répartition entre communes rurales, urbaines, ou mixtes du titre de CAS FACE afin de mesurer l'hétérogénéité du territoire.



**1** - Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont réalisé en commun le bilan des investissements 2020/2022 et ont dressé les perspectives d'investissements 2023 dans le cadre de la **10<sup>e</sup> conférence départementale**<sup>14</sup> qui s'est tenue le 6 décembre 2022.

**2** - En 2022, Enedis et le SDEC ÉNERGIE ont modifié plusieurs dispositions contractuelles les liant, il s'agit de :

- **L'avenant n°4 à la convention de concession** : cet avenant a pour objet au principal d'approuver le second PPI<sup>15</sup> 2023/2026
- La convention relative au financement des travaux destinés à l'intégration des ouvrages dans l'environnement (renouvellement),
- La convention relative aux modalités de calcul et de versement de la PCT (Part couverte par le tarif) sur le territoire de la concession,
- La convention relative aux modalités d'organisation du contrôle de concession et à la transmission de données relatives à la qualité de la distribution d'électricité (renouvellement),
- La convention pour un référentiel commun - terme I (renouvellement),
- La résiliation anticipée de la précédente convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution et conclusion d'une nouvelle convention,
- La convention relative à la valorisation par le Concessionnaire des ouvrages construits sous la maîtrise d'ouvrage de l'Autorité concédante (renouvellement),
- La convention d'échanges dans le cadre de l'exécution des travaux du SDEC ÉNERGIE (renouvellement),
- La convention relative à la mise à disposition et d'utilisation d'une plateforme d'échange dématérialisée "e-Plans",
- La convention relative aux travaux sous tension et autres prestations (TST) (renouvellement),
- La convention d'amélioration de la qualité de l'électricité distribuée dans la zone de qualité prioritaire (ZQP)

**3** - Conformément aux dispositions relatives à la **qualité de la distribution d'électricité**, Enedis a communiqué au Syndicat les 15 mai 2023 et le 30 juin 2023 les évaluations de la tenue globale de la tension et de la continuité d'alimentation au titre de l'exercice 2022. Ces résultats de ces évaluations sont présentés en détail dans la 4<sup>e</sup> partie du présent rapport.

---

<sup>14</sup> La loi du 7 décembre 2010 dite loi NOME impose aux deux maîtres d'ouvrage sur les réseaux de distribution publique d'électricité d'établir un bilan ainsi qu'un compte rendu de leur politique d'investissement et de développement des réseaux. La loi du 17 août 2015 (dite loi TECV, loi de transition énergétique pour la croissance verte) a renforcé les enjeux de ce rendez-vous annuel en instituant un cadre national et un formalisme à la présentation des décisions locales.

<sup>15</sup> Programme Pluriannuel d'Investissements (PPI).

## TABLE DES MATIÈRES

<b>I - LES USAGERS .....</b>	<b>10</b>
1. Le nombre d'usagers en soutirage et le volume consommé.....	10
2. Le profil des usagers en soutirage par segments de puissance.....	12
3. Les volumes consommés par segment de puissance .....	13
4. Les usagers en injection, les producteurs .....	14
5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence .....	17
6. La relève des compteurs.....	21
7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements) .....	24
8. Les raccordements.....	26
9. Les indemnités versées par Enedis .....	27
10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis .....	29
11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF.....	30
12. EDF et les réclamations écrites.....	32
13. EDF et la solidarité .....	33
14. EDF et le chèque énergie.....	33
15. La satisfaction des usagers .....	34
16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV .....	35
17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis.....	36
18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF .....	37
<b>II – LES TRAVAUX.....</b>	<b>38</b>
1. La répartition des travaux.....	39
2. Les travaux mis en concession par Enedis.....	39
3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis.....	42
4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis .....	42
5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques .....	44
6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes .....	44
7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV.....	47
8. Les travaux d'élargissement .....	47
9. Le contrôle des programmes annuels.....	49
10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022.....	50
11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE.....	51
12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage.....	52
13. Les travaux et l'environnement.....	54
14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX.....	56
<b>III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION .....</b>	<b>58</b>
1. Le réseau de distribution d'électricité 2022 .....	58
2. Les canalisations HTA et BT.....	59
3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT.....	60
4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus .....	61
5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques.....	63
6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP.....	65
7. Les immeubles mis à disposition, les postes source et de transformation HTA/BT.....	67
8. Les départs HTA et BT et les OMT .....	69
9. Les branchements.....	69
10. Les ouvrages de comptage .....	71
11. L'âge moyen des réseaux BT .....	72
12. L'âge moyen des réseaux HTA <sup>20</sup> .....	73
13. La concordance globale des bases techniques et comptables.....	74
14. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES .....	77
<b>IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ .....</b>	<b>78</b>
1. La qualité de fourniture.....	78

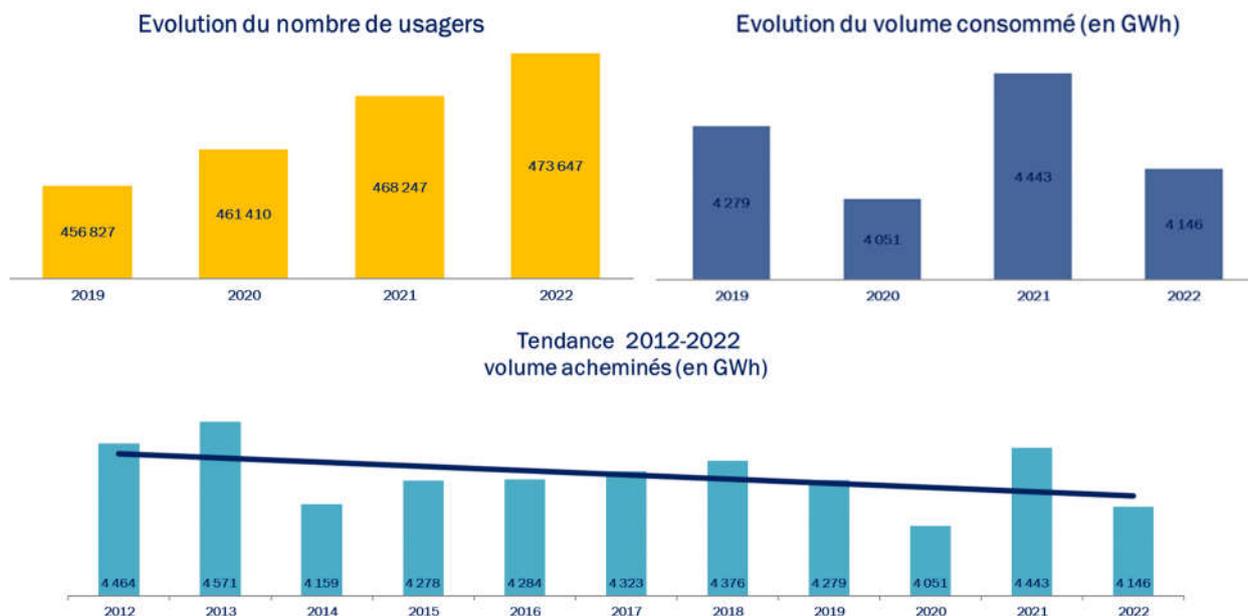
2.	La qualité de la tenue de tension à la maille départementale.....	78
3.	L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département.....	80
4.	L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département .....	81
5.	Les départs en contrainte de tension .....	81
6.	La qualité de la continuité d'alimentation .....	83
7.	L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département .....	83
8.	L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation.....	84
9.	La continuité d'alimentation : le critère B.....	85
10.	Le critère B HIX moyen 2019-2022 communal.....	88
11.	Le critère B HIX hors RTE communal 2022 .....	89
12.	La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT.....	90
13.	La continuité d'alimentation : critères D et M .....	91
14.	Les fréquences de coupures .....	91
15.	Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2022.....	92
16.	BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ .....	96

## **V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES..... 97**

1.	La valeur brute des ouvrages : montant et évolution .....	97
2.	La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages.....	97
3.	Zoom sur la localisation des ouvrages.....	99
4.	Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2021/2022.....	100
5.	Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux).....	100
6.	Les origines de financement des ouvrages (stock).....	102
7.	Les dépenses d'investissements 2022 d'Enedis.....	104
8.	La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE.....	107
9.	Les différentes valeurs comptables en k€.....	108
10.	Les pratiques d'amortissements.....	109
11.	Les taux d'amortissements.....	110
12.	Les provisions pour renouvellement (PR) .....	111
13.	L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices.....	113
14.	L'évolution des droits du Concédant.....	115
15.	L'évolution du ticket de sortie .....	116
16.	Le compte d'exploitation : qualité de l'information.....	117
17.	Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non.....	118
18.	Le compte d'exploitation : évolution des produits.....	119
19.	Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre.....	120
20.	Le compte d'exploitation : évolution des charges .....	121
21.	Le compte d'exploitation : le résultat.....	123
22.	Les flux financiers.....	124
23.	BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE.....	125

# I - LES USAGERS

## 1. Le nombre d'usagers en soutirage et le volume consommé



Enedis communique dans le cadre des missions de contrôle le nombre de Points De Mesure (PDM) actifs en soutirage sur le périmètre de la concession au 31 décembre de l'année N.

Le PDM est un **point de mesure** placé au niveau du compteur. Il est dit **actif** lorsqu'il est rattaché un contrat de fourniture (que ce contrat ait enregistré de la consommation ou non au cours de l'année).

**Par simplification, au titre du présent rapport, le nombre de PDM actifs représente le nombre d'usagers en soutirage<sup>16</sup>.**

Enedis communique également, le volume d'énergie acheminée et facturée à l'année N. Il faut différencier ce volume d'énergie du volume d'énergie consommée puisqu'une part de cette énergie peut ne pas avoir été facturée.

Par ailleurs, le volume d'énergie acheminée et facturée à l'année N. n'est pas strictement égal au volume d'énergie acheminée, car il ne prend pas en compte les pertes techniques (les pertes techniques sont liées notamment à échauffement des ouvrages ou à certaines conditions climatiques).

**Par simplification, au titre du présent rapport, le volume d'énergie acheminée et facturée est dénommé volume consommé.**

**En 2022, le nombre d'usagers en soutirage du réseau de distribution continue d'augmenter à un rythme similaire à celui observé les années précédentes (+ 1,2 %). La croissance du nombre d'usagers autour de 1 % est récurrente depuis 2004. Le nombre d'usagers en soutirage du réseau de distribution s'établit à 473 647 usagers.**

**Le volume consommé par ces usagers s'établit en 2022 à 4 146 GWh. Il décroît fortement par rapport à l'exercice précédent (- 6,7 %).**

Néanmoins, il est à souligner que cette baisse importante intervient après deux exercices atypiques. En effet, l'année 2020 a été fortement impactée par la pandémie (baisse de la consommation de 5,3 %) et

<sup>16</sup> Usagers qui soutirent de l'électricité et qui sont à différencier des producteurs qui injectent de l'électricité, dans le réseau de distribution d'électricité.

l'année 2021 a connu une forte progression de la consommation liée à une reprise de l'activité et à des températures plus fraîches (hausse de la consommation de 9,7 %).

En dehors de ces deux exercices et en valeur absolue, l'année 2022 présente la plus forte évolution constatée depuis 2015.

Ce mouvement baissier est similaire à celui observé à la maille nationale par Enedis, mais la baisse mesurée localement est plus importante. Selon ENEDIS<sup>17</sup>, la consommation des clients n'a baissé que de 3,8 %<sup>18</sup>.

Pour le Concessionnaire, cette baisse s'inscrit dans un contexte de :

- forte hausse des prix de l'énergie,
- de remise en place de la politique de sobriété, dans la perspective du passage de l'hiver 2022-2023,
- et d'un climat particulièrement chaud (Enedis expose que sur l'année 2022, la moyenne des températures sur le territoire métropolitain a été de +1,3°C au-dessus des normales saisonnières. L'année ayant été essentiellement marquée par une succession de vagues de douceur et de chaleur exceptionnelles.

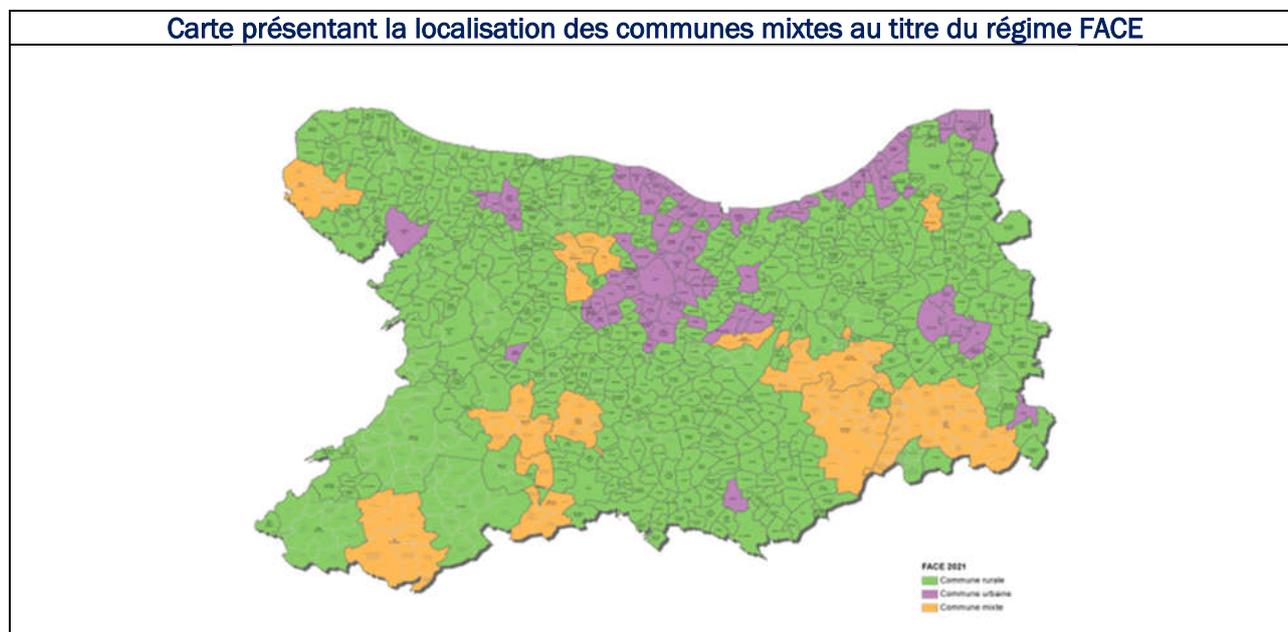
Ces éléments et le caractère atypique de l'exercice précédent expliquent le mouvement de baisse constatée entre les années 2021 et 2022 à la maille du département. Au principal à cette maille, on retiendra que l'évolution du volume acheminé reste sur une tendance baissière sur une chronologie de 10 ans.

Il est à noter que les requêtes informatiques d'Enedis ne permettent plus d'obtenir le nombre d'usagers en soutirage, les puissances souscrites, le volume d'énergie consommé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire.



Cet état de fait interdit donc désormais de ventiler ces données en fonction du régime d'électrification applicable sur les différents territoires des communes mixtes au titre de ce régime. Cet état de fait dégrade la qualité des données communiquées au Concédant.

Carte présentant la localisation des communes mixtes au titre du régime FACE



<sup>17</sup> Bilan Electrique 2022

<sup>18</sup> Elle atteint 332,5 TWh en 2022.

## 2. Le profil des usagers en soutirage par segments de puissance

Le tableau ci-dessous indique les profils des usagers en soutirage par segments de puissance de raccordement ainsi que par tranches tarifaires pour les TRV délivrés par le fournisseur EDF :

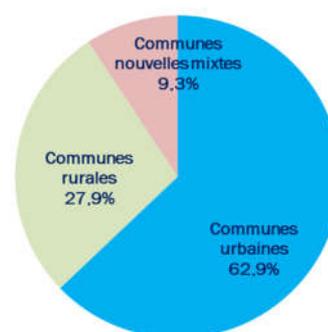
Segments de puissance de raccordement souscrite <sup>19</sup>	Codification Enedis	TRV EDF	Usagers concernés
CARD P > 250 kVA	C1	VERT En extinction	CARD (Contrat d'Accès au Réseau de Distribution) : Fournisseurs d'électricité, industries, gros consommateurs...
P > 250 kVA	C2		Industries, gros consommateurs...
P < 250 kVA	C3		Industries, collectivités locales...
36 kVA < P ≤ 250 kVA	C4	JAUNE En extinction	Collectivités locales, professionnels...
P ≤ à 36 kVA	C5	BLEU	Usagers domestiques, petits professionnels, collectivités locales...

En 2022, les usagers de la catégorie C5 représentent un peu moins de 99 % des usagers, tous segments tarifaires confondus. Le nombre d'usagers appartenant aux segmentations C5 et C4 augmente respectivement de 1,1 % et 2,9 %. Dans le même temps, le nombre d'usagers de la catégorie C1 à C3 progresse légèrement de 0,4%.

Nombre d'usagers	Codification Enedis	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Part 2022	Évolution 2021/2022 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	450 998	455 512	462 226	467 477	1,1%	98,7%	5 251
36 kVA < P < 250 kVA	C4	4 870	4 940	5 061	5 206	2,9%	1,1%	145
P > 250 kVA	C1 à C3	959	958	960	964	0,4%	0,2%	4
<b>Nombre d'usagers de la Concession</b>		<b>456 827</b>	<b>461 410</b>	<b>468 247</b>	<b>473 647</b>	<b>1,2%</b>		<b>5 400</b>

Un peu moins de 28 % des usagers sont raccordés en secteur rural au titre du financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS Facé) tandis qu'un peu moins de 63 % des usagers sont raccordés en zone urbaine et qu'un peu plus de 9 % des usagers résident sur le territoire de communes nouvelles dites mixtes au titre du CAS Facé c'est-à-dire réunissant des communes préexistantes à la création aux communes nouvelles appartenant pour partie au régime rural d'électrification et en zone urbaine. Cette répartition est similaire à celle de l'exercice précédent.

Les usagers par zone au titre du CAS FACE



<sup>19</sup> C1 : point de connexion auquel est associé un contrat CARD (contrat passé entre un usager et un distributeur d'électricité qui ne couvre que l'acheminement d'électricité).

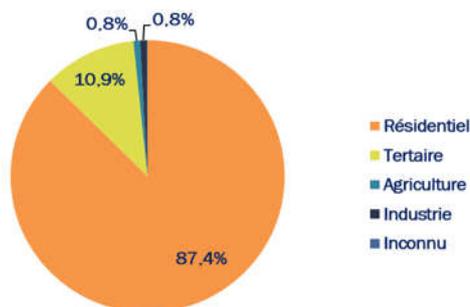
C2 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge mesurée.

C3 : point de connexion raccordé en HTA, auquel est associé un contrat unique et pour lequel la reconstitution des flux est assurée via la courbe de charge profilée.

C4 : point de connexion raccordé en BT > 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

C5 : point de connexion raccordé en BT ≤ 36 kVA et auquel est associé un contrat unique.

Les usagers par secteur d'activité



Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, un peu plus de **87 %** des usagers sont issus du secteur résidentiel et un peu moins de **11 %** des usagers ressortent du secteur tertiaire. Cette répartition est similaire à celle de l'exercice précédent.

### 3. Les volumes consommés par segment de puissance

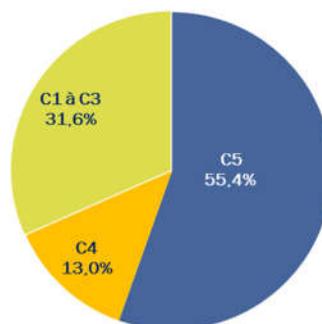
Volumes consommés en GWh	Codification Enedis	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Part 2022	Évolution 2021/2022 En nombre
P ≤ 36 kVA	C5	2 384	2 286	2 599	2 297	-11,6%	55%	-302
36 kVA < P < 250 kVA	C4	551	502	535	537	0,5%	13%	3
P > 250 kVA	C1 à C3	1 344	1 263	1 309	1 311	0,2%	32%	3
<b>Ensemble de la consommation</b>		<b>4 279</b>	<b>4 051</b>	<b>4 443</b>	<b>4 146</b>	<b>-6,7%</b>		<b>-297</b>

En 2022, les volumes acheminés par segment de puissance de raccordement progressent de manière très différenciée.

Les volumes acheminés appartenant à la segmentation C5 se contractent d'un peu moins de 12 % par rapport à l'exercice précédent (- 302 GWh), c'est la plus forte baisse enregistrée depuis 2014.

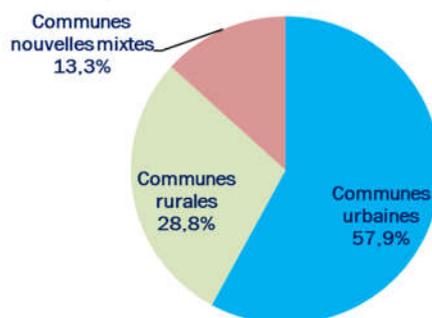
Les volumes acheminés appartenant aux segmentations C1 à C3 et C4 stagnent avec des augmentations très limitées de 0,2 % et 0,5 %.

Le volume consommé par segment de puissances de raccordement souscrites



Le volume consommé par les usagers de la tranche **C5** représente un peu plus de **55 %** du volume consommé global en baisse de 4 points par rapport à l'exercice précédent, contre 13 % pour la tranche C4 et un peu moins de 32 % pour les tranches C1 à C3.

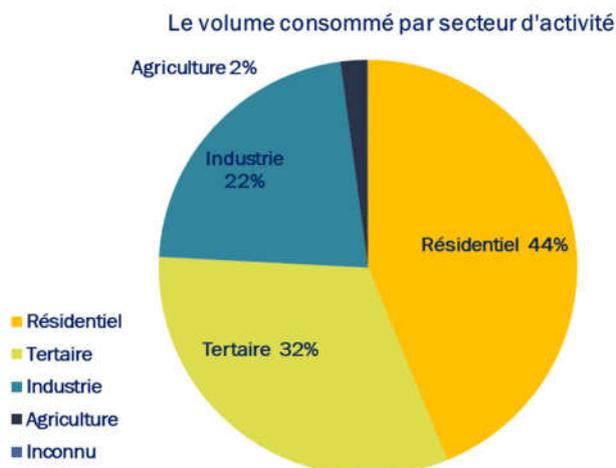
Le volume consommé par secteur de raccordement



La part du volume consommé par les usagers des communes urbaines représente un peu moins de **58 %** du volume global. Cette part progresse légèrement par rapport à 2021 (1 %).

La part du volume consommé par les usagers des communes rurales représente un peu moins de **29 %** du volume global, en baisse de 1,2 % par rapport à l'exercice précédent. Le volume consommé par les usagers des communes nouvelles mixtes reste stable autour de **13 %** du volume global consommé.

Selon les données mentionnées sur l'Open Data d'Enedis, **44 %** du volume consommé est destiné au secteur résidentiel, **32 %** au secteur tertiaire et **22 %** au secteur de l'industrie. Cette répartition varie peu d'un exercice à l'autre.



#### 4. Les usagers en injection, les producteurs

À la maille nationale, **65,8 TWh d'énergie renouvelable** ont été produits sur l'ensemble du réseau d'Enedis en 2022<sup>20</sup>. Ceci représente une hausse de **6,2 %** par rapport à 2021. Cette hausse s'explique principalement par la croissance du parc d'installations et des conditions climatiques plus favorables pour la filière photovoltaïque. L'éolien reste la principale source d'énergie sur le réseau d'Enedis avec 32,5 TWh, ce qui correspond à une hausse de 3,2 % sur un an.

La production photovoltaïque affiche à nouveau une forte croissance par rapport à 2021 (26,4 %). Sur l'année, l'énergie totale produite par cette filière représente 16,4 TWh, soit 24,9 % de la production totale.

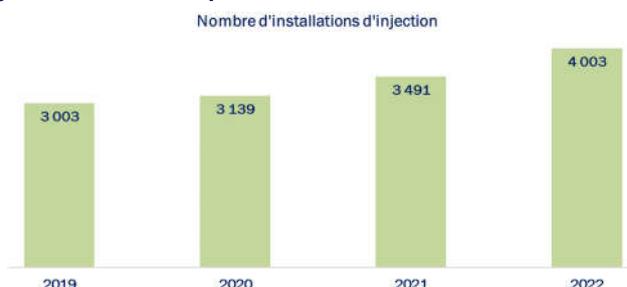
La filière hydraulique a connu une forte baisse de 16,1 % en 2022, soit une diminution de 0,8 TWh par rapport à l'année dernière, liée à des périodes de sécheresse récurrentes. Toutes filières confondues, le taux de croissance annuel moyen de la production décentralisée est de 9,1% par an depuis 2010.

Sur l'ensemble du réseau de distribution géré par Enedis, la capacité des installations d'injection, au nombre de **634 733**, progresse de 11,7 % pour atteindre **37,7 GWh**. Les filières éolienne et photovoltaïque représentent 70 % de la somme des puissances installées. La progression constatée en 2022 est essentiellement portée par la filière solaire.

**Le Concessionnaire souligne cette année que c'est la région Normandie qui affiche le plus faible taux de croissance de son parc, avec seulement 6,8 % d'augmentation de la puissance installée en un an.**

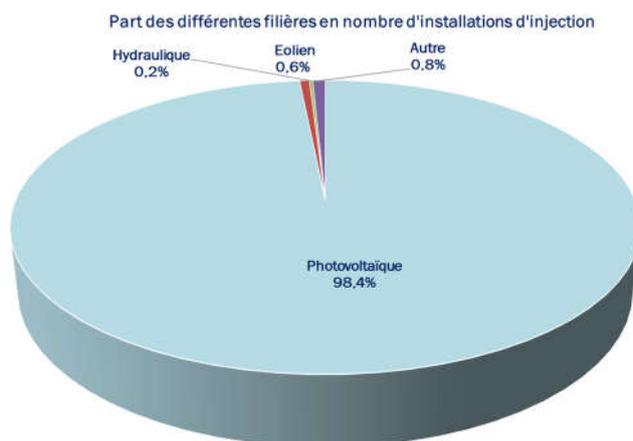
À la maille de la concession, le parc d'installations de production progresse de 15 % en 2022 pour atteindre 4 003 installations.

Cette évolution est portée principalement par la filière solaire.

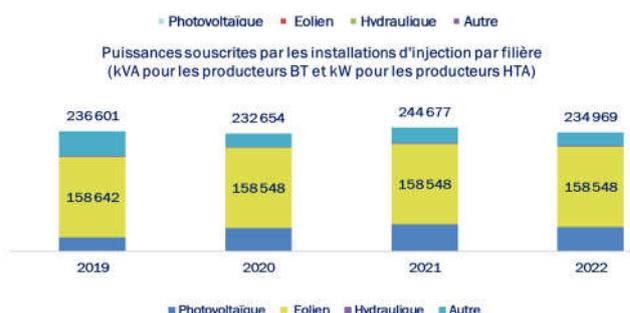


<sup>20</sup> Bilan électrique 2022 Enedis.

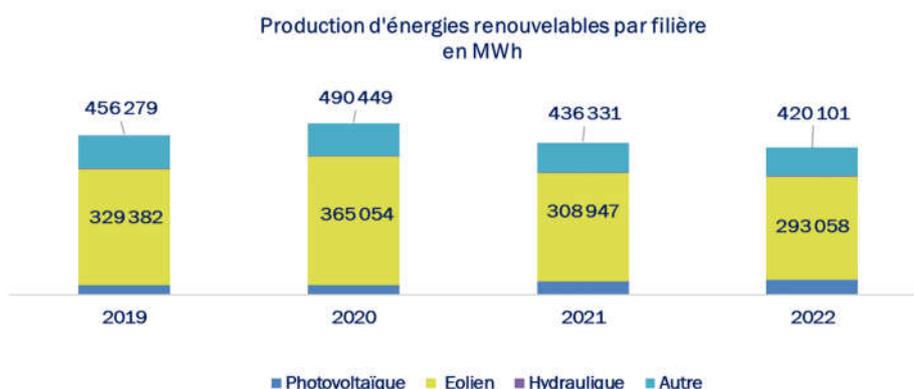
Un peu plus de **98 % des installations** sont des **installations photovoltaïques**, un peu plus de **94 %** sont des installations BT ≤ 36 kVA.



La capacité des installations d'injection atteint **234 969 kVA/kW**, elle **diminue de 4 %**. Cette **baisse est portée par les installations > 250 kVA dans les filières solaires et autres**, elle semble liée à une diminution du nombre d'installations sur ces segments.



Quantité d'énergie produite des sites d'injection par filière En MWh <sup>21</sup>	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022 En %	Part 2022	Évolution 2021/2022 En nombre
Photovoltaïque	28 574	28 560	38 328	43 170	12%	10%	4 607
Éolien	329 382	365 054	308 947	293 058	-5%	70%	-15 890
Hydraulique	5 081	4 970	5 130	3 100	-40%	1%	-2 029
Autre	93 242	91 865	83 691	80 773	-3%	19%	-2 918
<b>Ensemble des quantités injectées</b>	<b>456 279</b>	<b>490 449</b>	<b>436 096</b>	<b>420 101</b>	<b>-4%</b>		<b>-16 230</b>



La quantité d'énergie produite par les sites d'injection à la maille de la concession se contracte à nouveau. Elle décroît de 4 % et atteint **420 101 MWh**. L'évolution de cette donnée sera à surveiller lors du prochain exercice.

<sup>21</sup> Les valeurs communiquées par Enedis concernant les quantités d'énergie injectées et les puissances de raccordement des installations sont calculées de façon à protéger les données à caractère personnel (DCP), ainsi que les informations commercialement sensibles (ICS) des utilisateurs du réseau : les puissances souscrites et les quantités d'énergie injectées des installations BT ≤ 36 kVA éoliennes, hydrauliques et autres ne sont donc pas communiquées

Cette baisse est due principalement à la baisse du volume produit par les installations éoliennes (- 5 %, - 15 890 MWh). La filière éolienne produit en 2022 70 % de l'énergie injectée sur le réseau, vient ensuite la production des autres filières puis, le volume produit par la filière solaire qui représente 10 % du total. Les volumes d'énergie produits par les filières hydraulique et autres se contractent eux aussi, mais, dans des proportions moindres (-2 %). Seule la production de la filière solaire progresse de 12 % pour atteindre 4 607 MWh.

Une évolution des puissances installées à la hausse ne traduit pas nécessairement par une croissance de la production réalisée. En effet, la nature de l'énergie en cause, les conditions de fonctionnement des installations et les conditions météorologiques conditionnent fortement la production des principales filières d'énergies renouvelables. **Le calcul du taux de charges** permet de prendre en compte ces spécificités.

Le taux de charges est le ratio entre l'énergie que produit une filière sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si les installations avaient constamment fonctionné à leur puissance nominale (Puissance la plus élevée qu'une unité de production peut délivrer). La période généralement considérée pour calculer un taux de charges de référence est une année. Le taux de charges s'exprime généralement en pourcentage.

À titre d'exemple et pour une installation, le calcul du taux de charge est le suivant : pour une éolienne de 2 MW de puissance nominale, sachant qu'une année correspond à 8 760 h, cette éolienne pourrait, en théorie, produire au maximum : 8 760 h x 2 MW = 17 520 MWh (soit 17,52 GWh). Si l'éolienne considérée produit dans les faits près de 4 000 MWh en un an, son facteur de charges est égal à :  $4\,000 / 17\,520 = 22,8\%$ .

En 2022, le parc nucléaire français a connu un taux de charges historiquement bas, 54 % selon le dernier bilan électrique de RTE (il est en moyenne de 74%).

Taux de charges moyen de la concession par filière en %	2019	2020	2021	2022	Taux de charges moyen national <sup>22</sup> 2022
Photovoltaïque	11,87%	7,16%	8,23%	10,18%	13,3%
Eolien	23,70%	26,28%	22,24%	21,10%	21,4%
Hydraulique	30,67%	30,14%	31,13%	18,82%	29,5%

À la maille de la concession, le taux de charges de la filière photovoltaïque progresse de 2 points en 2022. Cette évolution est liée à une augmentation de la production suffisamment importante pour effacer la baisse des puissances raccordées. Cependant, le taux de charges reste localement en deçà du taux de charges national.

Le taux de charges éolien se dégrade d'un point, malgré une stagnation des puissances installées : ceci pourrait indiquer que les conditions météorologiques de 2022 n'ont pas été très favorables à cette filière ou que les conditions d'exploitation de ces installations ont dégradé leur production d'énergie.

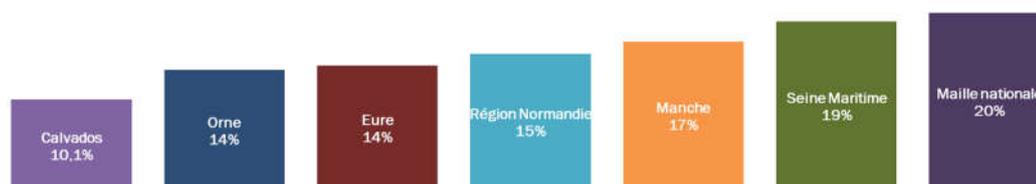
Le taux de charges de la filière hydraulique décroît fortement sans baisse des puissances raccordées, ce résultat s'explique au principal par des conditions climatiques très défavorables en 2022, dans un contexte de sécheresse et de déficit de pluviométrie.

Le tableau ci-dessous présente au périmètre de la concession, le ratio d'énergies renouvelables injectées sur le réseau versus le volume d'électricité consommée. Ce ratio s'établit autour de 10 % depuis deux exercices.

<sup>22</sup> Bilan électrique 2022 Enedis.

Comparaison Consommation / Production (En GWh)	2019	2020	2021	2022
Volume d'énergie consommée	4 279	4 051	4 443	4 146
Production injectée	456	490	436	420
Ratio (maille concession)	10,7%	12,1%	9,8%	10,1%

2022: Ratio du volume injecté sur le réseau d'Enedis rapporté aux volumes consommés en % selon différentes mailles



## 5. Les usagers bénéficiant des TRV et l'ouverture à la concurrence

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, les consommateurs d'électricité peuvent choisir entre deux types d'offre de fourniture d'électricité :

- Une offre à prix de marché, le prix de cette offre est fixé par les fournisseurs d'électricité,
- Une offre à prix réglementés de vente, ou TRV. **Cette offre est proposée uniquement par EDF**, en raison de sa qualité de fournisseur d'électricité historique.

Fixés par les pouvoirs publics sur proposition de la CRE, les TRV visent à garantir aux consommateurs un prix de l'électricité **plus stable** que les prix de marché, **s'agissant d'un bien de première nécessité**. Les évolutions des tarifs réglementés de vente peuvent intervenir une à deux fois par an, toujours sur proposition de la CRE et décision des pouvoirs publics.

**Jusqu'au 1<sup>er</sup> janvier 2016, 3 tarifs réglementés de vente étaient proposés :**

- **Le tarif bleu** qui désigne le tarif applicable aux compteurs dont la puissance est égale ou inférieure à 36 kVA. Le tarif bleu est destiné aux particuliers et aux petits professionnels.
- **Le tarif jaune** qui s'applique aux compteurs électriques dont la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA. Il correspond aux besoins des entreprises.
- **Le tarif vert** est destiné aux usines et aux entreprises à très forte consommation. Ce tarif concerne les compteurs dont la puissance est supérieure à 250 kVA.

Depuis cette date, seul perdure le tarif bleu, les tarifs jaune et vert ne sont plus proposés.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2021, les offres au tarif bleu sont caduques pour les entreprises et professionnels ayant une puissance de compteur inférieure ou égale à 36 kVA. Seules les TPE peuvent encore souscrire ce tarif (< 10 salariés et chiffre d'affaires, recettes ou le total du bilan, annuels < 2 M€).

Le tarif bleu est proposé par EDF **avec différentes options** afin de s'adapter à tous les profils de consommateurs :

- **L'option « Base »** : cette option est disponible à la souscription pour les puissances de 3, 6, 9, 12 et 15 kVA. Les consommations sont réparties sur une seule période tarifaire.
- **L'option « Heures pleines / Heures creuses »** : cette option est disponible à la souscription pour les puissances de 6, 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA. Les consommations sont réparties sur deux périodes tarifaires : heures pleines (16 heures par jour) et heures creuses (8 heures par jour).

Les heures creuses sont déterminées par le gestionnaire du réseau électrique. Elles peuvent être contiguës ou non contiguës et sont impérativement fixées entre 12 h et 17 h et entre 20 h et 8h.

- **L'option « Tempo »** : Cette option est toujours disponible à la souscription pour les puissances de 9, 12, 15, 18, 24, 30 et 36 kVA. Les consommations sont réparties sur six périodes tarifaires déterminées en fonction de l'heure de la journée (16 heures en heures pleines et 8 heures en heures creuses, de 22 h à 6 h le lendemain matin) et de la couleur du jour : 22 jours rouges par an, compris entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars (sauf samedi et dimanche), 43 jours blancs, 300 jours bleus.
- **L'option « EJP » (Effacement Jour de Pointe)** : Cette option n'est plus disponible depuis 1998. Dans le cadre de cette option, le prix du kilowattheure est identique toute l'année, excepté 22 jours par an appelés « jours de pointe » (18 heures par jour), compris entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars.

Dans le cadre de la mission de contrôle, EDF communique le nombre de contrats conclus aux TRV et les consommations associées. Afin de simplifier la lecture des données, le nombre de contrats est dénommé ci-dessous, le nombre d'utilisateurs.

Le Concessionnaire EDF communique le nombre de contrats conclus aux tarifs réglementés de vente (TRV) et les consommations associées.

**Le nombre d'utilisateurs bénéficiant des tarifs réglementés de vente (TRV) décroît chaque année depuis 2015. En 2022, il s'établit à 284 666, en retrait de 1 % par rapport à 2021.**

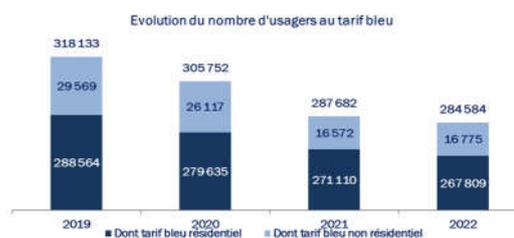


Ce mouvement de baisse est lié à plusieurs éléments structurels du marché de l'électricité de détail :

- L'ouverture totale du marché au 1<sup>er</sup> janvier 2007 et la mise en place d'une dynamique concurrentielle depuis lors ;
- L'augmentation du nombre de fournisseurs alternatifs depuis 2016 et de leurs offres <sup>23</sup>.
- La réduction de l'assiette des utilisateurs aux TRV<sup>24</sup>.
- La fluidité du marché de détail pour les petits consommateurs qui est assurée grâce à la possibilité de changer à tout moment et sans frais de fournisseur sur tout le territoire.

Cette baisse est cependant moins importante que les baisses constatées les années précédentes qui se situent entre -3 % et -6 % par an entre 2015 et 2020. La Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) fait une constatation semblable au niveau national pour les clients résidentiels : « On observe un net ralentissement de la baisse du nombre de clients au tarif réglementé (-186 000 offres au tarif réglementé en 2022 contre - 1 051 000 en 2021), avec même une hausse au quatrième trimestre 2022 (+ 106 000 sites). ». Ce constat est à relier à la hausse sans précédent de l'électricité sur les marchés de gros qui s'est repercutée sur les marchés de détail.

**94 % des utilisateurs aux TRV bénéficiant d'une offre au tarif résidentiel. Cette part reste stable entre les exercices.**



Seuls 82 utilisateurs bénéficient encore des tarifs jaune et vert. (TRV supprimés au 1<sup>er</sup> janvier 2016 et maintenus à quelques rares exceptions énumérées à l'article R338-17 du Code de l'énergie).

Le nombre d'utilisateurs bénéficiant des tarifs bleus résidentiels se contracte de 1,2 %.

<sup>23</sup> Au 31 décembre 2022, 53 fournisseurs d'électricité « nationaux » sont dits actifs par la CRE.

<sup>24</sup> Disparition des tarifs jaune et vert depuis le 31/12/2015 et au 31/12/2020, les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont réservés aux consommateurs résidentiels et aux consommateurs non résidentiels qui emploient moins de 10 personnes, et dont le chiffre d'affaires, les recettes, ou le bilan annuel sont inférieurs à 2 millions d'euros.

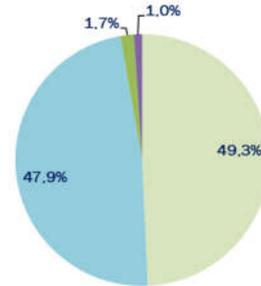


Le nombre d'usagers résidentiels bénéficiant des tarifs bleus baisse, quelle que soit l'option tarifaire concernée à l'exception de l'option **TEMPO** qui bondit de **45 %**. Cette hausse s'explique par la nature de cette offre en temps de crise énergétique, il s'agit en effet de la seule offre d'effacement existant à grande échelle sur le marché des usagers résidentiels. Cependant, ce résultat est à appréhender avec précaution, car les usagers de l'offre TEMPO ne représentent que 1 % des usagers résidentiels. **L'évolution du nombre d'usagers tarif bleu résidentiel option tempo reste donc à mesurer lors du prochain exercice.**

Comme les exercices précédents, les usagers bénéficiant de l'option de base représentent un peu plus de **49 %** des usagers résidentiels bénéficiant des tarifs bleus en légère progression par rapport à l'exercice précédent.

Les usagers bénéficiant de l'option HC/HP représentent un peu moins de **48 %** des usagers résidentiels bénéficiant des tarifs bleus. Cette part s'érode lentement depuis 5 exercices consécutifs.

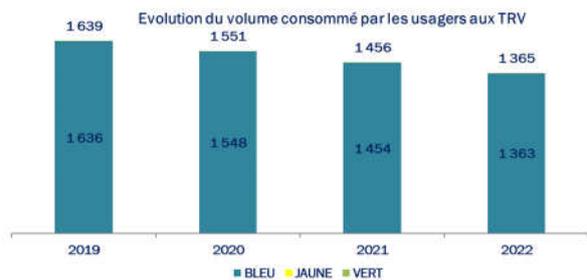
Part de chaque option tarifaire dans le nombre d'usagers au tarif bleu résidentiel par option en 2022



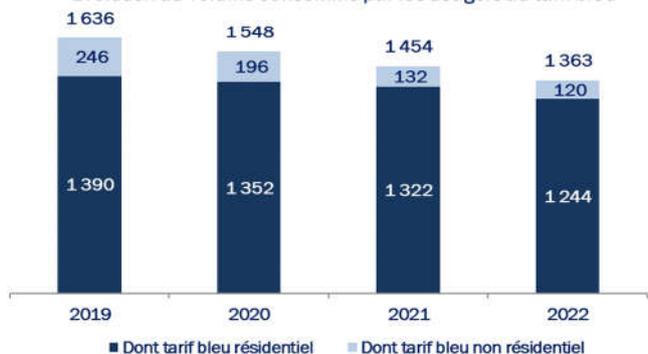
dont option « Base »    dont option « HC/HP »    dont option « EJP »    dont option « Tempo »

Les usagers aux tarifs réglementés de vente ont consommé **1 365 GWh** en 2022.

Le volume consommé par les usagers aux tarifs réglementés de vente s'établit **à la baisse lui aussi de 6 % par rapport à 2021**. Cette baisse est continue depuis 2015 (cf. baisse du volume acheminé).



Evolution du volume consommé par les usagers au tarif bleu

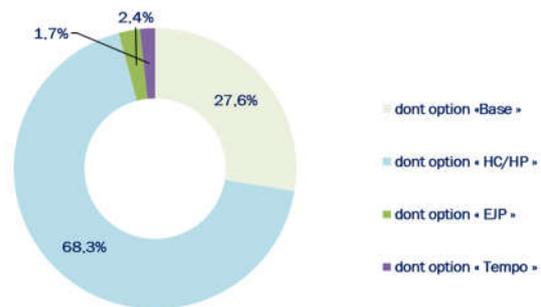


**99,9 % du volume d'énergie consommé par les usagers aux TRV est consommé par des usagers bénéficiant d'une offre au tarif bleu**, dont 91 % par des usagers résidentiels et 9 % par des usagers non résidentiels

Comme les exercices précédents, les usagers bénéficiant de l'option de base ont consommé un peu plus de 27,6 % du volume consommé.

Les usagers bénéficiant de l'option HC/HP ont consommé 68 % du volume consommé.

Part de chaque option tarifaire dans le volume consommé par les usagers au tarif bleu résidentiel en 2022



À partir du nombre de points de mesure et du volume consommé, communiqués par Enedis, le Concédant calcule :

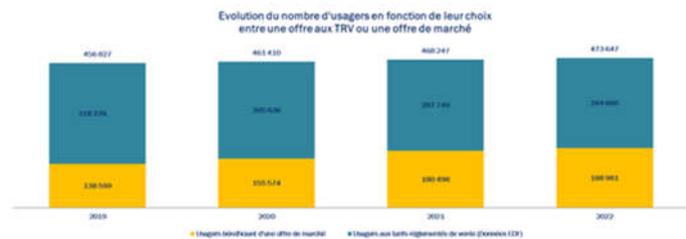
- d'une part, la part du nombre d'usagers bénéficiant des TRV et la part du nombre d'usagers bénéficiant d'une offre de marché,
- et d'autre part, la part du volume consommé par les usagers bénéficiant des TRV et la part du volume consommé par les usagers bénéficiant d'une offre de marché.

Sur la base de ce calcul, en 2022, un peu plus de **60 % des usagers** sont des usagers bénéficiant des TRV, cette part est en **baisse de 1,5 point** par rapport à celle calculée en 2021, ces usagers consomment **33% du volume d'électricité acheminé sur la concession.**

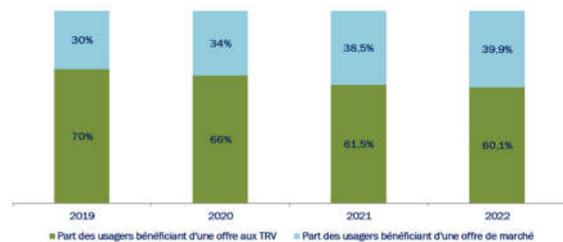
Ces données sont similaires à celles relevées au niveau national par la CRE pour ce qui concerne le nombre de sites qui bénéficient d'une offre aux TRV.

Au 31 décembre 2022, la CRE relève qu'environ **41% des sites** sont en offre de marché (soit 59% de sites en offre aux tarifs réglementés de vente) et environ **74% de la consommation** est fournie par des offres de marché (soit 26 % des consommations fournies par les offres aux tarifs réglementés de vente).

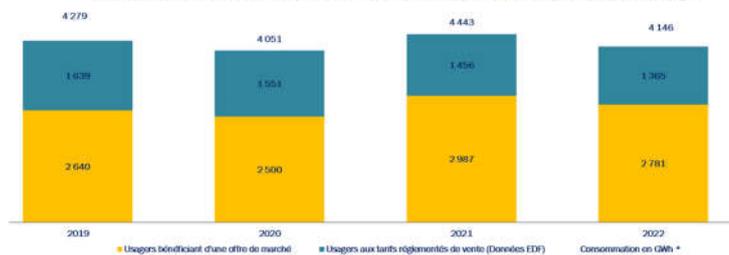
Néanmoins, on observera qu'à la maille de la concession une part de la consommation des offres aux tarifs réglementés de vente plus importante de 5 points.



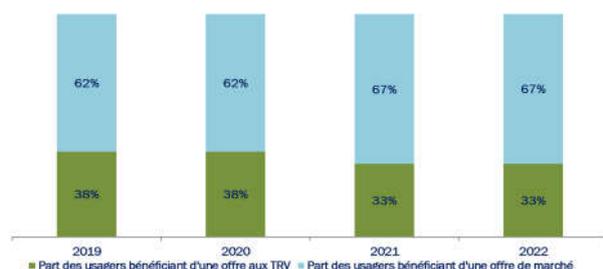
Part des usagers bénéficiant des deux types d'offres de fourniture d'électricité



Evolution des volumes consommés en GWh en fonction du choix de l'offre de l'utilisateur



Part des volumes consommés en fonction du choix de l'offre de l'utilisateur



Les données communales relatives aux usagers bénéficiant des TRV pour l'exercice 2022 qui ont été transmises par EDF sont partielles, car elles ont été « secrétisées ».

Le Concessionnaire refuse de communiquer, par tarif, le montant des recettes / la quantité d'électricité consommée/le nombre de PDL actifs et la somme des puissances totales pour le tarif bleu résidentiel et le tarif bleu non résidentiel, lorsque le nombre de consommateurs est inférieur ou égal à 10 points de consommation et/ ou le volume consommé inférieur à 200 MWh.

EDF justifie sa position au motif que l'article D111-52 du Code de l'énergie complété par un arrêté du 18 juillet 2016 impose la secrétisation au public de ces données lorsque les conditions exposées ci-dessus sont réunies.



Le Concédant s'oppose à cette décision pour les motifs suivants :

- Les dispositions reprises ci-dessus s'appliquent à la mise à disposition de données dans le cadre de la planification énergétique et non au contrôle de concession.
- La mission de contrôle visée à l'article L2224-31 du CGCT impose au Concédant de transmettre au Concessionnaire les informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique utiles à l'exercice des compétences. Les données de consommation à la maille communale et par tarif sont utiles au contrôle du bon accomplissement de la mission de contrôle, car ces données, lorsqu'elles sont non secrétisées à la maille communale, permettent de vérifier la donnée à la maille concessive communiquée par le Concessionnaire et donc les évolutions du nombre de consommateurs et du volume consommé d'une année sur l'autre notamment.
- Le Concédant souligne qu'il est donc désormais dans l'impossibilité de reconstituer ces données à la maille concessive en partant des données à la maille communale.

## 6. La relève des compteurs

### 6.1 La relève des compteurs

Au préalable, il est à noter que :

- Tous les fournisseurs d'électricité doivent facturer au moins une fois par an sur la base de l'énergie consommée.<sup>25</sup>
- Aucune consommation d'électricité antérieure de plus de quatorze mois au dernier relevé ou autorelevé ne peut être facturée, sauf en cas de défaut d'accès au compteur, d'absence de transmission par le consommateur d'un index relatif à sa consommation réelle, après un courrier adressé au client par le gestionnaire de réseau par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, ou de fraude.

La relève des compteurs, qui est une des missions du Concessionnaire, a vu sa portée profondément revue par le déploiement du compteur LINKY™. Pour les usagers disposant d'un compteur communicant, il n'y a plus de relève physique. En effet, les index de consommation sont directement télérelevés (relève à distance).

**En 2022, un peu plus de 95 % des usagers C5 actifs de la concession disposent d'un compteur LINKY™ et voient leurs consommations télérelevées sans intervention d'un releveur à pied. Ce taux est en progression de deux points par rapport à l'exercice précédent.**

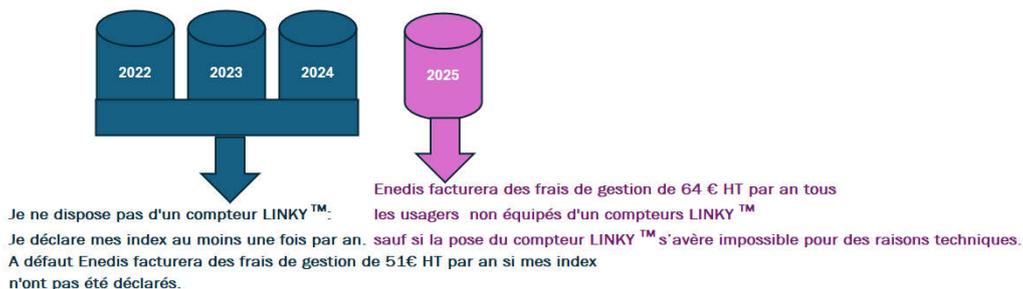
Les autres usagers disposant de compteurs d'ancienne génération nécessitent encore une relève à pied. C'est ce qu'on appelle « la relève résiduelle ». Pour ces derniers, à la suite de l'achèvement du déploiement en masse des compteurs LINKY™, le 31 décembre 2021, deux périodes successives vont se succéder :

- Une phase transitoire (2022-2024), durant laquelle seuls les usagers « muets » (c.-à-d. usagers non équipés de compteurs LINKY™, n'ayant pas permis à Enedis l'accès à leur compteur et

<sup>25</sup> Article L224-11 du Code de la consommation.

n'ayant pas mis à la disposition d'Enedis leurs index de consommation durant 12 mois) seront facturés d'un coût supplémentaire, à partir du mois suivant ce délai de 12 mois, tous les deux mois, jusqu'à l'installation d'un compteur évolué, d'un montant de 8,48 € tous les deux mois (Délibération de la CRE du 17 mars 2022 - valeur actualisée au 1<sup>er</sup> août 2022).

- À partir de 2025, une seconde phase dans laquelle l'ensemble des clients non équipés de LINKY™ seront facturés du coût de la relève résiduelle sauf si la pose du compteur LINKY™ s'avère impossible pour des raisons techniques.



**La facturation des relèves pour les usagers « muets » devra faire l'objet d'un suivi lors du prochain exercice.**

Dans le cadre de la mission de contrôle, la performance d'Enedis en matière de relève des compteurs se mesure au travers de plusieurs indicateurs. Ces indicateurs concernent l'ensemble des compteurs ou seulement les compteurs non communicants. Ils ne portent dans les deux cas que sur les seuls compteurs C5 ( $P \leq 36$  kVa).

Les indicateurs portant sur l'ensemble des compteurs (communicants ou non) sont :

- **Le taux de compteur relevé semestriellement** (Nombre de compteurs ayant eu au moins un index relevé ou autorelevé au cours des six derniers mois / Nombre de compteurs à relever durant les six derniers mois) et
- **le taux d'absence du client lors des deux dernières relèves ou plus, sans autorelevé depuis 1 an**, dénommé plus simplement **taux de non-relève** (Nombre des compteurs non relevés 2 fois et plus en raison de l'absence du client et sans autorelevé/ nombre de compteurs à relever durant l'année).

En 2022 :

- le taux de compteur relevé semestriellement est bon, il s'établit à 96,5 % en légère contraction progression par rapport à 2021 (96,9 %),
- le taux d'absence du client aux deux dernières relèves ou plus sans autorelevé depuis 1 an s'établit à 2,4 %. S'il est en forte progression par rapport à l'exercice précédent (1,2 %), il reste semblable aux taux relevés en 2018, 2019 et 2020 (respectivement 2,3 %, 2,1 % et 2,8 %).



Bien que ces dégradations semblent sur l'exercice de moindre portée, l'évolution de ces deux indicateurs sera à surveiller.

Pour ce qui concerne plus spécifiquement les indicateurs relatifs au parc des **compteurs non communicants**, au préalable on relèvera une forte baisse **du nombre de compteurs concernés (baisse entre - 41 % et- 44 %)**. Cette baisse impacte fortement les résultats et explique au principal les évolutions observées ci-dessous.

On relève donc :

- une amélioration de plus de 32 points du taux d'index autorelevés semestriellement C5 qui atteint 45 %,
- une dégradation du taux d'index relevés ou autorelevés semestriellement qui atteint 55 % alors qu'il atteignait précédemment 76 %,
- une forte progression du taux d'absence au relevé 2 fois et plus sans autorelevé depuis 1 an qui passe 9,6 % à 32,9 %.

Le Concédant estime que la concession disposait au 31 décembre 2022 de 473 647 compteurs actifs, dont 467 444 compteurs actifs C5.



**Enedis n'a pas fourni en 2022 comme les deux derniers exercices la requête permettant de confirmer cette conclusion et de ventiler les compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non ni fourni le nombre de compteurs inactifs.**

Interrogé sur cet état de fait lors de l'exercice 2020, le Concessionnaire avait précisé : « *La production de ce fichier est conditionnée à l'inventaire en cours des branchements. Sa production sera possible lorsque cet inventaire aura été finalisé* ». Il a indiqué en audit que cette requête sera finalisée pour les données 2021, ce qui manifestement n'a pas été le cas.

Cette situation constitue un appauvrissement de la qualité des informations communiquées au Concédant : le Concédant sera attentif à la production de cette requête au titre de la prochaine mission de contrôle.

## 6.2 État du déploiement du compteur LINKY™



En 2022, le nombre des compteurs LINKY™ posés représentent un peu plus **95 %** du volume des compteurs actifs C5 à la maille de la concession. Cette proportion a évolué de **4 %** entre les deux exercices. **Le taux d'équipement atteint à la maille de la concession est supérieur depuis deux exercices au taux cible de 90 % à la maille nationale qu'Enedis devait atteindre en 2021.**

Pour rappel, l'année 2021 a été la dernière année de déploiement en masse des compteurs communicants et a ouvert d'une part une période de déploiement « diffus » caractérisée par un volume de pose plus réduit (environ 850 000 poses par an à la maille nationale) et d'autre part la réinternalisation de la pose des compteurs communicants par les équipes d'Enedis. Cette phase de déploiement diffus doit permettre le déploiement de compteurs Linky sur le reste du parc d'ici la fin 2024.

À la maille communale en 2022, **233 communes disposent d'un taux de compteurs Linky posés  $\geq$  à 90 %, 272 communes, d'un taux de compteurs Linky posés  $<$  à 90 % et  $\geq$  à 80 % et 23 communes disposent d'un taux  $<$  à 80 % et  $\geq$  à 64 %.**

**99,5%** du nombre de compteurs posés sont communicants.

**Le niveau d'acceptabilité de la pose du compteur communicant reste important** avec un taux de refus de 1.3 % en 2022. Ce taux se dégrade par rapport à celui constaté l'année précédente (0,02%). Cette dégradation s'explique d'une part par un nombre de compteurs posés dans l'année en forte baisse en 2022 (26 261 compteurs posés en 2022 versus 76 971 en 2021) et d'autre part, par l'augmentation du nombre de refus. Néanmoins, le nombre de refus reste inférieur à ceux constatés en 2019 et 2020. **L'évolution de cet indicateur devra donc être suivie sur le prochain exercice.**



## 6.3 Les indicateurs permettant de mesurer le bon fonctionnement de la chaîne communicante du compteur LINKY™

Le Concessionnaire fournit plusieurs indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs Linky et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs Linky.

**Il s'agit pour la plupart d'indicateurs incités ou suivis par la Commission de régulation de l'énergie à la maille nationale.**

Les indicateurs fournis par Enedis dans le cadre du contrôle sont tous **des indicateurs mensuels moyennés** sur l'année et **sont majoritairement à la maille de la Direction Régionale Normandie**. Cet état de fait interdit de comparer les résultats obtenus aux différents échelons géographiques.

À fin 2022, selon la CRE, plus de 35,4 millions de points de connexion ont été équipés d'un compteur Linky dont près de la totalité étaient déclarés communicants dans le système d'information Ginko. Dans le cadre de la régulation incitative mise en place par cette autorité portant sur la performance du système de comptage, Enedis a supporté en 2022 une pénalité de 1 M€ due à sa contre-performance s'agissant :

- du taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois,
- et du taux de publication par Ginko des index réels mensuels.

À la maille de la **Direction Régionale Normandie**, on notera néanmoins que :

- Le taux annuel moyen de compteurs Linky dont on arrive à relever l'index tous les jours s'établit à **98,6 %** : ce taux est supérieur à l'indicateur mensuel fixé par la CRE (98 %). Cependant, il est impossible de déterminer si pour chaque mois l'indicateur mensuel a été respecté.
- Le taux annuel moyen de compteurs sans index télé-relevés depuis plus des deux derniers mois s'établit à **0,6 %** : ce taux est moins bon que l'indicateur mensuel fixé par la CRE (0,5%).
- Le taux annuel moyen de publication par Ginko des index réels mensuels s'établit à **99,3 %**. Ce taux est supérieur à l'indicateur mensuel fixé par la CRE (99%). Cependant, il est impossible de déterminer si pour chaque mois l'indicateur mensuel a été respecté.



**Le concédant sollicite une meilleure vision relative à la performance de la chaîne communicante avec la communication d'indicateurs mensuels et à une maille plus fine (concession).**

## 7. Les prestations réalisées par Enedis (hors raccordements)

Enedis est chargé de la distribution d'énergie et perçoit à ce titre des recettes d'acheminement (TURPE). Au surplus, il réalise un certain nombre des prestations annexes à titre exclusif : mise en service, raccordement, changement de fournisseurs...

Ces prestations, réalisées à la demande principalement des fournisseurs et des consommateurs finals, sont rassemblées dans un catalogue de prestations qui est public. Ce catalogue est publié par Enedis sur son site Internet.

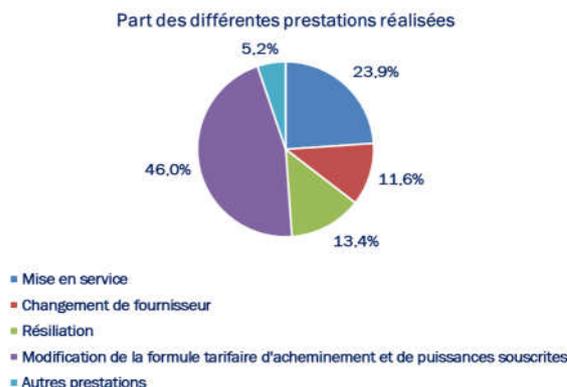
Ces prestations sont regroupées en fonction de leur objet en 8 catégories : les mises en service et résiliations, les prestations liées à une modification contractuelle ou de comptage, les interventions pour impayé ou manquement contractuel, les prestations relatives au traitement et à la transmission des données de relève, la vérification d'appareils, les prestations liées à la qualité de fourniture, les raccordements et modifications de raccordements et les autres prestations.

La CRE fixe les tarifs de ces prestations. Ils évoluent au 1<sup>er</sup> août de chaque année comme les recettes d'acheminement.

En 2022, on dénombre **249 613** prestations réalisées sur le territoire de la concession par Enedis. **Le nombre de prestations réalisées en 2022 est en retrait d'un peu plus de 9 % par rapport à l'exercice antérieur.** Compte tenu du caractère atypique de l'exercice 2021 (année de forte reprise après la pandémie de la covid 19), cette baisse ne traduit pas un ralentissement de l'activité du Concessionnaire.



Les prestations réalisées les plus courantes sont les modifications de formule tarifaire d'acheminement et de puissances souscrites qui représentent 46 % du nombre de prestations réalisées en 2022, viennent ensuite les mises en service qui représentent un peu moins de 24 % des prestations réalisées puis les résiliations et les changements de fournisseurs. Cette répartition est similaire à celle du précédent exercice.



Les prestations réalisées par le Concessionnaire le sont dans des délais standards ou convenus avec les usagers. Jusqu'en 2021 Enedis communiquait par prestations et segment tarifaire C5 professionnel et résidentiel, le nombre de prestations réalisées dans ces délais. Le concédant pouvait ainsi calculer le taux de prestations réalisées dans ces délais.



En 2022, Enedis n'a pas communiqué ces données précisant sur ce point que : « Désormais, les requêtes mises à disposition par le national nous donnent directement le résultat des indicateurs et donc uniquement des taux ».

Cette modification constitue une dégradation de l'information du Concédant. Le Concédant demande que lui soit communiqué à nouveau le nombre de prestations réalisées dans les délais standards ou convenus par segment tarifaire C5 professionnel et résidentiel afin de pouvoir calculer les taux correspondants.

Dans les « autres prestations », on retrouve notamment les prestations pour impayés.

Les prestations pour impayés recouvrent les limitations de puissance, les rétablissements à la suite d'une coupure et les coupures d'alimentation.

En 2022, et pour le **deuxième exercice consécutif**, on note une forte hausse du nombre de prestations pour impayés. **14 264 prestations pour impayés ont été réalisées** (11 499 interventions pour impayés ont été réalisées en 2021). Le nombre de prestations pour impayés progresse de 24 % par rapport à l'exercice antérieur.

Si on exclut des prestations comptabilisées, **les rétablissements d'énergie pour ne conserver que les prestations de coupure et de réduction de puissance, cette hausse atteint 18 %.**

**Il est observé une hausse de 63 % des réductions de puissance et concomitamment une contraction de 56 % des suspensions d'alimentation.**

Cette dernière contraction est très certainement à rapprocher de la décision de quelques fournisseurs, et notamment d'EDF après la demande formulée en 2021 par le médiateur national de l'énergie, de ne plus procéder à des coupures d'électricité pour impayés et de procéder seulement à des réductions de la puissance.

**L'augmentation locale du nombre de prestations pour impayés constatée à la maille de la concession est plus importante que celle constatée à la maille nationale par le Médiateur de l'énergie qui est de 10 % (Rapport d'activité 2022 p° 18), toutes énergies confondues.**

**Ce résultat pourrait traduire une plus forte précarité énergétique sur notre territoire.** Interrogé sur point, ENEDIS a indiqué : « Nous ne disposons pas d'éléments factuels pour infirmer / confirmer vos remarques relatives à une plus forte précarité énergétique sur le territoire de l'AODE que celle constatée à la maille nationale. »



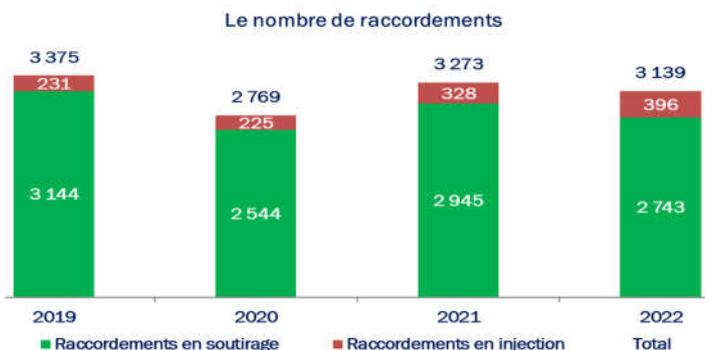
**Comme indiqué dans le précédent rapport, la surveillance de cet indicateur doit très maintenue lors de la prochaine mission de contrôle.**

## 8. Les raccordements

Le **raccordement** au réseau public de distribution d'électricité comprend la création **d'ouvrages de branchement, d'ouvrages d'extension** et le cas échéant le **renforcement des réseaux existants**.

Le nombre de raccordements réalisés s'établit en 2022, à **3 139** dont **2 743** **raccordements en soutirage** et **396** **raccordements en injection**.

Dans l'ensemble, le nombre des raccordements se contracte de 4 % par rapport à l'exercice précédent.



Le nombre de raccordements en soutirage se contracte de 7 % et le nombre de raccordements en injection progresse de 21 % par rapport à ceux de 2021.

La baisse du nombre de raccordements par rapport au nombre de raccordements créés lors de l'exercice précédent est liée à l'évolution marquée du nombre de raccordements réalisés en 2021 à la suite de la reprise économique après la pandémie de la Covid 19.



Cependant, il faut revenir à 2017 (soit trois ans avant la pandémie) pour retrouver un nombre de raccordements équivalent. L'évolution de cet indicateur sera donc à surveiller à nouveau lors du prochain exercice.

Pour ce qui concerne, les délais de réalisation des raccordements, la mission de contrôle 2023 a permis une clarification des indicateurs communiqués par le Concessionnaire et a entraîné une correction des données antérieures.

Le Concessionnaire communique deux indicateurs :

- **le délai moyen de réalisation des travaux de raccordement**: c'est le délai moyen (en jours calendaires) qui s'écoule entre la date de réception de l'accord du demandeur et la date réelle de mise en exploitation du raccordement. **Il s'agit d'un indicateur suivi par la CRE.**
- **le délai moyen de réalisation des opérations de raccordement** : c'est le nombre moyen de jours calendaires entre la date l'accord du client sur le devis de et la date d'envoi de la facture par Enedis suite à la réalisation du raccordement (date de mise en exploitation de l'installation pour la catégorie. **Il s'agit d'un indicateur incité par la CRE à compter de l'entrée en vigueur du TURPE 6.**



À la maille de la concession, le délai moyen de réalisation des travaux de raccordements des installations ≤ à 36 kVA s'améliore.

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordements (installations ≤ à 36 kVA)	2020 (Proforma)	2021	2022
Délai moyen - Maille concession sans adaptation de réseau	62 jours	56 jours	54 jours
Délai moyen - Maille concession avec adaptation de réseau	198 jours	154 jours	152 jours

Il en est de même pour les installations qui ressortent d'autres segments tarifaires à l'exception des segments BT > 36 kVA et HTA avec adaptation de réseau. Les évolutions constatées du délai moyen de réalisation des travaux de raccordements pour les autres segments tarifaires **sont à considérer avec**

précautions, le nombre d'opérations étant assez faible, les résultats peuvent donc être volatiles d'un exercice à l'autre.

Délai moyen de réalisation des travaux de raccordements	Autres segments	2020	2021	2022
Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage sans adaptation de réseau	BT > 36 kVA		206	65
Délai moyen de réalisation des travaux en soutirage avec adaptation de réseau	Collectifs BT-HTA		230	229
	BT > 36 kVA		150	155
	HTA		225	234



A la maille de la concession, on note que le délai moyen de réalisation des opérations de raccordement sans adaptation de réseau est inférieur à l'objectif fixé par la CRE, ce qui plutôt satisfaisant.

Cependant, pour les raccordements avec adaptation de réseau, cet indicateur est en deçà d'un délai moyen observé à la maille nationale et de l'objectif fixé par la CRE : l'évolution de cet indicateur doit donc être mise sous surveillance.

Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement ( $\leq$ à 36 kVA) sans adaptation de réseau	2020	2021	2022
Délai moyen - Maille concession			<b>59 jours</b>
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		74 jours	68 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		84,9 jours	73,8 jours
Délai moyen de réalisation des opérations de raccordement ( $\leq$ à 36 kVA) avec adaptation de réseau	2020	2021	2022
Délai moyen - Maille concession			<b>167 jours</b>
Délai moyen - Objectif fixé par la CRE		150 jours	141 jours
Délai moyen observé à la maille nationale		162,8 jours	144,8 jours

## 9. Les indemnités versées par Enedis

Plusieurs motifs peuvent expliquer le versement par Enedis aux usagers du réseau de distribution d'une indemnité. Il peut s'agir ainsi :

- De pénalités versées pour la mise à disposition d'un raccordement non réalisée à la date convenue,
- Du mécanisme d'indemnité pour coupures longues des usagers en soutirage,
- D'indemnités des usagers liées à un dommage matériel et/ou moral du fait d'un défaut de qualité de l'électricité.

En cas de dépassement par Enedis de la date prévue de mise à disposition du raccordement convenue avec l'utilisateur, le demandeur peut bénéficier du versement d'une pénalité conformément aux mesures incitatives fixées par la CRE dans le cadre du TURPE 5 et 6. Les montants des pénalités sont les suivants :

- 50 € pour les raccordements BT  $\leq$  36 kVA,
- 150 € pour les raccordements BT > 36 kVA et collectifs en BT,
- 1 500 € pour les raccordements en HTA.

 À nouveau, Enedis n'a pas communiqué le nombre de pénalités versées, pour la mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue, constatée sur le périmètre de la concession. Il est à noter, cependant, que le nombre de pénalités à la maille nationale reste limité : 40 pénalités ont été versées à la maille nationale en 2022.

Le TURPE 6 adopté par délibération de la CRE le 21 janvier 2021 a maintenu le mécanisme d'indemnisation pour coupures longues, des usagers en soutirage raccordés au réseau de distribution.

Au titre de ce mécanisme, Enedis doit verser automatiquement des indemnités aux clients coupés pour une durée supérieure à 5 heures.

Cette indemnité est versée pour toutes interruptions d'alimentation d'une durée supérieure à 5 heures, lorsqu'elles sont dues à une défaillance imputable au réseau public de distribution géré par Enedis, y compris lors d'évènements exceptionnels, dans la limite de 40 tranches consécutives de 5 heures. En cas de coupure de plus de 20% de l'ensemble des consommateurs finals alimentés, la pénalité n'est pas versée aux consommateurs coupés.

Le montant de l'indemnité varie en fonction des puissances souscrites pour les usagers. Elle est de 2 € HT par kVA de puissance souscrite par tranche de 5 heures de coupure pour les usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA, de 3,5 € HT/kVA de puissance souscrite pour les usagers BT disposant d'une puissance souscrite > à 36 kVA.

Pour les consommateurs raccordés en HTA, la pénalité est de 3,5 € HT/kW de puissance souscrite pondérée par tranche de 5 heures de coupure.

En nombre	2017	2018	2019	2020	2021	2022
C1	0	2	0	NC		
C2	4	6	3	NC	41	22
C3	25	34	20	NC		
C4	70	130	77	NC	154	71
C5	13 578	17 433	11 721	NC	18 463	13 192
<b>Total</b>	<b>13 677</b>	<b>17 605</b>	<b>11 821</b>	<b>20 328</b>	<b>18 658</b>	<b>13 285</b>
<b>Évolution</b>		<b>29%</b>	<b>-33%</b>	<b>72%</b>	<b>-8%</b>	<b>-29%</b>
<b>Moyenne</b>	<b>15 896</b>					



Le Concedant reste en l'attente de la production d'une requête **présentant les montants de pénalités** par niveau de tension versées aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.

Enedis comptabilise en 2022, **13 285** pénalités versées aux usagers de la concession dont **99 %** ont été versées à des **usagers BT disposant d'une puissance souscrite ≤ à 36 kVA**. Le nombre d'indemnités fluctue de manière importante d'une année à l'autre. En 2022, il se contracte de 29 % par rapport à l'exercice précédent et est inférieur au nombre moyen de pénalités versées depuis 2017. 70 % du nombre d'indemnités concernent des indemnités pour des coupures de moins de 5 heures et 18 % des indemnités pour des coupures de plus de 15 heures.



**Cette dernière part, en progression de 8 % par rapport à l'exercice précédent, doit faire l'objet d'une surveillance particulière dans le cadre des prochains exercices.**

Lorsqu'un usager subit un dommage matériel et/ou moral du fait d'un défaut de qualité de l'électricité, il est en droit de solliciter une indemnité.

Le Concessionnaire communique chaque année dans le cadre de la mission de contrôle, le nombre de dossiers de sinistre qu'il a ouverts pour un sinistre ayant eu lieu dans l'année, le montant qu'il a versé au titre des indemnités, le nombre d'usagers lésés ainsi que les causes des sinistres.

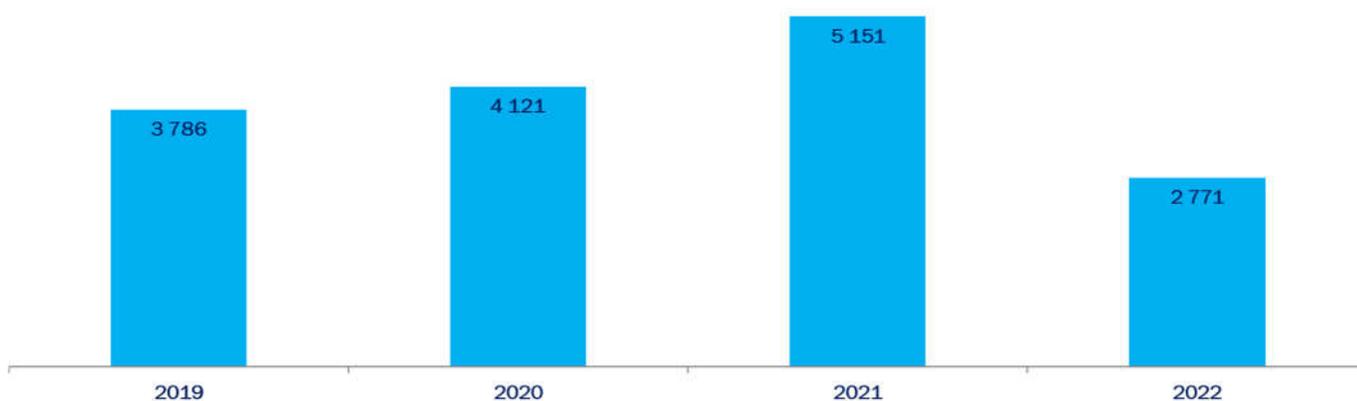
**Le nombre de dossiers traités est de 151 en 2022 (141 en 2021). Le nombre d'usagers concernés par ces sinistres est de 171 (166 en 2021). Le montant global des indemnités s'élève à 28 040 € en 2022 contre 35 547 € en 2021 (- 56%).**

Rappelons qu'au vu des précisions apportées par le Concessionnaire concernant l'appréciation de ces évolutions, il n'y a pas de causalité pertinente entre le nombre de dossiers et le montant indemnisé. Le nombre de dossiers correspond au nombre de dossiers ouverts dont le sinistre a eu lieu au cours de

l'année N. Le temps de traitement pouvant parfois être long, un dossier peut être glissant sur plusieurs années. Un dossier est considéré comme "clos" 3 à 4 mois après l'indemnisation ou la notification du refus d'indemniser ; la responsabilité du gestionnaire de réseau n'étant pas engagée dans toutes les demandes d'indemnisations.

## 10. Les réclamations relatives à l'activité d'Enedis

Le nombre de réclamations

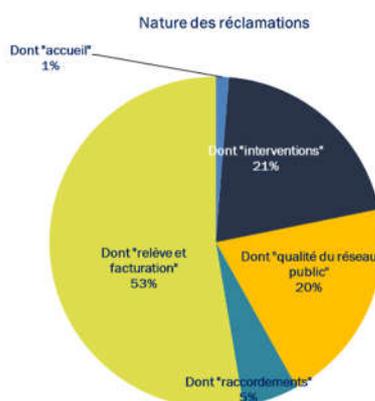


Les réclamations comptabilisées sont celles qui sont émises oralement, par écrit et saisies en ligne.

**Le nombre de réclamations se contracte très fortement en 2022** après quatre exercices consécutifs d'augmentation. **En 2022, 2 771 réclamations ont été formulées, le nombre de réclamations diminue de 46% par rapport à l'exercice précédent.**

Selon Enedis cette baisse est principalement liée aux effets bénéfiques du compteur Linky™ (les clients équipés des nouveaux compteurs communicants font sept fois moins de réclamations que les clients équipés de compteurs d'anciennes générations), ainsi qu'aux actions menées par Enedis destinées à améliorer la satisfaction de ses clients dans le cadre de son Projet industriel et humain et en particulier la réduction des délais de raccordement. »

Comme les exercices précédents, les réclamations portent au principal **sur la relève et la facturation (53%)**, les interventions (21%) et la qualité de la distribution d'électricité (20%), ces 3 items représentant 93% des réclamations. 18 réclamations ont été traitées en instance d'appel.



**Un peu moins de 99% des réclamations sont traitées sous 15 jours** : ce taux progresse de 10 points par rapport à l'exercice précédent. Il est supérieur d'une part à l'objectif posé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative (94%) et d'autre part au taux constaté à la maille nationale. La durée moyenne de traitement des réclamations se restreint fortement passant de 19 jours à 6 jours en 2022.

Taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours	2019	2020	2021	2022
Maille concession	97%	93%	89%	98,8%
Objectif national CRE			93%	94%
Taux observé à la maille nationale			91,3%	97%

L'amélioration de ces indicateurs semble liée à la diminution du nombre de réclamations sur l'exercice.

Le TURPE 6 a introduit un nouvel indicateur de suivi de la qualité du traitement des réclamations.

Celui-ci mesure le « **taux de réclamations multiples filtré** ». Cet indicateur mesure la capacité d'Enedis à répondre de manière satisfaisante à la première réclamation reçue pour un point et un sujet donné.

En 2022, le résultat d'Enedis à la maille nationale a été de 12,1 % en augmentation par rapport à l'année 2021 (11,6 %) et au-dessus de l'objectif fixé par la CRE de 9,5%.

Il est à noter qu'à la maille de la Direction Régionale Normandie, ce taux est de **12,3 %** soit supérieur d'une part à l'objectif posé par la CRE dans le cadre de la régulation incitative et d'autre part au taux constaté à la maille nationale.



Le concédant attire l'attention d'Enedis sur ce résultat et l'encourage à mettre tout en œuvre pour répondre de manière satisfaisante aux réclamations reçues permettant ainsi de diminuer ce résultat, mais surtout de réduire le nombre total de réclamations reçues.

Durée moyenne de traitement des réclamations en jours	2019	2020	2021	2022
		9,5	19	6



La durée moyenne de traitement des réclamations décroît fortement passant de 19 jours à 6 jours en 2022. Cette évolution satisfaisante doit se confirmer lors des prochains exercices.

## 11. La facturation des usagers résidentiels d'EDF

Données générales- Usagers tarif Bleu résidentiel -Maille concession	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Taux de contrats prélevés	84%	84%	84%	84,4%	0,5%
Taux de contrats mensualisés	69%	69%	69,6%	69,6%	0%

Un peu plus de 84 % des usagers résidentiels sont des usagers utilisant le prélèvement automatique et 70 % sont mensualisés. Ces données sont stables depuis plusieurs exercices.

84 % de leurs factures ont été établies sur la base d'un index relevé par le distributeur dont 83 % ont été établies sur la base d'une téléopération sur compteur LINKY™



Après s'être redressé en 2021, le nombre de factures rectificatives **baisse à nouveau comme en 2018,2019 et 2020 (-29 % soit 3 336)**. Le déploiement du compteur Linky qui limite les erreurs de relevé d'index, principale source des factures rectificatives est à l'origine de ce mouvement.



Comme l'exercice précédent, le nombre de lettres de relance et le nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure se contractent, mais dans une moindre mesure (respectivement 7 % et 8%).

Le nombre des 1<sup>res</sup> mises en service sur branchements neufs se contracte de 4 % tandis que le nombre de mises en service sur PDL actifs existants se contractent de 1 %.

**Le nombre de résiliations se contracte de 20% pour atteindre 26 612 résiliations dont 99,9 % de ses résiliations sont du fait du client.** Cette baisse est très certainement à rapprocher de la dégradation du contexte économique.

Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2022, EDF a mis fin aux coupures pour impayés. Cette décision concerne tous les clients particuliers, sauf s'il existe une impossibilité physique ou technique de limiter la puissance de l'alimentation électrique du logement.



**En 2022 donc aucune coupure n'a été mise en œuvre.**

Interrogé sur les effets de cette décision, EDF a précisé : "La fin des coupures pour impayés au 1<sup>er</sup> avril 2022 a eu pour effet un transfert du nombre de coupures vers le nombre de réductions de puissance dans les mêmes proportions. Ainsi, si on additionne les réductions de puissances effectuées au cours de l'exercice 2021, soit 2 145, avec les coupures effectives réalisées par le gestionnaire de réseau en 2021, soit 816, on obtient un total de 2 961 en 2021. Ce nombre de 2 961 est tout à fait comparable au nombre de réductions de puissance observé en 2022, soit 2 942."

Le nombre de pénalités pour retard de paiement progresse de **13 %**.



**Cet indicateur progresse depuis deux exercices consécutifs sans atteindre le niveau antérieur à la pandémie.** Ces pénalités s'appliquent aux usagers au tarif bleu résidentiel non-protégés, elles sont d'un montant de 7.50€, elles sont exigibles à compter du jour suivant la date de règlement inscrite sur la facture jusqu'à la date de réception du paiement par la société EDF. **Cet indicateur devra faire l'objet d'une surveillance renforcée si cette progression se poursuit.**

Les usagers en situation d'impayés supportent désormais des réductions de puissance. Deux cas de réduction de puissance peuvent se produire :

- Durant la période de trêve hivernale : limitation à 3 kVA pour les usagers (hors usagers « protégés ») disposant d'une alimentation supérieure à 3 kVA et limitation à 2 kVA pour les usagers disposant d'une alimentation égale à 3 kVA ;
- Hors période de trêve hivernale, limitation à 1 kVA pour les usagers non présents lors du déplacement du gestionnaire de réseau.

**En 2022, le nombre de clients en situation de réduction de puissance à fin d'année atteint 585 en progression de 48 % par rapport à l'exercice précédent. De même, le nombre de réductions de puissance effectuées sur l'exercice progresse de 37 %.**

Selon le Concessionnaire, cette augmentation est principalement imputable d'une part :

- à la généralisation des compteurs communicants et à l'efficacité des télé-opérations, que celles-ci concernent des limitations à 2 ou 3 kVA en hiver pour les clients non aidés ou les limitations à 1 kVA le reste de l'année pour tous les clients. Plus de 95% des demandes de limitation sont finalisées alors que le taux de réalisation des limitations « à pied » ne dépassait pas 50% (à la suite de problèmes d'accessibilité du coupe-circuit par exemple).
- Par ailleurs, en 2022, la période au cours de laquelle les réductions à 1 kVA sont autorisées a débuté le 1<sup>er</sup> avril, contre le 1<sup>er</sup> juin en 2021 – soit deux mois supplémentaires pouvant impacter plus de clients en récidive d'impayés.

Interrogé sur le fait que dans le cadre d'une opération télé-opérée l'éligibilité du foyer en situation d'impayés au chèque via la remise d'un chèque ou d'une attestation devient impossible, EDF a indiqué qu'il : « est exact que depuis qu'EDF met en œuvre le remplacement des coupures pour impayés par une réduction de puissance à 1 kVA de façon télé-opérée grâce aux compteurs Linky, il n'y a plus de

déplacement de la part d'un technicien quand il s'agit d'un compteur Linky communicant, et donc il n'est plus possible de vérifier l'éligibilité du foyer au chèque énergie à ce moment-là.

Cependant, la mise en œuvre de la réduction de puissance à 1 kVA laisse ainsi le temps au ménage de contacter le service client EDF pour lui faire part de sa difficulté à régler sa facture. Dans ce cas, le conseiller EDF effectue un Accompagnement énergie. ».

## 12. EDF et les réclamations écrites

Les réclamations écrites	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022	Part
Facturation	1 578	2 433	2 939	2 608	-11%	35%
Recouvrement	1 194	1 616	1 676	1 336	-20%	18%
Contrat, conseil et service	949	1 347	1 620	1 331	-18%	18%
Accueil	676	933	1 318	1 388	5%	18%
Relations avec le distributeur	107	309	493	480	-3%	6%
Relève	564	436	328	222	-32%	3%
Qualité de fourniture et réseau	231	240	176	154	-13%	2%
<b>Nombre total de réclamations</b>	<b>5 299</b>	<b>7 314</b>	<b>8 550</b>	<b>7 519</b>		
<b>Progression en % du nombre de réclamations</b>	<b>12,8%</b>	<b>38%</b>	<b>16,9%</b>	<b>-12,1%</b>		
Dont réclamations saisies en ligne	3 849	6 125	7 099	6 210		<b>83%</b>
Taux de réclamations produites en ligne	72,6%	83,7%	83,0%	82,6%		
Instances d'appel	242	342	286	239		
Taux de réclamations traitées en instance d'appel	4,5%	4,6%	3,3%	3,18%		
Nombre de réclamations traitées dans un délai de 30 jours	5 050	6 948	8 151	7 233		
Taux de réclamations traitées dans les 30 jours	95,3%	95%	95,3%	96,2%		
Délai moyen de réponse (en jours)	5,3	4,3	12,4	10,2		

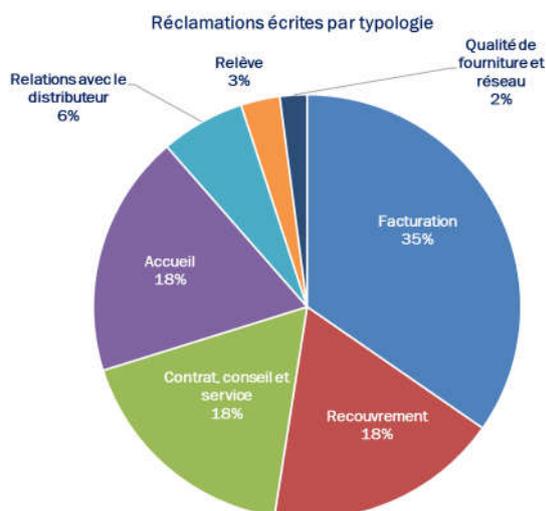
Il est comptabilisé **7 519 réclamations en 2022**, le nombre de réclamations se contracte de **12 %** par rapport à l'exercice précédent. **Cette diminution est la première diminution depuis 2015.**

Les réclamations concernent principalement comme les exercices précédents : la gestion de la facturation (35%), le recouvrement (18%), aux contrats des usagers au conseil et aux services (18%), et à l'accueil.

**96 % des réclamations sont traitées dans un délai de 30 jours.**

En 2022, 239 réclamations ont été portées en instance d'appel.

**Le délai moyen de réponse (en jours) diminue de 2 jours : il passe de 12 jours à 10 jours.** Il reste néanmoins très supérieur aux délais constatés en 2019 et 2020 (4 et 5 jours).



### 13. EDF et la solidarité

Fond de solidarité énergie (FSE) Département du Calvados	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Nombre de dossiers acceptés par le FSL pour une aide électricité - clients Tarif Bleu	898	639	649	511	-21%
Participation EDF au FSE en €	200 000	200 000	185 000	185 000	0%
Dont montant attribué aux actions curatives	190 000	174 000	169 000	169 000	0%
Dont montant attribué aux actions préventives	10 000	26 000	16 000	16 000	0%

Le FSE est un dispositif de financement pour venir en aide aux personnes ou familles se trouvant en difficulté pour le paiement de leurs factures d'énergie. Selon le niveau de revenu, les aides peuvent être entre 100 € et 400 € pour les dettes d'énergie.

Ce fonds est abondé notamment par EDF, mais aussi par le Syndicat.

Le montant de la participation d'EDF au FSE est de 185 000€, ce montant est invariant par rapport à l'exercice précédent.



**Après une très légère reprise du nombre de dossiers acceptés dans le cadre de ce dispositif géré par le Conseil Départemental en 2021, en 2022, le nombre de dossiers d'aide acceptés baisse à nouveau. Cette baisse est continue depuis 2014 à l'exception de 2021.**

### 14. EDF et le chèque énergie

Sur proposition du Médiateur de l'énergie, le chèque énergie a été mis en œuvre au 1<sup>er</sup> janvier 2018, emportant ainsi la suppression des tarifs sociaux d'accès à l'énergie. Titre spécial de paiement, le chèque énergie est destiné à couvrir les factures de tous types d'énergie et financer en partie certains travaux de rénovation énergétique.

Attribué à ses bénéficiaires par l'Agence de services et de paiement (ASP), sur la base d'un critère fiscal unique (revenu fiscal de référence), son montant annuel est compris entre 48 et 277 € selon le revenu et la taille du foyer. Les fournisseurs d'énergie, les gestionnaires des logements-foyers et les professionnels ayant facturé des travaux sont tenus d'accepter ce nouveau mode de règlement.

Aucune démarche particulière n'est à effectuer, le chèque énergie est envoyé automatiquement entre avril et juin de chaque année.

En revanche, si l'utilisateur n'est pas imposable, il doit impérativement avoir renvoyé sa déclaration fiscale aux impôts pour être identifié et bénéficier du chèque énergie.

En 2022, le Concessionnaire EDF a réceptionné 21 710 chèques énergie et 288 attestations de droits complémentaires.

En outre, il a pris en compte un certain nombre de chèques énergie exceptionnel :

- 2 865 chèques de 100 € au titre du millésime 2021,
- 7 458 chèques de 100 € au titre du millésime 2022,
- 16 100 chèques de 200 € au titre du millésime 2022,

A fin décembre 2022, 55 % des chèques envoyés ont été utilisés pour régler une facture d'énergie auprès du fournisseur historique EDF (contre 45 % en 2021).

## 15. La satisfaction des usagers

Enedis et EDF mesurent la satisfaction des usagers en fonction de plusieurs indicateurs. Pour ce qui concerne Enedis, ces indicateurs sont les suivants, à la maille de la concession :

Taux de satisfaction des usagers	2020	2021	2022	Évolution
Taux de satisfaction particuliers	85,4%	89,7%	<b>92,4%</b>	2,7%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	78,5%	87,2%	<b>89,6%</b>	2,4%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	90,9%	83,0%	<b>93,1%</b>	10,1%

Taux de satisfaction pour les opérations de raccordement	2020	2021	2022	Évolution
Taux de satisfaction particuliers	91,1%	88,8%	<b>89,0%</b>	0,2%
Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA	91,5%	89,2%	<b>87,2%</b>	-2,0%
Taux de satisfaction des Entreprises > 36 kVA (C1-C4)	94,8%	90,4%	<b>92,9%</b>	2,5%



Les taux de satisfaction des usagers sont bons depuis plusieurs exercices. Ils progressent plus ou moins en 2022 à l'exception du **taux de satisfaction pour les opérations de raccordement des clients professionnels ≤ 36 kVA** qui décroît depuis deux exercices : le **Concédant attire l'attention d'Enedis sur cette situation et met cet indicateur sous surveillance.**

Pour ce qui concerne EDF, ces indicateurs sont les suivants, il est à noter que ces indicateurs sont à la maille nationale :

La satisfaction	2020	2021	2022	Évolution
Clients résidentiels	92%	91%	<b>91%</b>	0%
Clients non résidentiels	91%	90%	<b>91%</b>	1%
Clients Collectivités territoriales	92%	93%	<b>92%</b>	-1%
Clients Entreprises	90%	88%	<b>90%</b>	2%

Les taux de satisfaction des usagers sont bons néanmoins, on relève en 2022 une inflexion de 1 % des taux de satisfaction des collectivités territoriales.

## 16. Les données financières d'EDF relatives aux TRV

Les éléments ci-après correspondent à ceux communiqués par EDF dans le Compte rendu d'activité. Ces éléments sont définis par le décret n° 2016-496 du 21 avril 2016 relatif au compte rendu annuel d'activité des concessions d'électricité, prévu à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

L'article D.2224-40 du CGCT, créé par ce même décret, stipule qu'au titre de la mission de fourniture :

- les produits à communiquer correspondent au chiffre d'affaires réalisé sur la concession,
- les charges à communiquer correspondent aux coûts commerciaux, établis, pour les clients de la concession, sur la base des coûts nationaux de l'exercice considéré correspondant à ceux communiqués par EDF à la CRE .

Montant des recettes du Concessionnaire en k€ à la maille de la concession	2019	2020	2021	2022	Évolution
Tarif bleu	185 393	192 382	188 675	229 209	21%
Tarif jaune	116	107	75	77	2%
Tarif vert	205	167	126	120	-5%
Somme	185 714	192 657	188 876	229 406	21%

En 2022, les recettes d'EDF à la maille de la concession progressent de 21 %

Les coûts commerciaux relatifs au tarif bleu se contractent de 8 % :

Coûts commerciaux - Tarif Bleu (en k€ d'euros HT)	2019	2020	2021	2022	Évolution
Tarif Bleu résidentiel	14 224	15 113	17 455	15 766	-10%
Tarif Bleu non résidentiel	3 624	3 552	2 302	2 425	5%
Total Tarif Bleu	17 848	18 664	19 757	18 191	-8%

Le Concédant s'interroge sur la **représentativité des coûts commerciaux** (charges) qui se révèlent être des données estimatives, établies par recours à des clés de répartition.

## 17. BILAN DE LA PARTIE USAGERS Enedis

### POINTS FORTS



- La part de compteurs LINKY™ sur le nombre de compteurs C5 (95 %)
- Les améliorations du délai moyen de réalisation des travaux de raccordement pour les installations de soutirage BT ≤ à 36 kVA avec et sans extension de réseau sur les deux derniers exercices.
- La forte contraction du nombre de réclamations en 2022, après quatre exercices consécutifs d'augmentation.
- La progression du taux de réclamations traitées dans les 15 jours (+10 points) et la forte diminution du délai moyen de réponse aux réclamations.
- Plusieurs taux de satisfaction s'améliorent.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2023 :

- L'évolution des quantités d'énergie produites par les sites d'injection (par filière et par segment) à la suite d'une contraction de 11 % en 2021 et de 4 % en 2022,
- Les évolutions du taux de compteurs relevés semestriellement et du taux d'absence du client lors des deux dernières relèves ou plus, sans autorelevé depuis 1 an, à la suite de leurs légères dégradations en 2022.
- La mise en place de la relève facturée pour les usagers qui ne sont pas dotés d'un compteur LINKY™.
- L'évolution du taux de refus du compteur LINKY™ (redressement en 2022).
- Le rétablissement du nombre de prestations pour impayés, après une forte progression en 2021 et 2022.
- L'évolution du nombre de raccordements (en attente d'un retour à la situation antérieure à la crise sanitaire) depuis 2 exercices.

#### Points en attente en 2023 :

- La communication des indicateurs permettant de s'assurer de la bonne performance du système de comptage, c'est-à-dire de la capacité des compteurs LINKY™ et du système d'information d'Enedis à collecter et à transmettre les données issues des compteurs LINKY™ à la maille de la concession.
- L'amélioration du délai moyen de réalisation des opérations de raccordement (≤ à 36 kVA) avec adaptation de réseau pour le ramener a minima au délai moyen constaté à la maille nationale.
- La diminution de la part des coupures de plus de 15 heures dans le nombre de pénalités aux consommateurs par tranche de 5 heures à la suite de sa progression de 8 % en 2022.
- Le rétablissement du taux de satisfaction pour les opérations de raccordement (Taux de satisfaction professionnels ≤ 36 kVA) en baisse sur l'exercice.
- L'amélioration du taux de réclamations multiples filtré pour le ramener a minima au résultat national.



### POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTS

#### Le Concessionnaire n'a pas communiqué :

- Le nombre d'usagers, les puissances souscrites, le volume d'énergie acheminé et les recettes d'acheminement à la maille des communes préexistantes à la création des communes nouvelles par segment tarifaire notamment pour les communes mixtes au titre du régime FACE.
- Le nombre de compteurs inactifs et de la ventilation des compteurs actifs en fonction de leur caractère communicant ou non à la maille de la concession.
- Le nombre de pénalités versées pour mise à disposition du raccordement non réalisée à la date convenue à la maille de la concession.
- Le montant des pénalités forfaitaires déclinées par niveau de tension versées aux consommateurs par tranche de 5 heures de coupure à la maille de la concession.
- Pour la première fois, le nombre de prestations réalisées dans les délais standards ou convenus par segments tarifaires C5 (professionnel et résidentiel).

## 18. BILAN DE LA PARTIE USAGERS EDF

### POINTS FORTS



- La baisse du nombre de factures rectificatives après son redressement en 2021.
- La contraction du nombre de lettres de relance et du nombre de dernières lettres de relance envoyées avant mise en demeure.
- La part de résiliations des contrats à l'initiative du fournisseur qui reste faible.
- En 2022, aucune coupure pour impayés n'a été mise en œuvre.
- Le nombre de réclamations qui se contracte de 12 % par rapport à l'exercice précédent. Cette diminution est la première diminution depuis 2015.
- Le délai moyen de réponse aux réclamations (en jours) qui diminue.
- L'amélioration de plusieurs taux de satisfaction.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2023 :

- L'évolution du nombre de pénalités pour retard de paiement qui progresse depuis deux exercices consécutifs.
- L'évolution à la hausse du nombre d'utilisateurs bénéficiant de l'option TEMPO.
- La baisse récurrente du nombre de dossiers traités au titre du FSE (à l'exception de l'exercice 2021).
- L'évolution du taux de satisfaction des collectivités territoriales.

#### Point à améliorer en 2023 :



### POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ

- Communication des données communales relatives aux usagers de la concession « secrétisées ».

## II – LES TRAVAUX

Conformément aux dispositions de l'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la convention en date du 29 juin 2018, le SDEC ÉNERGIE et Enedis se partagent la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution publique d'électricité. Le tableau ci-dessous présente de manière synthétique la répartition de la maîtrise d'ouvrage par nature de travaux :

Typologie de travaux		Communes urbaines		Communes rurales
		A	B	C
Renforcement	HTA	Enedis <sup>26</sup>		
	BT	Enedis		SDEC ÉNERGIE
Sécurisation fils nus	HTA	Enedis		
	BT	Enedis		SDEC ÉNERGIE
Extension	HTA	Enedis		
	BT	Bâtiments Publics	Enedis	SDEC ÉNERGIE
		Production/consommation bâtiments publics neufs ≤ 36 kVA	Enedis	SDEC ÉNERGIE
		Production / consommation ≤ 6 kVA	Enedis	
Autres	Enedis		SDEC ÉNERGIE	
Extension et branchement pour les raccordements collectifs * construction publique		Enedis	Enedis SDEC ÉNERGIE*	SDEC ÉNERGIE
Effacement	HTA	Enedis		
	BT	SDEC ÉNERGIE		
Déplacement		Enedis		

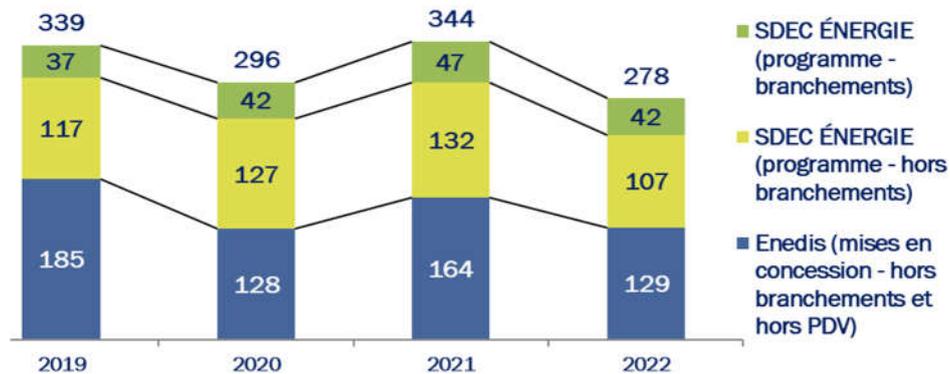
Les linéaires de réseau mis en service se répartissent en fonction des types de travaux réalisés, qui sont schématiquement :

- **Les extensions** du réseau public d'électricité consistent à alimenter en électricité une nouvelle parcelle ou un bâtiment ;
- **Les renouvellements** sont formés des ouvrages créés en remplacement d'ouvrages existants devenus vétustes, incidentogènes, obsolètes, etc. ;
- **Les renforcements** consistent à réaliser des travaux pour remplacer des ouvrages de capacité insuffisante en fonction des usages du réseau et permettre une distribution d'électricité conforme aux normes (analyse probabiliste par un outil de calcul statistique du Concessionnaire) ;
- **Les effacements** de réseaux consistent à enfouir les lignes électriques (et d'éclairage public, de télécom) aériennes pour mettre en valeur le cadre de vie, le patrimoine bâti ou naturel et/ou sécuriser les réseaux des intempéries (zones boisées, etc.).

<sup>26</sup> Pour éviter les interventions des deux maîtres d'ouvrage sur une même opération, le SDEC ÉNERGIE peut, dans le cadre de sa maîtrise d'ouvrage sur le réseau BT intervenir par exception sur le réseau HTA, modifier et/ou reprendre des branchements existants et réaliser des branchements.

## 1. La répartition des travaux

Répartition du linéaire de réseaux par maître d'ouvrage en km



Préalablement à l'analyse des données ci-dessus, il est nécessaire de mesurer avec précision leur périmètre :

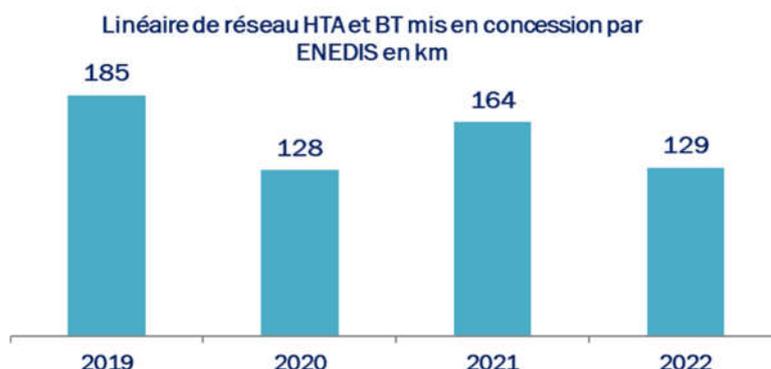
- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par **le SDEC ÉNERGIE**, il s'agit des linéaires **dont la programmation est décidée à l'année N, la date de mise en service de l'ouvrage pourra intervenir dans le courant de l'année N ou les années suivantes.**  
Les linéaires programmés intègrent **les linéaires de branchement.**
- Pour ce qui concerne les linéaires de réseau déclarés par **Enedis**, il s'agit des linéaires **inscrits à l'inventaire comptable** (ie mis en concession ou immobilisés) dans l'année N, quelle que soit l'année de leur mise en service.  
Ce linéaire ne tient pas compte des opérations de maintenance lourde sur le réseau HTA aérien (PDV).  
Les canalisations de branchement ne sont pas comptabilisées dans les linéaires immobilisés par le Concessionnaire. En effet, l'inventaire localisé des branchements comptabilise les liaisons réseau et les dérivations individuelles **en nombre et non en linéaire.**

**Les deux maîtres d'ouvrage ont réalisé 278 km de travaux sur le territoire de la concession.**

La longueur de réseau posé par les deux maîtres d'ouvrage est en diminution de 19% par rapport à 2021 (année de reprise après la pandémie), et **inférieure à celle observée pour l'année 2020** (année de la COVID 19). Elle est inférieure aux longueurs posées avant la pandémie (moyenne 2015/2019 de linéaire posé: 343 km).

Ces travaux sont imputables pour 53% à l'Autorité concédante et pour 47% au Concessionnaire : cette répartition, similaire à celle de 2021, est à pondérer au regard des précisions ci-dessus.

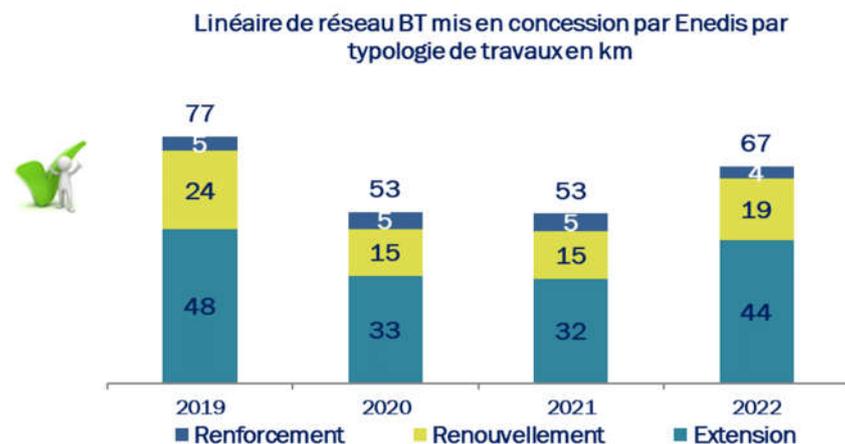
## 2. Les travaux mis en concession par Enedis



En 2022, Enedis a mis en concession **129 km** de réseau, dont **67 km de réseau BT** et **62 km de réseau HTA**.

 Le linéaire mis en concession **a fortement diminué (-35 km, soit -21%)** par rapport à 2021. Le volume de réseau mis en concession est équivalent à celui observé lors de la pandémie en 2020.

L'évolution est contrastée selon le niveau de tension du réseau. La diminution du linéaire mis en concession est très marquée pour le réseau HTA (-44%) alors que le linéaire mis en concession pour le réseau BT augmente (-28%).

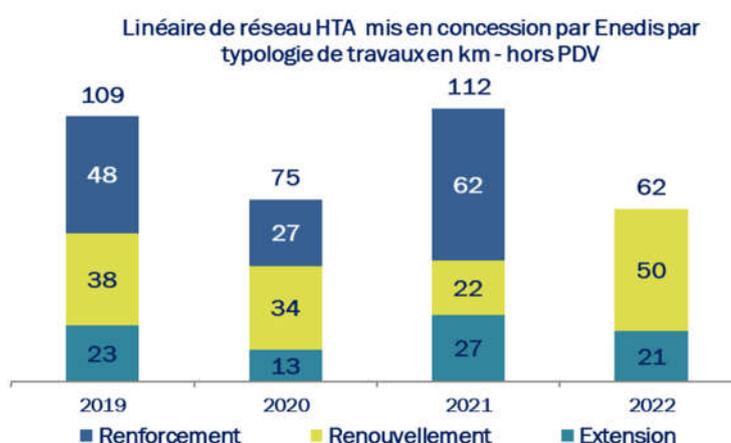


Pour ce qui concerne le réseau **BT**, le linéaire mis en concession est supérieur à celui de 2020 et 2021, pour les typologies de travaux extension et renouvellement, mais en diminution pour le renforcement.

Le linéaire de **câble HTA mis en concession en 2022 diminue de 44%**. Il est inférieur à celui observé en 2020.

80% du linéaire mis en concession concerne des travaux de renouvellement, en forte augmentation (50 km contre 22 km en 2021).

 Il est à noter que le **linéaire mis en concession en renforcement HTA est négatif**, correspondant à des corrections comptables.



Sur l'ensemble des linéaires mis en concession, la proportion de réseau BT augmente par rapport à 2021 (52 % contre 32 %).

 La proportion de réseau, HTA et BT, mis en concession en technique souterraine en 2022, après avoir diminué depuis 2018, **progressé (96 % contre 91 %)** et retrouve la proportion de 2020.

Après deux exercices de diminution, Enedis a vu son activité globale (HTA et BT) de renouvellement fortement augmenter en 2022 (86%). Les linéaires mis en concession en 2022 augmentent aussi par rapport à ceux mis en concession en 2021 pour la typologie de travaux extension (9 %) et diminuent pour la typologie renforcement (-107 %). Pour cette dernière catégorie, le linéaire négatif mis en concession en renforcement HTA (-8 km) n'est pas compensé par celui du réseau BT (4 km), ce qui explique cette diminution supérieure à 100 %.

### 3. Suivi du taux de renouvellement des ouvrages mis en concession par Enedis



Le taux de renouvellement est le ratio du linéaire mis en concession pour la typologie de travaux renouvellement sur le linéaire total. Il peut aussi être décliné par technologie (HTA ou BT).



Ce taux est de **0,34 %** en 2022, proportion la plus élevée depuis 2014.

Sur une chronique plus longue (depuis 2008), ce taux n'a jamais dépassé **0,39 %**.

Schématiquement, il faudrait atteindre un taux annuel de **2,5 %** pour renouveler totalement les ouvrages en quatre décennies. Cet élément de comparaison est à interpréter avec précaution, le renouvellement d'un ouvrage étant réalisé en lien avec son manque de fiabilité et non au travers du dépassement de sa durée d'amortissement.

Le taux de renouvellement du réseau BT, comme du réseau HTA, augmente entre 2021 et 2022, respectivement de 0,13% à 0,17% et de 0,25% à 0,56%.

Par ailleurs, nous souhaitons rappeler que :

- Tous les travaux de remplacement de réseau existant par du réseau **neuf concourent au renouvellement** de celui-ci, **quelle que soit la finalité principale ou la typologie de travaux affichée**.
- Les travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du Concédant **concourent également** au renouvellement du réseau.
- Par ailleurs, le Concessionnaire réalise également des travaux de **Prolongation de Durée de Vie (PDV)** et de Rénovation, ces travaux concourent au renouvellement partiel des lignes électriques HTA aériennes.

### 4. Localisation des travaux mis en concession par Enedis

83% du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par Enedis en 2021 l'a été en zone 2 dite « en agglomération ».

Répartition du linéaire mis en concession (hors PDV) sous MOA Enedis par zone du cahier des charges



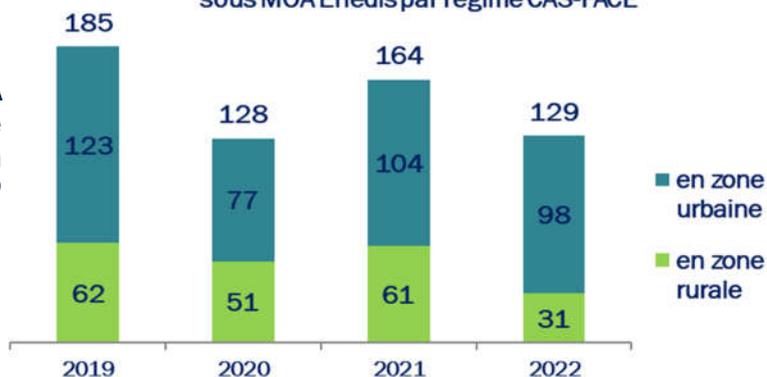
La convention de concession crée trois zones distinctes :

- la zone dite protégée<sup>27</sup>,
- la zone en agglomération<sup>28</sup>
- et la zone hors agglomération.

Dans ces zones, les maîtres d'ouvrage ont l'obligation de privilégier la réalisation de travaux souterrains selon des pourcentages fixés par le contrat (voir ci-après : 13. Les travaux et l'environnement).

Les deux tiers du linéaire de réseau HTA et BT mis en concession par le Concessionnaire en 2022 l'ont été **en zone urbaine** au titre du CAS-Facé<sup>29</sup> (76% contre 63% en 2021).

Répartition du linéaire mis en concession (hors PDV) sous MOA Enedis par régime CAS-FACE

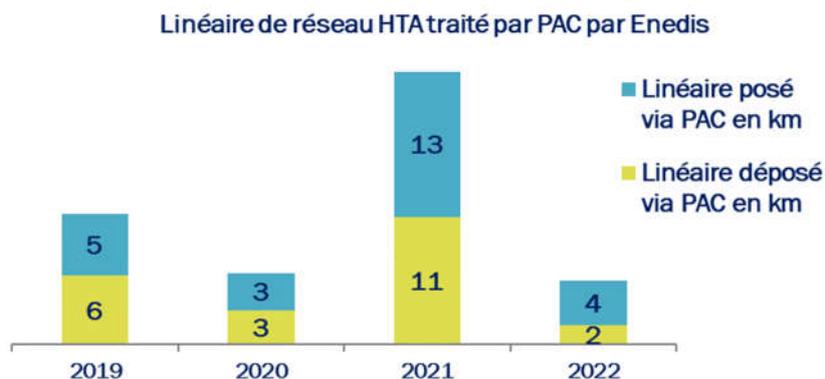


<sup>27</sup> La zone protégée intègre le périmètre de visibilité des monuments historiques et le périmètre de zones naturelles protégées.

<sup>28</sup> La zone agglomérée est définie par la position des panneaux d'entrée et de sortie d'agglomération prévus par le Code de la route.

<sup>29</sup> Seules les communes de moins de 2 000 habitants ne faisant pas partie d'une unité urbaine dont la population totale est supérieure à 5 000 habitants sont éligibles au CAS Facé. Cependant, des dérogations peuvent être accordées par les préfets, à la demande d'une Autorité concédante.

## 5. Les travaux sur le réseau HTA aérien sensible aux aléas climatiques



Enedis a mis en œuvre un **Plan Aléas Climatiques (PAC n° 1)** à partir de 2005 au niveau national. Ce plan consiste à sécuriser **les lignes HTA aériennes principales** à risque climatique avéré afin de diminuer la sensibilité du réseau aux intempéries.

En Normandie, la politique PAC a démarré fin 2011. Enedis indique avoir dépensé **793 k€** (CAPEX<sup>30</sup>) en 2022 pour des travaux relatifs au Plan Aléas Climatiques, **déposé près de 4 km et posé près de 2 km de réseau HTA.**

## 6. La prolongation de la durée de vie (PDV) ou rénovation des lignes HTA aériennes

La politique de fiabilité du réseau HTA aérien d'Enedis comporte 3 types d'actions :

- L'entretien des portions aériennes pérennes dont les caractéristiques sont satisfaisantes,
- Le remplacement complet de la ligne (renouvellement),
- La prolongation de durée de vie (PDV), appelée également "rénovation".

**Enedis réalise des opérations de PDV depuis 2013.** Ce dispositif consiste à rénover les réseaux HTA aériens en remplaçant certains matériels dégradés de la ligne (renouvellement partiel) plutôt que de la renouveler dans son intégralité.

En matière de gestion comptable, cette opération **correspond à un renouvellement partiel d'ouvrages** et se traduit donc sur le plan comptable par trois opérations :

- L'identification du linéaire traité en PDV et le transfert des valeurs comptables des linéaires non traités vers les autres numéros d'immobilisation,
- Le retrait partiel des actifs traités,
- La mise en immobilisation des dépenses du chantier de PDV.

**Les travaux de PDV entraînent une prolongation de la durée de vie des ouvrages traités de 15 ans.** Si la durée de vie prolongée de ces ouvrages ne dépasse pas la date de fin de la convention de concession (19 juin 2048), les passifs des ouvrages retirés sont réaffectés en financement du Concédant. Dans le cas contraire, les provisions pour renouvellement sont portées aux résultats de la concession, en application des dispositions de l'article L322-5 du Code de l'Énergie<sup>31</sup>.



**Le Concessionnaire refuse toujours de communication des études techniques qui ont permis l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 15 ans et fondé la pratique de la PDV-rénovation.** Le Concédant souhaite savoir comment Enedis justifie que « les coûts engagés sont considérés comme des

<sup>30</sup> Pour « capital expenditure » correspond au total des dépenses d'investissement.

<sup>31</sup> Article L322-5 du Code de l'Énergie : « Nonobstant les éventuelles clauses contraires des contrats de concession, les entreprises Concessionnaires de la distribution publique d'électricité ne sont tenues, au cours et à l'issue des contrats, vis-à-vis de l'autorité Concédante, à aucune obligation financière liée aux provisions pour renouvellement des ouvrages dont l'échéance de renouvellement est postérieure au terme normal du contrat de concession en cours. »

dépenses ultérieures à la création de l'ouvrage, conduisant à prolonger la durée d'utilisation de l'ensemble au-delà de leur durée de vie actuelle de 40 ans ».

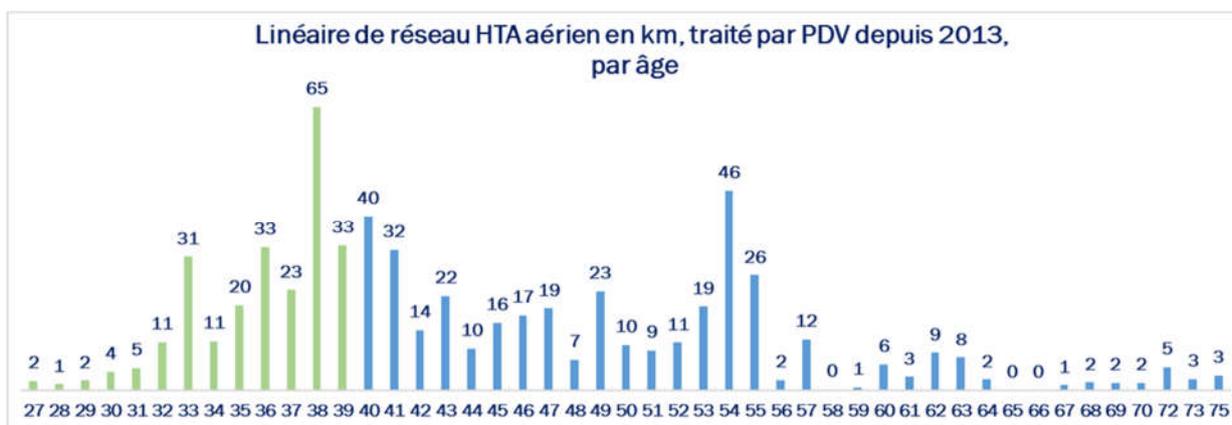
Indicateurs de PDV par année de réalisation



Focus PDV	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Longueur traitée en km	15	65	69	96	88	75	40	38	75	62	623
Coût des chantiers PDV en k€	255	792	872	1 202	1 126	998	596	845	1 685	1 175	9 545
Coût unitaire moyen €/m	16,7	12,2	12,6	12,6	12,8	13,3	14,8	22,2	22,5	19,0	15,3

Au terme de l'exercice, on relève que :

- **623 km** de linéaires de réseau HTA aériens ont fait l'objet **d'opérations de PDV** sur la chronique 2013/2022, dont **62 km en 2022** (en baisse de 18% par rapport à 2021, niveau équivalent à celui de 2014).
- Sont concernés des réseaux âgés de **27 à 75 ans**.
- L'âge moyen du linéaire HTA traité par PDV (immobilisé) est d'environ **44 ans**.<sup>32</sup>.



- Le montant total de travaux immobilisés est de **9 545 k€**,
- Le coût unitaire moyen des opérations de PDV sur la chronique 2013-2021 est de **15 €/m**.
- **Le coût unitaire moyen annuel est élevé depuis 2020** par rapport aux exercices précédents.

Pour le Concédant, cette augmentation du coût unitaire est très certainement la conséquence de la mise en place progressive du programme de « **rénovation programmée** ». La mention de ce nouveau programme est apparue pour la première fois dans le CRAC 2021.

<sup>32</sup> L'âge des réseaux traités en PDV varie de 27 à 75 ans, induisant des durées d'utilisation des câbles atteignant 90 ans. Au vu des risques sur ce type d'ouvrages, le suivi technique des retours d'expérience sur les linéaires traités doit être très structuré et établi dans la durée. Quelques anomalies ont été constatées par le Concédant parmi les données communiquées : des tronçons compris dans la zone PDV qui n'auraient pas dû l'être, car leur âge est inférieur à 25 ans, tronçons indiqués avec une année de construction très postérieure à leur année de travaux PDV. Le Concessionnaire a précisé avoir effectué des corrections lors de la mission de contrôle précédente et actuelle.

Ce programme se différencie du programme de PDV notamment en ce qu'il entraîne le remplacement d'un nombre plus important de composants des lignes HTA aériennes. Elle pourrait en outre entraîner l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.



Enedis a transmis au Concédant une présentation de ce nouveau programme. **Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions**, restées sans réponse depuis la mission de contrôle 2021 (questions relatives aux règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait...), justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages...).

**Lors de la présente mission de contrôle, le Concessionnaire a précisé que la Rénovation Programmée (RP) viendra se substituer à la PDV à partir de l'exercice 2023.**

Au titre du contrôle de l'exercice comptable 2021 (mission de contrôle 2022), l'Autorité concédante a souhaité **contrôler les différents mouvements comptables liés à la réalisation d'une opération de PDV**. Les conclusions de ce contrôle par échantillonnage sont les suivantes :

- **Le Concessionnaire a refusé de communiquer plusieurs documents** : les diagnostics techniques permettant de calculer le taux de retrait par FIES (fiche d'immobilisation), les FIES des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation, la méthodologie de calcul du taux de retrait. **Ce refus de communication interdit au Concédant de contrôler efficacement les différents mouvements comptables liés à la réalisation des opérations de PDV.**
- Compte tenu de l'absence de production des FIES des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation, il est **impossible de vérifier l'exact transfert des valeurs comptables sur les tronçons non traités par les opérations de PDV.**
- Compte tenu de l'absence de production des diagnostics techniques, il est donc **impossible de vérifier l'exactitude des taux de retrait sur les différentes valeurs comptables des ouvrages affectés par les opérations de PDV.**
- Au vu des taux de retrait recalculés, a posteriori, sur la base de plusieurs inventaires et des mouvements comptables communiqués par Enedis, **le Concédant a pu vérifier l'exact transfert des passifs retirés sur les ouvrages traités en financement du Concédant.**
- Le transfert des provisions pour renouvellement en financement du Concédant est possible dans ce cas, car l'allongement de la durée de vie comptable des ouvrages (15 ans) n'a pas pour effet d'en faire des ouvrages non renouvelables au titre du présent contrat (millésime de l'opération de PDV : 2021 + 15 ans = 2036, date de fin de contrat SDEC ÉNERGIE : 19/06/2048). **Cette situation est temporaire** : les opérations de PDV vont être remplacées dans un futur proche par les opérations dites de rénovations programmées. Ces opérations entraîneront des taux de retrait plus importants et un prolongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans. **À compter de 2023 (2023 + 25 ans = 2048), les ouvrages traités deviendront des ouvrages non renouvelables et donc les provisions pour renouvellement rattachées à ces ouvrages seront reprises aux résultats d'Enedis.**



Au terme de la mission de contrôle 2023 (données 2022), le concédant attend la communication des diagnostics techniques permettant de calculer par immobilisation le taux de retrait, des fiches d'immobilisation des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation ainsi que la méthodologie de calcul du taux de retrait (point en attente).

## 7. Focus sur la fiabilisation des tronçons traités en PDV



Le Concessionnaire assure un suivi des incidents sur les tronçons fiabilisés au fil de l'eau. **Les effets de la PDV sur la fiabilité des ouvrages** ont fait l'objet d'une communication au Concédant jusqu'aux données 2020. **Certaines de ces données ont été communiquées pour l'année 2022.** Ainsi, les taux de coupures longues pour « défaillance matériel » après travaux de PDV ont été transmis, sans que l'actualisation concerne le nombre de ces coupures longues comptabilisées après travaux de PDV.



Pour mémoire, les analyses menées par le Concessionnaire indiquent une amélioration du taux de coupures longues après la réalisation des travaux de PDV sur le réseau fiabilisé. Ainsi, le Concessionnaire a constaté, **sur la période 2017-2020, une diminution globale de 22% du taux d'incident** de l'ensemble du réseau aérien traité en PDV en prenant en considération les incidents toutes causes confondues **et une suppression des coupures longues pour cause d'usure.**

**Sur la période 2017-2022, le Concessionnaire observe une diminution globale d'environ 60% du taux d'incident ayant pour cause les défaillances de matériel<sup>33</sup>.**

Les analyses du Concessionnaire :

- Ont porté sur des opérations de PDV réalisées depuis 2015 et prenaient en considération les coupures constatées antérieurement à la réalisation de l'opération de PDV sur une chronique de 5 ans.
- Ont comparé un nombre de coupures longues après travaux de PDV sur des périodes de 6 mois (programme 2020 pour les chroniques étudiées jusqu'en 2020, programme 2022 pour la chronique 2015-2022) à 5,5 ans (programme 2015 pour les chroniques étudiées jusqu'en 2020) ou 7,5 ans (programme 2015 pour la chronique 2015-2022) selon les tronçons.



**Le Concédant considère que les périodes utilisées ne sont pas toutes représentatives et que la comparaison sera plus fiable sur un historique de 5 ans sur chaque tronçon fiabilisé, avant, comme après travaux. Il est donc pertinent d'inclure les résultats des programmes de PDV depuis 2015 dans les calculs.**

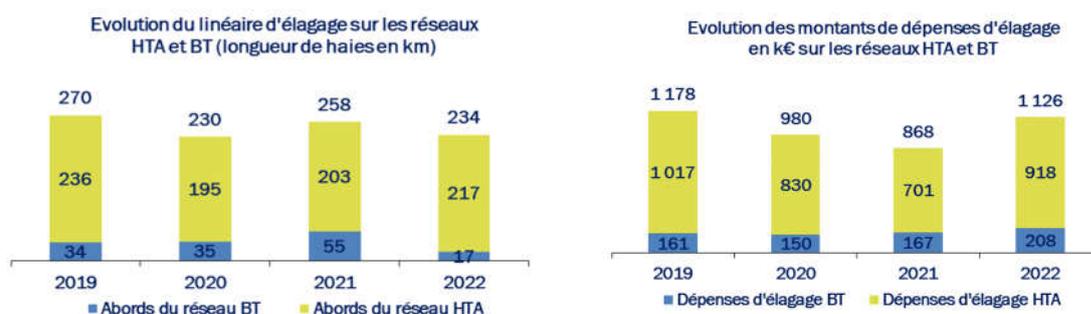
## 8. Les travaux d'élagage

En 2022, Enedis a élagué **234 km** de haies. Ce linéaire est en diminution de 9 % par rapport à l'année précédente. Le budget consacré à l'élagage (**1 126 k€**) progresse quant à lui de 30 %.

Le Concédant constate que le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux HTA poursuit sa croissance (+7 % par rapport à 2021), et le budget est supérieur de 30 % (918 k€ contre 701 k€).

Le linéaire de haies élaguées aux abords des réseaux BT a fortement diminué par rapport à 2021 (-69 %). Avec celui de 2020, c'est le plus faible linéaire observé depuis 2014.

**Le Concessionnaire concentre ses actions sur l'élagage des lignes HTA** qui représente 93 % des haies élaguées et 82 % des dépenses d'élagage.

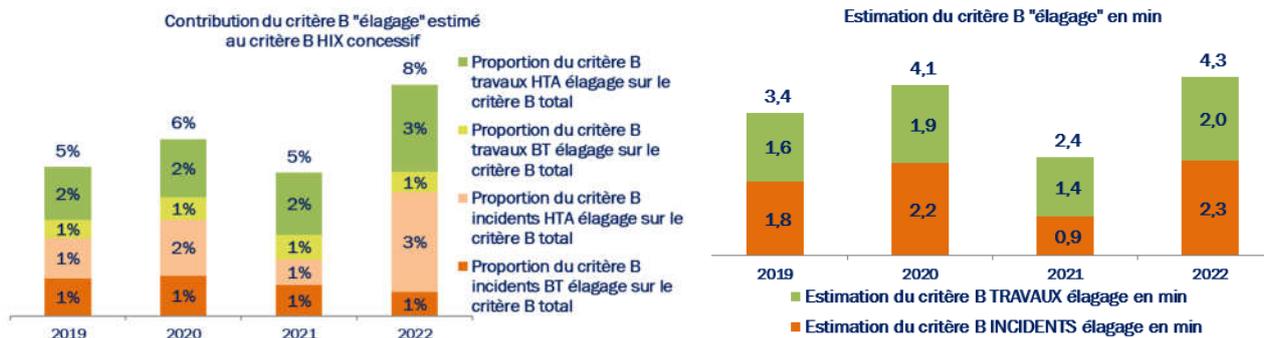


<sup>33</sup> Conducteurs déréglés, Défaillance de matériel : autre défaillance, Défaut de conception, Défaut de montage / tirage, Dépassement de capacités électriques, Mise en sécurité et Usure naturelle.

Le Concessionnaire précise qu'il effectue par hélicoptère une vérification des réseaux HTA aériens pour évaluer les besoins d'élagage, par cycle de 3 ans en moyenne. Il utilise le nombre de coupures longues ayant pour causes "Abattage insuffisant" ou "Élagage insuffisant" pour compléter le programme de surveillance des lignes HTA aériennes. En fonction de la qualité de fourniture, l'élagage d'un départ peut être avancé ou reporté d'une année.

Pour le réseau BT, le Concessionnaire intervient sur dépannage ou réclamation pour réaliser des actions d'élagage à proximité des postes HTA/BT. L'objectif prioritaire d'Enedis étant de garantir la sécurité du réseau.

Si le SDEC ÉNERGIE approuve le programme d'élagage pour le réseau HTA, il souhaite par ailleurs en être destinataire, ce que refuse toujours le Concessionnaire. En revanche, le SDEC ÉNERGIE déplore l'absence de programme concernant le réseau BT.



Le Concédant estime la part du critère B due à l'élagage (travaux et incidents) sur les réseaux HTA et BT à **4,3 minutes en 2022** (contre 2,4 minutes en 2021, soit +81%). Il représente **8 % du critère B total hors incidents exceptionnels** (critère B HIX), contre 5 % en 2021.

## 9. Le contrôle des programmes annuels



La convention de concession conclue le 29 juin 2018 comprend un **Schéma Directeur des Investissements (SDI)** sur le réseau de distribution d'électricité sur la durée du contrat (30 ans).

Pour être au plus près des besoins et de la réalité du terrain, le SDI est décliné en **Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI)** de 4 ans, puis en **Programmes Annuels de travaux (PA)**.

Le **1<sup>er</sup> PPI** couvre la période du **1<sup>er</sup> janvier 2019 au 31 décembre 2022** et fixe un montant d'investissements de **73 millions d'euros**, dont **38 M€** investis par **Enedis** et le **35 M€** par le **SDEC ÉNERGIE**.

Le **contrôle des PA** mené dans le cadre des missions de contrôle a pour **objet de contrôler la traçabilité des linéaires déclarés** dans les différents fichiers communiqués.

Les quantités d'ouvrages réalisées sont contrôlées **en priorité**, car c'est sur la base de celles-ci que le mécanisme du séquestre prévu au contrat (4<sup>e</sup> A article 11 du cahier des charges annexé à la convention de concession conclue le 29 juin 2018) pourrait être éventuellement mis en œuvre **si nous constatons que les volumes déclarés par le Concessionnaire n'ont pas été réalisés au terme du PPI 2019/2022**.

**Au titre du PA 2022**, le Concessionnaire a été interrogé sur la bonne cohérence entre les finalités de chantiers du PPI 2019/2022 et les objectifs investissements pour **4 chantiers**.

Enedis a précisé la genèse de ces opérations, les techniques mises en œuvre et les gains espérés.

**L'évaluation des gains espérés n'est pas réalisée par affaire par le Concessionnaire. Elle pourra être réalisée lors de missions de contrôle ultérieures, après un laps de temps suffisant pour mesurer les effets des travaux réalisés.**

Au titre du contrôle du PA 2022, les résultats sont les suivants :

- Les quantités de pose et de dépose indiquées au PA ont été retrouvées à l'inventaire pour 3 dossiers sur 4,
- Pour 1 dossier sur les 4, les quantités de pose indiquées au PA n'ont pas été retrouvées à l'inventaire.

 **Les résultats du contrôle 2023 de traçabilité des linéaires réalisés au titre du PA 2022 seront donc à consolider avec la production de l'inventaire 2023.**

## 10. Les taux de réalisation du PPI 2019/2022

Finalités du PPI 2019/2022	Unités	Objectifs (quantité)	Quantités réalisées à fin 2022	Taux de réalisation à fin 2022
1- Modernisation - HTA souterrain	km	44	43,8	99,5%
2- Modernisation - HTA aérien	km	44	143,5	326%
3- Climatique HTA aérien - Réseau à risque avéré	km	10	16,1	161%
4- Modernisation - PDV HTA aérienne	km	320	216,6	68%
5- Modernisation – Automatisation	Nombre	112	112	100%
6- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA (U)	Nb. de départs	4	11	275%
7- Renforcement - Levée de contraintes réseau HTA	Nb. de départs	7	8	114%
8- Modernisation continuité d'alimentation	Pas d'objectif quantitatif			
9- Climatique - risque inondation	Nb. de postes	20	25	125%
10- Climatique - risque inondation	Nb. de postes	24	26	108%
11- Matériels HTA/BT pollués au PCB	Nb. de transfos	160	167	104%
12- Modernisation - BT aérien	km	13,5	27,6	204%
13- Renforcement - Levée de contraintes réseau BT	km	10	15,3	153%

Le Concédant a mesuré l'état d'avancement du PPI 2019-2022 à fin 2022 et interrogé le Concessionnaire sur les résultats définitifs. Certaines quantités n'ont pas été communiquées : elles concernent la finalité 8- Modernisation et continuité d'alimentation. **Le taux de réalisation du PPI 2019/2022 pour cette finalité ne peut être calculé.**

L'établissement du bilan provisoire du 1<sup>er</sup> PPI 2019-2022, ainsi que la mise à jour du diagnostic technique afin d'établir le 2<sup>d</sup> PPI qui interviendra sur la période 2023/2026, a fait l'objet de réunions de négociations tout au long de l'année 2022 et du 1<sup>er</sup> trimestre de l'année 2023 pour le bilan définitif du 1<sup>er</sup> PPI.

Le bilan provisoire a été présenté au comité syndical le 22/12/2022. Le projet de bilan définitif a été communiqué au Concessionnaire le 20/09/2023. Ce dernier a apporté des commentaires le 27/09/2023. Le bilan définitif a ensuite été présenté au comité syndical le 12/10/2023.

Le rapport complet de l'Autorité concédante relatif au bilan définitif du Programme Pluriannuel d'Investissements 2019/2022 - Investissements du Concessionnaire ENEDIS est accessible sur le site Internet du Syndicat sous : [https://www.sdec-energie.fr/sites/sdec.createurdimage.fr/files/2022-10-01-bilan\\_definitif\\_ppi\\_2019-2022.pdf](https://www.sdec-energie.fr/sites/sdec.createurdimage.fr/files/2022-10-01-bilan_definitif_ppi_2019-2022.pdf)

Les conclusions générales de ce rapport sont les suivantes :

- 1. Le Concessionnaire a atteint ou dépassé ses objectifs quantitatifs fixés au PPI 2019/2022, sauf en ce qui concerne la finalité n° 4 « Lignes aériennes HTA rénovées (PDV) ».** Il est proposé, sur ce point, de ne pas mettre en œuvre la procédure de séquestre (travaux non réalisés 103 km) compte tenu d'une part, des observations présentées par le Concessionnaire et d'autre part du fait que le PPI 2023/2026 fixe un objectif de 275 km de réseau à traiter soit un objectif en progression de 59 km par rapport aux 217 km traités dans le cadre du PPI 2019/2022.
- 2. Le Concessionnaire a dépassé les objectifs quantitatifs établis pour les ZQP.**
- 3. Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de la distribution de l'électricité se sont améliorés** et les travaux du Concessionnaire ont concouru par définition à cette amélioration sans que cette contribution puisse être finement appréciée, de nombreux autres évènements pouvant expliquer ces variations.
- 4. Quelques autres indicateurs de qualité se sont dégradés.** Le Concédant souligne que le critère B à la maille des zones Émeraude présente des écarts trop importants selon les zones et plus particulièrement entre la zone la moins dense et la zone plus dense.



5. Les résultats du contrôle par échantillonnage réalisé par le Concédant sont satisfaisants, même si quelques questions perdurent.



Le Concédant a également souhaité établir un point d'étape de l'avancement de l'ensemble des valeurs repères du SDI. **Les résultats obtenus sont présentés en fin de la partie "Qualité-Sécurité".**

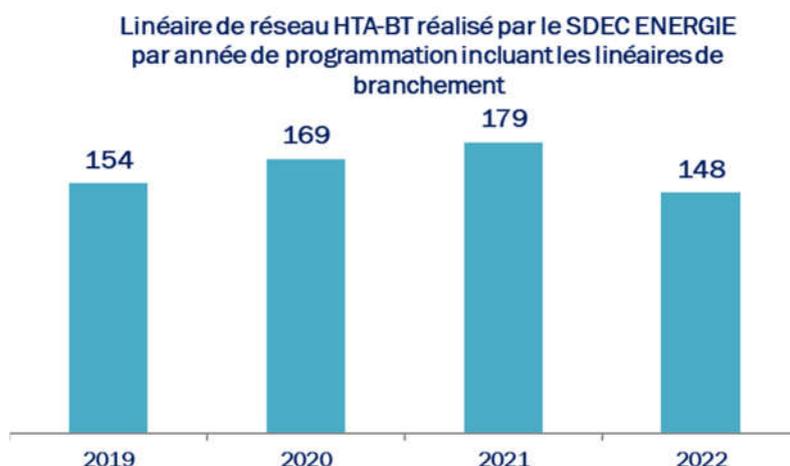
## 11. Les travaux réalisés par le SDEC ÉNERGIE



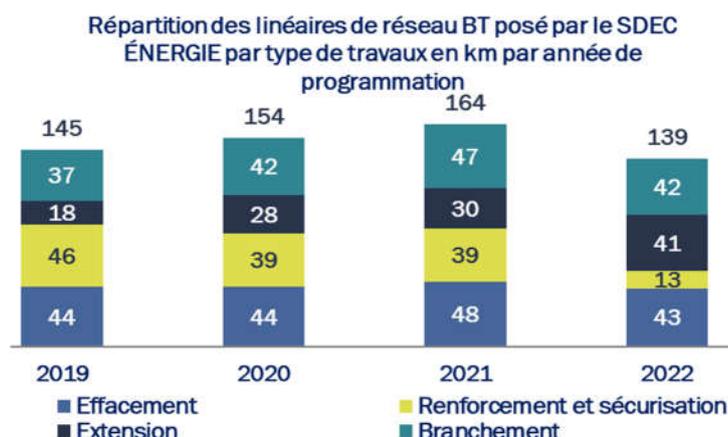
Les linéaires déclarés ci-dessous correspondent à ceux de l'année de programmation budgétaire du SDEC ÉNERGIE.

Ces linéaires sont pour partie mis en service au titre de cette année, mais peuvent être mis en service au cours des années suivantes.

Ces linéaires comprennent les longueurs de canalisation de branchement réalisées à la différence de celles déclarées par le Concessionnaire.



Le SDEC ÉNERGIE a réalisé **148 km de linéaire de réseau BT et HTA** pour l'année de programmation budgétaire 2022.



Le SDEC ÉNERGIE a réalisé **139 km de réseau BT**, y compris les branchements, soit un linéaire en diminution de **16% par rapport au programme de 2021**.

Le Syndicat a eu recours à la **technique souterraine pour 98%** du linéaire de ses travaux sur le réseau BT.

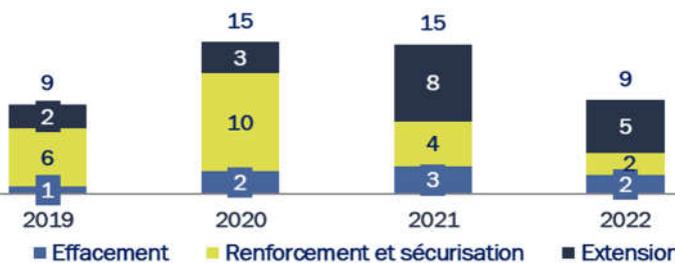
Les travaux réalisés par le Concédant sur le réseau BT sont essentiellement des travaux d'**effacements, de raccordements et de renforcements**.

Selon le contrat de concession, la maîtrise d'ouvrage sur la HTA revient principalement au Concessionnaire Enedis, **néanmoins, dans le cadre de ses activités, le SDEC ÉNERGIE peut être amené à intervenir sur ce type de réseau.**

Au titre de 2022, le SDEC ÉNERGIE a posé 9 km de linéaire HTA, à 96 % en technique souterraine.

Les travaux sur le réseau HTA menés par le SDEC ÉNERGIE sont, depuis 2020, principalement réalisés dans le cadre des extensions du réseau (56%).

Répartition des linéaires de réseau HTA posé par le SDEC ÉNERGIE par type de travaux en km par année de programmation



Les travaux du Syndicat, pour le programme 2022, ont contribué à renouveler 84 km de réseau HTA, BT et de branchements, dont 23 km de réseau BT aérien en fils nus.

La répartition du linéaire de réseau HTA et BT, construit par le SDEC ÉNERGIE au titre du programme 2022, est **relativement équilibrée sur les 3 zones du cahier des charges** (article 8b du cahier des charges de concession et article 4 de l'annexe 1) : 32 % en zone 1 dite "zone protégée", 35 % en zone 2 dite "en agglomération" et 33 % en zone 3 dite "hors agglomération".

**Le SDEC ÉNERGIE a construit 89% du linéaire de réseau HTA et BT en zone rurale au titre du CAS-FACE et 85% en comptabilisant aussi les branchements.**

## 12. Le linéaire de réseau mis en concession par maître d'ouvrage

En complément des présentations précédentes, basées sur les mises en concession de l'année pour Enedis et sur l'année de programmation pour le SDEC ÉNERGIE, voici une présentation « comptable » des linéaires de réseau créé par Enedis et par le SDEC ÉNERGIE.

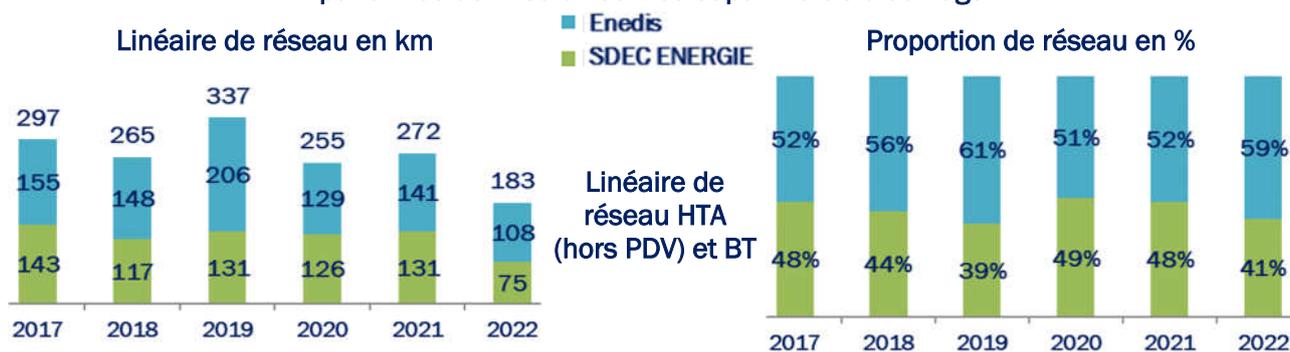
**Il s'agit de comptabiliser, pour chaque maître d'ouvrage, le linéaire mis en concession (c'est-à-dire inscrit à l'inventaire) par année de mise en service, sans prendre en compte leur origine de financement et sans comptabiliser les linéaires de branchement, en l'absence d'inventaire « en linéaire » pour ces ouvrages.**

Ces données sont issues de la compilation des ouvrages mis en concession sur la période 2017-2022 (fichiers 23xx). Il est à noter que les données de la dernière année de mise en service (dans le cas d'espèce 2022) sont toujours **très partielles à l'année de production de l'inventaire**. Les linéaires déclarés sont consolidés lors des exercices comptables suivants. **Les remarques ci-dessous ne concernent donc que l'année N-1 c'est-à-dire 2021.**

Il est à noter que **les linéaires déclarés pour le Concessionnaire ne font pas apparaître les linéaires traités par des opérations de PDV**, ces canalisations ayant fait l'objet d'une maintenance lourde et non d'un renouvellement.

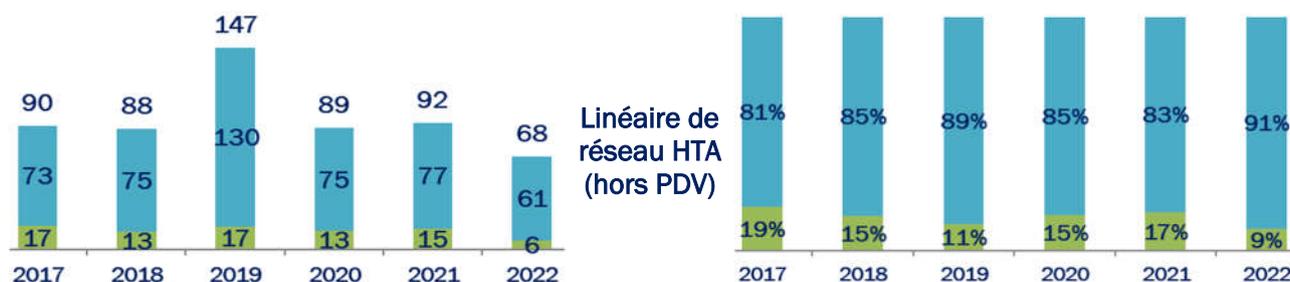


### Linéaire de réseau mis en concession de 2017 à 2022, par année de mise en service et par maître d'ouvrage



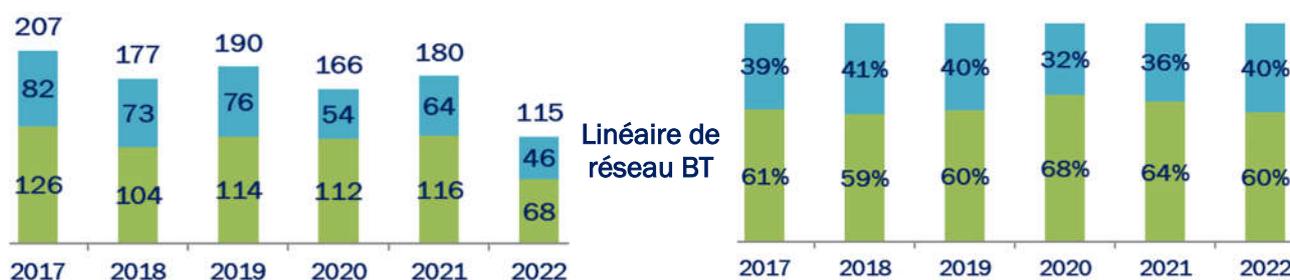
En 2021, le SDEC ÉNERGIE a mis en service **131 km de réseau**, tandis qu'ENEDIS en a mis en service **141 km**. Le linéaire mis en service est en augmentation par rapport à celui mis en service en 2020, pour chacun des deux maîtres : +5 km pour le SDEC ENERGIE et +12 km pour Enedis.

Enedis a mis en service **52% du linéaire de réseaux**, cette part est équivalente à celle observée pour le linéaire mis en service 2020.



En 2021, Enedis a mis en service **77 km de réseau HTA**, c'est-à-dire 83% des mises en service.

Il est à noter que les quantités de réseau HTA réalisées par le **SDEC ÉNERGIE** sont **très inférieures à celles prévues au cahier des charges** (valeur initiale de 100 km sur la chronique de mises en service 2018-2021)



En 2021, **180 km de réseau BT** ont été mis en service dont **116 km** sous maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE. Ceci représente **64%** du linéaire global mis en service.

## 13. Les travaux et l'environnement

### 13.1 Les travaux souterrains

Pour améliorer l'insertion des ouvrages dans l'environnement, le cahier des charges de concession stipule un **taux de linéaire de travaux à réaliser en privilégiant la technique souterraine** en fonction du lieu des travaux. Trois zones ont été définies : autour de monuments ou de sites inscrits ou classés, en agglomération et hors agglomération. L'article 4 de l'annexe 1 du cahier des charges précise ces pourcentages.

Les différentes zones	Leur objet	Part de technique souterraine ou discrète
Zone 1	Autour de monuments ou de sites inscrits ou classés	100%
Zone 2	En agglomération	Au moins 85%
Zone 3	Hors agglomération	Au moins 50%



Pour 2022, les résultats des **deux maîtres d'ouvrage atteignent les objectifs fixés** par le cahier des charges de concession ou les dépassent largement, **sauf pour le réseau HTA posé par le Concessionnaire en zone 1** (94 % de technique souterraine au lieu de 100 %) **et en zone 3**. Il est à noter que le calcul du **taux de réseau HTA posé en zone 3 en souterrain par le Concessionnaire ne peut être calculé** du fait de **linéaires négatifs** mis en concession (corrections d'inventaire).

**Le Concessionnaire devra communiquer une source de données permettant le contrôle annuel du respect des engagements contractuels.**

Il s'agit des linéaires de réseau mis en concession en 2022 pour Enedis et des linéaires du programme de travaux 2022 pour le SDEC ÉNERGIE.

### 13.2 Traitement des transformateurs pollués par les PCB (polychlorobiphényles)

Lors d'une précédente mission de contrôle, le Concessionnaire a précisé que : « La politique d'Enedis en matière [de pollution des transformateurs par les PCB] est calée sur le respect de la nouvelle réglementation et du nouveau plan particulier d'Enedis validé par arrêté ministériel du 3 juillet 2014 :

- Les transformateurs > 500 ppm ont été traités,
- les transformateurs entre 50 et 500 ppm sont en cours de traitement : les transformateurs en cabines non conformes (ni bac, ni fosse) doivent être traités avant fin 2019, les transformateurs H61 et les cabines conformes d'ici fin 2025,
- 50% au moins de l'ensemble des transformateurs pollués doivent être traités avant 2019. »

Enedis a communiqué la liste des transformateurs de la concession dont le taux de PCB est supérieur à 50 ppm (**113 au 31/12/2022**), donnant ainsi au SDEC ÉNERGIE des éléments permettant de mieux préparer ses investissements, notamment d'ajuster les prescriptions à suivre dans le cadre du transport de déchet dangereux.

En 2022, les travaux menés sur les postes de transformation HTA/BT par les deux maîtres d'ouvrage ont permis le **traitement de 17 transformateurs pollués par les PCB** (polychlorobiphényles).



Afin d'éliminer l'ensemble des appareils pollués avant le 31 décembre 2025 (article R543-22 du Code de l'environnement) et selon le stock au 31/12/2022, il est nécessaire d'en remplacer en moyenne 38 par an. Au rythme observé en 2022, le stock de transformateurs pollués par les PCB sera supprimé en 2029, au lieu de 2025.

### 13.3 Traitement des poteaux en béton

Le SDEC ÉNERGIE et Enedis déposent des poteaux en béton au cours de leurs chantiers d'effacement, de renforcement et de renouvellement des réseaux. Les deux maîtres d'ouvrage se sont associés (**groupement de commandes**) pour traiter ensemble ces déchets par concassage.

Les deux maîtres d'ouvrage déposent également des poteaux en bois lors de leurs chantiers. Ces poteaux déposés sont classés déchets dangereux (article R541-8 du Code de l'environnement). En effet, les bois ont été traités afin d'assurer leur durabilité en extérieur, principalement à la créosote ou aux sels de cuivre-chrome-arsenic (CCA), substances classées cancérogènes, mutagènes et reprotoxiques (CMR) par le règlement CLP (règlement (CE) n° 1272/2008).

Ces déchets sont traités dans des installations de traitement thermique avec valorisation énergétique (usines d'incinération de déchets spéciaux ou fours de cimenteries), **séparément** par les deux maîtres d'ouvrage.

## 14. BILAN DE LA PARTIE TRAVAUX



### POINTS FORTS

- La technique souterraine privilégiée pour les travaux sur les réseaux moyenne (HTA) et basse tension (BT), quel que soit le maître d'ouvrage.
- Le taux de renouvellement (ratio du linéaire mis en concession pour la typologie de travaux renouvellement réalisés par le Concessionnaire sur le linéaire total) est de 0,34% en 2022, proportion la plus élevée depuis 2014.
- Les analyses menées par le Concessionnaire indiquent une amélioration du taux de coupures longues après la réalisation des travaux de PDV sur le réseau fiabilisé (toutes causes confondues, pour cause d'usure et pour cause les défaillances de matériel).
- Dans le cadre du bilan du 1<sup>er</sup> PPI 2019/2022 :
  - o Le Concessionnaire a atteint ou dépassé ses objectifs quantitatifs fixés au PPI 2019/2022, sauf en ce qui concerne la finalité n° 4 « Lignes aériennes HTA renouvelées (PDV) ». ». Il est proposé, sur ce point, de ne pas mettre en œuvre la procédure de séquestre (travaux non réalisés 103 km) compte tenu d'une part, des observations présentées par le Concessionnaire et d'autre part du fait que le PPI 2023/2026 fixe un objectif de 275 km de réseau à traiter soit un objectif en progression de 59 km par rapport aux 217 km traités dans le cadre du PPI 2019/2022.
  - o Le Concessionnaire a dépassé les objectifs quantitatifs établis pour les ZQP.
  - o Plusieurs indicateurs relatifs à la qualité de la distribution de l'électricité se sont améliorés et les travaux du Concessionnaire ont concouru par définition à cette amélioration sans que cette contribution puisse être finement appréciée, de nombreux autres événements pouvant expliquer ces variations.
  - o Les résultats du contrôle par échantillonnage réalisé par le Concédant sont satisfaisants, même si quelques questions perdurent.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller pour le prochain PPI :

- Dans le cadre du bilan du 1<sup>er</sup> PPI 2019/2022 :
  - o Quelques autres indicateurs de qualité se sont dégradés. Le Concédant souligne que le critère B à la maille des zones Émeraude présente des écarts trop importants selon les zones et plus particulièrement entre la zone la moins dense et la zone plus dense.

#### Points à surveiller en 2023 :

- La part du critère B due à l'élagage (travaux et incidents) sur les réseaux HTA et BT en augmentation entre 2021 et 2022 est à surveiller (4,3 minutes en 2022 contre 2,4 minutes en 2021, soit 8 % du critère B HIX de 2022, contre 5 % de celui de 2021).
- Le rythme de dépose et traitement des transformateurs pollués par les PCB.

#### Points en attente en 2023 :

- Le retour d'expérience des effets de la PDV n'a été que partiellement actualisé pour la mission de contrôle 2023 et l'incidentologie avant et après les opérations de PDV doit être comparée sur des durées similaires et pour tous les programmes.
- Le Concédant attend des réponses à plusieurs questions relatives au programme de Renovation Programmée (RP), notamment les règles de mises en œuvre (calcul du taux de retrait...) et la justification de l'allongement de la durée de vie des ouvrages de 25 ans.

- Les proportions de linéaires de réseau HTA posés en souterrain par le Concessionnaire en zone 1 et en zone 3 ne sont pas satisfaisantes. Le Concessionnaire devra communiquer une source de données permettant le contrôle annuel du respect de ses engagements contractuels.
- La communication (à la suite d'un contrôle d'une affaire de prolongation de durée de vie (PDV), lors de la mission de contrôle 2022) des diagnostics techniques permettant de calculer par immobilisation le taux de retrait, des fiches d'Immobilisation des immobilisations transférées et de leur n° d'immobilisation ainsi que la méthodologie de calcul du taux de retrait.



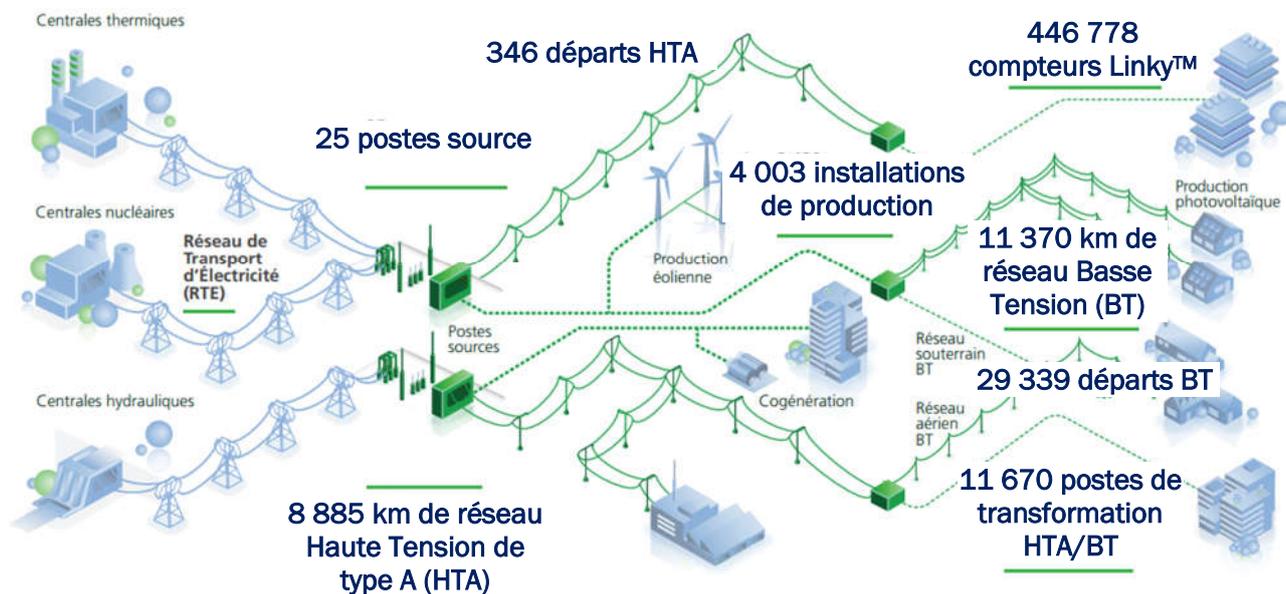
#### **POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTÉ**

- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des ouvrages.

### III - LES OUVRAGES DE LA CONCESSION

#### 1. Le réseau de distribution d'électricité 2022

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



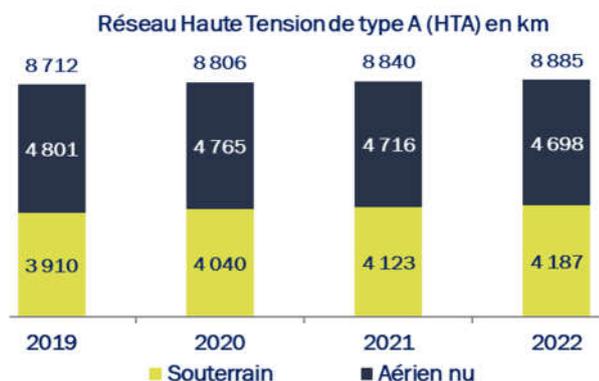
Source de l'illustration : CRAC Enedis

Au terme de l'année 2022, le réseau de distribution public d'électricité sur le territoire de la concession est composé de :

- **25 postes source** alimentant et situés **sur la concession**, 4 autres sont situés en dehors du territoire du Calvados. Ils alimentent **346 départs HTA**.
- **20 255 km de réseau** (hors câbles de branchement) répartis en deux niveaux de tension : **11 370 km de réseau BT** et **8 885 km de réseau HTA**.
- **11 670 postes de transformation** qui permettent d'abaisser la tension de HTA à BT. Ils alimentent **29 339 départs BT**.
- **446 778 compteurs Linky** ont été installés.
- **4 003 sites de production** sont raccordés sur les réseaux HTA et BT.
  - **56%** de ce réseau est constitué par du **réseau BT**, c'est une proportion constante.
  - **66% de ce réseau électrique** se situe dans les **communes rurales** au titre des aides financières aux collectivités pour l'électrification rurale (CAS FACÉ), c'est une proportion plutôt constante.
  - **Les linéaires de réseau BT et HTA augmentent respectivement de 0,7% et de 0,5% en 2022.**



## 2. Les canalisations HTA et BT



Le linéaire de réseau haute tension de type A<sup>34</sup> (HTA) est constitué de **8 885 km**. En 2022, ce linéaire évolue de 0,5%, soit **46 km**.

Ce réseau est composé de **4 698 km** de **réseau aérien** et de **4 187 km** de **réseau souterrain**.

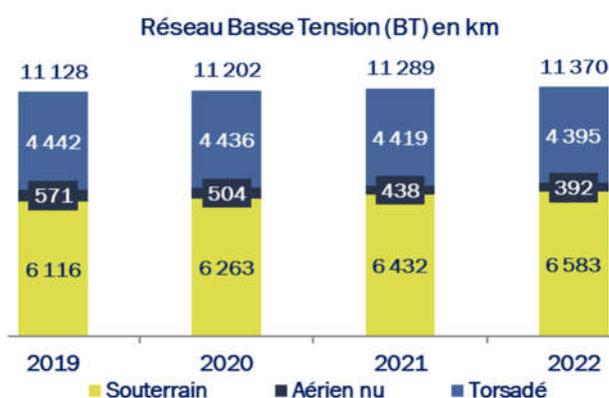
Il comporte également une petite longueur de réseau aérien torsadé (538 mètres en 2022). Enedis précise que la technologie de réseau est très peu répandue à la maille France. Elle est parfois utilisée en zone boisée, avec des inconvénients liés à la chasse ou aux chutes d'arbres.

0,8% du réseau HTA est en aérien fils nus de faible section (67 km).

Le linéaire de réseau basse-tension (BT) est de **11 370 km**. En 2022, ce linéaire évolue de 0,7%, soit de **82 km**.

Il est constitué de :

- **392 km** de **réseau aérien nu** (3 % du réseau BT),
- **4 395 km** de **réseau torsadé** (39 %),
- **6 583 km** de **réseau souterrain** (58 %).



Pour les deux types de tension, les mises en service sont **majoritairement réalisées en réseau souterrain**, ce qui explique la baisse des linéaires aériens et la hausse de la part enfouie.

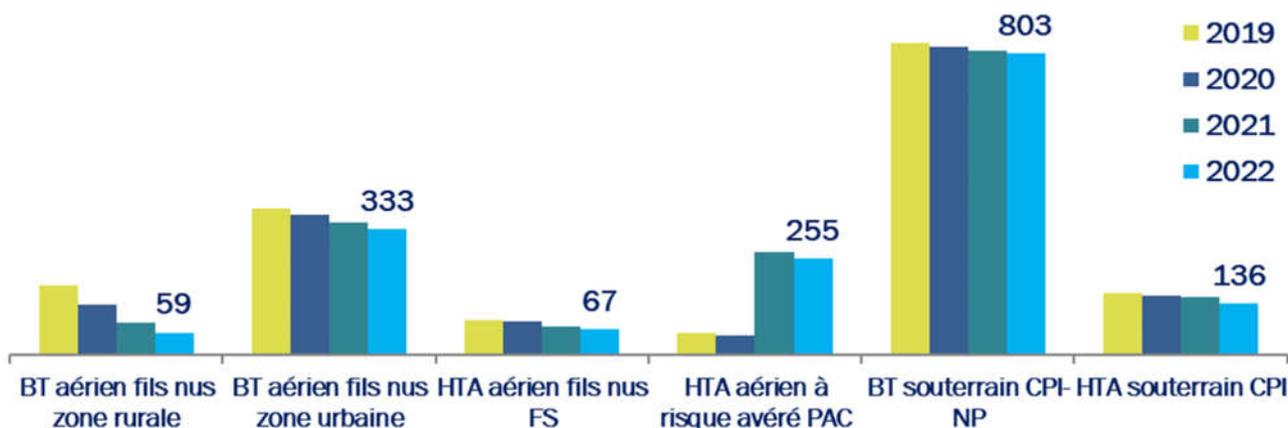


Le taux concessif de réseau BT en souterrain s'établit à **58 %**, alors que celui du réseau HTA est de **47%**.

<sup>34</sup> Le réseau de distribution d'électricité est constitué de deux types de lignes : les lignes moyenne tension de type A (HTA) et les lignes basse tension (BT). Les lignes HTA permettent le transport de l'électricité à l'échelle locale vers les petites industries, les PME et les commerces. Ces lignes ont une tension comprise entre 15 kV et 30 kV. Les lignes BT sont les plus petites lignes du réseau. Leur tension est de 230 V ou 400 V. Elles font le lien entre les postes de transformations et les clients.

### 3. Zoom sur les réseaux fragiles HTA et BT

Evolution des linéaires des réseaux de technologies fragiles sur la concession en km



Les réseaux sont composés de différentes technologies. Certaines sont dites « fragiles », car plus sensibles aux incidents que d'autres.

La concession compte à fin 2022 :



Pour le réseau HTA	Pour le réseau BT
<p>67 km de réseau aérien de faible section, soit une proportion de moins de 0,8 % du réseau HTA total et 1 % du réseau HTA aérien nu.</p> <p>136 km de réseau souterrain à isolation en papier imprégné (CPI), soit une proportion de 2 % du réseau HTA total et 3 % du réseau HTA souterrain.</p> <p>Ces longueurs sont, chacune, en diminution de 12 %.</p> <p>Le réseau HTA compte également 73 km de réseau souterrain synthétique de 1<sup>re</sup> génération qui est potentiellement à risque.</p>	<p>392 km de réseau BT aériens nus, c'est 11 % de linéaire en moins qu'en 2021. Cette diminution est essentiellement due à l'action du SDEC ÉNERGIE en domaine rural.</p> <p>Le réseau BT compte 803 km de câble souterrain à isolation papier imprégné (CPI) ou à neutre périphérique (NP).</p> <p>Ce linéaire a diminué de 1 % par rapport à 2021.</p> <p>Il représente 7 % du linéaire de réseau BT total et 12 % du réseau BT souterrain.</p>

Il est rappelé sur ce point que :



- Enedis n'a pas transmis les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique à la maille communale. La demande du Concédant est en cours d'instruction.
- Le Concessionnaire, au titre de la convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022, a communiqué la localisation des réseaux :



- BT souterrain estimés à isolation papier et BT souterrain estimés à neutre périphérique ;
- HTA souterrain à isolation papier (CPI).

#### 4. Zoom sur les réseaux aériens fragiles en fils nus

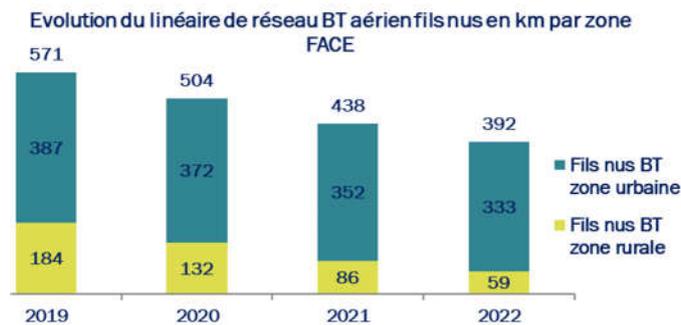
Le remplacement du réseau BT aérien nu est inscrit au schéma directeur des investissements (SDI), avec pour échéance de résorption la fin du 2<sup>e</sup> programme pluriannuel d'investissements (PPI) en zone rurale et le terme du contrat en zone urbaine.

Le contrat précise que la suppression du réseau BT aérien en fils nus doit être la plus régulière possible d'un PPI à l'autre. Le premier PPI a été établi sur la période 2019-2022.



Au rythme de dépose 2022, la **résorption** des 59 km de cette technologie en zone rurale et des 333 km en zone urbaine **pourrait être observée avant les échéances prévues au contrat** :

- en 2 ans en domaine rural,
- en 17 ans en domaine urbain. Cette durée est équivalente à celle observée l'année précédente.



Réseau BT aérien en fils nus :

Quantité **392 km** (3 % du réseau BT)

Évolution 2021/2022 : **-11 %**

- **27 km** en domaine rural (action du Syndicat)
- **19 km** en domaine urbain.

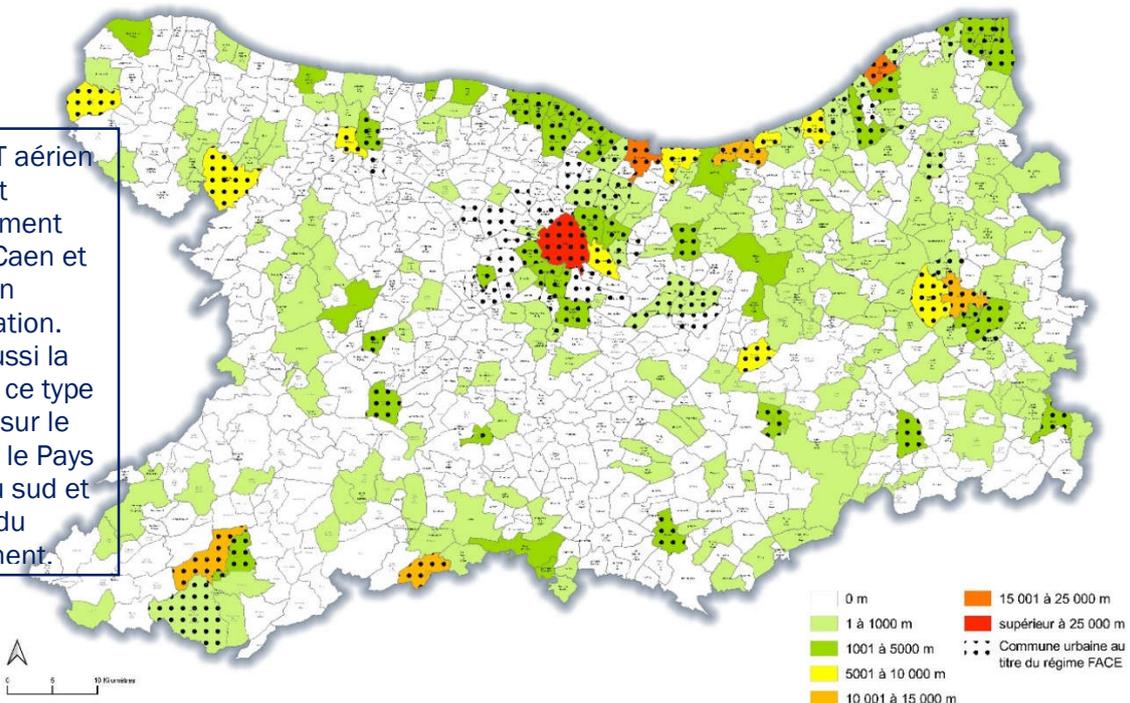
Le Concessionnaire a débuté, pour la technologie BT aérien en fils nus, un travail de fiabilisation des bases de données technique et comptable au regard des ouvrages réellement présents sur le terrain. Il s'agit du Projet d'Eradiation des Fils Nus (PEFIN). Ce projet s'articule en plusieurs étapes :

- Diagnostic : présente les linéaires de réseau en fils nus qui seront supprimés ou modifiés dans une autre technologie de la cartographie.
- Corrections dans le SIG : présentation des mises à jour de la base technique SIG.
- Corrections dans la base comptable : présentation des ajustements de la base comptable à la suite de la mise à jour des bases techniques.

 La réunion de présentation de la mise en œuvre du projet sur la concession du Calvados n'a pas pu avoir lieu pendant la mission de contrôle 2023. Ce dossier sera abordé lors des prochains exercices.

#### La localisation du linéaire de réseau BT aérien fils nus

Le réseau BT aérien nu est principalement implanté à Caen et sur son agglomération. On note aussi la présence de ce type de réseau sur le littoral, dans le Pays d'Auge et au sud et à l'est du département.



## Réseau HTA aérien fils nus de faible section :

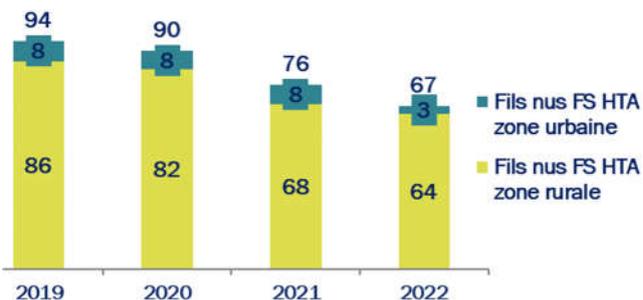
Quantité : **67 km** (0,8 % du réseau HTA)

Évolution 2021/2022 : **-12 %**

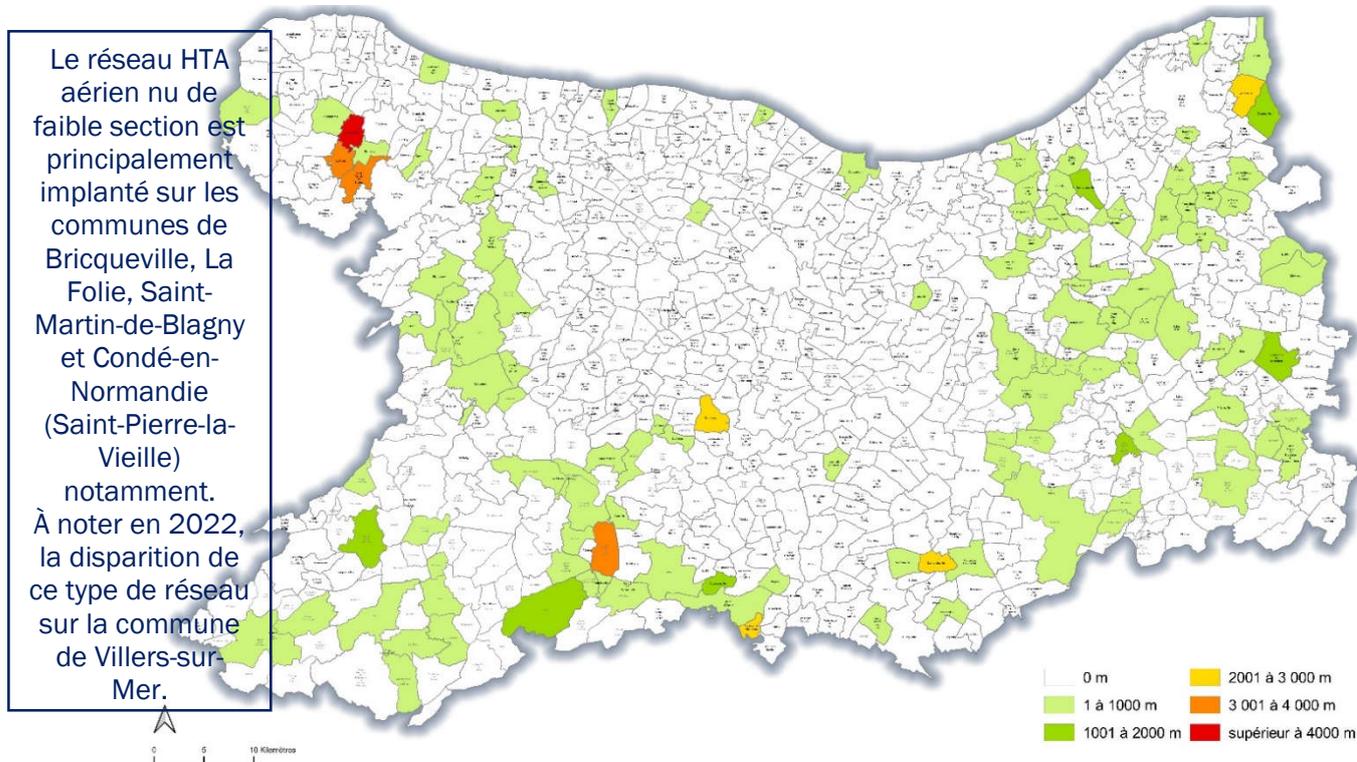
Le remplacement du réseau HTA aérien nu de faible section n'est pas inscrit comme valeur repère au schéma directeur des investissements (SDI).

Au rythme de dépose en 2022, la résorption des 67 km de cette technologie pourrait être observée en 8 ans (contre 5 ans en 2021).

Evolution du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section en km par zone FACE

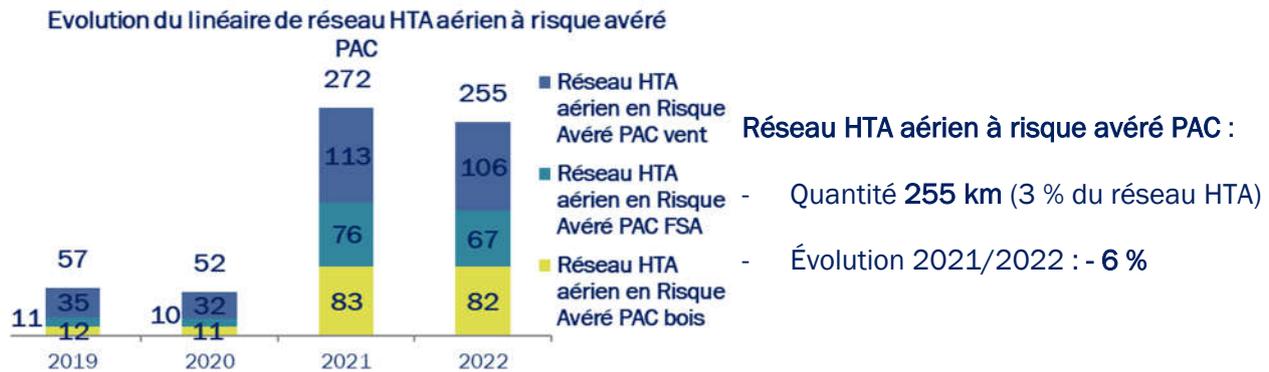


## La localisation du linéaire de réseau HTA aérien fils nus de faible section



## 5. Le réseau HTA aérien soumis aux aléas climatiques

### 5.1 Le linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré (PAC)



Le remplacement du **réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC)** est inscrit au SDI, avec pour échéance de résorption le terme du dernier PPI.

**Au terme de l'exercice, ce linéaire s'élève à 255 km, contre 272 km en 2021.** Ce réseau HTA aérien à risque avéré PAC se répartit en **82 km en zone de bois, 67 km de faible section et 106 km en zone de vent.**

L'augmentation du stock de réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au Plan Aléas Climatiques (PAC) est expliquée par le Concessionnaire par la mise en œuvre d'un programme complémentaire de résorption le Plan Aléas Climatiques (PAC n° 2), dans la continuité du PAC n° 1.

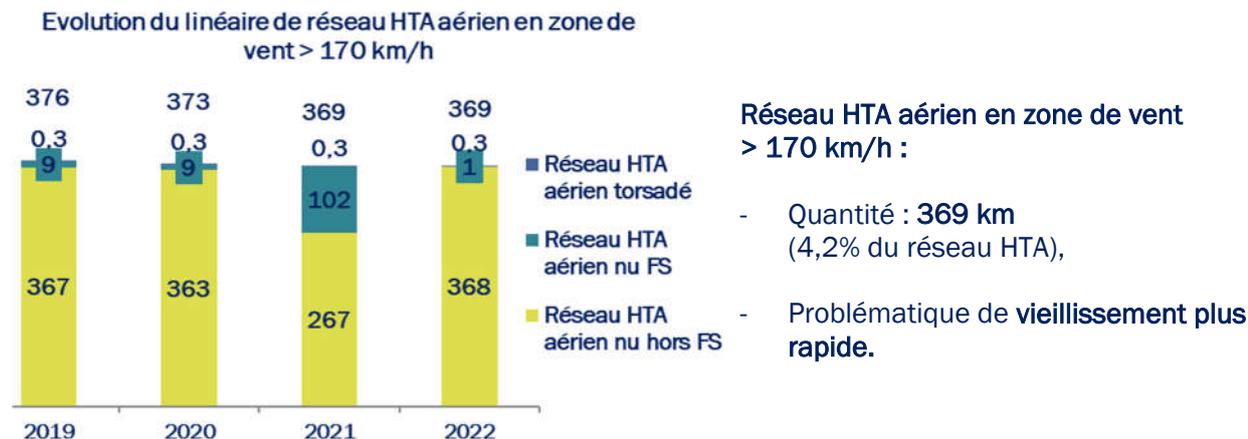
L'objectif de ce programme est notamment, pour un évènement climatique équivalent aux tempêtes de 2017, de réduire le pic de clients coupés et d'accélérer la réalimentation par automatismes. Pour cela, le programme PAC n° 2 vise à sécuriser les antennes des départs HTA aériens alors que le PAC n° 1 vise prioritairement les lignes HTA principales.

L'explication de la très forte évolution du linéaire de réseau HTA aérien à risque avéré inscrit au PAC en 2021 était restée en attente. Lors de la mission de contrôle 2023, Enedis a précisé que :

- Les données 2019 et 2020 comptabilisent le linéaire des tronçons « prioritaires », tronçons essentiellement sur les lignes HTA aériennes principales.
- Les données 2021 et 2022 comptabilisent l'intégralité du linéaire du réseau PAC, y compris les antennes des départs HTA.
- Le classement du réseau HTA aérien en risque avéré dépend de sa technologie (faible section ou non) et de l'exposition au risque (Neige/givre, Vent, Bois -grande zone boisée-).

On observe donc une rupture de cette chronique.

## 5.2 Le linéaire de réseau HTA en zone de vent



Enedis a précisé dans le diagnostic technique du cahier des charges de concession : « Le réseau côtier est celui présent dans la zone vent > 170 km/h c'est-à-dire sur les communes qui ont connu cette vitesse de vent dans les 20 dernières années.

Tout réseau présent dans la zone vent > 170 km/h n'est pas retenu comme étant à risque climatique. Cependant il faut prendre en compte la problématique de vieillissement plus rapide du réseau aérien se situant dans cette zone ».

Le concédant suit donc l'évolution du stock de réseau HTA aérien dans cette zone. On note une décroissance de ce stock entre 2019 et 2022 (376 km en 2019, 369 en 2022). Cette diminution est moins marquée qu'entre 2018 (394 km) et 2019.

Lors de la mission de contrôle 2022, on relevait une progression importante du stock de réseau HTA aérien nu de faible section (9 km en 2020, 102 km en 2021) s'accompagnant d'une diminution du stock de réseau HTA aérien nu hors faible section (363 km en 2020, 267 km en 2021).

L'explication de la très forte évolution de ces linéaires de réseau HTA aérien nu de et hors faible section en zone de vent entre 2020 et 2021 était restée en attente.



Lors de la mission de contrôle 2023, Enedis a précisé que **les données communiquées pour l'année 2021 sont erronées**, mais qu'elles **ne peuvent pas être corrigées**.

Le SDEC ÉNERGIE souligne que **le constat de vieillissement plus rapide du réseau HTA aérien se situant dans la zone de vent > 170 km/h peut être élargi au réseau BT aérien dans cette zone à défaut d'étude démontrant le contraire**.

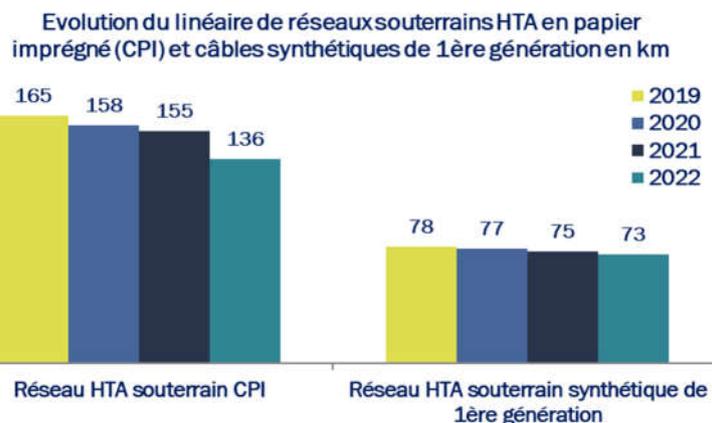
Le Syndicat a donc inscrit, au SDI, **l'augmentation régulière du taux de réseau BT souterrain** en zone de vent > 170 km/h en zone rurale de 54 % à 70 %, au terme du 6<sup>e</sup> PPI.

**Au terme de l'exercice, le taux de réseau BT rural en souterrain en zone de vent est de 59%.**

Il est à noter que le SDEC ENERGIE et Enedis ont fait évoluer les valeurs repères du SDI par un avenant signé le 22/12/2022. Ainsi, la valeur repère relative à la zone de vent évolue afin de prendre en compte l'ensemble des communes. Le contrat prévoit désormais **l'augmentation régulière du taux de réseau BT souterrain** en zone de vent > 170 km/h de 71 % à 75 %, au terme du 6<sup>e</sup> PPI.

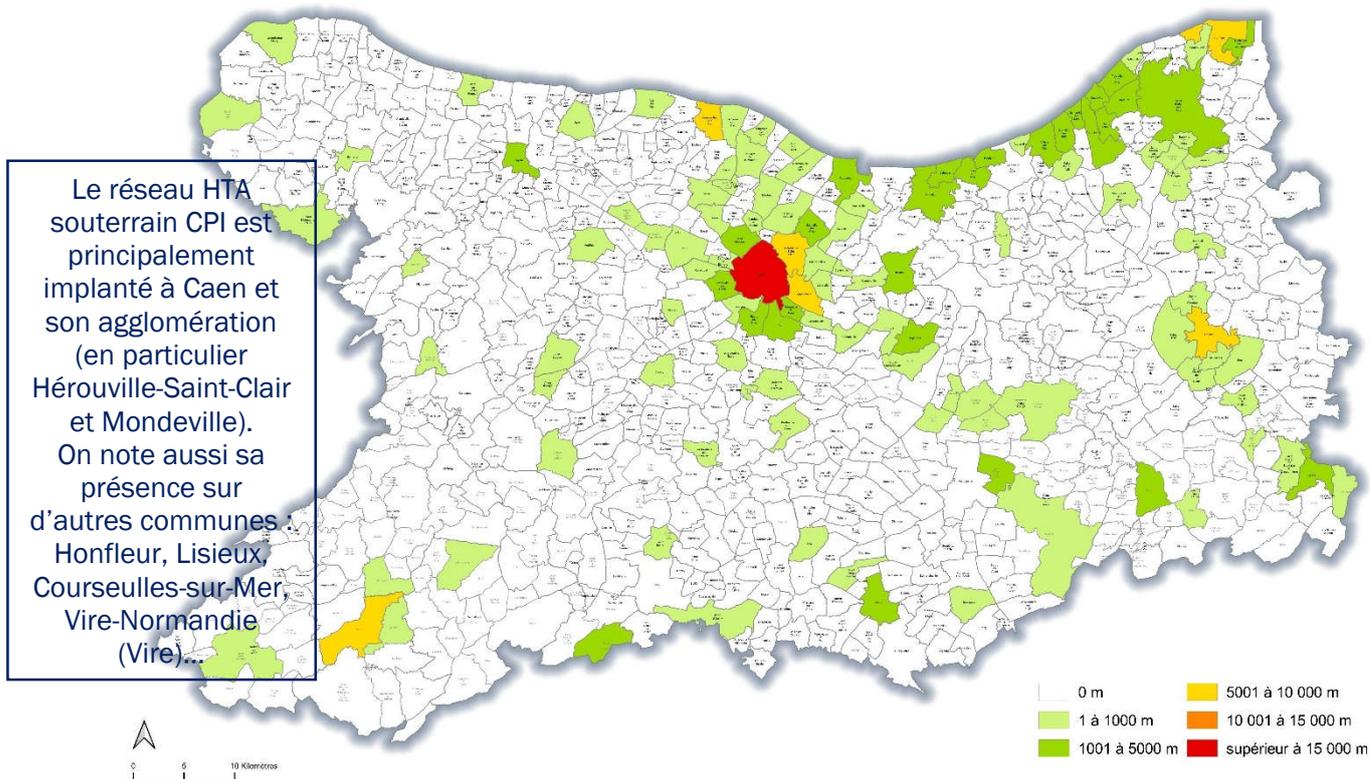
## 6. Les réseaux souterrains HTA et BT fragiles : CPI, CNP...

### 6.1 le réseau HTA



Le réseau HTA souterrain CPI	Le réseau HTA souterrain synthétique de 1 <sup>re</sup> génération
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Évolution 2021/2022 : -12 % (- 19 km)</li> <li>- 3 % du réseau HTA souterrain est en CPI (2 % du réseau HTA total)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Évolution 2021/2022 : - 2 % (- 2 km)</li> <li>- 2 % du réseau HTA souterrain est en synthétique de 1<sup>re</sup> génération</li> </ul>
<p>Le remplacement du <b>réseau HTA souterrain CPI</b> est inscrit au SDI, avec pour échéance de résorption de 90 % du stock de 2017, le terme du 4<sup>e</sup> PPI.</p> <p>À fin 2022, le linéaire de réseau HTA souterrain CPI s'élève à <b>136 km, contre 179 km en 2018</b>. Ce réseau HTA souterrain CPI est localisé à <b>95%</b> en zone urbaine.</p>	<p><b>Le réseau HTA souterrain synthétique de 1<sup>re</sup> génération est sous surveillance, car potentiellement</b> incidentogène. Sa suppression <b>n'est pas inscrite</b> comme valeur repère au SDI.</p> <p>Au rythme de dépose 2022, la <b>résorption</b> des <b>73 km</b> de cette technologie pourrait être observée <b>en 40 ans</b> (en 41 ans au rythme 2021).</p>
 <p>Au rythme de dépose 2022, la résorption de <b>90 %</b> du linéaire de cette technologie pourrait être observée en <b>6 ans</b> (contre 36 ans au rythme 2021). <b>Ce rythme s'il se maintient permettra la suppression de 90% du stock avant 4 PPI, soit 16 ans</b> comme le prévoit le schéma directeur (2028 au lieu de 2035).</p>	

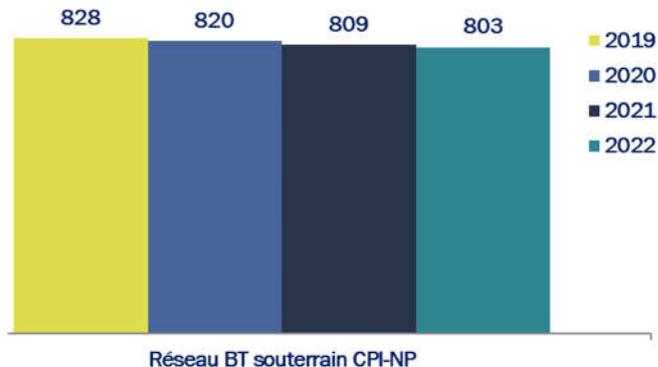
## La localisation du linéaire de réseau HTA souterrain CPI



## 6.2 Le réseau BT

Le réseau BT souterrain en câble papier imprégné (CPI) et câble à neutre périphérique (CNP) est également **sous surveillance**. Le stock est estimé, car ces informations ne sont pas natives dans les SI du Concessionnaire. La suppression de ces technologies n'est pas inscrite comme valeur repère au SDI.

Evolution du linéaire de réseaux souterrains BT en papier imprégné (CPI), câbles à neutre périphérique (CNP) en km

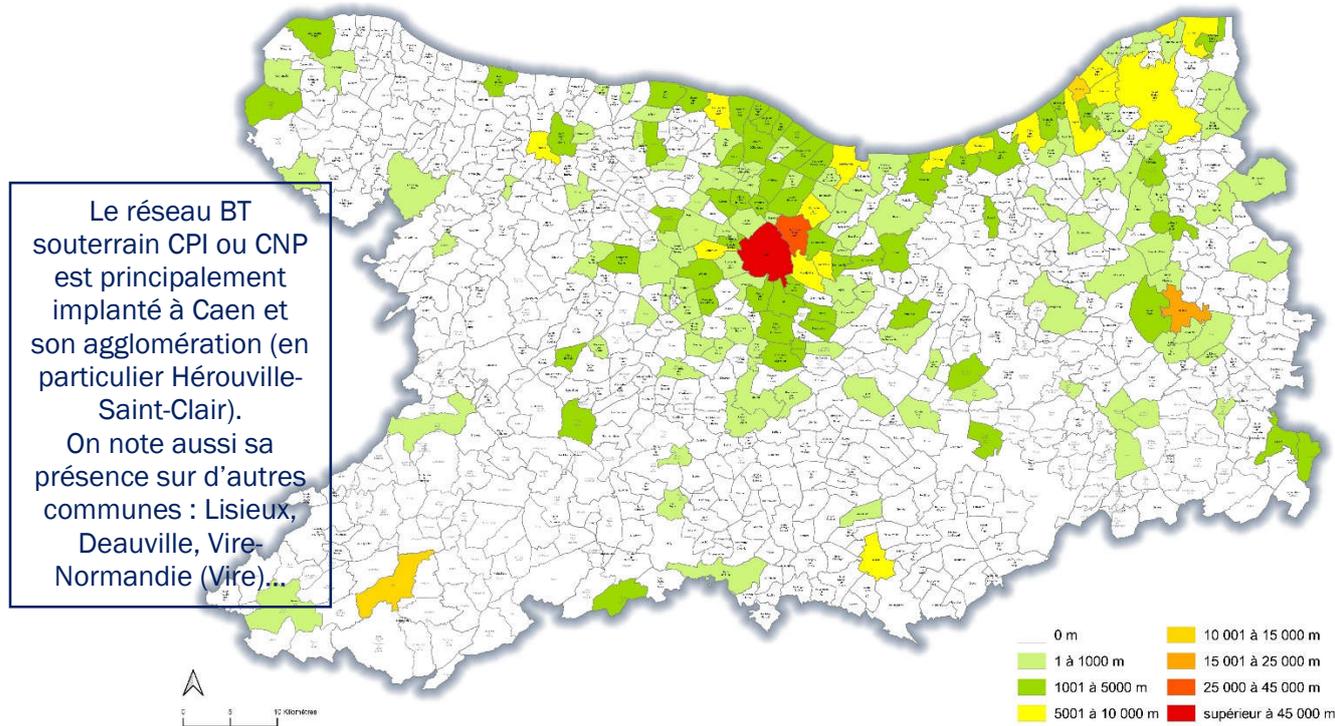


- Évolution 2021/2022 : - 1 % (- 7 km)
- 12 % du réseau BT souterrain est CPI ou CNP

Au rythme de dépose 2022, la résorption du stock estimé à **803 km** de cette technologie pourrait être observée en 121 ans (en 76 ans au rythme 2021).

Il est à noter que le 2<sup>e</sup> PPI (2023-2026) signé le 22/12/2022, prévoit désormais le renouvellement de 12 km de réseau BT souterrain en câble papier imprégné (CPI).

### La localisation du réseau BT souterrain CPI et CPN



## 7. Les immeubles mis à disposition, les postes source et de transformation HTA/BT

### 7.1 Les immeubles mis à disposition du Concessionnaire

 Le Concédant réitère sa demande que le Concessionnaire constitue une liste des conventions qu'il a conclues pour l'ensemble des immeubles mis à sa disposition, y compris les terrains utilisés, avec leur localisation (immeubles et terrains prévus à l'article 13 du CDC).



## 7.4 Les transformateurs et les autotransformateurs

La concession compte **11 670 transformateurs HTA/BT** au terme de l'exercice. Plus des trois quarts (76%) ont une puissance assignée inférieure à 250 kVA. **13 % de ces transformateurs ont plus de 40 ans.**

La concession du Calvados compte **24 autotransformateurs** en 2022, comme en 2021.

Le Concessionnaire ne communique plus les années de création de ces ouvrages depuis les données 2018, car la complétude du champ "année de création" de la base technique correspondait à la création de la fiche de l'autotransformateur et non à la date de création de celui-ci. Enedis précise que l'évolution de la requête est en cours d'étude pour ajouter la date de mise en service des autotransformateurs.

## 8. Les départs HTA et BT et les OMT

**346 départs HTA alimentent** la concession dont **45 % sont souterrains** (c'est-à-dire dont plus de 95 % du linéaire est en technique souterraine). **Aucun départ HTA n'a une longueur supérieure à 100 km** et **24** ont une longueur comprise **entre 70 km et 100 km**.

Le réseau de distribution d'électricité est équipé **d'organes de coupure (interrupteurs ou sectionneurs)** qui permettent d'isoler une grappe de postes de transformation HTA/BT et d'assurer le sectionnement et le bouclage de parties du réseau. La manœuvre de ces organes peut être automatisée ou manuelle. Ainsi, le réseau HTA comptabilise **2 244 points** de manœuvre automatisés (organe de manœuvre télécommandé - OMT) et **1 426 IACM** (interrupteurs aériens à commande manuelle) en 2022. La concession compte **30 départs sans OMT**. En moyenne, **6,5 OMT** équipent un départ HTA alimentant la concession et **1 OMT** isole 4 km de départ HTA.

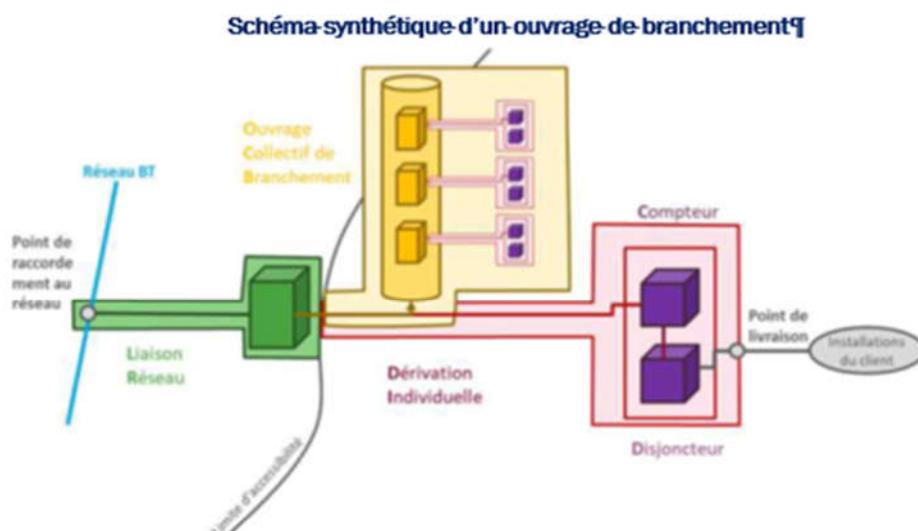
Parmi les **29 339 départs BT** alimentant la concession, **44%** sont en zone rurale et **66%** sont dits souterrains (c'est-à-dire qu'ils comptabilisent plus de 95% de leur linéaire en technique souterraine). La concession comptabilise **5 départs BT** ayant une longueur **supérieure à 3 km**.

## 9. Les branchements

### 9.1 Zoom sur la localisation des branchements individuels et des disjoncteurs en 2022

Enedis procède à la localisation d'ouvrages non localisés depuis plusieurs exercices. Après avoir localisé les ouvrages collectifs de branchement en 2018 et 2019, en 2022, est intervenue la localisation à la maille communale des branchements individuels.

Le schéma ci-dessous présente la composition des ouvrages de branchements :



¶  
Source: Enedis

Les branchements individuels sont composés d'une liaison réseau et d'une dérivation individuelle. Ces branchements sont inventoriés en prenant en compte leurs spécificités techniques. Les quantités d'ouvrages sont comptabilisées **en nombre et non en longueur de canalisations**.

Sont localisés :

- En premier lieu, les **branchements aériens « complets »**, incluant à la fois la **liaison réseau et la dérivation individuelle associée**,
- Puis, les **liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines**, sauf celles associées à des branchements **aériens**,
- Et enfin, les **dérivations individuelles de branchements individuels** qui correspondent *a priori* aux dérivations individuelles, sauf celles associées à des branchements aériens.

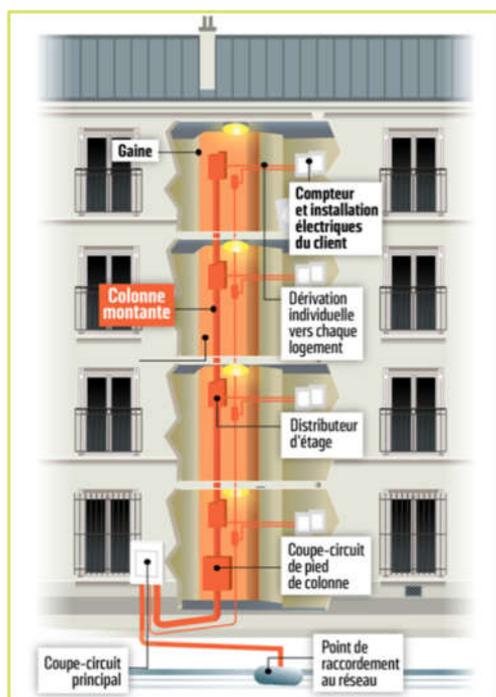
On dénombre en 2022, 570 268 ouvrages de branchements représentant 332 080 branchements individuels :

Nature des ouvrages de branchements individuels	Quantité en nombre	Âge moyen	Durées d'amortissement
Liaisons réseau aériennes	79 281	47	50
Liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines	252 799	29	40
Dérivations individuelles de branchements individuels	238 188	28	40
Total	570 268	31	

L'âge moyen de ces ouvrages est de 31 ans.

Les effets comptables liés à la localisation de ces ouvrages sont décrits dans la 5<sup>e</sup> partie de ce rapport.

## 9.2 Les branchements collectifs



Les **ouvrages collectifs de branchement (OCB)** sont constitués des matériels suivants :

- La **canalisation collective** raccordée au CCPC (borne aval de la liaison réseau) assure la distribution électrique en acheminant le courant aux différents distributeurs d'étage ;
- Les distributeurs portent la fonction de **coupe-circuit principal individuel** et connectent la canalisation collective et les dérivations individuelles ;
- Les **dérivations individuelles (DI)** branchées en aval du CCPI permettent l'acheminement de l'électricité jusqu'au point de livraison.

**À fin 2022, Enedis dénombre 16 876 ouvrages collectifs de branchement.**

Source de l'illustration : LP/INFOGRAPHIE – JOSÉ MANCHEGO

La loi ÉLAN<sup>35</sup> a introduit de nouvelles dispositions relatives aux colonnes montantes. Les colonnes montantes mises en service après le 24 novembre 2018 appartiennent aux AODE et sont gérées et

<sup>35</sup> Loi Elan (évolution du logement, de l'aménagement et du numérique), promulguée le 23 novembre 2018.

entretenu par le Concessionnaire. Depuis le 24 novembre 2020, il en est de même pour les colonnes montantes mises en service avant le 24 novembre 2018, sauf opposition des propriétaires.

L'inventaire technique 2022 fait apparaître l'ensemble des colonnes montantes propriété du SDEC ÉNERGIE. Seules 6 colonnes montantes sont restées hors concession, leurs propriétaires ayant refusé le transfert des ouvrages (CRAC 2020).

### Les effets patrimoniaux de la loi ÉLAN

Les ouvrages collectifs de branchement	Quantité
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) concessifs	8 484
Ouvrages collectifs de branchement (OCB) repris dans le cadre de la loi ÉLAN	8 392
<b>Total OCB</b>	<b>16 876</b>

8 392 ouvrages collectifs de branchement ont été repris dans le patrimoine concessif dans le cadre de la loi ÉLAN.

Années de mise en service des ouvrages collectifs de branchement	Quantité	Proportion
1950 et avant	195	1%
1951-1970	3 785	22%
1971-1990	6 507	39%
1991-2020	4 170	25%
2021-2040	2 219	13%
<b>Total</b>	<b>16 876</b>	

24% des ouvrages collectifs de branchement ont été mis en service avant 1970.

### 10. Les ouvrages de comptage

Dans la base comptable, on dénombre au terme de l'exercice 2022 :

Ouvrages de comptage (y compris les ouvrages en magasin)	2022
Compteurs LINKY	446 778
Compteurs marché d'affaires	6 813
<b>Total</b>	<b>453 591</b>
<b>Disjoncteurs</b>	<b>486 269</b>

Plus spécifiquement, concernant l'impact du déploiement du compteur LINKY™ en comptabilité par année de mise en service des compteurs, le tableau ci-dessous présente les quantités d'ouvrages immobilisés, leurs valeurs comptables et le coût unitaire par millésime.

Année de mise en service	Flux										Stock
	2011	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2022
Quantité immobilisée	38	29	920	33 343	52 126	75 404	96 926	79 893	79 112	28 987	<b>446 778</b>
Valeur brute (en k€)	7	4	78	2 951	3 980	5 933	7 749	6 645	7 064	2 838	<b>37 248</b>
Valeur nette (en k€)	3	2	51	2 002	2 888	4 597	6 396	5 813	6 508	2 753	<b>31 014</b>
€/u	181,3	143,7	84,9	88,5	76,4	78,7	80,0	83,2	89,3	97,9	<b>83,4</b>

On dénombre à l'inventaire en 2022, **446 778** compteurs communicants posés et immobilisés pour une valeur brute de **37 248 k€** et pour une valeur moyenne de **83,4 €/u**. (cela ne comprend que le coût du compteur et de sa pose et n'inclue pas les coûts d'infrastructure et des concentrateurs).

La valeur nette de ces ouvrages atteint 31 014 k€.

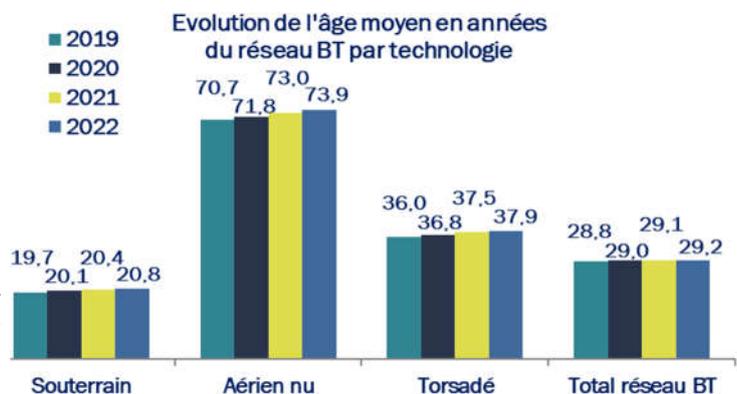
### Quantité de compteurs LINKY™ immobilisés, valeur brute de ces ouvrages en k€ et valeur unitaire en €



## 11. L'âge moyen des réseaux BT<sup>36</sup>

- Âge moyen BT en 2022 : **29 ans**,
- Âge moyen BT hors linéaire de 1946 : près de **23 ans**,
- Âge moyen du réseau BT aérien en fils nus : **74 ans**.

Les évolutions des âges moyens des technologies, réseau torsadé et aérien nu sont similaires à celles observées pour les années précédentes.



L'âge moyen du réseau BT est en légère augmentation par rapport à 2021 (+0,1 an).

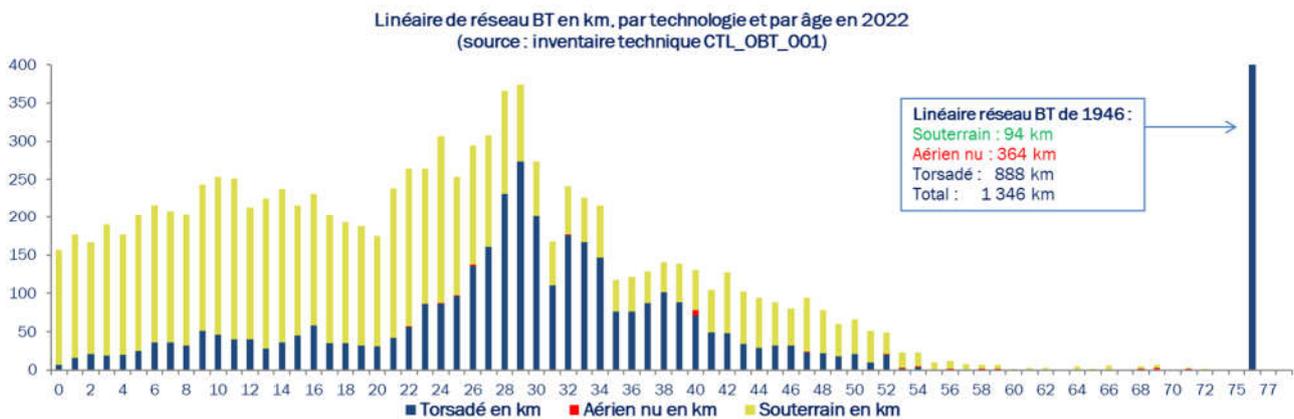
Il est à noter qu'une part du linéaire de réseau BT (12 % à fin 2022, soit 1 346 km) a été renseignée par le Concessionnaire **comme ayant été posé en 1946, de manière arbitraire**, sans correspondance avec la date réelle de pose.

**La pertinence du calcul de l'âge moyen des canalisations BT est donc amoindrie par cet état de fait.** Le calcul de l'âge moyen du réseau BT, hors linéaire daté de 1946, est de **23 ans, soit 6 ans de moins que pour l'ensemble du réseau BT.**<sup>37</sup>

 En 2022, le linéaire de réseau BT daté de 1946 arbitrairement est en diminution de 9 % par rapport à 2021, contre - 5 % entre 2020 et 2021.

<sup>36</sup> L'âge moyen des canalisations, calculé à partir des bases techniques (SIG), était calculé en prenant en compte l'année du contrôle (et non le 31/12 de l'année des données). Ce calcul a été corrigé pour toutes les données postérieures à 2017, c'est pourquoi le lecteur attentif aura pu constater un écart d'un an pour quelques données présentées dans les précédents rapports de contrôle.

<sup>37</sup> Pour rappel : pour les données 2017 et 2019, le Concessionnaire a procédé à des corrections d'une partie de ces dates dans la base technique, notamment sur le réseau souterrain. Le Concédant souhaite que ces actions correctives se poursuivent.

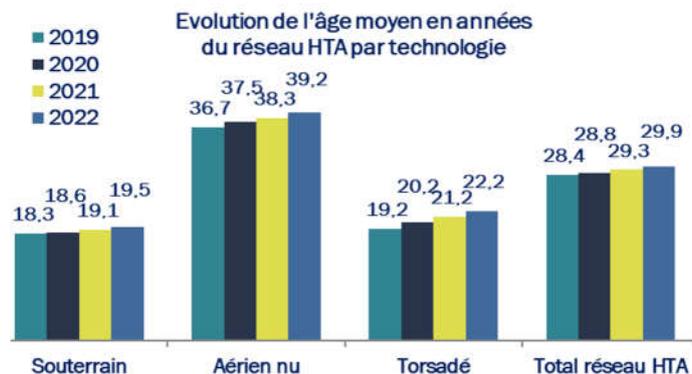


Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau BT torsadé à 50 ans et celle des autres technologies BT à 40 ans. Une grande part du réseau BT sera totalement amorti pendant le contrat de concession signé en juin 2018.

À fin 2022, 2 161 km de réseau BT sont complètement amortis, soit 19 % du linéaire total de réseau BT et 12 % du réseau a plus de 60 ans. Ces proportions sont en baisse d'un point par rapport à 2021.

Compte tenu de la part importante d'ouvrages BT qui va dépasser sa durée de vie probable<sup>38</sup> au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

## 12. L'âge moyen des réseaux HTA<sup>20</sup>



- Âge moyen en augmentation depuis 2007 : **29,9 ans en 2022**,
- Le vieillissement concerne au principal les lignes aériennes en fils nus : **39,2 ans**.
- L'une des réponses du Concessionnaire à ce vieillissement est le renouvellement partiel des ouvrages HTA aériens via des opérations de maintenance lourde dénommées « **prolongation de la durée de vie (PDV)** » ou de « **rénovation programmée (RP)** ».

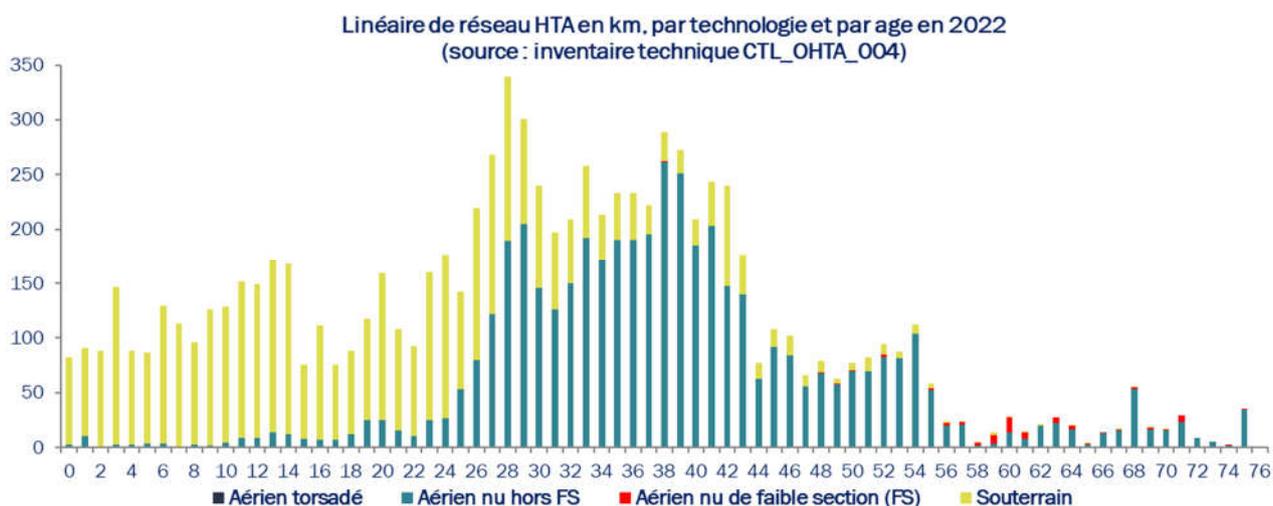
L'âge moyen du réseau HTA progresse d'une demi-année chaque année en moyenne depuis 2012. Cette hausse est consécutive au renouvellement non suffisant pour contenir le vieillissement global du réseau HTA.

Le réseau souterrain présente un âge moyen en augmentation de près de 0,4 point en moyenne par an. Il s'établit à **19,5 ans à fin 2022**.

La technologie aérienne en fils nus, utilisée depuis plus longtemps, présente quant à elle un âge moyen de **39,2 ans**.

L'âge moyen du réseau HTA aérien torsadé a augmenté d'un an pour atteindre **22,2 ans en 2022**.

<sup>38</sup> Le plan comptable général impose aux entreprises de retenir comme durée d'amortissement la durée d'utilisation d'une immobilisation, c'est-à-dire la durée pendant laquelle elle estime qu'elle va utiliser les immobilisations.



Le Concessionnaire a fixé la durée d'amortissement du réseau HTA, hors câbles immergés, à **40 ans**.

**Une grande part du réseau HTA atteindra sa fin d'amortissement avant le contrat de concession.**

À fin 2022, **2 261 km de réseau HTA sont complètement amortis** (\*ce calcul ne tient pas compte de la prolongation de durée de vie de 15 ans des ouvrages HTA ariens), soit **25 %** du linéaire total de réseau HTA. Plus de **3 %** du réseau a plus de 60 ans.

 Compte tenu de la part importante d'ouvrages HTA qui va dépasser sa durée de vie probable<sup>22</sup> au cours du contrat en vigueur, le SDEC ÉNERGIE sollicite des études techniques confortant ou non les durées d'usage de ces ouvrages.

### 13. La concordance globale des bases techniques et comptables

#### La concordance des bases technique et comptable en termes de quantité à la maille de la concession, sans prise en compte des différentes technologies de réseau BT et HTA



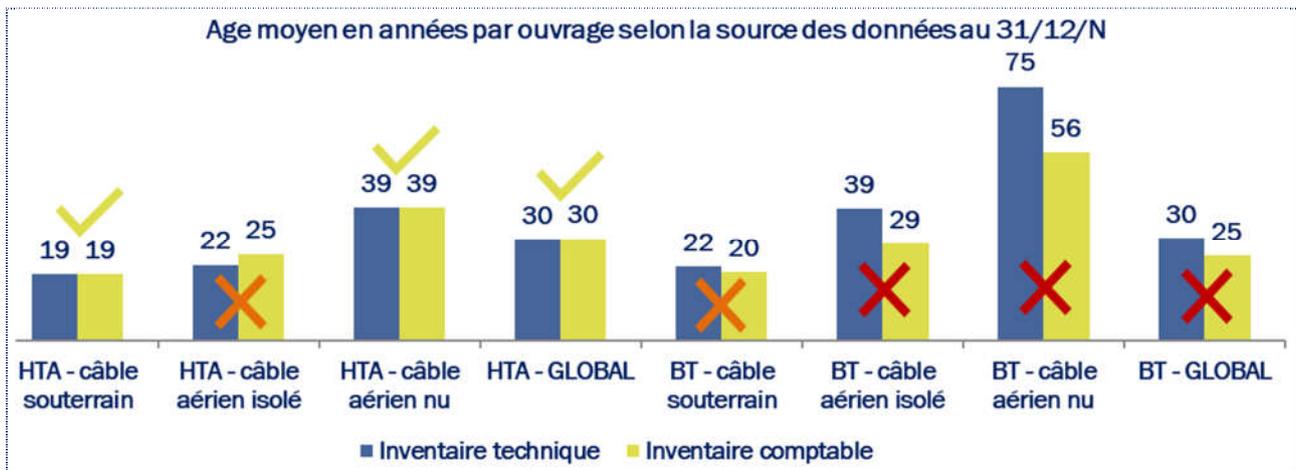
En matière de quantité globale à la maille de la concession (par rapport à la base technique), **l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable**, mais il ne reflète pas les écarts, parfois très importants, qui existent à des mailles plus fines en tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.

Les écarts en quantité à la maille de la concession entre les bases techniques et comptables sont les suivants pour 2022 :

- Canalisations BT : - 0,5 %
- Canalisations HTA : - 0,3 %
- Postes de transformations : - 1%.

L'écart observé pour les postes de transformation HTA/BT est basé sur une estimation des quantités à l'inventaire comptable depuis les données 2015.

#### La concordance des bases technique et comptable en matière d'âge moyen des linéaires des réseaux



Les écarts d'âge moyen pour ce qui concerne le réseau BT s'expliquent par :

- la datation arbitraire à 1946 dans la base technique des linéaires posés avant les années 1980,
- les retraits des réseaux BT de la base comptable qui sont réalisés de manière particulière: les réseaux BT les plus anciens de la typologie concernée sur cette commune étant sortis de l'inventaire.

Pour ce qui concerne le réseau HTA, les écarts peuvent s'expliquer par :

- des erreurs de saisie,
- une mauvaise prise en compte de la dépose,
- des décalages dans le temps : il est possible que des travaux terminés en fin d'année 2022 aient été portés à l'inventaire technique, mais n'aient pas été enregistrés à l'inventaire comptable avant le 31 décembre 2022.

Pour Enedis, en raison de la datation par défaut à 1946 d'une certaine proportion de réseaux BT historiques et de l'avancement différencié des travaux engagés au niveau local pour la fiabilisation de cette date, il n'est pas possible de calculer des âges moyens des réseaux à partir de la base « technique » (la moyenne étant alors fortement biaisée avec les valeurs « 1946 »). La base comptable est donc utilisée pour ce calcul, ce qui amène, de plus, une unicité des pratiques et une permanence des méthodes de mise à jour de celle-ci.

Or, dans la base comptable, Enedis réalise les retraits sur le tronçon correspondant au millésime le plus proche sur la commune considérée, puis fait une règle de 3 sur les valeurs en fonction des quantités retirées.

**Le Concédant et le Concessionnaire divergent sur la base à prendre en compte pour calculer l'âge moyen des réseaux.**

**D'une manière générale, le Concédant souhaite que le Concessionnaire mentionne systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'il présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule des deux bases.**

Pour mémoire, Enedis a précisé, lors de la mission de contrôle 2022, que « l'âge comptable est basé sur le patrimoine immobilisé, ce qui implique que les dates de mise en service des ouvrages sont justifiées au moment de l'immobilisation par les affaires générant les mises en service. Bien que la base comptable semble plus fiable, nous sommes conscients que la base comptable est susceptible de comporter des erreurs sur les réseaux les plus anciens.

 Ces erreurs devraient se réduire au fur et à mesure des opérations de fiabilisation. En attendant, Enedis propose à l'AODE d'afficher les âges comptables et techniques lors des prochaines conférences NOME. »

 Cependant, le rapport de la conférence NOME 2023 n'a présenté les âges selon les deux sources, comptables et techniques, qu'avec l'ajout d'un commentaire du Concédant.

Le Concessionnaire a présenté ses travaux au niveau national de fiabilisation des réseaux « fils nus » dans ses bases des données patrimoniales et son projet d'éradication des fils nus (PEFIN) au niveau local. Cependant, l'application locale du projet n'a pu être présentée lors de la mission de contrôle 2023.

 Le Concédant réitère son souhait que le Concessionnaire présente ses travaux, prévus ou en cours, pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment sur le réseau BT daté de 1946 et la co-construction locale du PEFIN concernant le réseau BT aérien en fils nus.

#### Le calcul du taux d'incohérence par le Concédant

Le Concédant afin de mesurer finement la fiabilité des bases technique et comptable calcule un **taux d'incohérence** selon la méthode suivante :

- Les quantités techniques et comptables sont **quantifiées pour chaque triplet** « INSEE / année / catégorie d'ouvrages ou Élément Technique d'Inventaire (ETI) »,
- **La valeur absolue des différences** entre les quantités est calculée pour chaque triplet (écart absolu),
- **Le taux d'incohérence correspond au pourcentage d'écart absolu cumulé par rapport aux linéaires cumulés des bases comptable et technique.**

#### Les résultats du taux d'incohérence

Taux d'incohérence des canalisations sur la concession (rapporté à l'ensemble des bases comptable et technique)	2019	2020	2021	2022
Canalisations BT	41%	40%	39%	38%
Canalisations HTA	5%	5%	5%	5%

On observe une **stabilisation du taux d'incohérence entre les bases comptable et technique pour les ouvrages HTA** (5% depuis 2017) et une **baisse progressive pour les ouvrages BT** (38 % en 2022 contre 38 % en 2021). Le taux d'incohérence pour les **canalisations BT reste cependant important et très variable selon les technologies** (99 % d'écart pour le réseau BT aérien nu).

 Lors de la précédente mission de contrôle, le Concessionnaire avait précisé que le prochain rapport de fiabilité (mission de contrôle 2023, données 2022) ferait état, notamment, des actions menées par le Concessionnaire sur la fiabilisation des bases relatives au réseau BT aérien en fils nus. Cependant, la synthèse établie dans le rapport et les données des fichiers transmis ne sont pas exploitables. Une réunion a été organisée le 19 avril 2024 afin d'apporter des explications sur ce dossier. Les résultats du PEFIN pour la Concession seront présentés dans le prochain rapport.

 Il est à noter que l'arrêté du 10 février 2020 précise que : « dès que cela est possible, les biens couverts par l'inventaire disposent d'un **identifiant identique** dans chacun des fichiers transmis ». Cette disposition devrait à terme permettre une amélioration des taux d'incohérence.

## 14. BILAN DE LA PARTIE OUVRAGES



### POINTS FORTS

- La diminution lente, mais régulière des linéaires de réseau dits « fragiles ». La proportion de réseaux fragiles est limitée.
- Au rythme de la dépose observée en 2022, la résorption :
  - o du réseau BT aérien nu (valeur repère au contrat), pourrait être observée en 2 ans en domaine rural (2024 au lieu de 2026) et en 17 ans en domaine urbain (2039 au lieu de 2048) ;
  - o du réseau HTA aérien à risque avéré PAC pourrait être observée en 15 ans (2037 au lieu de 2048), sur la base du nouveau stock établi sur les lignes HTA aériennes principales et secondaires ;
  - o de 90% du linéaire de réseau HTA souterrain CPI (valeur repère au contrat) pourrait être observée en 6 ans (2028 au lieu de 2035).
- La convention relative à la cartographie à moyenne échelle des ouvrages du réseau public de distribution signée le 22 décembre 2022 a été mise en œuvre et les données transmises présentent désormais la localisation des réseaux BT souterrain CPI et CNP et HTA souterrain CPI.
- En termes de quantité à la maille de la concession, l'écart global relatif des linéaires de réseau entre les fichiers technique et comptable reste raisonnable, mais il ne reflète pas les écarts parfois très importants existants à des mailles plus fines et tenant compte de la localisation et de la datation des réseaux.
- En 2022, le linéaire de réseau BT daté de 1946 est en diminution de 9 % par rapport à 2021.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2023 :

- Mentionner systématiquement les biais liés à l'utilisation des âges moyens des réseaux lorsqu'Enedis présente un âge moyen d'ouvrage issu d'une seule base ou présenter les âges issus des deux bases de données.
- Répondre à la demande du Concédant relative aux actions prévues ou en cours du Concessionnaire pour l'amélioration de la cohérence des bases technique et comptable, notamment la co-construction locale du projet d'éradication des fils nus (PEFIN) concernant le réseau BT aérien en fils nus et la complétude du rapport de fiabilité dans ce sens.

#### Points en attente en 2023 :

- Communiquer :
  - o les linéaires et la localisation des réseaux concernés par le plan aléa climatique (PAC) à la maille communale,
  - o le bilan des immeubles mis à disposition du Concessionnaire ,
  - o les études techniques confortant ou non les durées d'usage des ouvrages (réseaux BT et HTA notamment) ;
  - o les identifiants techniques des ouvrages permettant de les identifier dans l'ensemble des bases.
- Poursuivre les corrections des dates de mise en service du réseau BT arbitrairement établies à 1946.
- Vérifier l'exactitude des durées de vie technique des ouvrages compte tenu de la part d'ouvrages au contrat qui vont dépasser leur durée d'amortissement avant son terme.

## IV - LA QUALITÉ DE FOURNITURE ET LA SÉCURITÉ

### 1. La qualité de fourniture

Les usagers appréhendent la qualité de l'électricité qui leur est distribuée au travers de **deux perturbations** :

- **Les variations trop importantes de la tension**, qui occasionnent des dysfonctionnements des appareils électriques (**variations de la tension nominale**).
- **Les coupures**, qui peuvent être dues à des travaux ou à des incidents sur le réseau électrique (**continuité de l'alimentation électrique**).

Dans le cadre de ce rapport, nous mesurons donc la **qualité de la tenue de tension et de la continuité de l'alimentation électrique et cela à plusieurs mailles**.

### 2. La qualité de la tenue de tension à la maille départementale

**Un usager est considéré comme mal alimenté si sa tension d'alimentation** (en basse ou haute tension), moyennée sur 10 minutes, **sort au moins une fois dans l'année des plages réglementaires (+/- 10 % de la valeur de la tension nominale)**. Ainsi, un usager en monophasé (basse tension) est considéré comme mal alimenté en tenue de tension dès lors que la tension qui l'alimente n'est pas comprise entre 207 et 253 Volts (230 V +/- 10%).

L'article L322-12 du Code de l'Énergie précise que « les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de qualité qui doivent être respectés par les gestionnaires des réseaux publics de distribution sont définis par voie réglementaire. Les niveaux de qualité peuvent être modulés par zone géographique ».

L'article D322-8 du Code de l'énergie renvoie à un arrêté du ministre de l'Énergie fixant les niveaux de qualité et les prescriptions techniques en matière de continuité de l'alimentation électrique.

Le III de l'article 3 de l'arrêté du 24 décembre 2007 précise qu'en ce qui concerne la tenue globale de tension : « III. Lorsque la consolidation... fait ressortir... **un pourcentage d'utilisateurs mal alimentés qui excède 3%, le niveau de qualité du réseau public de distribution d'électricité est réputé non respecté.** [...] ».

**La tension globale de tension ne pouvant être techniquement mesurée pour chaque point de connexion, une méthode composée d'une évaluation statistique et d'une analyse locale est utilisée par le Concessionnaire.**

**L'évaluation statistique** repose sur la modélisation dénommée « calcul ERABLE »<sup>39</sup>. Elle consiste en une estimation, à caractère probabiliste, de la tenue de la tension en tous points d'un réseau. Le caractère statistique de cette modélisation implique, au niveau d'un calcul individuel, un risque d'écart avec la réalité, fonction de la dispersion des comportements des utilisateurs par rapport à la moyenne.

Ce risque est d'autant plus grand que le nombre d'utilisateurs est faible.

Cette évaluation statistique s'appuie sur :

- une description fine du réseau avec ses caractéristiques propres,
- un modèle statistique d'estimation de charges électriques (via la localisation et la typologie des utilisateurs (profil de consommation) et les consommations des utilisateurs basse tension enregistrées par les compteurs d'énergie),
- un modèle de calcul d'états électriques, intégrant notamment les réglages de tension au niveau des transformateurs HTB/HTA (régleur en charge) et HTA/BT (prise à vide), des règles de foisonnement permettant d'agréger les puissances aux différents "étages" du réseau, etc.

---

<sup>39</sup> Anciennement « GDO SIG ».

Cette simulation tient compte des différentes contributions sur la tension, négatives ou positives, du poste source au branchement.

Les éléments constitutifs de l'évaluation statistique ont été modifiés à plusieurs reprises :

- pour les données 2010 (modification par Enedis du logiciel de simulation et mise en œuvre d'un nouveau plan de tension sur le réseau HTA) ;
- et pour les données 2018, 2019 et 2020.

Les évolutions de l'outil de calcul statistique en 2018, 2019 et 2020 concernent principalement :

- la prise en compte de la production BT et HTA (choix de prise de transformateur "optimisée" des postes HTA/BT, régleur en charge des postes HTB/HTA) ;
- l'amélioration continue des flux de télérelèves issus des **compteurs communicants** et des flux HTA (estimation des profils de charge plus fidèles aux conditions réelles) ;
- le rattachement des postes aux stations météorologiques de référence sur la base des recommandations de Météo-France.

Le Concessionnaire prévoit de futures évolutions du modèle de calcul afin de mieux modéliser les flux sur le réseau : mise à jour décennale du référentiel météo (historique des températures de référence), mises à jour des profils de consommation type, prise en compte du comportement des consommateurs atypiques (véhicules électriques, résidences secondaires).

**Cette évaluation statistique est complétée par une analyse locale.** Cette analyse locale a pour objet d'évaluer, plusieurs facteurs dits d'influence qui enrichissent l'évaluation statistique.

L'analyse locale conduit à affecter un indice local à chaque département. Lorsque cet indice local est supérieur à 8, le Concessionnaire s'engage à proposer, au 30 septembre de l'année suivant l'exercice considéré, un programme d'amélioration.

L'évaluation globale de la tenue de tension est fournie par Enedis au SDEC ÉNERGIE depuis les données 2013.

### 3. L'évaluation globale de la tenue de tension dans le département

Le nombre d'usagers mal alimentés est calculé par l'outil de modélisation « ÉRABLE »



Indicateurs	Résultats 2022
Nb d'usagers BT au-delà des seuils	590
Nb d'usagers HTA au-delà des seuils	0
Nb total d'usagers au-delà des seuils	590
Pourcentage d'Usagers Mal Alimentés (UMA) en tenue de tension du département du Calvados	0,1 %
<i>Pour mémoire : seuil réglementaire</i>	3%
Indice local (total des points pondérés du département en tenant compte des facteurs d'influence)	1,95 point
Rang du département	12 <sup>40</sup> (94 étant le dernier rang)
Nombre de départements classés en tenue de tension	94

En 2022, au titre de l'évaluation globale de la tenue de tension on comptabilise **590 usagers mal alimentés (UMA)**, tous usagers BT.

L'évaluation statistique conclut au fait que le nombre d'usagers mal alimentés en tenue de tension est de 0,1%.

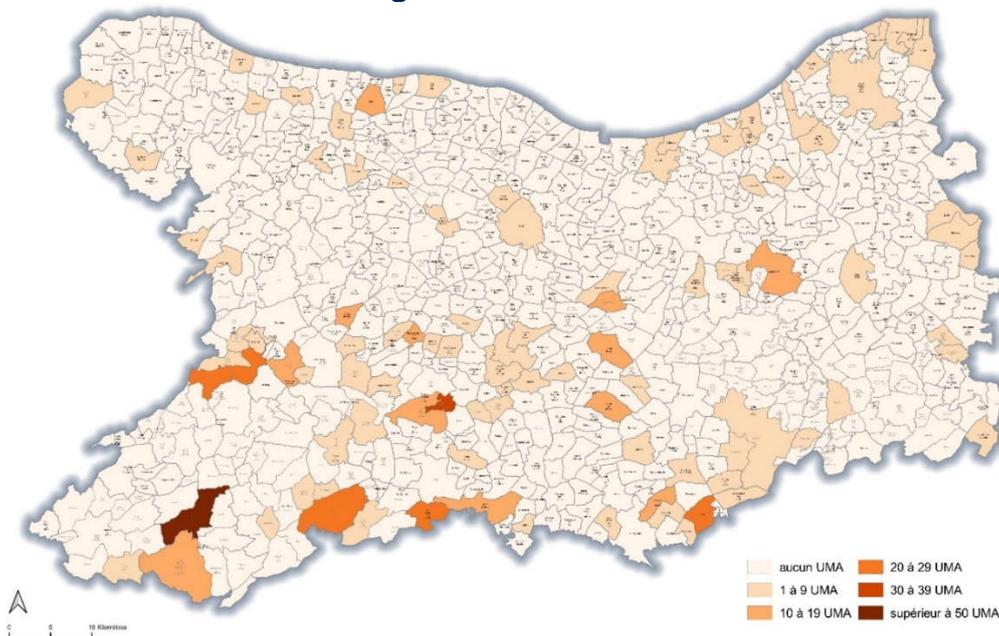
Ce pourcentage est très inférieur au seuil réglementaire de 3 %.



Par ailleurs, l'analyse locale qui complète l'analyse statistique classe le département du Calvados au **12<sup>e</sup> rang des départements** disposant de la meilleure évaluation globale de la tenue de tension sur 94.

En 2022 et comme les années précédentes, l'évaluation globale de la tenue de tension sur le département du Calvados est très satisfaisante.

Localisation des usagers mal alimentés en tenue de tension



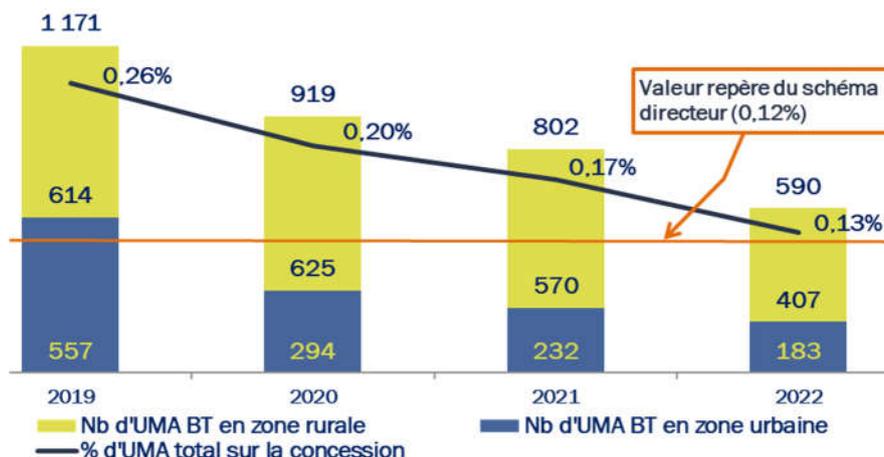
Cette carte fait apparaître les communes où le nombre d'usagers mal alimentés en tenue de tension est le plus important. Il s'agit notamment de :

- Vire-Normandie (**Vire**),
- Le-Hom (**Thury-Harcourt**),
- Valdallière (**Vassy**), Saint-Denis-de-Méré, Souleuvre-en-Bocage (**Saint-Martin-des-Besaces**), Crocy,

**En gras : les communes déjà dans les tranches supérieures pour ce critère en 2021.**

<sup>40</sup> Une erreur s'est glissée dans la donnée indiquée dans le rapport de contrôle 2022. Pour l'année 2021, il fallait lire que le Calvados était au rang 13 (sur 94 départements classés) et non au rang 24.

#### 4. L'évolution de l'évaluation globale de la tenue de tension dans le département



Comme évoqué ci-dessus, le Concessionnaire Enedis a modifié les paramètres de l'évaluation statistique de la tenue globale de tension du réseau de distribution d'électricité en 2010 et annuellement de 2018 à 2020.

Le Concédant constate que le nombre d'UMA a été fortement impacté par l'évolution des paramètres de calcul.

 Le nombre d'UMA a été multiplié par 4,5 entre l'année 2017 et 2019 (260 UMA en 2017 et 1 171 UMA en 2019). Bien qu'il soit impossible de mesurer précisément l'impact de ces évolutions et celles liées aux évolutions conjoncturelles, **une décroissance est amorcée depuis 2020** (- 248 UMA, - 117 UMA en 2021) **et poursuivie en 2022** (- 212 UMA).

L'une des valeurs repère du SDI inscrites au cahier des charges **prévoit que, chaque année**, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2015 soit **0,12%**, à **méthode de calcul inchangée**.

 **Le taux d'UMA de l'année 2022 est supérieur à ce seuil, mais la méthode de calcul utilisée pour le déterminer a évolué.**

Pour mémoire, les parties se sont rapprochées en 2022 afin de fixer, d'un commun accord, un taux prenant en compte les évolutions de la méthode de calcul. Ainsi, l'avenant n° 4 au contrat de concession, signé le 22 décembre 2022, **modifie la valeur repère inscrite au Schéma Directeur des Investissements (SDI) : chaque année**, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit **être inférieur ou égal à** celui de l'année 2021, soit **0,17%**. Les dispositions de cet avenant n° 4 prennent effet au 1<sup>er</sup> janvier 2023.

#### 5. Les départs en contrainte de tension

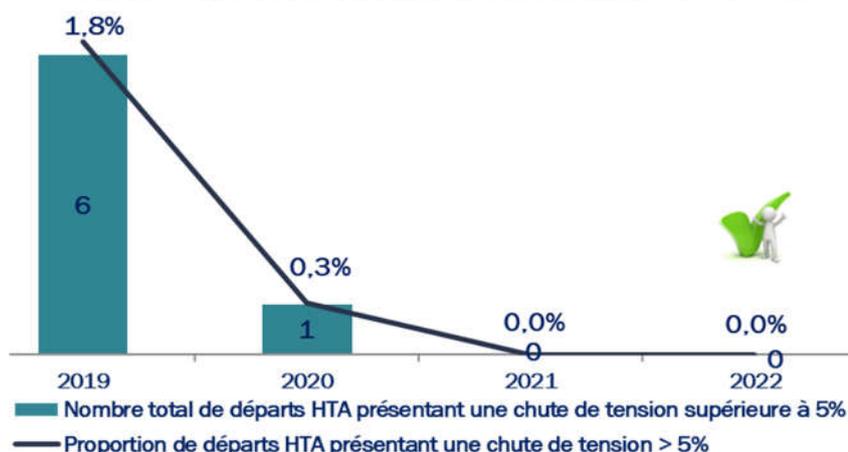
##### 5.1 Les départs HTA

**Les départs HTA** sont en contrainte de tension lorsque la chute de tension dépasse **5%**.

Dans le cadre du calcul ERABLE, l'outil écrête la chute de tension sur le réseau HTA à 5% maximum. Le cas échéant, les départs basse tension mal alimentés du fait d'une chute de tension HTA trop importante ne sont donc pas détectés par cette méthode.

Les **départs BT mal alimentés (DMA)** sont des départs BT sur lesquels est rattaché au moins un usager mal alimenté (UMA) au regard de la tenue de tension au moyen du calcul ERABLE.

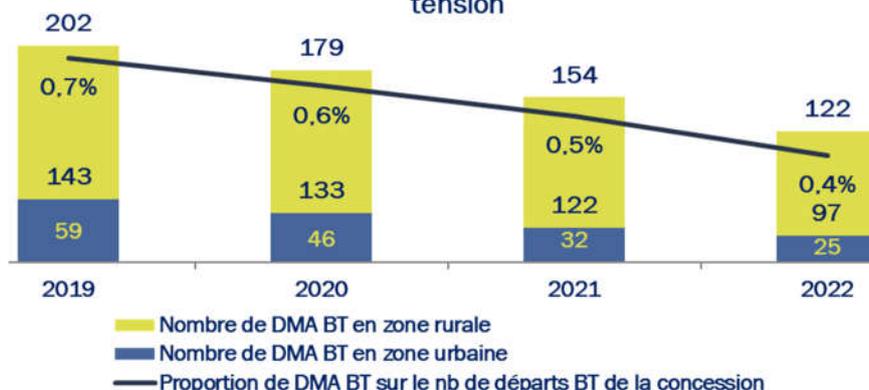
## Evolution du nombre de départs HTA en chute de tension



En 2022, comme en 2021, à la suite notamment de la création et de la mise en service fin 2020 d'un nouveau poste source sur la commune de Fontaine-Étoupefour avec 8 départs HTA et la restructuration du schéma d'exploitation qui s'en est suivi, il est constaté qu'aucun départ HTA n'est recensé en une chute de tension supérieure à 5%.

## 5.2 Les départs BT

### Evolution du nombre de départs BT mal alimentés (DMA) en tenue de tension



**122 départs BT sont dits « mal alimentés », en baisse de 21 % par rapport à 2021.**

Le nombre de départs BT mal alimentés (DMA) est beaucoup plus important en zone rurale (80 %) qu'en zone urbaine (20 %) du fait de la plus grande densité du réseau dans cette dernière. En effet, en zone rurale, la structure du réseau BT est moins dense et les départs sont souvent de plus grandes longueurs et donc susceptibles de subir des chutes de tension.

Ainsi, 0,7 % des départs BT en zone rurale et 0,2 % des départs BT en zone urbaine sont mal alimentés.



**En moyenne sur la concession, 0,4 % des départs BT sont mal alimentés.**

**Du fait de l'écrêtage de la chute de tension sur le réseau HTA à 5% dans le cadre de l'évaluation statistique des UMA, les UMA dont la levée de contrainte passe par une opération sur le réseau HTA ne sont pas détectés par le modèle.**

**Le nombre d'UMA communiqué par le Concessionnaire est donc potentiellement sous-estimé lorsque des départs HTA présentent des chutes de tension supérieures à 5%.**

Pour rappel, le pouvoir réglementaire tient compte du caractère imparfait du calcul statistique en intégrant un facteur d'influence venant pondérer le nombre d'UMA (nombre de postes de transformation au droit desquels la chute de tension est > 5 %).

## 6. La qualité de la continuité d'alimentation

La continuité d'alimentation électrique perçue par l'utilisateur s'évalue en fonction du nombre et de la durée des coupures qu'il subit.

Elle se mesure par :

- le nombre de coupures longues (+ de 3 min),
- le nombre de coupures brèves (entre 1 s et 3 min),
- le nombre de coupures très brèves (inférieures à 1 s),
- la durée cumulée maximale de coupures longues,
- la durée cumulée moyenne de coupures longues.

Pour certains de ces critères, **des objectifs sont définis** dans le cahier des charges de concession et par le Code de l'énergie aux articles D322-1 à D322-10 (anciennement décret « qualité »).

**Au-delà de la valeur de référence définie, un usager est considéré comme « mal alimenté au regard de la continuité de fourniture ».**

Le Code de l'énergie dispose que le niveau global de continuité d'alimentation électrique n'est pas respecté si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse **5% sur le département considéré**.

Les coupures brèves et très brèves sont dues au réseau de transport et au réseau de distribution HTA, elles sont toujours accidentelles.

Les coupures longues sont dues au réseau de transport, aux postes source, au réseau de distribution HTA, au réseau de distribution BT, aux postes de transformation HTA/BT et peuvent être provoquées, soit par l'exploitant du réseau pour **des travaux**, soit par **des incidents**.

## 7. L'évaluation globale de la continuité d'alimentation dans le département

Indicateurs	Résultats 2022
Nb d'usagers BT au-delà des seuils	3 655
Nb d'usagers HTA au-delà des seuils	14
Nb total d'usagers au-delà des seuils	3 669
<b>Pourcentage d'UMA</b>	<b>0,8%</b>
<i>Pour mémoire : seuil réglementaire</i>	5%

Le Code de l'énergie dispose que le niveau global de continuité d'alimentation électrique n'est pas respecté **si le pourcentage de clients mal alimentés dépasse 5% sur le département considéré**.

Sont considérés comme mal alimentés dans le cadre de cette évaluation globale de la continuité, les usagers ayant subi :

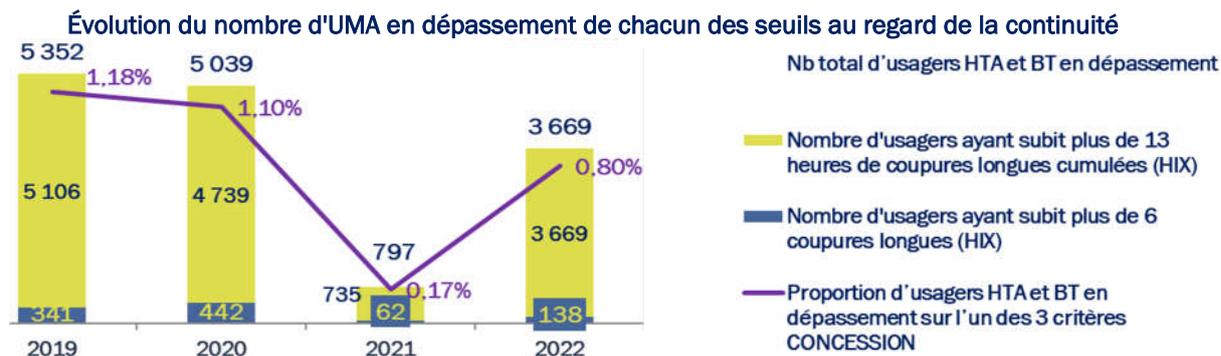
- soit plus de 6 coupures longues,
- soit plus de 13 heures de coupures longues cumulées,
- soit plus de 35 coupures brèves.

En 2022, on comptabilise **3 669 usagers mal alimentés en continuité d'alimentation** qui représentent **0,8 % des usagers de la concession**.

**3 655 de ces usagers sont des usagers BT et 14 usagers HTA.**

 **Même si ces chiffres sont nettement supérieurs à ceux observés en 2021, ce résultat est très inférieur au seuil réglementaire de 5 %. Le département est classé au 35<sup>e</sup> rang des 94 départements métropolitains en 2022.**

## 8. L'évolution de l'évaluation globale de la continuité d'alimentation



Sur le périmètre du département en 2022 :

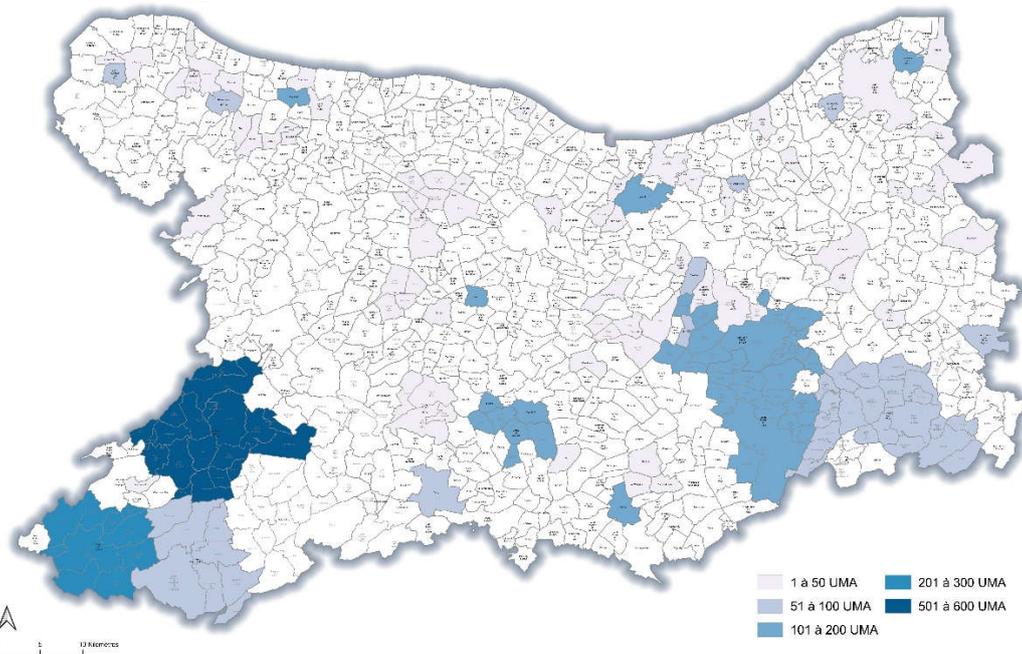
- **138** usagers ont subi **plus de 6 coupures longues** (62 en 2021),
- **3 669** usagers ont subi **plus de 13 heures** de coupures longues cumulées (735 en 2021),
- **aucun usager** n'a subi **plus de 35 coupures brèves** depuis 2017.

Le nombre d'utilisateurs mal alimentés en continuité d'alimentation a fortement augmenté, passant de 797 à 3 669. Il reste inférieur aux nombres d'UMA des années 2019 et 2020 et est équivalent à celui des années 2017 et 2018. Le résultat de l'année 2021 est le plus bas enregistré depuis 2011.

Après avoir diminué en 2020 et 2021, le **pourcentage d'utilisateurs mal alimentés augmente**, passant de 0,17 % en 2021 à 0,80 % en 2022, retrouvant le niveau des années 2017 et 2018.

La valeur repère inscrite au SDI pour le taux moyen d'utilisateurs mal-alimentés en continuité d'alimentation est de 1,5% maximum **sur la durée d'un PPI**. Les valeurs annuelles obtenues en 2019 (1,2%), 2020 (1,1%), 2021 (0,17%) et 2022 (0,80%) sont inférieures à ce seuil, tout comme le taux moyen pour la chronique 2018-2021 calculé par Enedis (0,9 %).  
Le taux pour la chronique 2019-2022 n'a pas été communiqué.

### Localisation des usagers mal alimentés en continuité d'alimentation à la maille communale



Cette carte fait apparaître les communes où le nombre d'utilisateurs mal alimentés en continuité est le plus important, par fourchette de nombre d'UMA. Il s'agit notamment des communes suivantes : Souleuvre-en-Bocage, Maisons, Noues-de-Siennes, Vieux, Espins, Moulines, Cesny-les-Sources, Falaise, Bavent, Gonnevill-sur-Honfleur, Mézidon-Vallée-d'Auge, Saint-Pierre-en-Auge...

Aucune de ces communes n'était dans la tranche supérieure pour ce critère en 2021.

## 9. La continuité d'alimentation : le critère B

### 9.1 L'évolution des critères B TCC et HIX

Pour un usager alimenté en basse tension, la continuité de fourniture est suivie par le **critère B**. Le critère B correspond au temps, exprimé en minutes, de l'interruption annuelle moyenne de fourniture pour l'ensemble des usagers BT de la concession. Il prend en compte les interruptions dues aux incidents, mais également aux travaux réalisés sur le réseau. Il peut être décliné également par nature de réseaux : RTE, PS, HTA et BT.

Le critère B permet principalement de mettre en évidence la sensibilité des réseaux aux défaillances et aux agressions extérieures ainsi que la réactivité déployée par le Concessionnaire pour réalimenter les usagers coupés (notamment via les organes de manœuvre permettant de tronçonner le réseau et de passer en schéma d'exploitation de secours) et pour réparer les dégâts sur le réseau.

Le critère B est dit « toutes causes confondues » (TCC) lorsqu'il comptabilise les incidents exceptionnels et « hors évènements exceptionnels » (HIX) lorsqu'il est calculé sans ces évènements.

Sont considérés comme des évènements exceptionnels :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles,
- Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion,
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée,
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006)
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité,
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

Évolution des critères B TCC et HIX à la maille de la concession en minutes



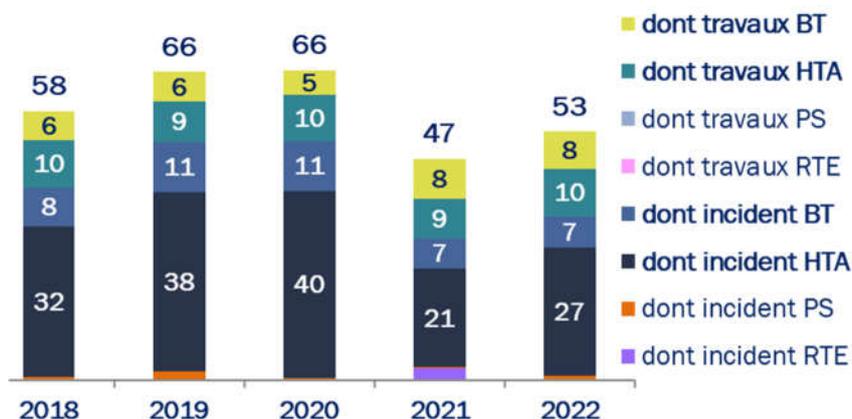
En 2022, le critère B TCC s'établit à **54 minutes en diminution de 8 minutes par rapport à 2021 (-13%)**.

Cette évolution est liée à une durée **beaucoup plus courte du temps de coupure lié aux évènements exceptionnels** (- 14 min), compensée en partie par une durée **plus longue du temps de coupure hors évènements exceptionnels** (+ 6 min).

Sur le territoire de la Concession, l'année 2022 a été marquée par un seul aléa climatique exceptionnel : la tempête Eunice des 18 et 19 février.

## 9.2 La décomposition du critère B HIX

Évolution de la décomposition du critère B HIX en minutes



En 2022, le critère B HIX s'établit à 53 minutes, il est supérieur à celui de 2021 (+ 12 %).

La part des incidents sur le réseau HTA est toujours prépondérante dans la décomposition du critère B. Pour 2022, les incidents sur le réseau HTA contribuent à plus de la moitié du critère B HIX de la concession (51 %). Cela représente une augmentation entre 2022 et 2021 d'environ 6 min du temps de coupure moyen dû aux incidents HTA.

**Le critère B HIX est imputé aux coupures liées aux incidents pour 35 min et liées aux travaux pour 18 min.**

Afin de diminuer le temps de coupures, les deux maîtres d'ouvrage se sont engagés, dans le cadre du nouveau cahier des charges, à déployer un certain nombre d'actions à différentes échéances telles que **résorber les réseaux les plus fragiles**.

Pour des raisons de sécurité, les travaux réalisés sur les réseaux HTA et BT se font majoritairement hors tension. Ceci entraîne des coupures longues d'alimentation électrique chez les usagers. Afin de **limiter les conséquences de ces coupures**, des moyens de réalimentation provisoires peuvent être mis en place. Dans ce contexte, le SDEC ÉNERGIE a signé une convention avec Enedis pour que le Concessionnaire, notamment, mette en place des groupes électrogènes sur le terrain en cas d'interventions longues.

 Le temps moyen de coupure dû aux travaux, après avoir diminué de 2018 à 2020, augmente depuis 2021 :

Décomposition du critère B HIX travaux en min	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
travaux RTE	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0	0	0	0
travaux PS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,01	0	0
travaux HTA	21,9	16,0	9,3	14,9	11,4	11,7	15,4	12,2	10,0	8,7	9,9	8,5	10,2
travaux BT	7,6	5,4	4,3	5,4	6,0	6,4	5,8	7,4	6,3	6,3	5,2	8,5	7,9
Total travaux	29,5	21,4	13,6	20,3	17,3	18,1	21,2	19,6	16,3	15,1	15,1	17,0	18,1

**Le critère B HIX hors RTE est une valeur repère inscrite dans le cahier des charges de concession.** L'objectif est d'atteindre une valeur moyennée au cours du dernier PPI de **57 minutes maximum** (hors évènements exceptionnels).

 La valeur moyenne du critère B à atteindre en 2022, à la fin du 1<sup>er</sup> PPI, est de **70 min**. Les critères B HIX hors RTE annuel de 2019 (66 min), 2020 (66 min), 2021 (45 min) et 2022 (53 min) sont inférieurs à ce seuil. **Le critère B HIX hors RTE moyen sur la chronique 2019-2022 calculé par le Concessionnaire est de 58 min.** L'objectif de fin de 1<sup>er</sup> PPI est donc atteint.

Avec 58 minutes, le critère B HIX hors RTE concessif moyen 2019-2022 est en deçà de - 17 % de celui attendu en moyenne pour le 1<sup>er</sup> PPI, avec une phase d'investissements exceptionnels (programmes de renforcement et création du nouveau poste source de Fontaine-Étoupefour).

### 9.3 Le critère B HIX climatique

Évolution de la décomposition du critère B HIX hors RTE climatique en minutes



Le critère B HIX présente des variations assez fortes, notamment lors de la survenue d'évènements climatiques **considérés comme non exceptionnels**.

Ainsi, en 2022, un incident climatique non exceptionnel a eu une incidence marquée sur le critère B : les incidents sur le réseau de distribution publique d'électricité liés à l'épisode orageux du 15 mai, avec de nombreux impacts de foudres et rafales de vents violents accompagnant les cellules orageuses, ont produit près de 3 minutes du critère B du Calvados.

Sur la chronique 2019-2022, la **part climatique représente 31 % du B TCC et 25 % du B HIX hors RTE** de la concession (contre respectivement 42% et 34% sur la chronique 2011-2015 qui intègre l'année 2013).

**La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX hors RTE a augmenté en 2022 et s'établit à 22%** (contre 11 % en 2021).

La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX hors RTE en 2021 est la plus faible observée depuis 2013. Le Concessionnaire souligne, lors de la mission de contrôle 2023, que l'année 2021 a été une année anachronique en matière climatique.

La part due aux aléas climatiques non exceptionnels dans le critère B HIX hors RTE de 2022 correspond à celle de 2014.

Lors d'exercices relativement cléments du point de vue météorologique, le critère B HIX s'établit autour de 55 minutes.

La part climatique du critère B est principalement reliée au siège des incidents HTA. Ce constat amène donc à souligner **l'enjeu de la sécurisation des lignes HTA aux aléas climatiques**.

En minutes	2019	2020	2021	2022
Critère B HIX hors RTE	66	66	45	53
Critère B HIX hors RTE hors climatique	44	48	40	41
Critère B HIX climatique	22	18	5	12
Part du critère B HIX climatique / Critère B HIX hors RTE	34%	28%	11%	22%

Il est difficile de tirer des conclusions de la comparaison de ces chroniques qui ne sont pas identiques sur le plan climatique. La complétude de cette analyse sera à mener après un retour d'expérience plus long.

## 9.4 Le critère B HIX et TCC par zone au titre du CAS FACE

L'analyse du critère B au niveau de la concession permet d'avoir une vision d'ensemble de la continuité de fourniture, mais ne permet pas d'observer les écarts entre les différentes communes du territoire ni les écarts entre les zones urbaines et les zones rurales.

Le critère B pour l'ensemble des communes rurales ou urbaines au titre du FACE au titre de l'exercice est le suivant :

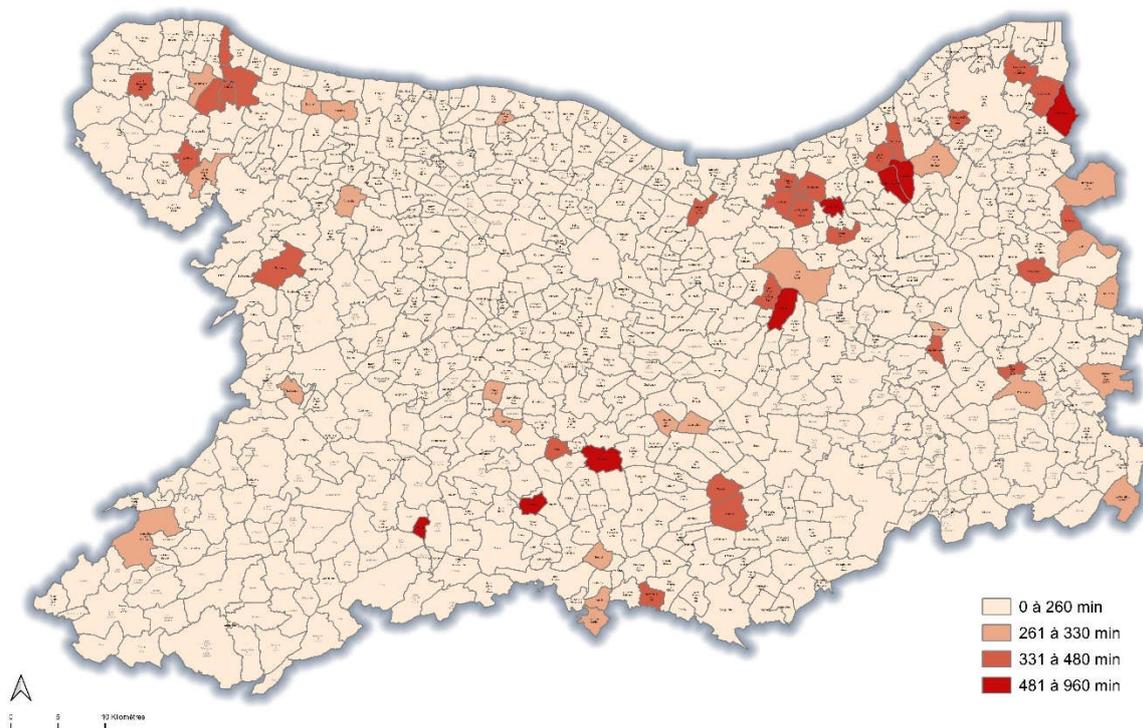
Critère B 2022 en min	TCC	HIX	Proportion d'usagers des postes HTA/BT
Communes rurales	115	114	31%
Communes urbaines	27	26	69%
Concession	54	53	100%
<b>Ratio critère B rural/urbain</b>	<b>4,2</b>	<b>4,4</b>	

Il est à noter que le critère B en zone rurale est 4 fois supérieur à ce même critère en zone urbaine. 31 % des usagers de la concession résident en zone rurale en 2022.



Compte tenu de l'écart important entre les territoires, ce critère va faire l'objet d'un suivi lors des exercices ultérieurs.

## 10. Le critère B HIX moyen 2019-2022 communal



Cette carte fait apparaître les communes où le critère B HIX hors RTE moyen sur la chronique 2019-2022 est le plus important par fourchette.

Il s'agit notamment des communes suivantes : **Périgny, Combray, Moulines, Cléville, Angerville, Bourgeauville, Glanville, Quetteville...**

**En gras** : les communes déjà dans la tranche supérieure pour le critère B HIX hors RTE moyen 2018-2021.

Le schéma directeur prévoit que :

- 80 % des communes de la concession aient un critère B HIX hors RTE moyen sur la durée du dernier PPI inférieur à 182 minutes ;
- la décroissance de la fourchette haute du critère B HIX hors RTE soit linéaire entre la valeur de départ (260 min) et la valeur cible (182 min). Cela donne une décroissance de 2,6 min par an ou 10,4 min par PPI.

Pour mémoire, les données communiquées par Enedis sont désormais calculées à la maille des communes nouvelles.

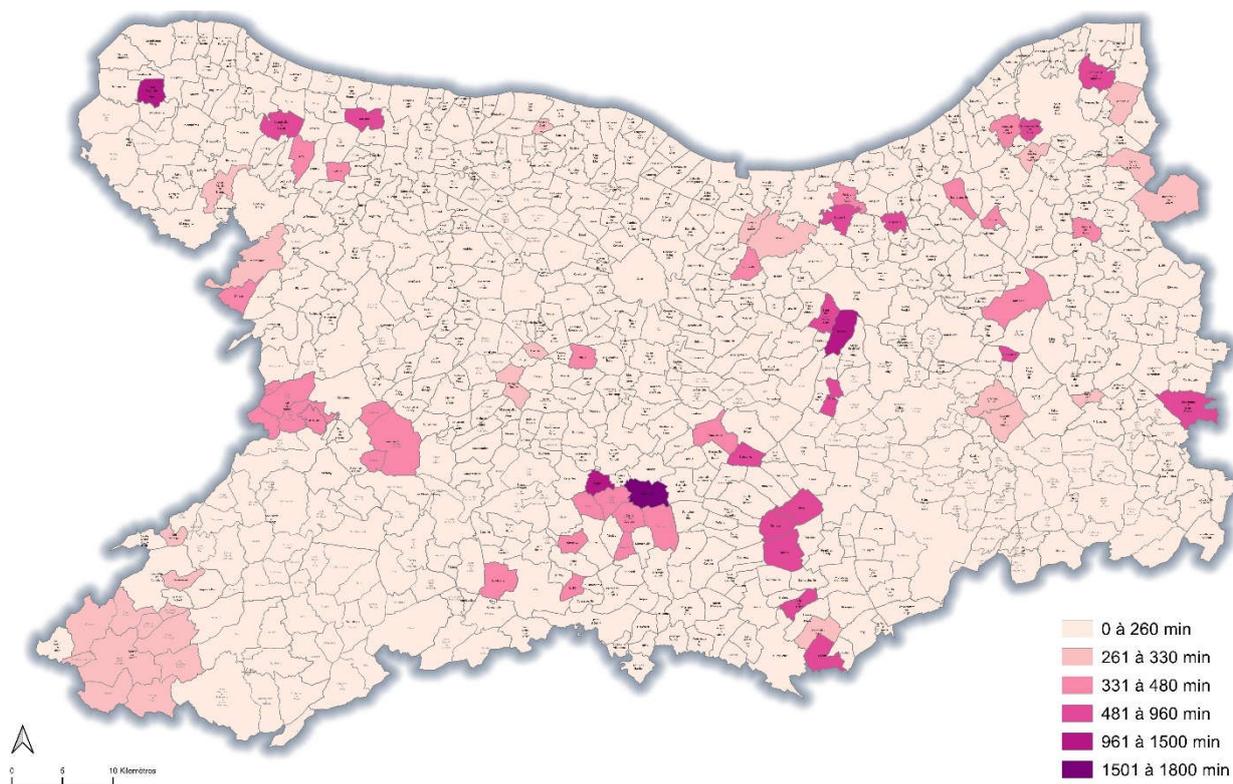
Suivant la trajectoire fixée par le schéma directeur, 80 % des communes (soit 422 communes actuelles) devraient être en dessous de 253 min de coupure en 2022, correspondant à la fin du 1<sup>er</sup> PPI.



Sur la moyenne 2019-2022, 80% des communes de la concession ont un critère HIX hors RTE inférieur ou égal à 211 min (contre 263 min sur la chronique 2012-2016), soit une réduction de près de 20% de la borne supérieure de l'intervalle ou exprimée en minutes, une réduction de la fourchette haute de 52 minutes.

## 11. Le critère B HIX hors RTE communal 2022

Depuis les données 2020, le Concessionnaire communique le critère B annuel et sa décomposition (TCC, incidents, travaux, climatique, HIX, etc.) à la maille communale (commune nouvelle) et au dixième de minute (requête CF-017).



Cette carte fait apparaître les communes où le critère B HIX hors RTE 2022 est le plus important. Il s'agit notamment des communes suivantes : Moulines, **Espins**, Cléville, Saint-Germain-du-Pert, Mandeville-en-Bessin, Maisons, Gonnevillle-sur-Honfleur, Englesqueville-en-Auge, **Brucourt**, Saint-Ouen-du-Mesnil-Oger, La Boissière, Courtonne-les-Deux-Églises...

**En gras** : les communes déjà dans la tranche supérieure pour le critère B HIX hors RTE 2021.

Ces données font apparaître que le critère B HIX hors RTE atteint plus de 945 minutes pour 5 communes (plus de 600 minutes en 2021 et plus de 1 000 minutes en 2020).

290 communes disposent d'un critère B HIX hors RTE supérieur à 53 minutes (critère B HIX hors RTE de la concession), soit 124 250 usagers BT, soit 26 % des usagers BT de la concession. Cette proportion est un peu moindre qu'en 2021 et 2020 (28%).

La pertinence de ces données en l'absence de chroniques plus longues est limitée. Elle sera à conforter dans les prochaines missions de contrôle.

## 12. La continuité d'alimentation : les taux d'incidents sur les réseaux HTA et BT

Le réseau HTA est composé majoritairement (53 %) en technique aérienne. Les câbles utilisés sont essentiellement en fils nus dont certains sont de faibles sections ( $CU \leq 14 \text{ mm}^2$ , autres matières (AL et AM)  $\leq 22 \text{ mm}^2$ ). Le réseau HTA aérien nu de faible section représente 0,8 % du réseau HTA total et 1,4 % du réseau HTA aérien.

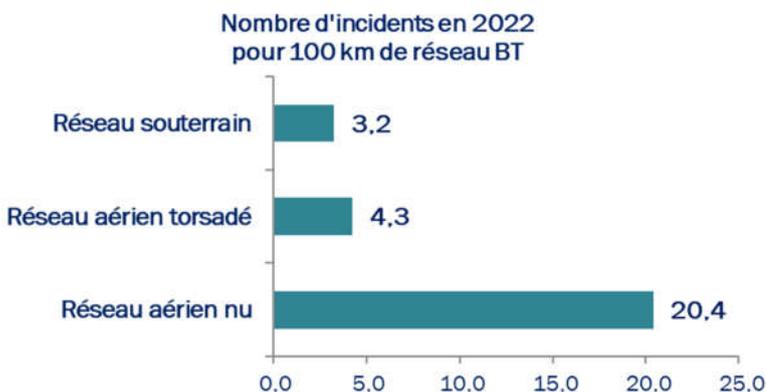


Selon les années, le taux incident réseau HTA aérien nu de faible section est 3 à 6 fois supérieur à celui de l'ensemble du réseau HTA aérien nu et 4 à 17 fois supérieur à celui du réseau HTA souterrain.

Face à la fragilité de ce type de réseau, Enedis, principal maître d'ouvrage sur la HTA, réalise régulièrement des travaux pour supprimer ce type de réseau. Entre 2021 et 2022, le stock de réseau HTA aérien de faible section a diminué de 12 %.

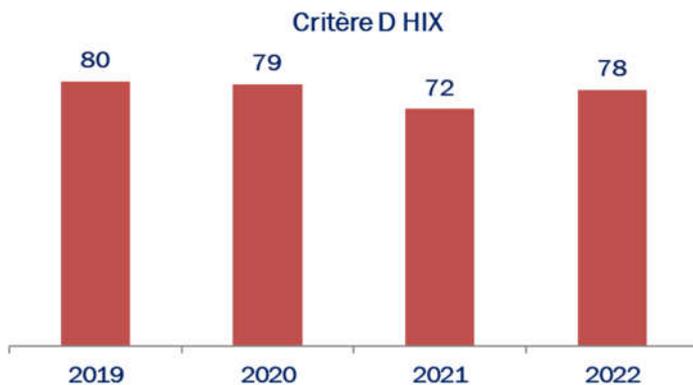
Il a été constaté depuis plusieurs années que le réseau BT en fils nus subit 4 à 5 fois plus d'incidents que le réseau aérien torsadé.

Compte tenu de ce caractère incidentogène, le SDEC ÉNERGIE s'est engagé à résorber à court terme, le réseau BT en fils nus en zone rurale.



Ainsi, le schéma directeur prévoit la suppression de ce réseau au terme du second PPI pour les communes rurales où il est le principal maître d'ouvrage. **Enedis a prévu une résorption de ce réseau en zone urbaine au terme du contrat de concession.**

### 13. La continuité d'alimentation : critères D et M



Le critère D est un indicateur qui mesure les temps de réalimentation de l'intégralité des clients coupés d'un départ à la suite d'incidents HTA. Le Concessionnaire précise que "le critère D n'est calculé qu'en HIX. [...] ce calcul se fait en régime normal d'exploitation."

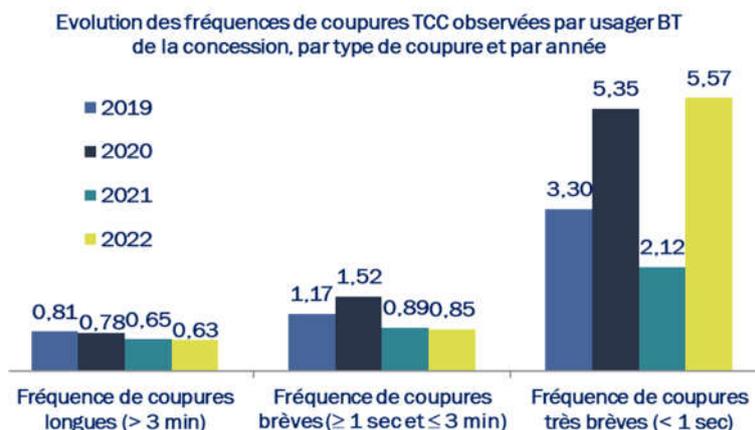
Après une diminution entre 2020 et 2021 (- 9 %), le critère D HIX augmente en 2022 et retrouve le niveau de 2020. Il reste important au regard de celui des années 2015, 2017 et 2018 (39 minutes). **Les niveaux atteints au cours des quatre derniers exercices semblent trop importants.**

Le critère M est la durée moyenne annuelle d'interruption pondérée par la puissance souscrite (vue par un usager alimenté directement par le réseau HTA).

Après une valeur du critère M basse en 2018, 2019 et 2021, on observe une hausse en 2022. Ce critère a augmenté de 69 % par rapport à 2021.



### 14. Les fréquences de coupures



**La fréquence de coupure** est le nombre moyen de coupures perçu par usager de la concession par type de coupures. Elle se décline pour les coupures longues, brèves et très brèves.

Pour les usagers BT :

- La fréquence de coupures longues reste stable depuis plusieurs années, avec une baisse pour la deuxième année consécutive (- 3 % en 2022).
- La fréquence de coupures brèves baisse également pour la deuxième année consécutive (- 4 % par rapport à 2021). Elle est à sa valeur la plus faible depuis 2011 (0,85).
- La fréquence de coupures très brèves est beaucoup plus variable selon les années. Après avoir diminué fortement en 2021, elle augmente fortement par rapport à l'année précédente (+ 163 %) pour atteindre 5,57.

## 15. Le suivi des valeurs repères : résultats intermédiaires au terme de l'exercice 2022

Le Schéma Directeur des Investissements (SDI) définit, en lien avec les enjeux et les ambitions identifiées par l'Autorité concédante et le gestionnaire du réseau de distribution, les valeurs repères à atteindre. Ces valeurs repères ont des échéances diverses et doivent généralement suivre une progression linéaire.

Comme chaque année depuis la signature du contrat de concession, le Concédant établit un point d'étape de l'avancement des valeurs repères inscrites au SDI. Les tableaux ci-après présentent ces résultats, dont certains sont détaillés dans l'annexe 2A4-1 du contrat de concession « actualisation du diagnostic technique du SDI » réalisée en 2022.

Lors de l'élaboration du diagnostic actualisé, les parties ne disposant pas des données relatives à la distribution publique d'électricité pour l'année 2022, dernière année du PPI 2019-2022, elles ont fait le choix, d'un commun accord, d'utiliser la chronique 2018-2021 pour mesurer les évolutions constatées au terme du PPI 2019-2022.

Certains résultats ont été actualisés pour la chronique 2019-2022.

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en tenue de tension à la maille de la concession	0,12%	≤ 0,12%	Chaque année ≤ 0,12%	Chaque année	Taux 2018 = 0,17% Taux 2019 = 0,26% Taux 2020 = 0,20% Taux 2021 = 0,17% Taux 2022 = 0,13% <b>-&gt; Objectif annuel non atteint, mais changement de méthode depuis 2018 =&gt; valeur repère revue en décembre 2022 :</b> « Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021. » Ce changement est applicable pour les données à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2023.
	Taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession	1,5%	<u>Moyenne sur 4 ans</u> ≤ 1,5% au terme du contrat	À chaque PPI ≤ 1,5%	À chaque PPI et au terme du contrat	Taux concessif moyen 2018-2021 = 0,9% <b>-&gt; Objectif de fin de 1<sup>er</sup> PPI atteint.</b>  <b>Le taux concessif moyen pour la chronique 2019-2022 n'a pas été communiqué.</b>



Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Critère B HIX hors RTE à la maille de la concession moyen sur la durée d'un PPI	72 minutes	Moyenne sur 4 ans < 57 minutes au terme du contrat	À chaque PPI : décroissance linéaire	À chaque PPI et au terme du contrat	Critère B HIX hors RTE moyen 2019-2022 concessif = <b>58 min</b> -> <b>Objectif de fin de 1<sup>er</sup> PPI atteint</b> (70 min).
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes de la concession)	80% des communes avec critère B moyen 2012/2016 < 263 minutes <sup>41</sup>	80% des communes avec critère B moyen < 184 minutes sur le dernier PPI <sup>22</sup>	Décroissance linéaire	Au terme du contrat	80% des communes de la concession ont un critère B HIX hors RTE moyen 2019-2022 ≤ 211min, soit <b>une réduction de près de 20%</b> de la borne supérieure de l'intervalle ou - 52 minutes. -> <b>Objectif de fin de 1<sup>er</sup> PPI atteint</b>
	Critère B HIX hors RTE (80% des communes des 3 ZQP)	80 % des communes avec critère B moyen 2011/2017 < 366 minutes <sup>22</sup>	80 % des communes avec critère B moyen < 329 minutes sur le dernier PPI <sup>22</sup>		Au terme de la convention (2022)	80% des communes en ZQP ont un critère B HIX hors RTE moyen 2019-2022 < 290 min, soit <b>une réduction de 21%</b> (- 76 min) de la borne supérieure de l'intervalle. -> <b>Objectif de fin de convention (1<sup>er</sup> PPI) atteint</b>



<sup>41</sup> Calcul mis à jour à la maille des communes nouvelles.

Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Améliorer la qualité de l'électricité en matière de continuité et de tenue de tension	Longueur de réseau HTA souterrain CPI	183 km	Réduction de 90% du stock de 2017 (soit stock résiduel de 18,3 km)		Au terme du 4 <sup>e</sup> PPI (2035)	2022 : 136 km (réduction du stock de 2017 de 48 km, soit près de - 26 %) -> <b>Trajectoire suivie</b> : au rythme de dépose 2018-2022 (- 48 km), la valeur cible pourrait être observée au terme du 4 <sup>e</sup> PPI.
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone rurale traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	381 km à fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	Au terme du 2 <sup>e</sup> PPI (2026)	2018 : 242 km (-139 km) 2019 : 183 km (-58 km) 2020 : 132 km (-52 km) 2021 : 86 km (-46 km) 2022 : 59 km (-27 km) Soit - 183 km pendant le 1 <sup>er</sup> PPI -> <b>Trajectoire suivie</b>
	Longueur de réseau BT aérien en fils nus en zone urbaine traités par renforcement, renouvellement, sécurisation et effacement	432 km fin 2016	0	Suppression la plus régulière possible d'un PPI à l'autre	30 ans	2018 : 407 km (-25 km) 2019 : 387 km (-20 km) 2020 : 372 km (-15 km) 2021 : 352 km (-20 km) 2022 : 333 km (-19 km) Soit - 74 km pendant le 1 <sup>er</sup> PPI -> <b>Trajectoire suivie</b>
Favoriser la transition énergétique	Transformateurs HTA/BT à traiter dans le cadre de la réglementation relative au PCB.	280 postes à traiter	0	- 49 transformateurs traités à fin 2019, - 231 transformateurs traités à fin 2025 : le traitement de ces postes doit intervenir régulièrement chaque année.	Fin 2019 Fin 2025	17 transformateurs HTA/BT pollués remplacés en 2022 113 en stock Au rythme moyen de dépose observé sur la chronique 2019-2022, la suppression du stock pourrait être atteinte à l'échéance (mais pas au rythme de dépose de l'année 2022). -> <b>Trajectoire suivie</b>



Ambitions	Nature des valeurs repères	Valeurs de départ	Valeurs cibles (objectifs)	Trajectoires à suivre (objectifs intermédiaires)	Échéances	Résultats
Sécuriser les infrastructures	Taux d'équipement en dispositif DINO des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque moyen d'inondation (100 ans) pour le bassin de Dives et Caen	0 % des 189 postes HTA-BT identifiés	25 %		Au terme du 2 <sup>e</sup> PPI (2026)	14 % (26 postes équipés) -> Trajectoire suivie
	Taux de sécurisation face au risque d'inondation des postes HTA/BT DP situés dans les territoires à risque fréquent d'inondation (30 ans) pour le bassin de Dives et Caen	0 % des 55 postes HTA-BT identifiés	90 %		Au terme du 3 <sup>e</sup> PPI (2030)	45 % (25 postes sécurisés) -> Trajectoire suivie
	Kilomètres de réseau HTA aérien en risque avéré dans le cadre du PAC	75 km	0 km		Au terme du dernier PPI	2018 : 65 km (- 10 km) 2019 : 57 km (- 8 km) 2020 : 52 km (- 4 km) 2021 : 272 km (+ 219 km) 2022 : 255 km (- 17 km) Au rythme de dépose de l'année 2022, la suppression du stock pourrait être atteinte en 2037. -> Trajectoire suivie
	Taux de souterrain BT des communes rurales en zone littorale de vent supérieure à 170 km/h	54%	70%	Augmentation régulière	Au terme du 6 <sup>e</sup> PPI	2019 : 59 % 2020 : 60 % 2021 : 62 % 2022 : 63 % -> Trajectoire suivie

 Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 12 d'entre elles sur 13 (contre 11 en 2021) et 1 est en deçà des attentes.

Pour mémoire, par avenant à la convention de concession, signé le 22 décembre 2022, le Concessionnaire et le Concédant ont convenu de la nécessité de faire évoluer des valeurs repères au SDI relatives :

- au taux concessif d'UMA en tenue de tension. Ainsi, « Chaque année, le taux concessif d'UMA en tenue de tension doit être inférieur ou égal à celui de l'année 2021 (au lieu de celui de l'année 2015). » ;
- au taux de souterrain du réseau BT des communes en zone de vent supérieur à 170 km/h (au lieu du taux des seules communes rurales) ;
- au critère M : « Le critère M traduit les engagements contractuels convenus avec les clients HTA et de façon indirecte les évolutions enregistrées sur la structure des réseaux auxquels sont raccordées les installations HTA, grâce aux différents investissements réalisés dans le cadre du schéma directeur. Le critère M est fortement influencé par le choix des clients de disposer ou non d'un secours. Ce critère fera l'objet d'une analyse spécifique en référence avec la régulation incitative qui sera intégrée à l'actualisation du diagnostic technique au terme de chaque PPI. »

## 16. BILAN DE LA PARTIE QUALITÉ



### POINTS FORTS

- Critères de qualité globale de l'électricité distribuée à la maille départementale très inférieurs aux seuils réglementaires, en tenue de tension comme en continuité.
- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont conformes aux attentes pour 12 d'entre elles sur 13.
- La mise à jour de la plupart des valeurs repères inscrites au schéma directeur des investissements.
- La faible proportion de départs BT mal alimentés (0,4%).
- Le maintien de la disparition des départs HTA présentant une chute de tension > 5%.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2023 :

- Concernant l'évolution des valeurs repères, les résultats intermédiaires obtenus sont en deçà des attentes pour 1 d'entre elles sur 13.
- Diminuer la sensibilité du réseau de distribution d'électricité aux évènements climatiques.
- Le temps moyen de coupure dû aux travaux.
- L'évolution du critère B en zone rurale au titre du FACE

#### Points en attente en 2023 :

- La communication de la valeur repère du taux annuel d'usagers mal alimentés (UMA) en continuité d'alimentation à la maille de la concession moyenné sur la chronique 2019-2022 (fin du 1<sup>er</sup> PPI).

## V - LA COMPTABILITÉ ET LES FINANCES

### 1. La valeur brute des ouvrages : montant et évolution

La valeur brute des ouvrages concédés est estimée à **1 390 830 k€ (1 391 M€)**. La valorisation du patrimoine concessif augmente de **3,4 %** par rapport à 2021.

Cette augmentation est semblable à la variation moyenne observée entre 2013 et 2022 (3,7 %). **Ceci traduit un rythme d'investissements marquant et soutenu dans le temps.**



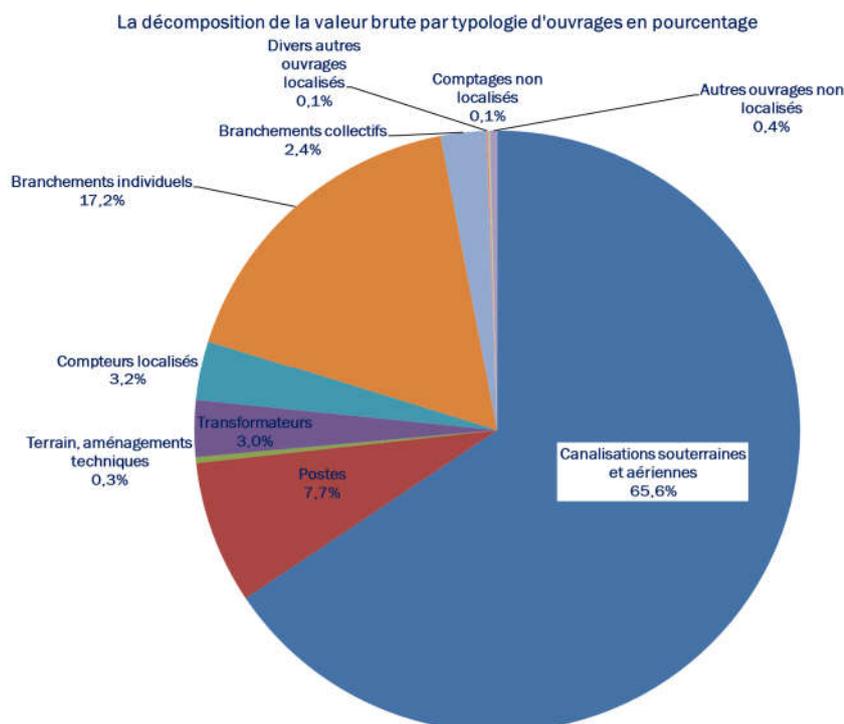
La valeur brute du patrimoine concessif ramenée au nombre d'usagers a, quant à elle, progressé de près de **2,3 %** en 2022. Cette augmentation est semblable à la variation moyenne observée entre 2013 et 2022 (2,6 %).



Elle atteint en 2022, **2 936 €/usagers**. Selon l'auditeur du Concédant, la moyenne nationale 2022 s'établit à **3 000€/usagers**.

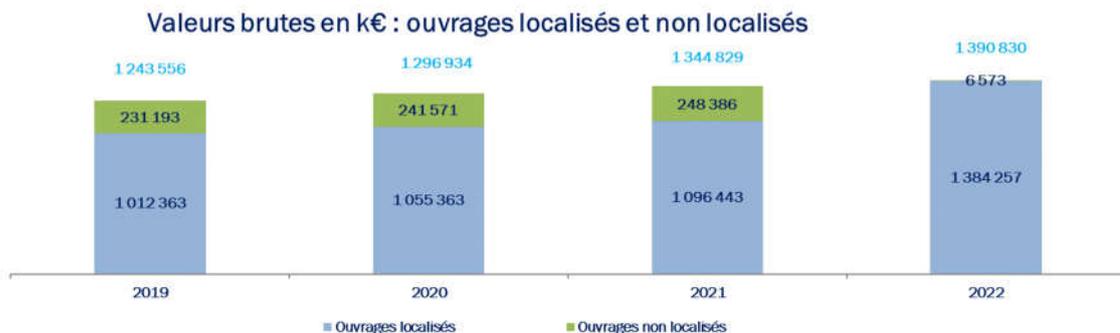
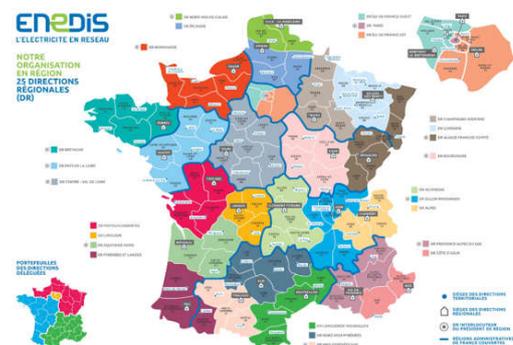
### 2. La décomposition de la valeur brute par typologie d'ouvrages

Les ouvrages concédés sont composés majoritairement de canalisations (65,6%).



Valeur brute par typologie d'ouvrages en k€	2019	2020	2021	2022	Part des ouvrages localisés et non localisés
<b>Ouvrages localisés</b>	<b>1 012 363</b>	<b>1 055 363</b>	<b>1 096 443</b>	<b>1 384 257</b>	
Canalisations souterraines et aériennes	822 466	848 715	878 505	912 278	65,9%
Postes	97 944	101 007	104 132	106 593	7,7%
Terrain, aménagements techniques	3 721	3 808	4 000	4 386	0,3%
Transformateurs	39 786	40 140	40 976	42 126	3,0%
Compteurs (y compris les disjoncteurs)	22 450	29 087	36 228	44 577	3,2%
Branchements individuels				239 126	17,3%
Branchements collectifs	24 737	31 258	31 058	33 426	2,4%
Divers autres ouvrages localisés	1 261	1 349	1 544	1 746	0,1%
<b>Ouvrages non localisés</b>	<b>231 193</b>	<b>241 571</b>	<b>248 386</b>	<b>6 573</b>	
Transformateurs	0	0	57		
Branchements	203 104	213 767	222 140		
Comptages	23 350	22 512	21 023	1 237	18,8%
Autres ouvrages non localisés	4 739	5 291	5 166	5 336	81,2%
<b>Total</b>	<b>1 243 556</b>	<b>1 296 934</b>	<b>1 344 829</b>	<b>1 390 830</b>	

Le patrimoine concessif est composé de biens dits localisés et de biens non localisés. Ces derniers sont gérés globalement, généralement à la maille de régions du distributeur, sans identifiant géographique ni suivi quantitatif à la maille de la concession. Ces ouvrages sont affectés à la concession au moyen de clés de répartition.



En valeur brute 95,5 % des ouvrages sont localisés, en progression de plus de 13 points par rapport à l'exercice précédent. Cette forte évolution est liée à la localisation des ouvrages de branchement individuels et des disjoncteurs en 2022. Parmi les ouvrages localisés, on retrouve :

- Les canalisations qui représentent un peu moins de 66 % de la valeur brute des ouvrages localisés ;
- Les postes HTA-BT qui représentent un peu moins de 8 % de la valeur brute des ouvrages localisés ;
- Les transformateurs qui représentent 3 % de la valeur brute des ouvrages localisés ;
- Les compteurs localisés qui représentent plus de 3 % de la valeur brute des ouvrages localisés - les colonnes montantes ou branchements collectifs : ces ouvrages représentent un peu plus de 2 % de la valeur brute des ouvrages localisés ;
- Les branchements individuels : ces ouvrages présentent plus de 17 % de la valeur brute des ouvrages localisés.

Parmi les ouvrages non localisés, on retrouve :

- Les autres ouvrages de comptage qui représentent un peu moins de 19 % de la valeur brute des ouvrages non localisés,
- Les autres ouvrages non localisés qui représentent un peu plus de 81 % de la valeur brute des ouvrages non localisés.

Les ouvrages non localisés ne représentent plus que 0,5 % du patrimoine.

Cette part des ouvrages non localisés dans le patrimoine concessif diminue depuis 2015, à la suite de la localisation des transformateurs, des colonnes montantes, des compteurs « marché d'affaires », de la pose du compteur Linky et de la localisation en 2022 des branchements individuels et des disjoncteurs.



C'est une amélioration notable puisque :

- la part du patrimoine de chaque commune est connue plus précisément,
- ceci permet de construire une vision prospective du patrimoine,



Il est à noter que l'inventaire communiqué ne porte que sur les biens de retour et que le Concedant sollicite de manière récurrente la production d'un inventaire présentant les valeurs comptables des biens de reprise et des biens propres.

### 3. Zoom sur la localisation des ouvrages

Enedis procède à la localisation de plusieurs types d'ouvrages non localisés depuis plusieurs exercices.

Exercices	Types d'ouvrages
2015	Les transformateurs HTA/BT
À partir de 2016	Les dispositifs de comptage C5 via le déploiement du compteur LINKY TM
2018	Les compteurs « marché d'affaires » (C1-C4)
2018 et 2019	Les ouvrages de branchements collectifs
2022	Les ouvrages de branchements individuels et les disjoncteurs

Les branchements individuels et les disjoncteurs ont été localisés sous 4 codes d'immobilisation distincts :

- Le code « D30511 », qui correspond aux **branchements aériens « complets »**, incluant à la fois la liaison réseau et la dérivation individuelle associée.
- Le code « D30512 », qui correspond aux **liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines** sauf celles associées à des branchements aériens.
- Le code « D30513 », « **Dérivations individuelles de branchement indiv** », qui correspond a priori aux dérivations individuelles sauf celles associées à des branchements aériens.
- Le code « F20501 » qui correspond aux **disjoncteurs**.

Le Concessionnaire a communiqué les impacts comptables de cette localisation. Ainsi la localisation des branchements individuels et des disjoncteurs s'est traduite par :

- Une **diminution de la valeur brute comptable de -1,4 M€ (-0,6%)**
- Une **diminution de la valeur nette comptable de -2,3 M€ (-1,6%)**
- Une **augmentation de l'amortissement du financement concédant de +2,2 M€ (+4,1%)**
- Une **augmentation de la valeur nette financée par le Concessionnaire de + 0,9 M€ (+1,4%)**
- Une **augmentation de la provision pour renouvellement de +3,5 M€ (+159%)**

En synthèse, l'impact sur le solde des dettes et créances réciproques s'élève à 4,8 M€ en faveur du concédant.

#### 4. Reconstitution de la variation de la valeur brute d'actif entre 2021/2022

La valeur brute des ouvrages concédés varie d'un exercice à l'autre car :

- Un certain nombre d'ouvrages sont immobilisés qu'ils soient financés par Enedis (dénommés apports Enedis nets) ou par l'autorité concédante ou un tiers (dénommés apports externes nets),
- Un certain nombre d'ouvrages sont retirés,
- Le Concessionnaire procède à des corrections.

Les apports Enedis nets correspondent aux ouvrages construits sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis ainsi qu'aux contributions financières directes d'Enedis dans le cas d'ouvrages réalisés sous maîtrise d'ouvrage du concédant (notamment la contribution d'Enedis au titre de l'article 8 et de la PCT), déduction faite le cas échéant des contributions financières externes.

Les apports externes nets correspondent aux ouvrages apportés par le Concédant ou les tiers ainsi qu'aux contributions financières externes dans le cas d'ouvrages réalisés par le Concessionnaire (par exemple lors de déplacements d'ouvrages), déduction faite le cas échéant des contributions financières directes d'Enedis.

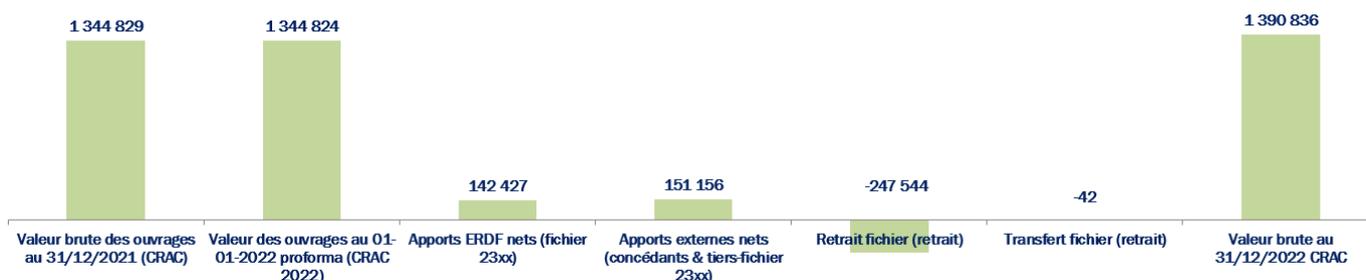


En 2022, cet exercice a été réalisé, comme les années précédentes, le Concédant, après avoir consolidé à la maille de la concession les données communiquées à la maille des communes d'apports nets et de retrait, reconstitue la valeur brute au 31 décembre 2022 affichée ci-dessus, ce qui est satisfaisant.

Néanmoins, il est à noter qu'en 2022, Enedis utilise le flux de retrait pour sortir la valeur brute des branchements individuels et des disjoncteurs non localisés et le flux de mise en concession (soit en apports Enedis nets soit en apports externes afin d'entrer la valeur brute des branchements et disjoncteurs localisés ce qui a eu pour effet d'augmenter artificiellement les apports des deux maîtres d'ouvrage : cet état de fait est regrettable.

Enfin, il est à noter qu'une partie des ouvrages de branchements individuels et es disjoncteurs mis en service en 2022 n'ont pas été immobilisés à l'inventaire. Cet état de fait serait lié à la volumétrie des écritures comptables en décembre 2022 qui n'a pas permis de traiter l'ensemble des écritures avant la clôture comptable. Ces ouvrages seront enregistrés en comptabilité sur l'exercice 2023.

Variation de la valeur brute d'actif en k€ entre le 2021 et 2022



Dans le cadre de ces travaux :

- **L'insertion des numéros d'affaires** dans toutes les requêtes comptables permettrait afin de faire le lien avec les travaux.
- **La mise en place d'un identifiant technique** permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).



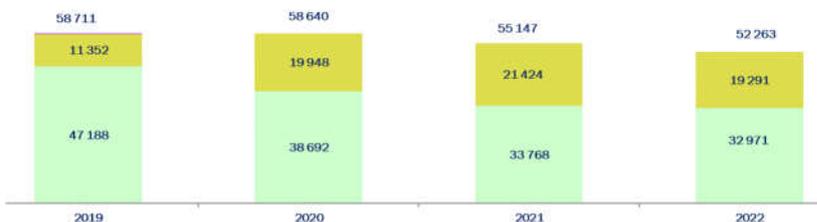
#### 5. Les mises en concession de l'année en valeur (vision flux)

Enedis communique annuellement une requête présentant les ouvrages mis en concession (c.-à-d. ouvrages immobilisés c'est-à-dire ouvrages reportés à l'inventaire quelles que soient leurs années de mise en service). Facialement en 2022, 293 582 k€ de travaux ont été mis en concession. Cette

explosion du volume d'ouvrages mis en concession est liée à la comptabilisation dans le fichier de flux de la valeur brute des ouvrages de branchements individuels et des disjoncteurs. Afin de ne pas nuire à la lisibilité des flux, le Concédant a donc fait le choix de neutraliser les codes afférents sauf sur l'année 2022. **Les résultats ci-dessus sont calculés sur cette base.**

Montant des travaux mis en concession en k€ (financements bruts)

En 2022, 52 263 k€ de travaux ont été mis en concession. Cette valeur est baissée d'un peu plus de 5% par rapport à 2021 (55 147 k€) : **c'est le second exercice consécutif de baisse.**

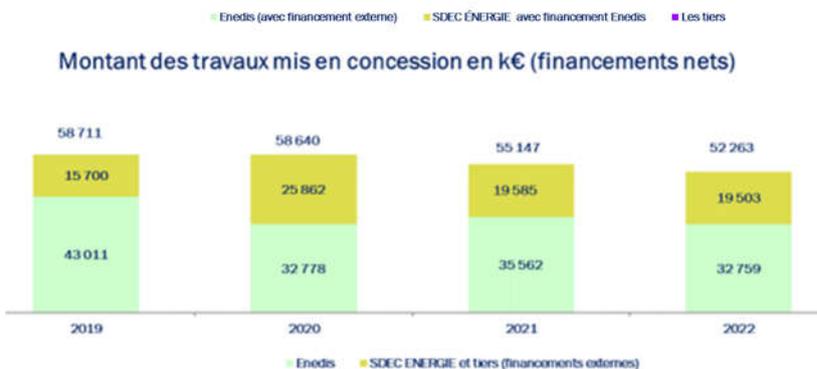


Sur l'ensemble des ouvrages mis en concession en 2022 quelque soient leurs années de mise en service, **63 % de ces travaux ont été financés par Enedis** (soit 32 759 k€) et **36 % par le SDEC ÉNERGIE** ou un tiers (19 503 k€).

Sur l'exercice, le volume des ouvrages immobilisés financés par Enedis décroît de **8 %** passant de 35 562 k€ en 2021 à 32 759 k€ en 2022).

La part des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE **reste stable**, passant de 19 585 k€ en 2021 à 19 503 k€ en 2022.

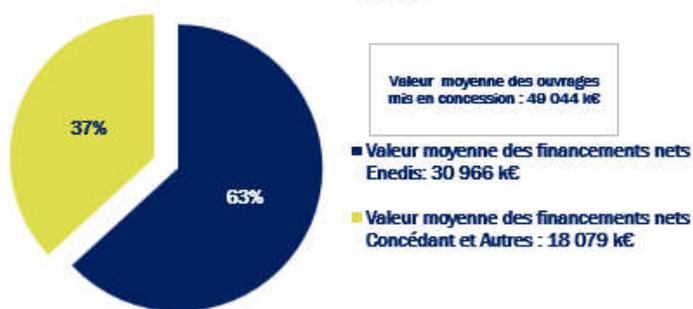
Montant des travaux mis en concession en k€ (financements nets)



En moyenne de 2011 à 2022, 49 044 k€ de travaux ont été mis en concession par an et 63 % de ces ouvrages ont été financés par Enedis, tandis que les 37 % restant ont été financés par le SDEC ÉNERGIE.

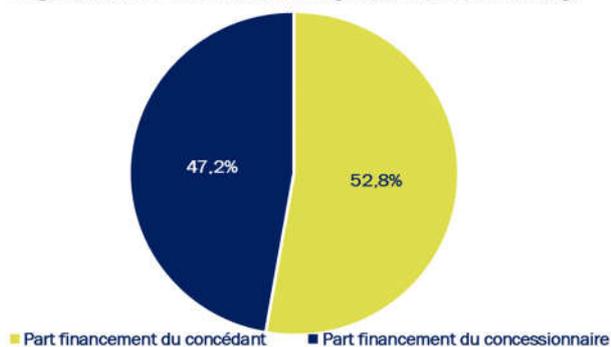
Les résultats 2022 sont donc similaires à ceux constatés sur la chronique.

Moyenne annuelle 2011-2022 en k€



## 6. Les origines de financement des ouvrages (stock)

Origines de financement des ouvrages (stock) en pourcentage

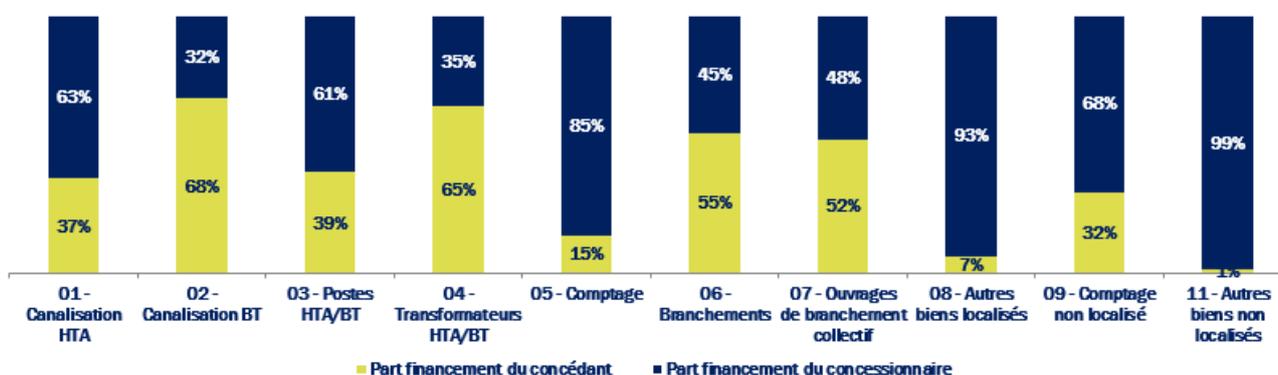


Fin 2022, le patrimoine a pour origine un **financement Concédant à hauteur de 52,8 % de sa valeur brute totale.**

Comme les années précédentes, ce taux peut sembler important au regard de la répartition de la maîtrise d'ouvrage et du taux moyen de financement Concédant de 37 % constaté sur la période 2011-2022 sur la base des flux d'ouvrages mis en concession.

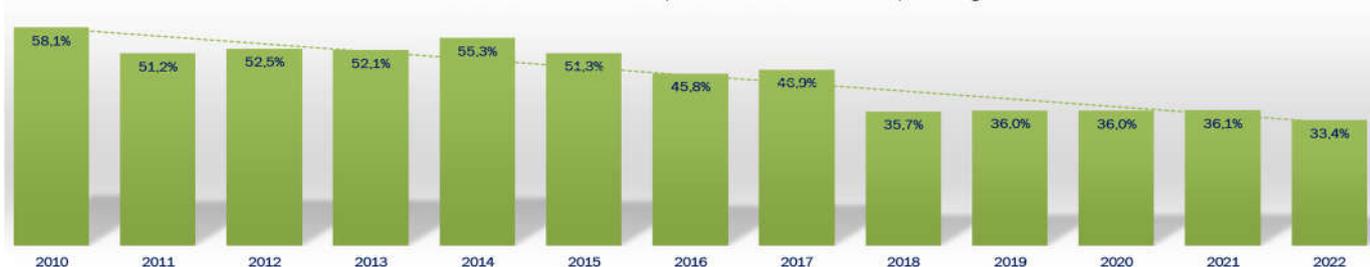
**Cet écart résulte de la réaffectation de financements Concédant (provision pour renouvellement et/ou amortissement du financement du Concédant) dans le cadre des renouvellements d'ouvrages et des apports financiers de la collectivité.**

Origines de financement des ouvrages (stock) en pourcentage par type d'ouvrages



Le taux de financement concédant varie fortement en fonction des ouvrages concernés. Les réseaux BT (souterrains, nus et torsadés), les transformateurs HTA/BT et les branchements individuels et collectifs sont les ouvrages qui ont un taux de financement concédant le plus important (de 52% à 68%). À l'inverse, les comptages récents (Linky) et accessoirement les autres biens localisés et non localisés ont des taux de financement concédant plus faibles.

Taux de financement Concédant par année de mise en service en pourcentage



Le taux de financement Concédant par année de mise en service des ouvrages baisse fortement depuis 2010. Il est passé de 58% à un peu plus de 33 % en 2022<sup>42</sup>. Le taux de financement concédant par année de mise en service et par typologie d'ouvrages connaît aussi des ruptures de chroniques.



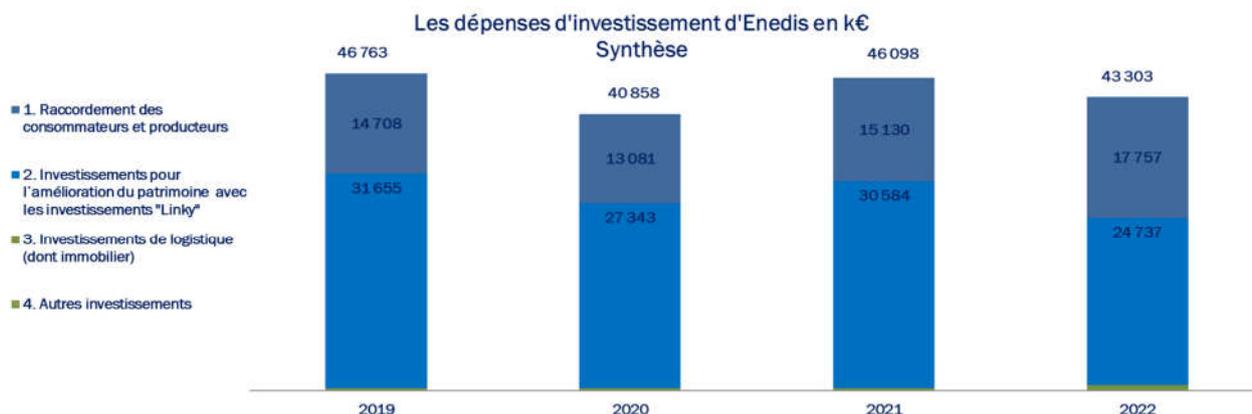
Interrogé sur les raisons de cette baisse globale et les ruptures de chroniques depuis plusieurs exercices, plusieurs justifications ont été apportées par le Concessionnaire sans que le Concédant dispose de l'ensemble des réponses attendues.

<sup>42</sup> Ce taux a été calculé en tenant compte des effets de la localisation des ouvrages de branchement et par année de mise en service des ouvrages.



Le Concédant rappelle que pour lui la communication des origines de financement pour le financement concédant en distinguant (financement concédant « réel » / réaffectation des droits en espèce et des provisions pour renouvellement) a minima pour les nouveaux ouvrages (ligne à ligne) est attendue, afin d'avoir une lisibilité suffisante sur une composante majeure de l'équilibre contractuel qu'est l'affectation des origines de financement, et du stock de provisions pour renouvellement; ceci permettrait de tracer l'exhaustivité des flux et de clarifier les ruptures de chroniques éventuelles.

## 7. Les dépenses d'investissements 2022 d'Enedis



Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau de synthèse)

Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	2022	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	17 757	17%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements "LINKY™"	29 661	31 655	27 343	30 584	24 737	-19%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	810	128%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	0	
<b>Total</b>	<b>41 900</b>	<b>46 763</b>	<b>40 858</b>	<b>46 098</b>	<b>43 303</b>	<b>-6%</b>
Dont investissements postes source	4 824	3 422	3 373	3 614	3 087	-15%

Les dépenses d'investissements d'Enedis (tableau détaillé)

Conférence NOME Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	2022	Évolution
1. Raccordement des consommateurs et producteurs	12 126	14 708	13 081	15 130	17 757	17%
2. Investissements pour l'amélioration du patrimoine avec les investissements LINKY™	29 661	31 655	27 343	30 584	24 737	-4%
2.1 Performance du réseau	24 723	26 036	22 481	23 574	18 960	-20%
Dont renforcement	2 618	4 351	2 800	1 561	2 184	40%
Dont climatique	1 115	758	870	565	869	54%
Dont modernisation	12 782	10 503	9 261	12 855	11 149	-13%
Dont moyens d'exploitation	875	317	945	407	1 565	285%
Dont smart grid	30	135	73	109	106	-3%
Dont investissements LINKY™	7 303	9 972	8 532	8 077	3 087	-62%
2.2 Exigences environnementales et réglementaires	4 968	5 619	4 862	7 010	5 777	-18%
Dont environnement (article 8, intégration des ouvrages)	625	739	671	1 208	343	-72%
Dont sécurité et obligations réglementaires	1 796	2 124	2 308	3 252	2 871	-12%
Dont modifications d'ouvrages à la demande de tiers	2 547	2 756	1 883	2 550	2 563	1%
3. Investissements de logistique (dont immobilier)	112	403	375	355	810	128%
4. Autres investissements	3	-2	-2	28	0	
<b>Total</b>	<b>41 900</b>	<b>46 763</b>	<b>40 858</b>	<b>46 098</b>	<b>43 303</b>	<b>-6%</b>

Conformément aux dispositions de l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales Enedis, présente un compte rendu de sa politique d'investissements sous la forme d'un tableau de synthèse présentant les montants annuels investis par nature de travaux.

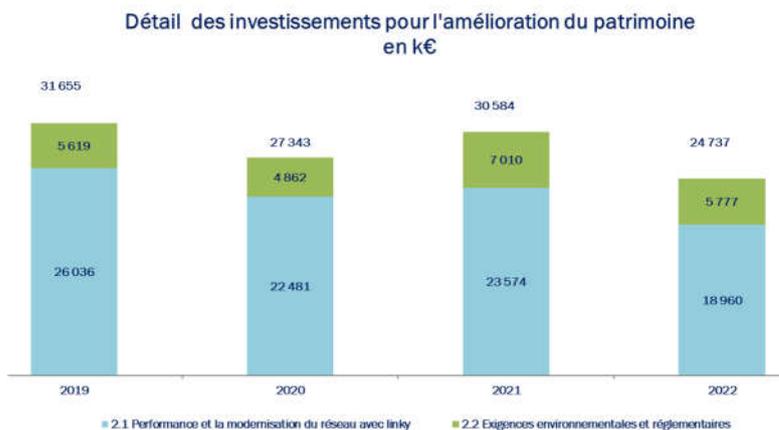
**Les dépenses d'investissements d'Enedis se sont élevées à 43 303 k€ en 2022, dont 3 087 k€ de dépenses portant sur les postes-source. Ces dépenses se contractent de 6 % par rapport à l'exercice précédent. Le montant des investissements 2022 reste supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022 (39 118 k€) ce qui traduit un certain dynamisme.**

Ces investissements se déclinent en quatre typologies : **les investissements de raccordements, les dépenses d'amélioration du patrimoine, les dépenses de logistique et autres dépenses.**

Le montant des **investissements de raccordements** progresse de 17 % pour atteindre 17 757 k€ en 2022. Le montant des investissements de raccordements progresse depuis 2020. Il est supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022 (14 434 k€) ce qui traduit là encore un certain dynamisme.

**Les investissements liés à l'amélioration du patrimoine** constituent la part prépondérante des investissements puisqu'ils représentent **57 %** de l'ensemble des dépenses d'Enedis. Ces dépenses **se contractent de 19 %** en 2022 pour atteindre **24 737 k€**. Le niveau de ces dépenses est à peine supérieur à celui constaté en moyenne sur la chronique 2011/2022 (24 234 k€).

Les dépenses d'amélioration du patrimoine sont constituées de deux typologies d'investissements, les investissements de performance et de modernisation des réseaux qui incluent les dépenses liées au déploiement de LINKY™ et les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales.



**Les investissements de performance et de modernisation déclinent de 20 % par rapport à ceux de l'exercice antérieur. Ils s'établissent à 18 960 k€ en 2022.**

Ils sont composés :

- Des investissements de renforcement pour 2 184 k€ en progression de 40 % par rapport à l'année précédente,
- Des investissements climatiques pour 869 k€ en progression de 54 % par rapport à l'année précédente,
- **Des investissements de modernisation d'un montant de 11 149 k€ qui se réduisent de 13 %** par rapport à l'année précédente. Ces investissements regroupent les actions visant à améliorer la fiabilité des réseaux et des postes (hors programmes de prolongation de durée de vie) pour 9 340 k€ en diminution de 13% par rapport à l'année précédente et les investissements de prolongation de durée de vie pour 1 804 k€ en légère diminution de 4 %,
- Des investissements relatifs aux moyens d'exploitation et au smart grid pour 1 565 k€ et 106 k€,
- **Des investissements relatifs au déploiement du compteur LINKY™ pour 3 087 k€ en retrait de 62 % par rapport à l'année précédente.** Ces dépenses sont en retrait depuis trois années

consécutives à la suite de la fin du déploiement en masse du compteur LINKY™. Cette baisse explique au principal la contraction des investissements liés à l'amélioration du patrimoine de 19 % en 2022.

Les dépenses liées aux exigences réglementaires et environnementales s'établissent à 5 777 k€ en baisse de 18 % par rapport à l'année précédente. Ces dépenses sont très supérieures à celles moyennées sur la chronique 2011/2022 (4 307 k€).

Dans le cadre de la mission de contrôle, le Concessionnaire communique le montant de ses investissements **par affaire** pour 83 % de ses dépenses, soit 36 124 k€. Le reste des investissements d'Enedis (17 % des dépenses globales) sont des dépenses dites non localisées à la maille de la concession incluant les dépenses liées au déploiement du compteur LINKY™.

En synthèse :

- La présentation des dépenses d'investissements par Enedis est conforme à celle fixée par l'arrêté du 6 janvier 2020.
- **Une part prépondérante de ces investissements est localisée ou localisable sur le périmètre de la concession, ce qui est positif.**
- **Le niveau d'investissements fléchit de 6%, mais reste supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022. Globalement, les investissements d'Enedis pour la concession (incluant les investissements sur postes sources) se maintiennent à de bons niveaux.**
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine en 2022 décroît de 20 % porté par la fin du déploiement du compteur LINKY™. Le niveau de ces dépenses reste cependant supérieur au montant d'investissements sur la chronique 2011/2022.
- Le niveau d'investissements d'amélioration du patrimoine hors des dépenses liées au déploiement du compteur LINKY™ est supérieur à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2022 (moyenne de la chronique 20 409 k€ - dépenses 2022, 21 650 k€).
- **Cependant, le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur LINKY™ est encore en recul par rapport à la moyenne constatée sur la chronique 2011-2022 (moyenne de la chronique 16 102 k€ - dépenses 2022, 15 873 k€). Cette baisse est récurrente depuis trois exercices : Le Concédant rappelle que le niveau d'investissements sur cette typologie de dépenses doit être suffisant afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.**

Tableau détaillé dépenses de performance du réseau hors investissements LINKY™						
Conférence NOME Investissements en k€	2018	2019	2020	2021	2022	Évolution
<b>2.1 Performance du réseau hors LINKY™</b>	<b>17 420</b>	<b>16 064</b>	<b>13 949</b>	<b>15 497</b>	<b>15 873</b>	2%
Dont renforcement	2 618	4 351	2 800	1 561	2 184	40%
Dont climatique	1 115	758	870	565	869	54%
Dont modernisation	12 782	10 503	9 261	12 855	11 149	-13%
Dont moyens d'exploitation	875	317	945	407	1 565	285%
Dont smart grid	30	135	73	109	106	-3%

## 8. La valorisation des ouvrages remis par le SDEC ÉNERGIE

Les ouvrages réalisés par le SDEC ÉNERGIE sont remis à Enedis afin qu'il les exploite.

À la suite de la remise de ces ouvrages à Enedis et afin de les enregistrer à l'inventaire, le Concessionnaire les valorise.

Cette valorisation ne prend pas en compte le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE (qui intègre le coût de la maîtrise d'ouvrage), mais le coût qu'Enedis aurait exposé s'il avait été maître d'ouvrage des travaux.

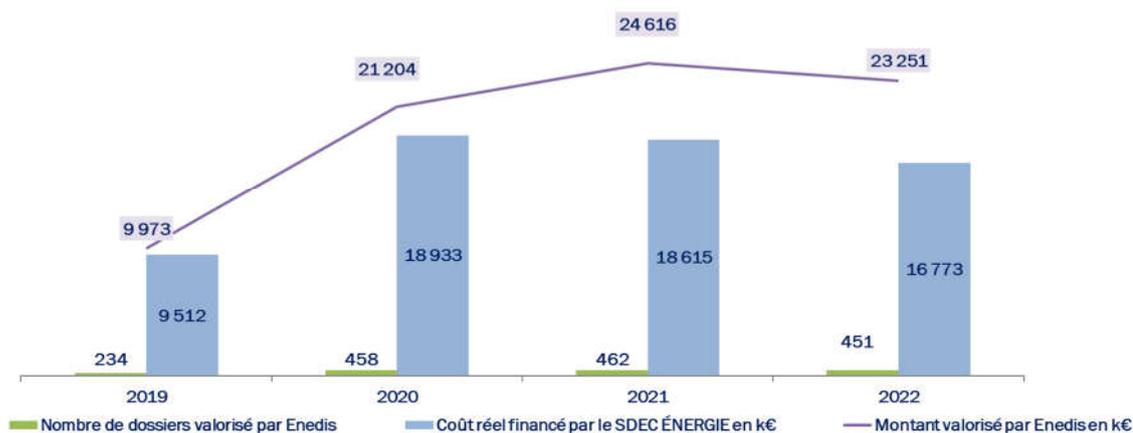


Ce coût est déterminé selon un barème national. Malgré plusieurs demandes, ce barème n'a pas été communiqué au Concédant.

Les graphiques ci-dessous :

- Présentent le nombre d'affaires valorisées au cours de l'année, quelle que soit la date de mise en service de ces affaires, le coût des travaux financés par le SDEC ÉNERGIE au titre de ces affaires et le coût de ces affaires valorisés par Enedis.

Situation annuelle de la valorisation des remises gratuites (VRG)



- Exposent le taux moyen annuel d'écart de valorisation, c'est-à-dire l'écart entre le coût des ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE et le coût de ces travaux tel que reporté à l'inventaire par Enedis. Un pourcentage positif indique que le coût des affaires valorisées est supérieur au coût des travaux financés par le SDEC ÉNERGIE.

Taux moyen annuel d'écart de valorisation



En 2022, le nombre d'affaires valorisées est stable par rapport à 2021.

Il est à noter que le taux moyen annuel d'écart de valorisation continue de progresser très fortement en 2022, passant de 32 % en 2021 à un peu moins de 39 %.

Cette progression s'accroissant en 2021, le SDEC ÉNERGIE a interrogé Enedis sur ce point. Enedis a précisé notamment que :

« - 15 % des chantiers ne font pas l'objet d'écarts significatifs. Tous les articles de nos bordereaux ne sont donc pas impactés par la hausse constatée ;  
 - la valorisation effectuée par Enedis respecte les méthodes définies et les résultats attendus sont conformes. Les évolutions constatées ne sont donc pas à considérer comme des survalorisations. Dans la valorisation apparaissent de nouveaux articles liés à l'environnement qui s'ajoutent aux montants pratiqués antérieurement ;  
 - les coûts de nos marchés augmentent de 7% en moyenne à partir de 2020. Ceci est lié à des facteurs externes tels que le carburant, la main-d'œuvre, la sécurité, le matériel, les dispositions sanitaires... »

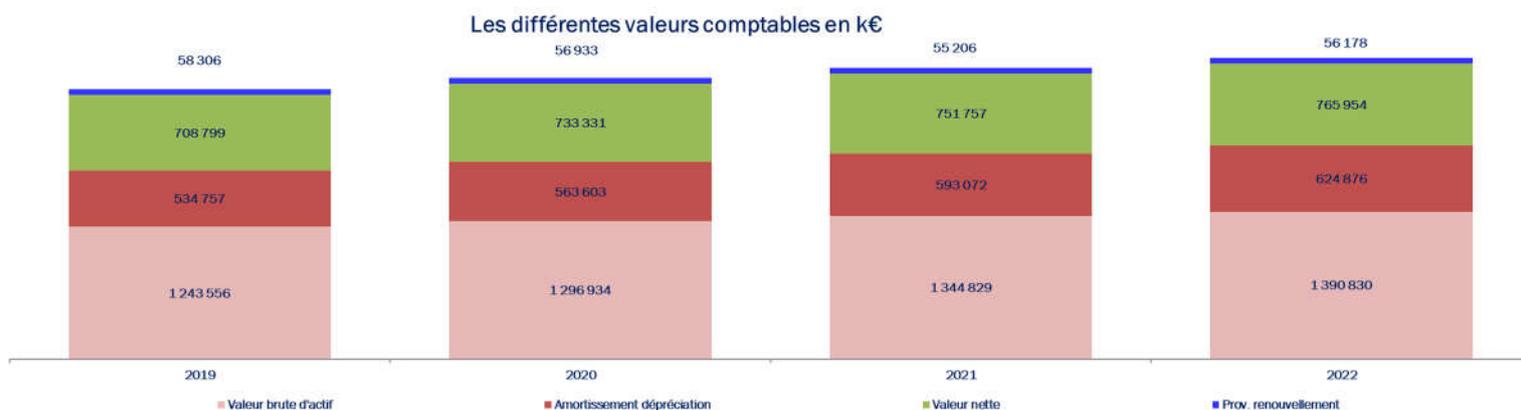


Pour le SDEC ÉNERGIE, les précisions apportées par Enedis afin d'expliquer l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation sont insuffisantes afin de lever l'opacité entourant cette évolution importante.

Le SDEC ÉNERGIE sollicite qu'Enedis complète et précise les explications qu'il a apportées.

## 9. Les différentes valeurs comptables en k€

Exercice / en k€	Valeur brute d'actif	Amortissement dépréciation	Valeur nette	Provisions pour renouvellement	Valeur de renouvellement	Taux d'amortissement
2019	1 243 556	534 757	708 799	58 306	1 605 394	43,00%
2020	1 296 934	563 603	733 331	56 933	1 671 213	43,46%
2021	1 344 829	593 072	751 757	55 206	1 730 937	44,10%
2022	1 390 830	624 876	765 954	56 178	1 840 503	44,93%



En 2022, la valeur brute d'actif croit de 3,4 % pour atteindre **1 390 830 k€**, les éléments relatifs à l'évolution de la valeur brute des ouvrages ont été décrits au 1) de la partie V de ce rapport.

Les amortissements progressent de 5,4 % pour s'établir à **624 876 k€**.

La valeur nette comptable augmente quant à elle de 1,9 % pour s'établir à **765 954 k€**.

Il est à noter que le stock de provisions pour renouvellement augmente pour atteindre **56 178 k€**.

**Le taux moyen d'amortissement atteint 44,9 %.**

La méthode d'amortissement, les taux d'amortissement et l'évolution du stock des provisions pour renouvellement sont décrits ci-après.

## 10. Les pratiques d'amortissements

Amortissements <sup>43</sup>		
Type de biens	Financement Enedis	Financement Concédant
Biens non renouvelables par nature	OUI	NON
Biens renouvelables ER	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage	NON
Biens renouvelables non-ER	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage	OUI sur la durée de vie de l'ouvrage

Au titre de l'article 11 B 1) et 2) du contrat conclu le 29 juin 2018, Enedis a l'obligation d'amortir la valeur des ouvrages dont le renouvellement lui incombe. En pratique, le Concessionnaire amortit l'ensemble des ouvrages qu'il a financés.

Pour les ouvrages financés par le SDEC ÉNERGIE, Enedis déprécie les biens renouvelables ER (amortissement de dépréciation, non générateur de charges) et pratique un amortissement industriel (générateur de charges) sur autres biens renouvelables.

Selon le Concessionnaire, il ne constitue pas d'amortissement générateur de charges sur les ouvrages renouvelables ER dans la mesure où il a constaté que les renouvellements de ces ouvrages n'étaient réalisés qu'à hauteur de 20% par lui-même.

Aux dires d'Enedis, cette quotité de provisions pour renouvellement est dotée et constituée annuellement sur un compte de provisions pour renouvellement au niveau national, mais n'est pas « redescendu » à la maille de la concession. Ainsi, malgré de multiples demandes, Enedis n'a pas indiqué le montant de provisions pour renouvellement constitué au niveau national sur les ouvrages ER et rattaché à concession du SDEC ÉNERGIE.

Les durées d'amortissement pratiquées par Enedis sont présentées dans le tableau ci-contre.

La durée d'amortissement est définie par le Concessionnaire, elle dépend de la durée de vie des ouvrages.

Ouvrages	Durée d'amortissement pratiquée
<b>Réseau HTA (autre qu'immergé)</b>	<b>40</b>
<b>Réseau BT (autre que torsadé)</b>	<b>40</b>
<b>Réseau BT torsadé</b>	<b>50</b>
<b>Postes HTA-BT :</b>	
Bâtiment de poste	45
Appareillage de poste maçonné	30
Appareillage poste préfabriqué	30
H61	30
<b>Compteurs :</b>	
Disjoncteurs	20
Mis en service avant 1995	30
BT < 36kVA mis en service après 1995	20
BT > 36kVA mis en service après 1995	<b>25</b>
<b>Branchements</b>	
Liaisons réseau aériennes	50
Liaisons réseau souterraines et aéro-souterraines	40
Dérivations individuelles de branchement indiv.	40
<b>Colonnes montantes</b>	<b>60</b>
<b>Transformateurs</b>	<b>40</b>

<sup>43</sup> Enedis pratique un amortissement linéaire sur la durée d'amortissement des ouvrages.

Un bien est dit renouvelable lorsque sa durée d'amortissement est plus courte que la durée de la convention de concession (terme fixé au 1<sup>er</sup> juillet 1948) et non renouvelable dans le cas contraire.

Un bien est dit « ER » lorsqu'il s'agit de postes HTA/BT ou des canalisations BT situés dans les communes relevant du régime rural d'électrification.

Au fil des années, Enedis a procédé à l'allongement de la durée d'amortissement de plusieurs types d'ouvrages. Le tableau de droite présente les types d'ouvrages concernés, l'année du changement, l'ancienne et la nouvelle durée d'amortissement pratiquée.

Année de mise en œuvre du changement	Ouvrages	Durée d'amortissement pratiquée en année
2007	Bâtiments de poste HTA/BT	30 => 45
	Compteurs BT < 36kVA	30 => 20
	Compteurs BT > 36kVA et HTA	30 => 25
2011	Canalisations BT torsadées	40 => 50
2012	Transformateurs HTA/BT	30 => 40
2020	Colonnes montantes	40=>60
2022	branchements aériens	40=>50

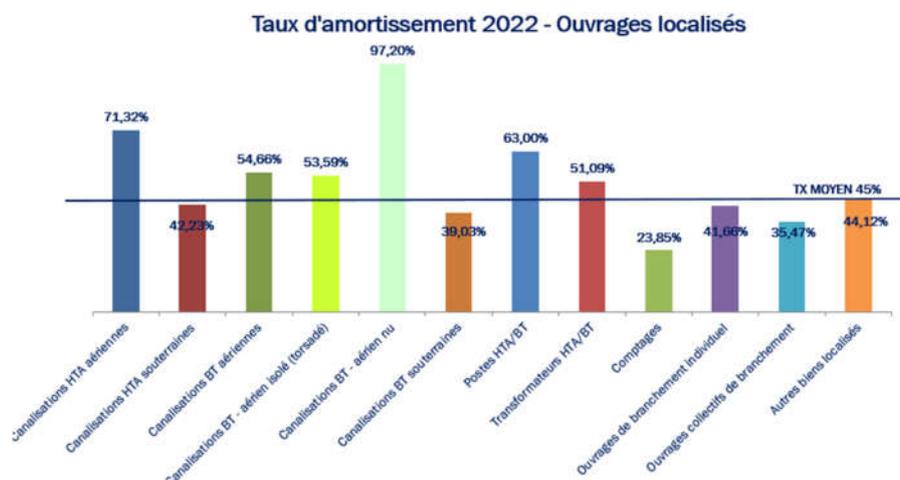
Les allongements de la durée d'amortissement des transformateurs, des réseaux BT torsadés, du génie civil de postes enterrés des colonnes montantes et des branchements aériens opérés récemment par Enedis sont justifiés, a priori, par des études techniques démontrant la viabilité des ouvrages au-delà des durées de vie comptables initiales

Ces pratiques impactent directement et majoritairement les provisions constituées, les droits du concédant ainsi que les dettes et créances réciproques puisque certains ouvrages passent potentiellement de « renouvelables » avant le terme du contrat à « non renouvelables ».



Devant des impacts significatifs de ces changements (reprises de provisions pour renouvellement, variations des droits du Concédant et des dettes et des créances réciproques), il est indispensable que le SDEC ÉNERGIE ait accès et soit associé aux études en amont qui président aux changements de ces durées d'amortissement. Ceci qui n'a jamais été mis en œuvre malgré les demandes réitérées du SDEC ÉNERGIE.

## 11. Les taux d'amortissements



Typologie d'ouvrages localisés	2018	2019	2020	2021	2022
Canalisations BT - aérien nu	96,8%	96,9%	97,0%	97,1%	97,2%
Canalisations HTA aériennes	66,1%	68,1%	69,6%	70,3%	71,3%
Postes HTA/BT	59,9%	60,5%	61,5%	62,3%	63,0%
Canalisations BT aériennes	51,0%	52,1%	52,9%	53,5%	54,7%
Canalisation BT - aérien isolé (torsadé)	49,4%	50,6%	51,6%	52,4%	53,6%
Transformateurs HTA/BT	49,0%	49,4%	50,3%	50,7%	51,1%
Autres biens localisés	41,8%	41,7%	40,7%	44,0%	44,1%
Canalisations HTA souterraines	39,1%	39,7%	40,7%	41,7%	42,2%
Branchements individuels					41,7%
Canalisations BT souterraines	36,1%	37,2%	38,0%	38,6%	39,0%
Ouvrages collectifs de branchement	41,8%	41,4%	34,0%	35,8%	35,5%
<b>Comptage</b>	<b>7,6%</b>	<b>9,1%</b>	<b>11,4%</b>	<b>13,7%</b>	<b>23,8%</b>
<b>Taux moyen d'amortissement</b>	<b>43,0%</b>	<b>43,9%</b>	<b>44,4%</b>	<b>44,9%</b>	<b>44,9%</b>



La valeur nette du patrimoine concédé s'élève à fin 2022 à 765 954 k€, pour un amortissement total constitué qui se monte à 624 876 k€, soit un taux d'amortissement moyen<sup>44</sup> s'élevant à fin 2022 à **44,9 %**. Il s'agit selon l'auditeur du SDEC ENERGIE d'un taux relativement bas, traduisant un âge moyen comptable jeune (**moyenne constatée 46%**).

Ce taux est en augmentation régulière a minima pour le 16<sup>e</sup> exercice consécutif. Il progresse de 0,6 point en moyenne chaque année sur la période 2011-2022. Ce taux varie plus ou moins fortement en fonction des typologies d'ouvrages.

À fin 2022, le taux d'amortissement des ouvrages localisés est le plus élevé pour les réseaux BT aériens nus (97,2%) en croissance constante depuis a minima 10 exercices.

À contrario, les ouvrages de branchements collectifs et les comptages disposent de taux d'amortissement les plus bas respectivement (35,5% et 23,8%).

## 12. Les provisions pour renouvellement (PR)

Au titre du contrat conclu le 29 juin 2018, Enedis n'a plus l'obligation de constituer des provisions pour renouvellement.

Le stock de provisions pour renouvellement au terme du contrat précédent ayant été maintenu dans les passifs du contrat en vigueur, il est apuré au cours du contrat en vigueur par les mécanismes usuels de réaffectation comptable lors de chantiers de renouvellement ou le cas échéant de reprise au résultat du compte d'exploitation.

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.

Les provisions sont disponibles tant que l'ouvrage fait partie des immobilisations. Si Enedis renouvelle l'ouvrage, les provisions sont utilisées.

Si Enedis ne renouvelle pas l'ouvrage (abandon) ou si la dépense du renouvellement est inférieure à la valeur de remplacement servant de base de calcul, les provisions sont reprises au résultat. La dotation annuelle aux provisions vient diminuer le résultat et constitue une dette potentielle au passif de la concession.

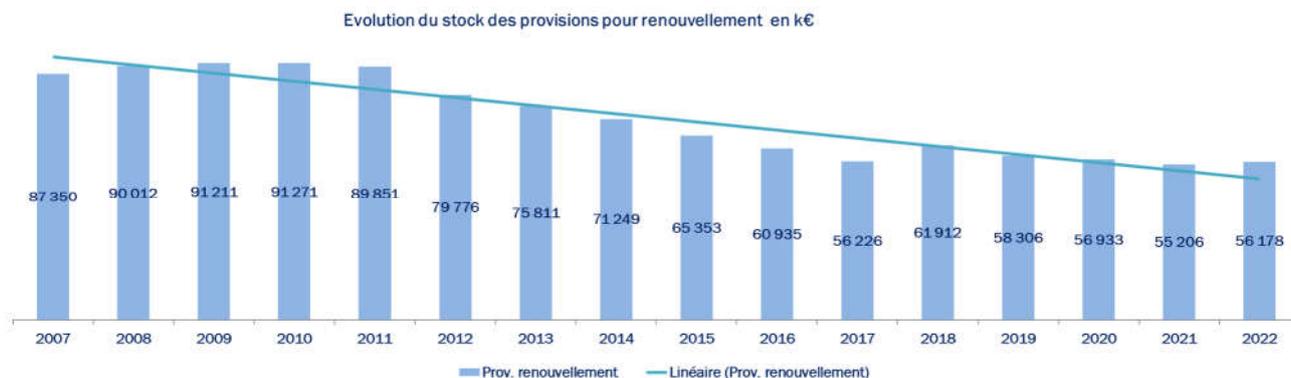
Les provisions pour renouvellement étaient constituées sur les ouvrages concédés renouvelables, dont la fin de vie comptable est antérieure à l'échéance du contrat de concession.

Il n'était pas constitué de provisions pour renouvellement pour les biens ruraux situés dans des communes de régime d'électrification rurale (sauf une provision pour renouvellement de 20% au niveau national).

Les provisions pour renouvellement constituées sont transformées en financement du Concédant lors du renouvellement du bien (idem pour l'amortissement du financement du Concédant).

---

<sup>44</sup>C'est-à-dire le rapport du montant des amortissements constitués sur la valeur brute pour l'ensemble des biens concédés que ceux-ci soient localisés ou non.

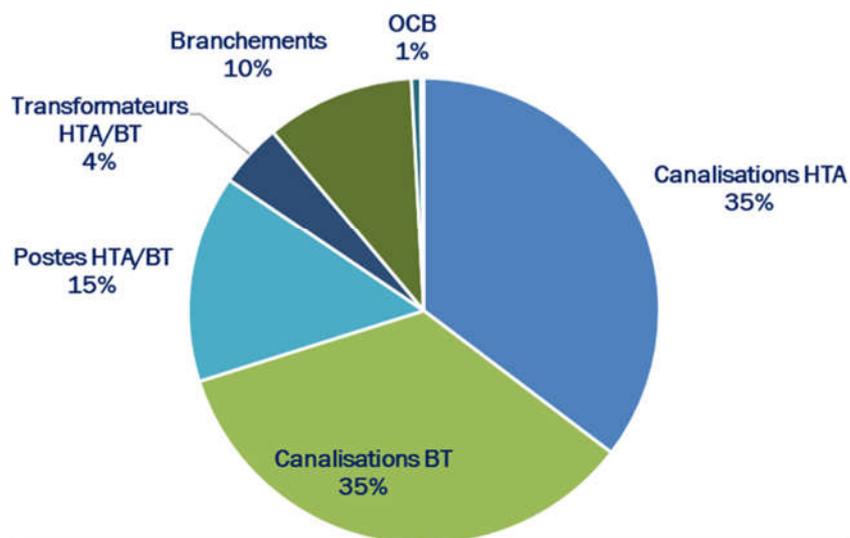


Le stock de provisions pour renouvellement constituées sur les ouvrages concédés s'élève à 56 178 k€ à fin 2022, ce stock progresse après trois exercices consécutifs de baisse, il augmente de 1,6 % par rapport à 2021 (soit 972 k€).

Les provisions pour renouvellement sont constituées à 99,9% pour les ouvrages localisés du patrimoine.

Les réseaux BT représentent 34,7 % toutes technologies confondues (les réseaux BT souterrains représentent 27,8 %) et les réseaux HTA représentent 35,4 % toutes technologies confondues (les réseaux HTA souterrains représentent 12,5 %). Depuis 2007, aucune dotation aux provisions n'est constituée sur les appareils de comptage.

**Répartition du stock de provisions pour renouvellement par nature ouvrages en pourcentage**

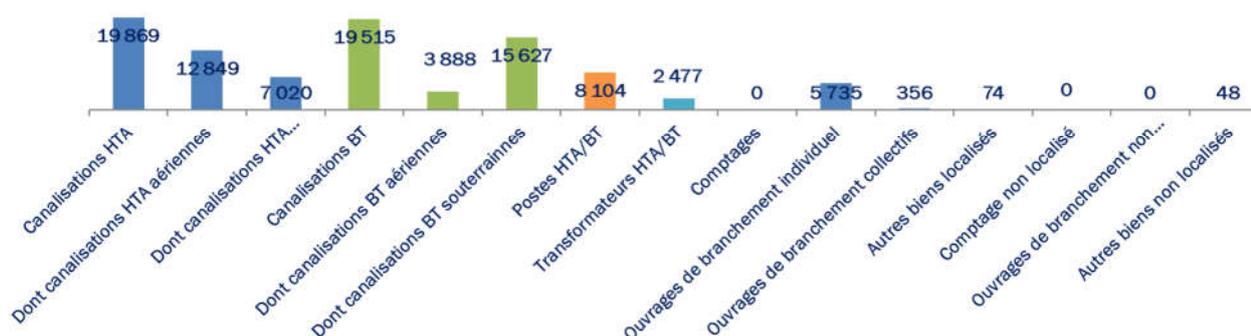


Entre 2011 et 2022, le stock de provisions pour renouvellement s'est considérablement réduit de 33 673 k€ soit de 37,5 %.

Cette baisse concerne en particulier le stock de provisions pour renouvellement constitué pour les ouvrages suivants : les transformateurs, les branchements, les canalisations aériennes HTA, les canalisations aériennes BT et les canalisations souterraines HTA et BT.

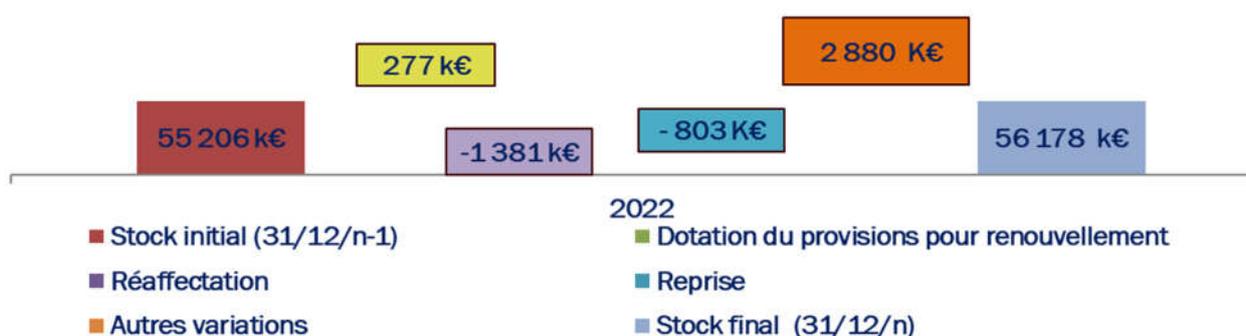
Si la baisse du stock de provisions pour renouvellement s'explique par l'utilisation de la provision pour renouvellement lors du renouvellement des ouvrages, certains traitements comptables explique aussi cette décroissance : allongement de la durée de vie de certains ouvrages (biens renouvelables devenant non renouvelables avant le terme du contrat), sortie automatique des branchements une fois leur fin de vie comptable atteinte et réaffectation et/ou reprise au résultat des provisions pour renouvellement attachées notamment.

Montants des provisions pour renouvellement par catégories d'ouvrages en k€



### 13. L'évolution du stock de provisions pour renouvellement entre les deux derniers exercices

2021/2022 : Evolution du stock de provisions pour renouvellement en k€



Dans le cadre des missions de contrôle depuis cinq exercices, Enedis transmet un tableau fiabilisé des flux comptables relatifs aux provisions pour renouvellement indiquant, pour chaque catégorie d'ouvrages, le montant en k€ des dotations, des affectations et des reprises de provisions pour renouvellement au résultat, survenus au cours de l'année.



**La communication de ce tableau améliore la connaissance des flux qui viennent modifier le stock de provisions pour renouvellement, ce qui est positif.**

Sur la base de ce tableau, il a été réalisé le graphique ci-dessus qui fait ressortir :

- Une dotation aux provisions de 277 k€ sur les branchements liés à l'opération de localisation des branchements individuels.
- Une réaffectation en tant que financement Concédant sur de nouveaux ouvrages mis en service en 2022 d'un montant de 1 381 k€. Essentiellement sur les réseaux HTA souterrains concernant notamment des affaires de résorption de câbles HTA souterrains à isolation papier imprégné (830 k€) et sur les réseaux BT souterrains (449 k€).
- Une reprise de 803 k€.

Par typologie d'ouvrages, les mouvements sont les suivants :

Évolution des provisions de renouvellement par typologie d'ouvrages en k€ 2021/2022	PR 2021	Dotations	Affectations	Reprises	PR 2022	Écart
<b>Canalisations HTA</b>	<b>21 323</b>	<b>0</b>	<b>887</b>	<b>576</b>	<b>19 869</b>	<b>-9</b>
<i>Dont canalisations HTA aériennes</i>	<i>13 155</i>	<i>0</i>	<i>57</i>	<i>7</i>	<i>12 849</i>	<i>-241</i>
<i>Dont canalisations HTA souterraines</i>	<i>8 168</i>	<i>0</i>	<i>830</i>	<i>569</i>	<i>7 020</i>	<i>250</i>
<b>Canalisations BT</b>	<b>19 994</b>	<b>0</b>	<b>449</b>	<b>209</b>	<b>19 515</b>	<b>-180</b>
<i>Dont canalisations BT aériennes</i>	<i>3 977</i>	<i>0</i>	<i>38</i>	<i>35</i>	<i>3 888</i>	<i>-16</i>
<i>Dont canalisations BT souterraines</i>	<i>16 016</i>	<i>0</i>	<i>411</i>	<i>174</i>	<i>15 627</i>	<i>196</i>
Postes HTA/BT	8 705	0	27	15	8 104	559
Transformateurs HTA/BT	2 498	0	18	3	2 477	-1
Comptages	0	0	0	0	0	0
Ouvrages de branchement individuel		277	0	0	5 735	5 459
Ouvrages de branchement collectifs	356	0	0	0	356	0
Autres biens localisés	74	0	0	0	74	0
Comptages non localisés	0	0	0	0	0	0
Ouvrages de branchements non localisés	2 209	0	0	0	0	-2 209
Autres biens non localisés	47	0	0	0	48	0
<b>Total</b>	<b>55 206</b>	<b>277</b>	<b>1 381</b>	<b>-803</b>	<b>56 178</b>	<b>2 880</b>

A noter un écart de reconstitution de 2 880 k€ soulevé lors de la réconciliation stock/flux, sans qu'Enedis ne fournisse plus de détail.



Lors de la mission de contrôle 2020, Enedis expliquait que des travaux étaient en cours afin de communiquer le détail des affectations des passifs de concession (provision pour renouvellement et amortissement du financement du concédant) aux concédants dans le cadre spécifique des PPI, et qu'ils devaient aboutir courant 2021. Aucune nouvelle n'a été donnée en 2022.



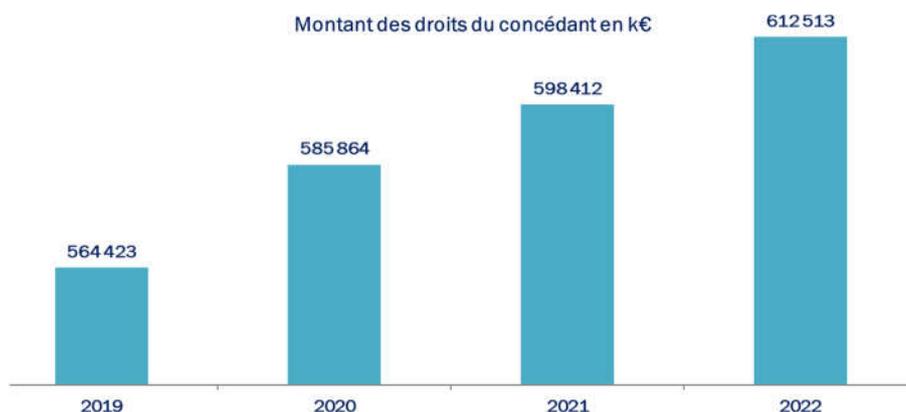
**Les montants de la dotation aux provisions pour renouvellement ainsi que de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le Compte rendu d'activité 2022.**

## 14. L'évolution des droits du Concédant

Les « comptes spécifiques de concessions » correspondent aux droits des Concédants de récupérer les biens concessifs en fin de contrat dès lors qu'ils les ont financés.

Ils sont la résultante de la contre-valeur des biens inscrits à l'actif (c'est-à-dire la valeur nette comptable de l'ensemble des ouvrages) à laquelle s'ajoutent les amortissements de financement apportés par les Concédants et dont sont déduits les financements du Concessionnaire non amortis.

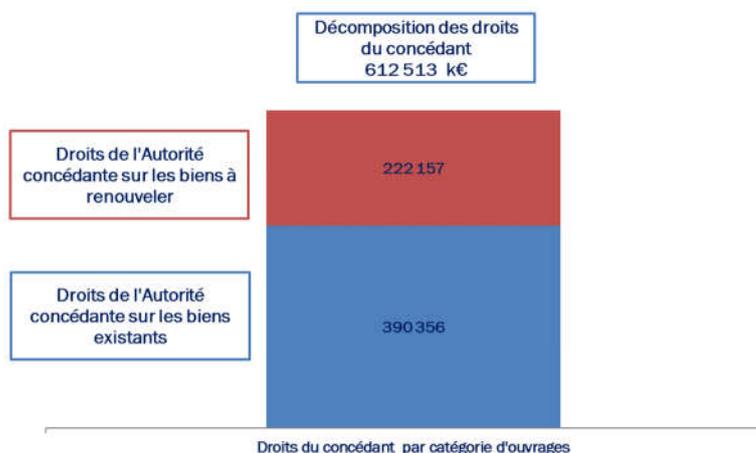
Au 31 décembre 2022, le montant des droits du Concédant s'élève à 612 513 k€ en augmentation de 2% par rapport à l'exercice précédent, et en hausse moyenne depuis 2011 de 3,5 %.



Les droits du Concédant sont composés des droits du Concédant sur les ouvrages existants et des droits sur les ouvrages à renouveler.

1) Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est obtenu en soustrayant de la valeur nette de l'ensemble des ouvrages (appelée aussi droits en nature) à la somme des financements non amortis du Concessionnaire (appelée aussi créance en espèces).

2) Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est égal au montant des amortissements constitués par le Concessionnaire sur les biens financés par le Concédant.



La valeur nette des ouvrages (ou droits en nature) a augmenté en 2022 de 1,9 % pour atteindre 765 953 k€. Les financements non amortis du Concessionnaire (créance en espèces) sont estimés à 375 598 k€ à fin 2022, en hausse de 3 % par rapport à l'exercice précédent. Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages existants est évalué 390 356 k€ en augmentation de 0,4 %.

Le montant des droits du Concédant sur les ouvrages à renouveler est évalué à 222 157 k€ à fin 2022, en augmentation de 6 %.

Les droits du Concédant s'appuient sur les données fournies par le Concessionnaire à partir du fichier inventaire comptable des ouvrages de la concession. Les éléments relatifs aux origines de financement ont été fournis par le Concessionnaire par ouvrage.

**Comme les exercices précédents, le Concédant signale que les montants des droits du Concédant et de ces composantes ainsi que le niveau des provisions pour renouvellement doivent être appréhendés avec réserves.**

Ces réserves sont liées :



- À l'absence d'amortissement et de provisions pour renouvellement sur les réseaux BT et les postes HTA/BT en zone d'électrification rurale,
- aux modalités de calcul des provisions avec les modifications des durées de vie comptable,
- à la gestion comptable des ouvrages non localisés,
- au traitement comptable des raccordements.

## 15. L'évolution du ticket de sortie



L'article 49 B du cahier des charges conclu le 29 juin 2018 précise que l'Autorité concédante (c.-à-d. le SDEC ÉNERGIE) a la faculté de ne pas renouveler la concession si le maintien du service ne présente plus d'intérêt, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science.

L'Autorité concédante doit notifier son intention de ne pas renouveler la concession un an au moins avant son expiration. L'Autorité concédante pourra également, pour les mêmes motifs, mettre fin à la concession avant sa date d'expiration, dès lors que dix ans au moins se seront écoulés depuis le début de la concession et sous réserve d'un préavis de quatre ans, adressé au Concessionnaire.

Dans l'un ou l'autre cas une indemnité est calculée, égale cumulativement à la différence, plafonnée à la valeur nette comptable des ouvrages de la concession, entre le montant non amorti de sa participation au financement des ouvrages de la concession, tel qu'il résultera de la comptabilité du Concessionnaire, réévalué par référence au TMO, (le TMO correspond à la moyenne arithmétique des douze derniers taux moyens mensuels de rendement au règlement des emprunts garantis par l'État ou assimilés, calculée et publiée par l'INSEE) et le montant des amortissements constitués dans la proportion de la participation de l'Autorité concédante au financement des ouvrages de la concession, complété, s'il y a lieu, du solde des provisions pour renouvellement.

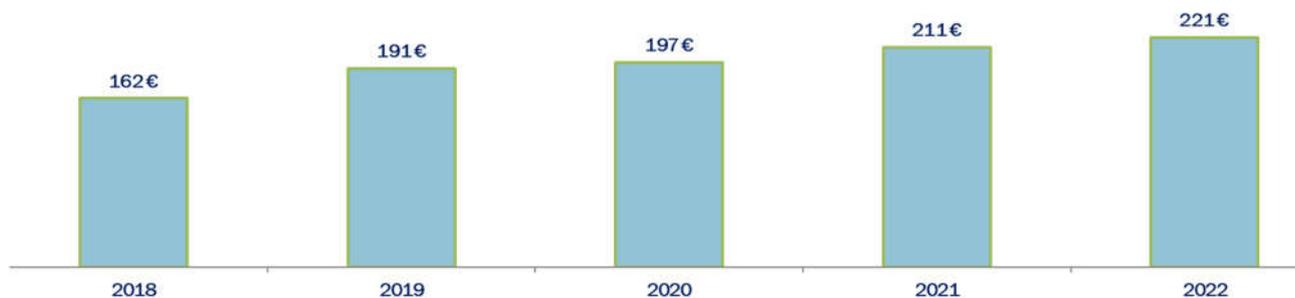
Dans l'éventualité où, le montant ainsi calculé est positif, il correspond à l'indemnité que l'Autorité concédante devrait verser au Concessionnaire. Dans l'éventualité où, le montant ainsi calculé est négatif, il correspond à la soulte que le Concessionnaire devrait verser à l'Autorité concédante.

Ce calcul dénommé « ticket de sortie » représente le solde des dettes et créances réciproques en fin de concession.

À partir des données communiquées par Enedis, il est estimé à 104 471 k€ en 2022.

Depuis a minima 2011, ce ticket est positif, symbolisant une dette potentielle du Concédant envers Concessionnaire en cas de sortie, cette dette rapportée au nombre d'usagers représentant une dette potentielle de 221 €/us.

Evaluation du ticket de sortie par usager en €



Le solde des dettes et créances réciproques, en défaveur du Concédant, est potentiellement aggravé du fait de différents biais sur les composantes de calcul des dettes et créances réciproques et dont les effets sont plus ou moins quantifiables.

Il est à noter cependant, que le versement de ce ticket de sortie ne serait mis en œuvre que dans le contexte très particulier évoqué ci-dessus, il faudrait ainsi que le maintien du service ne présente plus d'intérêt pour l'autorité Concédante, soit par suite de circonstances économiques ou techniques de caractère permanent, soit parce qu'elle juge préférable d'organiser un service nouveau tenant compte des progrès de la science.

En outre, il faut rappeler que le juge administratif limite l'indemnisation du Concessionnaire à la valeur nette non amortie des ouvrages qu'il a financés.

Ainsi, si le calcul ci-dessus devait aboutir à fixer une indemnité de sortie dont le montant serait supérieur à la valeur nette comptable de la participation du Concessionnaire au financement des ouvrages de la concession, sa régularité serait dès lors contestable.

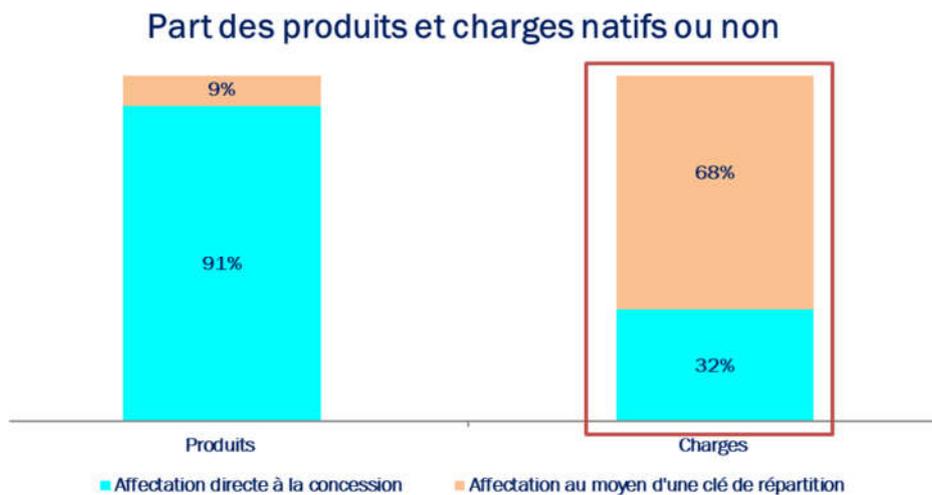
## 16. Le compte d'exploitation : qualité de l'information

Le Concédant relève une **amélioration sensible** depuis plusieurs années de la présentation des informations financières qui sont **moins dispersées et plus détaillées** :

- Depuis 2012, présentation des recettes d'acheminement par puissance souscrite
- Depuis 2014, indication pour chaque produit et charge, du montant affecté directement à la concession et du montant repartit ainsi que de sa clé de répartition principale
- Depuis 2015, décomposition du poste « autres consommations externes » qui représente 15% des charges en distinguant les 6 natures suivantes (achat, de matériel, de travaux, d'informatique et de télécommunication, tertiaire et prestations, bâtiments, autres achats)
- Depuis 2016, décomposition des reprises de provisions et d'amortissement.
- Depuis 2015, une partie des éléments financiers sont calculés à la maille des 25 directions régionales.

Il est à noter que **depuis 2017 aucun changement méthodologique n'est survenu.**

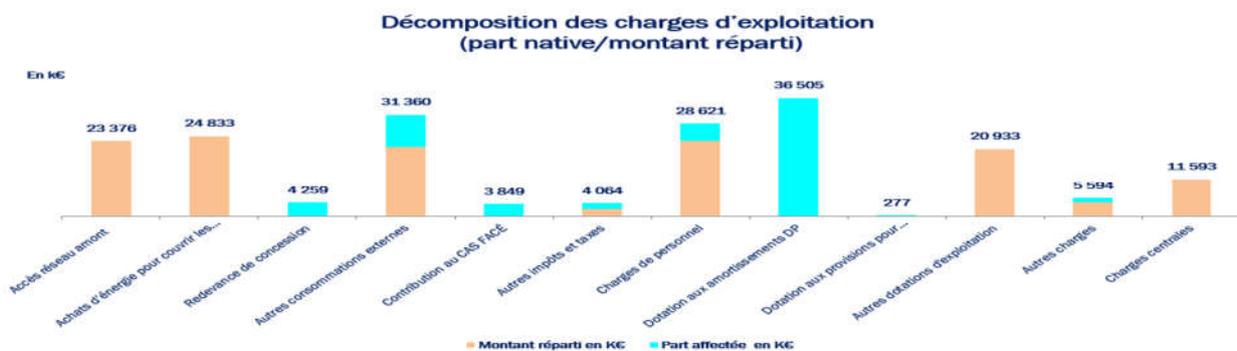
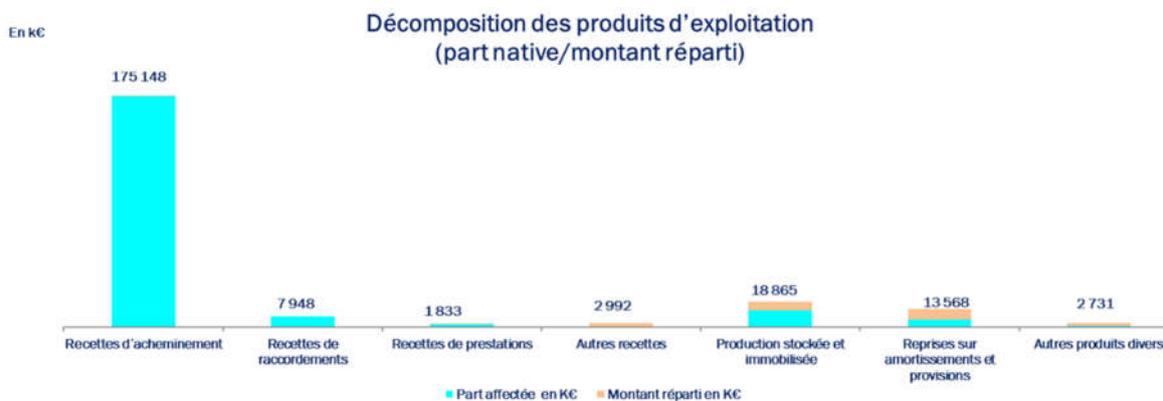
## 17. Le compte d'exploitation : éléments financiers natifs ou non



Les éléments financiers liés à l'exploitation de la concession ne sont pas tous « natifs ». Dans ce cas, le Concessionnaire communique chaque année :

- Les postes affectés directement et les clés de répartition utilisées lorsque l'affectation n'est pas à la maille de la concession,
- les montants directement affectés et ceux répartis par clé dans le total affectable à la concession.

9% des produits de la concession sont issus d'une clé, contre 68% pour les charges en 2022. Ainsi, 91% des produits sont donc natifs tandis que seulement 32% des charges sont natives de la concession.



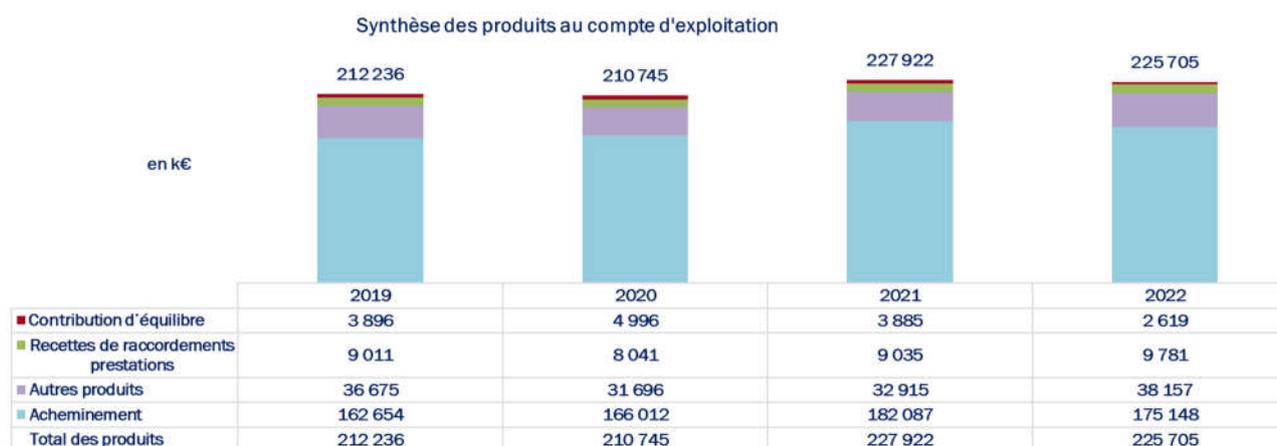
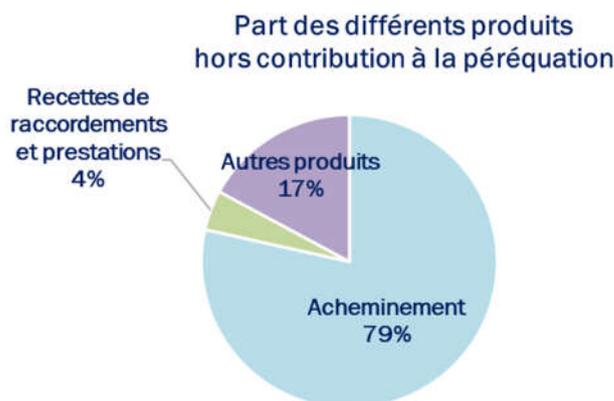
La part de **charges natives stagne** depuis au moins trois exercices,



Le peu de charges natives, la complexité des clés de répartition et la globalisation de certains postes de charges ne permettent pas de fournir une image financière représentative de l'équilibre financier de la concession.

## 18. Le compte d'exploitation : évolution des produits

Les produits en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Acheminement	162 654	166 012	182 087	175 148	-4%
Recettes de raccordements et prestations	9 011	8 041	9 035	9 781	8%
Autres produits	36 675	31 696	32 915	38 157	16%
Contribution d'équilibre	3 896	4 996	3 885	2 619	-33%
<b>Total des produits</b>	<b>212 236</b>	<b>210 745</b>	<b>227 922</b>	<b>225 705</b>	<b>-1%</b>
<b>Total des produits hors contribution à l'équilibre</b>	<b>208 340</b>	<b>205 749</b>	<b>224 037</b>	<b>223 086</b>	<b>-0,4%</b>



Les produits s'élèvent à **225 705 k€** en 2022, en diminution de **1 %** par rapport à l'exercice précédent. Si nous neutralisons les effets de la contribution d'équilibre sur les exercices 2021 et 2022, la valeur des produits se contracte de **0,4%**.

Les produits se composent au principal :

1. Des recettes d'acheminement pour 175 148 k€,
2. Des recettes de raccordements et prestations, pour 9 781 k€,
3. Des autres produits, pour 38 157 k€.

**1) Les recettes d'acheminement** intègrent les recettes liées au TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité) facturées aux usagers du réseau (175 075 k€) et les recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur, c'est-à-dire les quantités livrées, mais non facturées à la clôture de l'exercice comptable, il s'agit d'une variation qui peut être positive ou négative (en 2022, +73 k€).

Les recettes d'acheminement, hors recettes liées à la valorisation de l'acheminement en compteur (175 075 k€) proviennent majoritairement des clients BT ≤ à 36 kVA (71%), représentent 78 % des produits et se contractent de 4 % par rapport à l'exercice précédent.

Cette contraction est le résultat de deux phénomènes dont les effets s'inversent en partie :

- La baisse des consommations (- 6,7 %).
- La hausse 0,91 % du TURPE au 1<sup>er</sup> août 2021, puis celle de 2.26 % au 1<sup>er</sup> août 2022.

Il est à noter que cette tendance baissière est similaire à celle observée à la maille nationale. En effet, le chiffre d'affaires lié à l'acheminement à l'échelle d'Enedis s'établit à 14 160 M€ en 2022, en baisse de 229 M€ par rapport à 2021 (14 389 M€), soit -1,6 %.

**2) Les recettes de raccordements et de prestations** qui représentent un peu plus de 4 % des produits et sont en progression d'un peu plus **de 8 % par rapport à 2021** (ces recettes sont composées pour 7 948 k€ de recettes de raccordements et pour 1 833 k€ de recettes de prestations). Les recettes de raccordements progressent de 12,8 %, cette évolution est à rapprocher de la progression de l'activité de raccordement en injection (+21 %), et de la hausse des dépenses d'investissements pour les raccordements sur l'exercice (+17 %).

**3) Les « autres produits »** qui représentent 17 % des produits sont en progression de 16 % par rapport à l'exercice précédent. Ces recettes correspondent :

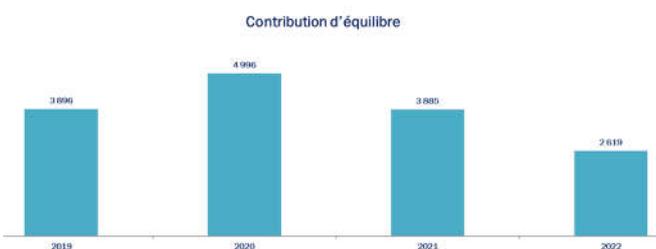
- Aux autres recettes : prestations réalisées pour d'autres entités du groupe EDF ou dans le cadre de la mixité Enedis-GRDF et qui s'élèvent à 2 992 k€ en hausse de 20% par rapport à 2021,
- À la production stockée et immobilisée (18 866 k€) qui représente la valorisation des travaux réalisés par Enedis pour elle-même et qui vient neutraliser la charge correspondante à ces coûts internes, cette recette est en contraction de 3 % par rapport à l'exercice précédent. Cette évolution est inverse à celle observée au niveau national (+ 5,6 %). Cette variation pourrait s'expliquer par une moindre mise en concession d'ouvrages en 2022 (hors localisation des ouvrages, la valeur des ouvrages mis en concession est baisse d'un peu plus de 5 % par rapport à 2021).
- Les reprises sur amortissements et reprises de provisions pour renouvellement atteignent 13 568 k€ en 2021 en progression de 48 % par rapport à l'exercice précédent. Cette évolution est liée aux reprises d'amortissement des financements du concédant dans le cadre de la localisation des ouvrages (4 559 k€ en 2022 contre 1 224 k€ en 2021). Il est à noter que les reprises sur amortissements et provisions sont comptabilisées par clé de répartition (principalement au prorata du nombre de clients), en conséquence les montants évoqués ci-dessus ne traduisent pas la réalité des flux concessifs.

## 19. Le compte d'exploitation : La contribution à l'équilibre

En 2022, et comme les exercices précédents (depuis 2011), une contribution d'équilibre vient accroître les produits d'exploitation.

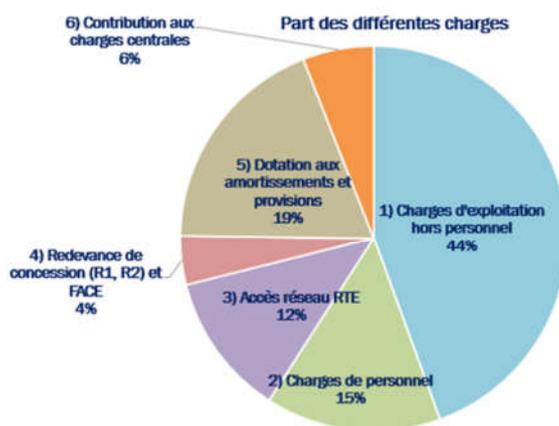
Cette contribution représente la contribution des autres concessions d'Enedis vers la concession du Syndicat. I

Il est à noter sur ce point que tant qu'une faible partie des charges sont natives de la concession, la représentativité de cette contribution reste à relativiser.

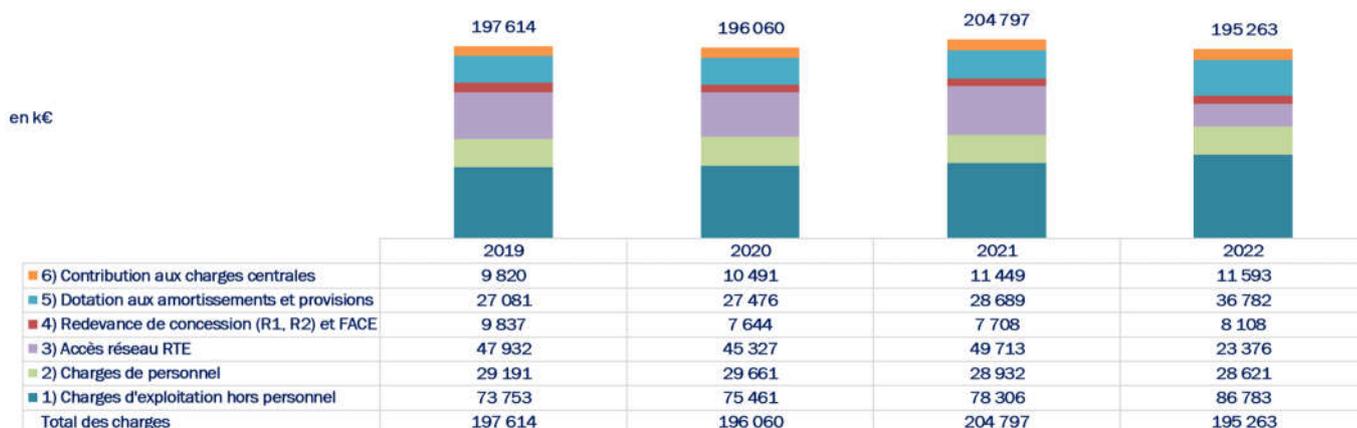


## 20. Le compte d'exploitation : évolution des charges

Les charges en k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
1) Charges d'exploitation hors personnel	73 753	75 461	78 306	86 783	11%
2) Charges de personnel	29 191	29 661	28 932	28 621	-1%
3) Accès réseau RTE	47 932	45 327	49 713	23 376	-53%
4) Redevance de concession (R1, R2) et FACE	9 837	7 644	7 708	8 108	5%
5) Dotation aux amortissements et provisions	27 081	27 476	28 689	36 782	28%
6) Contribution aux charges centrales	9 820	10 491	11 449	11 593	1%
<b>Total des charges</b>	<b>197 614</b>	<b>196 060</b>	<b>204 797</b>	<b>195 263</b>	



Synthèse des charges au compte d'exploitation



Les charges se contractent 4,7 % en 2022 (204 797 k€ en 2021, 195 263 k€ en 2022). Elles sont composées :

1) **Des charges d'exploitation hors personnel** en progression de 11 % par rapport à celles de l'exercice précédent pour atteindre 78 306 k€, elles représentent 44 % des charges et elles rassemblent :

- **Les charges pour « autres consommations externes »** (31 359 k€) qui représentent 16% des charges d'exploitation et sont en baisse à nouveau de 1 % par rapport à l'exercice précédent. Ces charges comprennent les achats de matériels avec 4 principales familles d'articles (appareillage, les câbles, connectiques et supports, l'interface clientèle, la logistique industrielle), les achats de services externes, dont les actes réseau et clientèle sous-traités et les redevances d'occupation du domaine public (RODP).
- **Les charges d'achat d'énergie** pour la compensation des pertes (24 833 k€) qui progressent fortement de 38 % en 2022 et qui représentent 13 % des charges d'exploitation. Cette évolution coïncide avec celle observée à la maille nationale, les achats d'énergie à l'échelle d'Enedis s'élevant à 2 246 M€ en 2022, en hausse de 802 M€ par rapport à 2021 (1 462 M€).

- **Les autres dotations d'exploitation** qui correspondent essentiellement à l'imputation sur la concession des dotations aux provisions pour risques et charges ainsi qu'aux pensions et obligations assimilées comptabilisées au niveau national. Elles comprennent également les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine propre. Les autres dotations d'exploitation (20 933 k€) progressent de 9 % et représentent 11 % des charges d'exploitation en 2022.
- **Les autres impôts et taxes** (CFE, IFR, et taxes foncières) pour un montant de 4 064 k€ qui diminuent de 8 % et qui représentent 2 % des charges d'exploitation.
- **Les autres charges** qui correspondent aux autres types de charges d'exploitation courantes (5 594 k€) qui baissent de 12 %. Ces charges correspondent au principal à la valeur nette des ouvrages mis au rebut. L'évolution constatée est similaire à celle constatée au niveau national.

2) **Des charges de personnel** (28 621 k€) qui diminuent de 1 %. Elles couvrent les salaires et traitements du personnel d'Enedis affecté totalement ou partiellement à la concession du SDEC ÉNERGIE ainsi que les charges sociales afférentes. Les charges de personnel représentent 15 % du total des charges. Il est à noter qu'au niveau national, les charges de personnel sont en hausse (+3,6 %) par rapport à l'année 2021 (les effectifs nationaux sont en hausse par rapport à 2021, + 507 employés soit 39 208 employés).

3) **Des charges d'accès réseau RTE pour 23 376 k€ qui baissent très fortement de 53 % par rapport à 2021. Ces charges représentent 12 % de l'ensemble des charges. Cette évolution reflète celle observée à la maille nationale. Cette baisse est majoritairement due à l'effet volume (baisse des consommations) couplé à l'acompte reçu de RTE en application des délibérations de la CRE du 08/12/22 et du 31/01/23. Le produit à recevoir au titre du CRCP de RTE a été enregistré dans les comptes 2022 en déduction des redevances d'accès au réseau de transport.**

4) **Des charges de redevances de concession (R1, R2) et la contribution au CAS FACE** (Compte d'affectation spéciale pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale). Les redevances de concessions atteignent 4 259 k€ en 2022, elles sont en légère hausse par rapport à 2021 (4 148 k€ soit +111 k€ ou 2,7%. La contribution au CAS FACE d'Enedis atteint 3 849 k€ en progression de 8 % par rapport à 2021. Cette contribution correspond à la quote-part calculée pour la concession de la contribution d'Enedis au FACE.

5) **Des dotations aux amortissements et aux provisions** atteignent 36 782 k€ en 2022, elles progressent de 28% et représentent 19% des charges.

Les dotations aux amortissements sur immobilisations du domaine concédé correspondent à la charge annuelle d'amortissement industriel calculée sur la valeur historique des biens, et étalée sur leur durée de vie. Elle couvre, d'une part, l'amortissement des financements du Concédant et, d'autre part, celui des financements du Concessionnaire. A la maille de la concession, la dotation aux amortissements atteint 36 505 k€ en hausse de 27%. La dotation au niveau concession augmente d'une part, car l'assiette de calcul des dotations, à savoir la valeur brute du patrimoine concédé, augmente au gré des investissements respectifs d'Enedis et du concédant et d'autre part, **car en 2022 la localisation des ouvrages dans le cadre de la démarche ADELE a entraîné un recalcul des amortissements sur les branchements une fois ceux-ci localisés.**

La dotation aux provisions pour renouvellement atteint 277 k€ en 2022, ce résultat est logiquement lié à la localisation des branchements qui vient impacter cette rubrique sur l'exercice.

6) De la **contribution aux charges centrales** qui recouvre les différentes charges constatées au niveau des services centraux qui progresse de 1 %. (11 593 k€) et représentent 6 % des charges.

## 21. Le compte d'exploitation : le résultat

Le résultat avant péréquation k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Les produits	208 340	205 749	224 037	223 086	-0,4%
Les charges	197 614	196 060	204 797	195 263	-4,7%
<b>Résultat</b>	<b>10 726</b>	<b>9 689</b>	<b>19 240</b>	<b>27 823</b>	<b>45%</b>

Le résultat après péréquation k€	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Les produits	212 236	210 745	227 922	225 705	-1,0%
Les charges	197 614	196 060	204 797	195 263	-4,7%
<b>Résultat</b>	<b>14 622</b>	<b>14 685</b>	<b>23 125</b>	<b>30 442</b>	<b>32%</b>



En 2022, comme en 2021, la concession affiche des résultats particulièrement élevés relativement à l'historique de la concession, tant en valeur absolue avant et après contribution à l'équilibre qu'en taux de marge.

La concession est donc largement bénéficiaire avant péréquation (+45 % pour le résultat d'exploitation) avec un taux de marge en très forte augmentation. Il atteint 15 % avant contribution du fait d'une baisse des charges et d'une certaine stabilité des produits totaux.

Au niveau national, on observe une tendance similaire avec un résultat d'exploitation en hausse à 2 451 M€ contre 1 865 M€ en 2021. Cela s'explique par :

- Une légère baisse du chiffre d'affaires acheminement principalement liée à une diminution des volumes livrés pas tout à fait compensée par l'évolution de la grille tarifaire du TURPE 6,
- Une augmentation des contributions aux raccordements et des facturations de prestations liée à la dynamique de la demande de raccordements, notamment en injection,
- Une diminution des charges d'exploitation essentiellement portée par la rétrocession par RTE des surplus de recettes d'interconnexion.



Si en 2021, les variations observées au niveau du résultat d'exploitation pouvaient s'expliquer partiellement par le caractère assez bas du résultat d'exploitation 2020 (COVID), on remarque que la hausse des résultats du Concessionnaire s'accélère en 2022. Un niveau aussi important en valeur absolue amène à s'interroger sur le juste niveau de TURPE, ou bien sur la capacité d'Enedis à mieux investir sur le périmètre concédé ; à tout le moins si cette situation perdure.

## 22. Les flux financiers

Les différents flux financiers en k€ hors taxes	2019	2020	2021	2022	Évolution 2021/2022
Redevance R1	1 900	1 291	1 306	1 345	3 %
Redevance R2	4 294	2 752	2 842	2 914	2,5%
Article 8 participation pour les effacements des réseaux	650	650	650	650	0%
Part couverte par le tarif (PCT)	222	439	773	1 232	59%
Facé	4 797	4 375	4 026	4 031	0,1%

La redevance annuelle versée par Enedis au SDEC ÉNERGIE est composée de deux parts :

- La part R1 qui a pour objet de compenser les frais supportés par le SDEC ÉNERGIE dans l'exercice de son pouvoir d'autorité Concédante,
- et la part R2 qui a pour objet de compenser partiellement les dépenses effectuées par l'Autorité concédante au bénéfice du réseau concédé.

Les modalités de calcul de la R1 et de la R2 sont fixées à l'article 2 de l'annexe 1 du cahier des charges annexé à la convention de concession en date du 29 juin 2018. En 2021, le montant de la redevance R1 atteint 1 345 k€ en progression de 3 %. La redevance R2 atteint 2 914 k€ en hausse de 2,5%.

Conformément aux dispositions de l'article 8 du cahier des charges, Enedis participe au financement des travaux destinés à l'amélioration esthétique des ouvrages existants sur le territoire de la concession. Dans le cadre de la convention en date du 29 juin 2018, cette participation a été fixée à 40% du coût de financement des travaux réalisés sous la maîtrise d'ouvrage du SDEC ÉNERGIE aux fins d'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement, dans la limite de à 650 000€ k€ HT.

Les travaux de raccordement réalisés par le SDEC ÉNERGIE qui ont fait l'objet d'une remise d'ouvrages à Enedis sont éligibles au reversement par le Concessionnaire de la part financière des travaux couverte par le tarif (PCT). C'est à ce titre qu'Enedis a versé 1 232 k€ au SDEC ÉNERGIE en 2022.

Il est à noter que le flux Facé indiqué dans le tableau ci-dessus ne représente pas une ressource contractuelle versée directement par Enedis au Syndicat, il s'agit du montant des aides à l'électrification rurale attribué au titre de l'année N pour le département du Calvados par le CAS Facé. Il s'agit d'une des recettes du Syndicat lui permettant de financer les travaux qu'il réalise sur le réseau de distribution publique d'électricité.

## 23. BILAN DE LA PARTIE COMPTABLE ET FINANCIÈRE



### POINTS FORTS

- La localisation de la quasi-totalité des ouvrages en concession.
- Un rythme d'investissements marquant et soutenu au vu l'évolution de la valeur brute des ouvrages bien qu'en léger ralentissement sur cet exercice (+3,4% contre 3,8% en 2021). L'augmentation est liée aux investissements réalisés par les deux maîtres d'ouvrage.
- La reconstitution de la valeur brute au 31 décembre 2022 affichée au compte rendu d'activité sur la base des données communiquées par le Concessionnaire à la maille des communes et par type d'ouvrages.
- Un taux d'amortissement (44,9%) relativement bas, traduisant un âge moyen comptable « jeune » (moyenne constatée 46%).
- La transmission d'un tableau de variation du stock de provisions pour renouvellement présentant les flux de dotations/reprises/réaffectations des provisions pour renouvellement par type d'ouvrages,
- Le montant de la dotation globale aux provisions pour renouvellement et le montant de la reprise ont donc pu être correctement rapprochés du compte d'exploitation présenté dans le compte rendu d'activités 2022.
- Les dépenses d'investissements du Concessionnaire majoritairement localisées, d'un niveau satisfaisant.



### POINTS EN ATTENTE OU À SURVEILLER

#### Points à surveiller en 2023 :

- Le maintien et la progression des montants de travaux mis en concession annuellement en dehors des effets de la localisation des ouvrages.
- L'évolution du résultat d'exploitation de la concession, de la contribution à l'équilibre et du taux de marge.

#### Points en attente en 2023 :

- Le niveau d'investissements de performance du réseau hors des dépenses liées au déploiement du compteur Linky doit se redresser après une baisse sur trois exercices consécutifs afin de maintenir une bonne qualité de distribution de l'électricité sur le périmètre de la concession.
- Les motifs précis expliquant d'une part la baisse globale du taux de financement du Concédant à partir de 2010 et d'autre part les ruptures de chronique du taux de financement du Concédant en fonction des millésimes et des types d'ouvrages.
- L'insertion des numéros d'affaires dans toutes les requêtes comptables afin de faire le lien avec les travaux et la mise en place d'un identifiant technique permettant de rapprocher les données des différentes bases du Concessionnaire (SIG, technique et comptable).
- La communication du barème de valorisation des ouvrages remis par le Concédant.
- L'inventaire comptable détaillant les biens de reprise et les biens propres.

## POINTS FAIBLES OU EN ATTENTE RÉCURRENTE



- L'incapacité du Concessionnaire à expliquer précisément l'augmentation du taux moyen annuel d'écart de valorisation.
- L'absence de communication des origines de financement pour le financement concédant par immobilisation en distinguant (financement concédant « réel » / réaffectation des droits en espèce/ réaffectation des provisions pour renouvellement).
- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des ouvrages et celles relatives à la gestion probabiliste des provisions qui entraînent des reprises au compte de résultat d'amortissements et de provisions pour renouvellement limitant ainsi les financements du concédant.
- La non-transmission des études permettant de justifier l'allongement de la durée de vie des réseaux aériens HTA dans le cadre des opérations de prolongation de durée de vie qui entraînent les mêmes effets comptables que ceux décrits ci-dessus lorsque les ouvrages deviennent non renouvelables.
- 32% seulement des charges sont natives de la concession, ce qui est bien insuffisant pour fournir une image financière représentative de la concession et plusieurs comptes de charges sont trop fortement globalisés.