RAPPORT DE CONTRÔLE

2022Pour l'Exercice 2021



DISTRIBUTION PUBLIQUE D'ENERGIE ELECTRIQUE ET DE GAZ NATUREL





EDITO

« Œuvrer pour un aménagement énergétique du territoire, équilibré et cohérent, qui favorise la transition énergétique tout en préservant la performance des services publics de la distribution d'électricité et de gaz naturel et ainsi les intérêts de chaque aveyronnais »

egroupant les 285 communes du département de l'Aveyron, le Syndicat Intercommunal d'Energies du Département de l'Aveyron, en tant qu'autorité organisatrice des services publics de l'électricité et du gaz naturel, se positionne comme un acteur majeur des enjeux énergétiques de ce territoire.



Développeur de projets, garant des valeurs des services publics délégués à Enedis et GRDF, le SIEDA affirme son statut d'aménageur responsable, favorisant une synergie équilibrée entre les territoires ruraux et urbains, attaché à une qualité de service équitable pour chaque aveyronnais en tout point du département.

En tant qu'autorité concédante et propriétaire des ouvrages publics de distribution, le SIEDA se doit d'assurer le contrôle patrimonial, technique et financier de l'exploitation de ses réseaux d'énergies confiée aux concessionnaires Enedis et GRDF. Il est alors légitime qu'il porte à la connaissance de ses communes adhérentes et usagers les évolutions constatées au travers d'indicateurs de suivi spécifiques.

Je vous invite à prendre connaissance de ce rapport de contrôle pour l'exercice 2021 et vous souhaite une agréable lecture.

Sébastien DAVID
Président du SIEDA
Président Délégué du Département de l'Aveyron

_ (lu)_



SOMMAIRE

| SY | N' | THESE 2021 | 3 |
|----|----|------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| LE | S | ERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE | 7 |
| | 1 | Les Chiffres Clés | 7 |
| | 2 | Les Points d'Alimentation de la Concession – Postes Sources | 7 |
| | 3 | Inventaire Physique des Ouvrages de Distribution | .10 |
| | | 3-1 Le Réseau Moyenne Tension (HTA) | 10 |
| | | 3-2 Le Réseau Basse Tension (BT) | 11 |
| | | 3-3 Le Réseau Souterrain (BT et HTA) | 11 |
| | | 3-4 Les Postes de Distribution Publique (DP) | |
| | | 3-5 Les Transformateurs HTA/BT de Distribution Publique | |
| | | 3-6 Les Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT) | |
| | | 3-7 Le Bilan 2021 de l'Inventaire Physique des Ouvrages de Distribution | 13 |
| | 4 | Caractéristiques Physiques du Réseau de Distribution | .14 |
| | 5 | Continuité Générale d'Alimentation de la Concession | .20 |
| | | 5-1 Le Critère B Global Toutes Causes Confondues (TCC) | 20 |
| | | 5-2 Le Critère B Global Hors Incidents/Evènements Exceptionnels (HIX) | 21 |
| | | 5-3 Le Critère B Hors Incidents/Evènements Exceptionnels du Réseau de Distribution (HIX) | |
| | | 5-4 Le Critère B Incidents TCC du Réseau de Distribution | 22 |
| | | 5-5 Le Critère B Travaux TCC du Réseau de Distribution | 23 |
| | | 5-6 Le Critère M Global Toutes Causes Confondues (TCC) | 23 |
| | | 5-7 Le Critère M Global Hors Incidents/Evènements Exceptionnels (HIX) | |
| | | 5-8 Le Critère M Hors Incidents/Evènements Exceptionnels du Réseau de Distribution (HIX) | 24 |
| | | 5-9 Le Critère M Incidents TCC du Réseau de Distribution | 24 |
| | | 5-10 Le Critère M Travaux TCC du Réseau de Distribution | |
| | | 5-11 Le Critère D Global Hors Incidents/Evènements Exceptionnels (HIX) | |
| | | 5-12 Les Nombres et Fréquences TCC de Coupures | |
| | | 5-13 Les Evènements Climatiques de l'Année 2021 | 27 |
| | | 5-14 L'Historique des Evènements Climatiques Significatifs et Exceptionnels | 28 |
| | | 5-15 La Climatologie et la Continuité Globale d'Alimentation du Réseau de Distribution | |
| | | 5-16 Le Bilan 2021 de la Continuité Générale d'Alimentation de la Concession | 30 |
| | 6 | Continuité d'Alimentation du Réseau de Distribution | .30 |
| | | 6-1 Les Incidents du Réseau Basse Tension | 30 |
| | | 6-2 Les Coupures pour Travaux sur le Réseau Basse Tension | 34 |
| | | 6-3 Les Incidents des Postes et des Transformateurs de Distribution Publique | 37 |
| | | 6-4 Les Incidents des Branchements Basse Tension | 38 |
| | | 6-5 Les Incidents du Réseau Moyenne Tension | |
| | | 6-6 Les Fréquences de Coupures du Réseau Moyenne Tension | |
| | | 6-7 Les Coupures pour Travaux sur le Réseau Moyenne Tension | |
| | | 6-8 Les Incidents et les Coupures pour Travaux sur les Postes Sources | |
| | | 6-9 La Continuité d'Alimentation des Départs Moyenne Tension | |
| | | 6-10 L'Historique de la Continuité d'Alimentation des Départs Moyenne Tension | 51 |
| | | 6-11 Le Bilan 2021 de la Continuité d'Alimentation du Réseau de Distribution | 52 |

| 7 | Tenue de la Tension du Réseau de Distribution | 53 |
|----|--------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| | 7-1 Les Chutes de Tension du Réseau Basse Tension | 53 |
| | 7-2 Les Chutes de Tension du Réseau Moyenne Tension | 55 |
| | 7-3 L'Historique des Chutes de Tension des Départs Moyenne Tension | 57 |
| | 7-4 Les Elévations de Tension du Réseau Moyenne Tension | |
| | 7-5 L'Historique des Elévations de Tension des Départs Moyenne Tension | |
| | 7-6 Le Bilan 2021 de la Tenue de la Tension du Réseau de Distribution | 60 |
| 8 | Contraintes de Charge des Transformateurs HTA/BT | 61 |
| 9 | Evaluation des Critères Définis dans le Code de l'Energie | 63 |
| 10 | Données Comptables et Financières | 67 |
| | 10-1 Le Patrimoine | 67 |
| | 10-1-1 La Valeur Globale des Ouvrages | 67 |
| | 10-1-2 L'Âge du Réseau Moyenne Tension | 69 |
| | 10-1-3 L'Âge du Réseau Basse Tension | 71 |
| | 10-1-4 L'Âge des Postes de Distribution Publique | 73 |
| | 10-1-5 L'Âge des Transformateurs HTA/BT de Distribution Publique | 75 |
| | 10-2 Les Dettes et Créances Réciproques | 77 |
| | 10-2-1 Le Droit du Concédant | |
| | 10-2-2 Le Calcul du Ticket de Sortie | |
| | 10-3 La Cohérence des Inventaires Physique et Comptable | 78 |
| 1 | 1 Travaux Réalisés sur le Réseau de Distribution | 82 |
| | 11-1 La Répartition de la Maîtrise d'Ouvrage (SIEDA – ENEDIS) | 82 |
| | 11-2 Le Programme Pluriannuel d'Investissements (2018 – 2021) | |
| | 11-3 Le Linéaire de Réseau de Distribution Mis en Service | 84 |
| | 11-4 Les Investissements Consentis sur le Réseau de Distribution | 84 |
| | 11-5 Les Travaux Réalisés sous Maîtrise d'Ouvrage SIEDA | |
| | 11-5-1 Les Extensions du Réseau de Distribution | |
| | 11-5-2 Les Renforcements et les Sécurisations du Réseau de Distribution | |
| | 11-5-3 Les Dissimulations du Réseau de Distribution (Amélioration Esthétique) | |
| | 11-5-4 Les Caractéristiques Générales des Travaux SIEDA | |
| | 11-6 Les Travaux Réalisés sous Maîtrise d'Ouvrage ENEDIS | |
| | 11-6-1 Les Raccordements des Consommateurs et Producteurs | |
| | 11-6-2 Les Modifications d'Ouvrages et les Obligations Réglementaires et de Sécurité | |
| | 11-6-3 Les Renouvellements et Renforcements du Réseau de Distribution | |
| | 11-6-4 La Prolongation de la Durée de Vie des Ouvrages (PDV) | |
| | 11-6-5 La Politique d'Elagage | |
| | 11-6-6 Les Caractéristiques Générales des Travaux ENEDIS | |
| | 11-7 Le Bilan 2021 des Travaux Réalisés sur le Réseau de Distribution | |
| 12 | 2 Clients, Consommations et Productions | |
| | 12-1 Les Consommateurs | |
| | 12-1-1 Les Consommateurs Raccordés au Réseau de Distribution | |
| | 12-1-2 Les Consommateurs Bénéficiaires des Tarifs Réglementés de Vente | |
| | 12-1-3 Répartition du Nombre de Clients et de la Consommation par Secteur d'Activité | |
| | 12-1-4 Evolution Globale du Nombre de Clients et de la Consommation | |
| | 12-1-5 Evolution Globale de la Puissance Souscrite | |
| | 12-1-6 Evolution Globale des Recettes Perçues au Titre de l'Activité d'Acheminement | |
| | 12-1-7 Le Bilan 2021 de la Consommation d'Electricité sur la Concession | |
| | 12-2 Les Producteurs d'Electricité Renouvelable | |
| | 12-2-1 Les Producteurs Raccordés au Réseau de Distribution | 102 |

| | 12- | -2-2 Evolution Globale de la Production Injectée sur le Réseau de Distribution | 103 |
|----|-------|----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| | 12- | -2-3 Evolution Globale de la Puissance Délivrée sur le Réseau de Distribution | 106 |
| | 12- | -2-4 Evolution Globale de la Durée Moyenne de Fonctionnement des Installations | 108 |
| | 12- | -2-5 Evolution Globale des Taux de Production Injectée et de Puissance Délivrée | 108 |
| | | -2-6 Le Bilan 2021 de la Production d'Electricité Renouvelable sur la Concession | |
| | | Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables | |
| | | -3-1 La Notion de S3REnR – Généralités | |
| | | -3-2 Le S3REnR Midi Pyrénées (2013 – 2022) | |
| | | -3-3 Le Nouveau S3REnR Occitanie (2022 – 2031) | |
| | | Le Prix de Vente du KWh Electrique au Tarif Réglementé | |
| | | La Satisfaction des Clients et Usagers | |
| | | La Qualité des Prestations de Service | |
| | | Le Catalogue des Prestations de Service | |
| | | Le Déploiement du Compteur LINKY | |
| | 13 Cc | ompte d'Exploitation de la Concession | 118 |
| LE | SERV | ICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL | 121 |
| | 1 Le | s Chiffres Clés | 121 |
| | 2 Le | es Points d'Alimentation de la Concession – Postes de Livraison | 121 |
| | 3 Inv | ventaire Physique des Ouvrages de Distribution | 122 |
| | 4 Ca | aractéristiques Physiques du Réseau de Distribution | 122 |
| | 4-1 L | es Natures des Matériaux | 122 |
| | 4-2 L | es Pressions de Service | 122 |
| | 4-3 L | es Diamètres | 122 |
| | 5 Ca | aractéristiques et Qualité du Gaz Naturel | 124 |
| | 5-1 L | a Nature du Gaz Naturel | 124 |
| | 5-2 L | e Pouvoir Calorifique du Gaz Naturel | 124 |
| | 5-3 L | 'Odorisation du Gaz Naturel | 125 |
| | 6 Cc | ontinuité d'Alimentation du Réseau de Distribution | 125 |
| | 6-1 L | es Appels de Tiers | 125 |
| | _ | es Interventions de Sécurité | |
| | | es Incidents Survenus sur le Réseau et les Installations | |
| | | e Délai d'Interruption du Flux Gazeux | |
| | 6-5 L | e Bilan 2021 de la Continuité d'Alimentation du Réseau de Distribution | 132 |
| | 7 Su | ırveillance du Réseau de Distribution | 132 |
| | 8 Ma | aintenance et Contrôle des Ouvrages de Distribution | 134 |
| | 9 Pr | otection Cathodique des Ouvrages de Distribution | 135 |
| | 10 Sé | curité des Installations Intérieures | 137 |
| | 11 Do | onnées Comptables et Financières | 138 |
| | 11-1 | Le Patrimoine | 138 |
| | 11- | -1-1 La Valeur Globale des Ouvrages | 138 |
| | | -1-2 L'Âge des Canalisations Gaz | |
| | | -1-3 L'Indice de Connaissance du Patrimoine | |
| | 11-2 | La Cohérence des Inventaires Physique et Comptable | 142 |

| 12 Travaux Réalisés sur le Réseau de Distribution | 144 |
|------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| 12-1 Le Linéaire de Réseau de Distribution Mis en Service | 144 |
| 12-2 Les Investissements Consentis sur le Réseau de Distribution | 144 |
| 12-3 Les Travaux Réalisés sous Maîtrise d'Ouvrage GRDF | 145 |
| 12-4 Le Suivi des Travaux de Tiers (DT – DICT) | 145 |
| 12-5 Le Suivi des Etudes de Rentabilité | |
| 12-6 Le Bilan 2021 des Travaux Réalisés sur le Réseau de Distribution | 147 |
| 13 Clients et Consommations | 147 |
| 13-1 Les Consommateurs Raccordés au Réseau de Distribution | 147 |
| 13-2 Répartition du Nombre de Clients et de la Consommation par Secteur d'Activité | 148 |
| 13-3 Evolution Globale du Nombre de Clients et de la Consommation | 148 |
| 13-4 Evolution Globale des Recettes Perçues au Titre de l'Activité d'Acheminement | 150 |
| 13-5 Le Bilan 2021 de la Consommation de Gaz Naturel sur la Concession | |
| 13-6 Le Prix de Vente du KWh de Gaz Naturel au Tarif réglementé | |
| 13-7 La Satisfaction des Clients et Usagers | 151 |
| 13-8 La Qualité des Prestations de Service | |
| 13-9 Le Catalogue des Prestations de Service | |
| 13-10 Le Déploiement du Compteur GAZPAR | 153 |
| 14 Compte d'Exploitation de la Concession | 154 |
| BILAN 2021 | Ir le Réseau de Distribution |
| Le Service Public de la Distribution d'Electricité | 157 |
| Les Points Positifs | 157 |
| Les Points de Vigilance | |
| Les Points de Fragilité | |
| Le Service Public de la Distribution de Gaz naturel | |
| Les Points Positifs | 160 |
| | |
| Les Points de Fragilité | 161 |
| EVALUATION BU CONTRÔLE 2024 | 165 |
| EVALUATION DU CONTROLE 2021 | |
| LE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME ELECTRIQUE FRANÇAIS | |
| | 167 |

Rapport de contrôle rédigé par CHAUZY Stéphan (SIEDA – Agent assermenté)



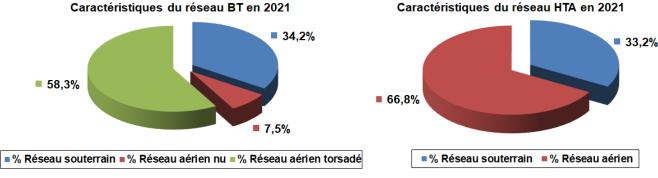


SYNTHESE 2021

Concession Electricité

Descriptif Physique des ouvrages concédés (285 communes desservies)

- 9 132 km de réseau moyenne tension (HTA 20 000 Volts) dont 3 030 km en souterrain
- 7 745 km de réseau basse tension (BT 400/230 Volts) dont 2 651 km en souterrain
- 10 183 postes de distribution publique (HTA/BT) dont 6 142 postes sur poteau (type « H61 »)



Qualité et continuité d'alimentation du réseau de distribution

- A la suite d'incidents sur le réseau HTA :
 - o 11 181 usagers BT ont subi plus de 3 heures de coupures cumulées
 - usager BT ont subi plus de 6 coupures longues (> 3 minutes)
 - 590 usagers BT ont subi plus de 30 coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes)
 - 0 usager BT ont subi plus de 70 coupures très brèves (< 1 seconde)
- 9 082 usagers ont subi plus de 5 heures de coupures consécutives suite à la défaillance du réseau de distribution et de transport
- 236 incidents survenus sur le réseau HTA
- 529 incidents survenus sur le réseau BT
- 333 incidents survenus sur les branchements
- 1 209 usagers BT considérés comme mal alimentés (chute de tension > 10%)
- 0 usager HTA considéré comme mal alimenté (chute de tension > 10%)

Investissements consentis sur le réseau de distribution

- 51 220 k€ d'investissements dont :
 - o 36 899 k€ de la part d'ENEDIS
 - o 14 321 k€ de la part du SIEDA (Compte administratif)

Production d'électricité

- 5 829 producteurs raccordés au réseau de distribution
- 799 GWh de production totale
- 490 Méga Watts de puissance totale installée
 - Dont 237 Méga Watts d'origine photovoltaïque

Consommation d'électricité

- 203 459 clients
- 1 692 GWh de consommation totale
- 2 047 MVA de puissance totale souscrite

Valorisation des ouvrages concédés

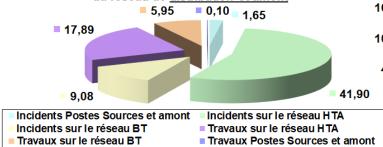
Valeur Brute totale : 806 817 k€ Valeur Nette totale : 468 696 k€

Valeur de Remplacement : 1 043 234 k€ Provisions pour Renouvellement : 64 296 k€

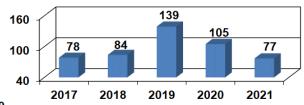
Critère B : durée moyenne de coupure Toutes Causes Confondues (TCC) vue par un usager alimenté par le réseau Basse Tension (BT)

La qualité du produit électricité mesurée à travers le critère « B », durée moyenne de coupure vue par un usager BT, suite à des incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution et amont est de 77 minutes en 2021 sur la concession SIEDA.

Décomposition de la durée moyenne TCC (en minutes) de coupure vue par un usager BT en 2021 en fonction de l'origine et de la nature de la coupure du réseau de distribution et amont



Evolution de la durée moyenne TCC (en minutes) annuelle de coupure vue par un usager BT suite aux incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution et amont



Concession Gaz Naturel

Autres

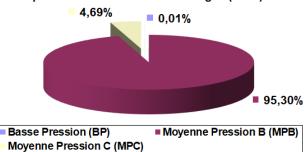
Descriptif Physique des ouvrages concédés

40 communes desservies

Travaux sur le réseau BT

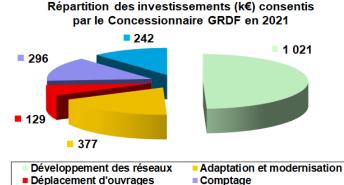
- 600 km de réseau moyenne pression (4 à 25 Bar)
- 0,1 km de réseau basse pression (< 50 mBar)
- 9 postes de distribution publique
- 13 862 branchements individuels et collectifs

Caractéristiques du réseau gaz selon la pression de service des ouvrages (2021)



Investissements consentis sur le réseau de distribution

Le montant total des investissements de GRDF pour l'année 2021 s'élève à 2 065 k€.



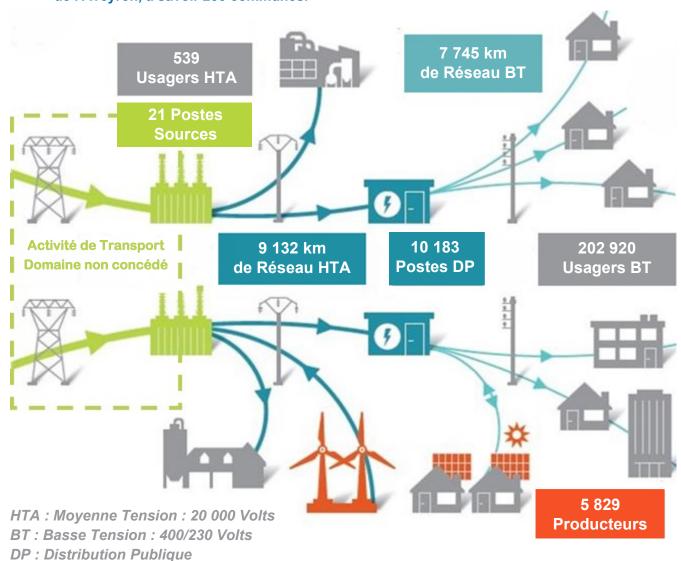




LE SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE

1 Les Chiffres Clés

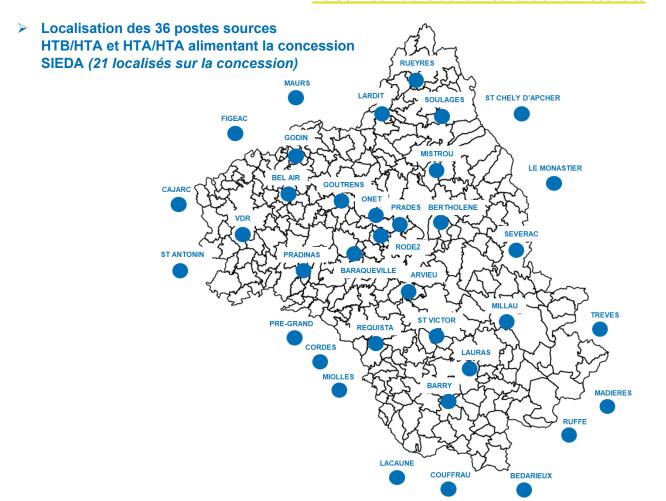
• Le périmètre de la concession SIEDA s'étend sur l'ensemble du territoire du département de l'Aveyron, à savoir 285 communes.

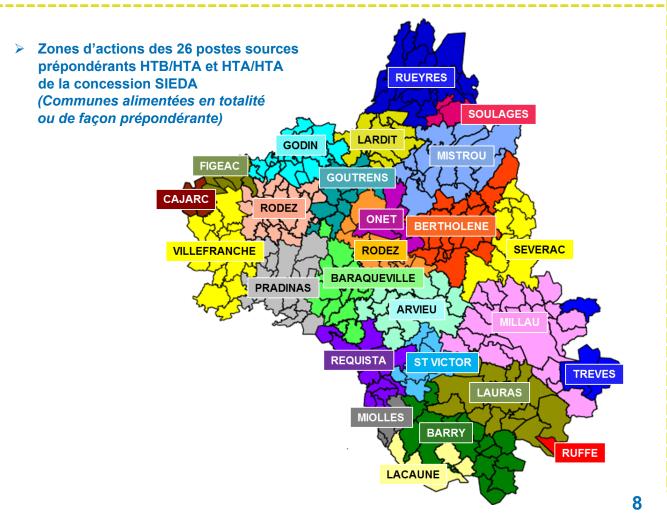


2 <u>Les Points d'Alimentation de la Concession – Postes</u> Sources

L'alimentation de la distribution publique d'électricité de la concession SIEDA se réalise par l'intermédiaire de **36 postes sources** (HTB/HTA et HTA/HTA) dont **26** constituent l'alimentation prépondérante (**21** sont localisés sur la concession). Ces postes sources alimentent l'ensemble du réseau moyenne tension (HTA). Ce réseau HTA dessert les réseaux basse tension (BT) via des transformateurs de distribution publique HTA/BT. Il est à noter que certains usagers de la concession peuvent être alimentés directement par le réseau moyenne tension (HTA).







• Caractéristiques physiques des 36 postes sources alimentant la concession :

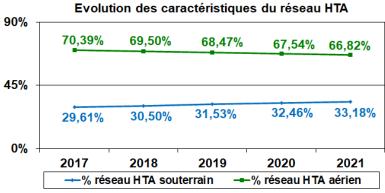
| Nom du Poste Source | Puissance Installée (MVA) | Nombre de Transfor- mateurs | Nombre de Départs HTA | Nombre d'Usagers Consom- mateurs | Nombre d'Usagers Producteurs |
|----------------------|---------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-------------------------------------------|------------------------------------|
| ARVIEU | 36 | 1 | 9 | 5 465 | 368 |
| BARAQUEVILLE | 30 | 2 | 10 | 8 323 | 373 |
| BARRY | 20 | 2 | 7 | 4 272 | 192 |
| BEDARIEUX | 40 | 2 | 1 | 21 | 0 |
| BEL AIR | 40 | 2 | 8 | 7 745 | 342 |
| BERTHOLENE | 56 | 2 | 13 | 7 592 | 267 |
| CAJARC | 25 | 2 | 2 | 1 142 | 30 |
| CORDES | 20 | 1 | 1 | 0 | < 15 |
| COUFFRAU | 120 | 3 | 2 | < 15 | < 15 |
| FIGEAC | 72 | 2 | 2 | 2 933 | 82 |
| GODIN | 72 | 2 | 19 | 16 294 | 366 |
| GOUTRENS | 20 | 1 | 7 | 6 397 | 202 |
| LACAUNE | 56 | 2 | 2 | 853 | 47 |
| LARDIT | 20 | 1 | 7 | 4 371 | 124 |
| LAURAS | 40 | 2 | 10 | 11 115 | 278 |
| MADIERES | 20 | 1 | 1 | < 15 | < 15 |
| MAURS | 20 | 1 | 1 | < 15 | 0 |
| MILLAU | 72 | 2 | 19 | 24 094 | 418 |
| MIOLLES | 40 | 1 | 4 | 1 317 | 44 |
| MISTROU | 40 | 2 | 11 | 10 096 | 267 |
| MONASTIER (LE) | 40 | 2 | 1 | 47 | < 15 |
| ONET LE CHATEAU | 72 | 2 | 11 | 11 478 | 254 |
| PRADE (LA) | 72 | 2 | 9 | 5 787 | 36 |
| PRADINAS | 20 | 1 | 11 | 7 007 | 288 |
| PRE GRAND | 40 | 2 | 1 | 107 | < 15 |
| REQUISTA | 50 | 3 | 8 | 4 637 | 255 |
| RODEZ | 92 | 3 | 16 | 25 854 | 399 |
| RUEYRES | 56 | 2 | 10 | 6 127 | 139 |
| RUFFE | 56 | 2 | 1 | 109 | < 15 |
| SEVERAC | 40 | 2 | 12 | 6 510 | 143 |
| SOULAGES | 25 | 2 | 5 | 2 061 | 72 |
| ST ANTONIN | 36 | 1 | 1 | < 15 | < 15 |
| ST CHELY D'APCHER | 40 | 2 | 1 | < 15 | 0 |
| ST VICTOR | 56 | 2 | 9 | 3 080 | 159 |
| TREVES | 20 | 2 | 3 | 2 421 | 43 |
| VILLEFRANCHE DE RGUE | 56 | 2 | 16 | 15 791 | 339 |
| TOTAL | 1 630 | 66 | 251 | 203 459 | 5 829 |

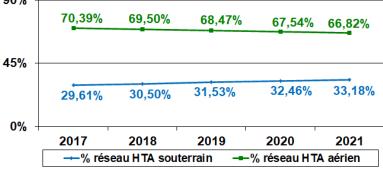


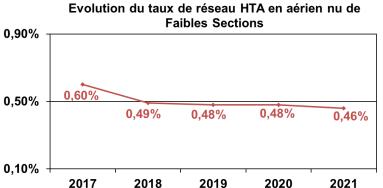
3 Inventaire Physique des Ouvrages de Distribution

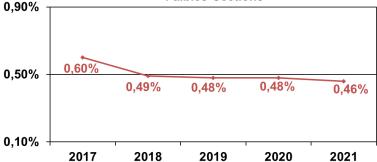
3-1 Le Réseau Moyenne Tension (HTA)

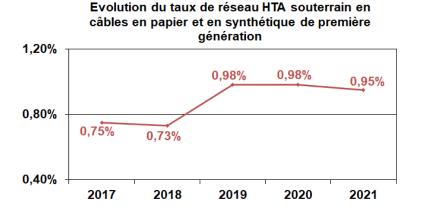
- 9 132 km de réseau moyenne tension (20 000 Volts) dont:
 - 6 100 km en aérien nu
 - Dont 42 km en faibles sections
 - 1 km en aérien torsadé
 - 3 030 km en souterrain
 - Dont 87 km en câbles en papier et en synthétique de première génération
- 251 départs HTA alimentant la concession
- 40 km de longueur en moyenne pour un départ HTA
- 33 départs HTA > 70 km soit 13% des départs
- 6 départs HTA > 100 km soit 2% des départs











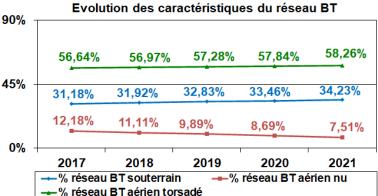


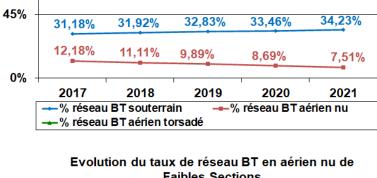


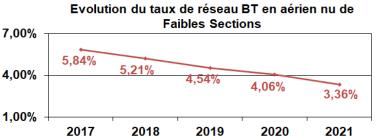
3-2 Le Réseau Basse Tension (BT)

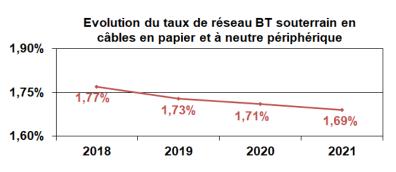
- 7 745 km de réseau basse tension (400/230 Volts) dont:
 - 582 km en aérien nu
 - Dont 260 km en faibles sections
 - 4 512 km en aérien torsadé
 - 2 651 km en souterrain
 - Dont 131 km en câbles en papier et à neutre périphérique
- 19 096 départs BT
- 406 m de longueur en moyenne pour un départ BT





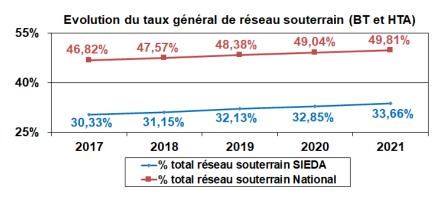








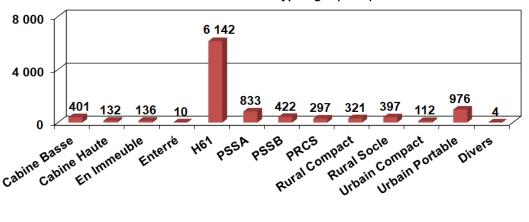
3-3 Le Réseau Souterrain (BT et HTA)



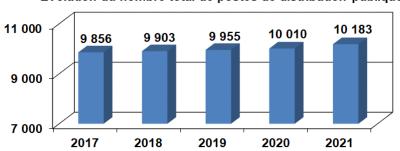
3-4 Les Postes de Distribution Publique (DP)

• 10 183 postes de distribution publique (HTA/BT) dont 6 142 postes sur poteau (type « H61 »)

Répartition du nombre total de postes de distribution publique selon leur typologie (2021)

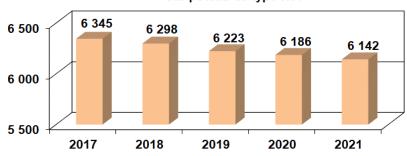


Evolution du nombre total de postes de distribution publique

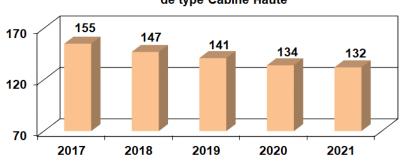




Evolution du nombre total de postes de distribution publique sur poteau de type H61



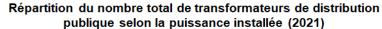
Evolution du nombre total de postes de distribution publique de type Cabine Haute

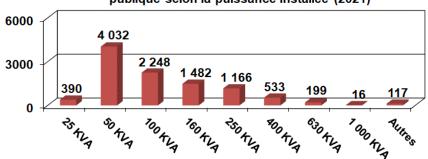




3-5 Les Transformateurs HTA/BT de Distribution Publique

- 10 183 transformateurs HTA/BT, dont 62% ont une puissance installée de 50/100 KVA
- 1 320 MVA de puissance totale installée
- 130 KVA de puissance moyenne installée par transformateur





Evolution de la puissance totale installée des transformateurs de distribution publique (MVA)

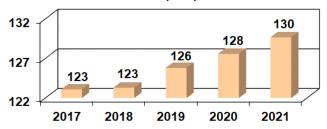
1400 1214 1221 1252 1277 1320 1000

2019

2018

2017

Evolution de la puissance moyenne installée par transformateur de distribution publique (KVA)

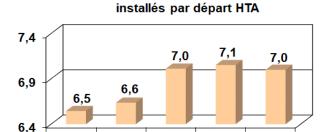


3-6 Les Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT)

2020

1 751 Organes de Manœuvres Télécommandés (OMT) installés sur le réseau HTA

1 850 1 739 1 749 1 751 1 700 1 626 1 538 2019 2020 2021



2019

2020

2021

Evolution du nombre moyen d'OMT

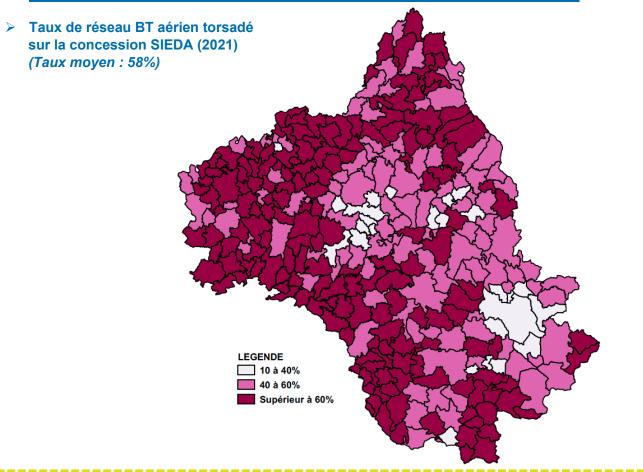
3-7 Le Bilan 2021 de l'Inventaire Physique des Ouvrages de Distribution

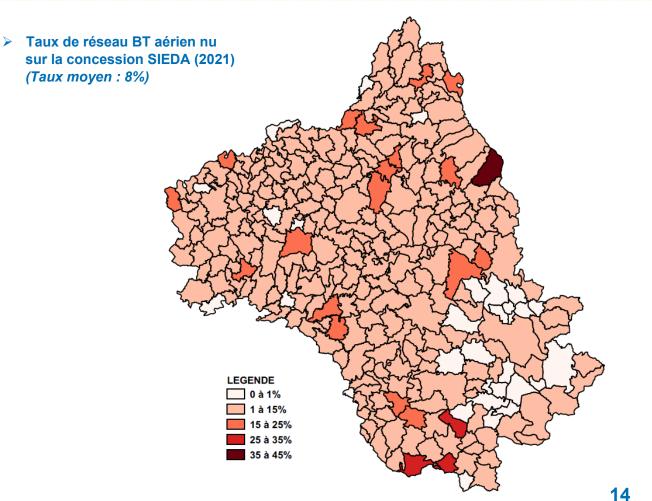
2017

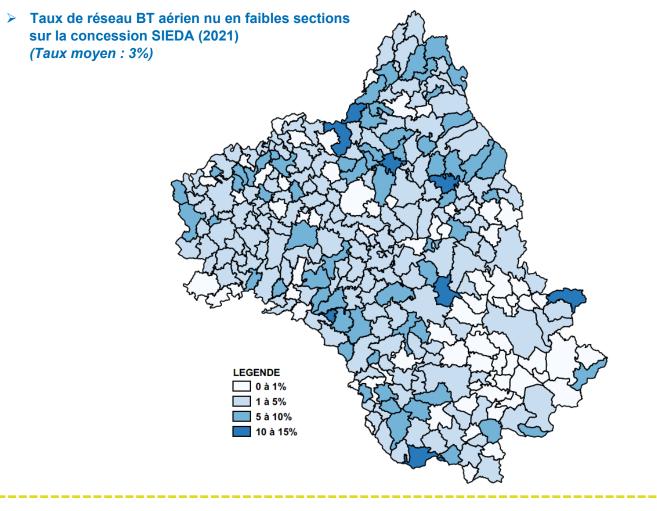
2018

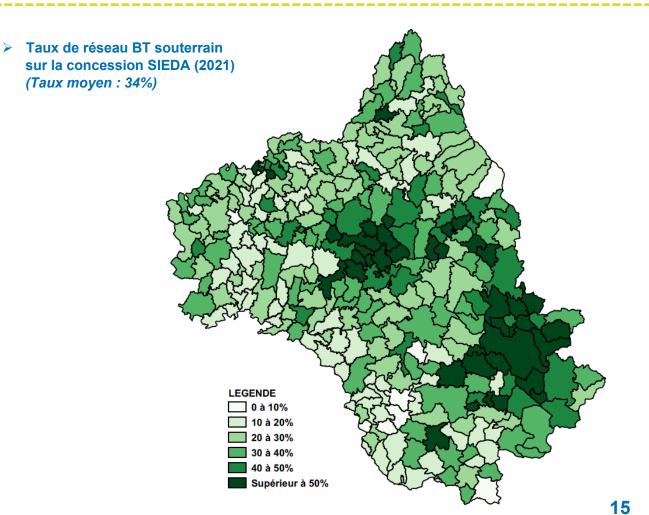
- Le taux de réseau BT aérien nu (7,5%) est en diminution. Ce réseau, de part sa technologie ancienne et ses caractéristiques, est régulièrement générateur de contraintes de chutes de tension et de défaillance de continuité d'alimentation. Par conséquent et inversement, le taux de réseau BT sécurisé en technique souterraine et aérienne torsadé, au sens de la continuité d'alimentation (coupures), s'élève à 92,5%. Les taux restants de réseaux anciens HTA et BT souterrains en Câbles en Papier sont relativement faibles et respectivement égaux à 0,95% et 1,69%.
- Le nombre de postes de distribution publique sur poteau de « type H61 » est en constante diminution, même si toutefois, ce dernier reste encore très élevé et majoritaire (60%). Le nombre résiduel de postes maçonnés de type « Cabine Haute » est également en baisse.
- La majorité des postes de distribution (62%) sont équipés d'un transformateur de puissance 50/100 KVA révélant ainsi le caractère rural et prédominant de la concession SIEDA.

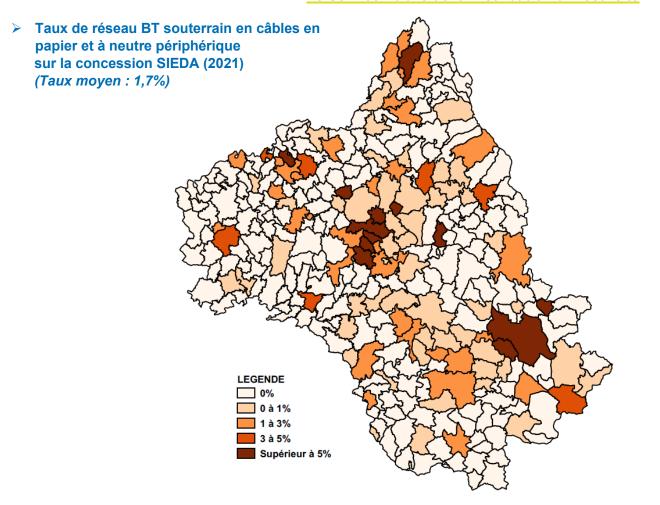
4 Caractéristiques Physiques du Réseau de Distribution

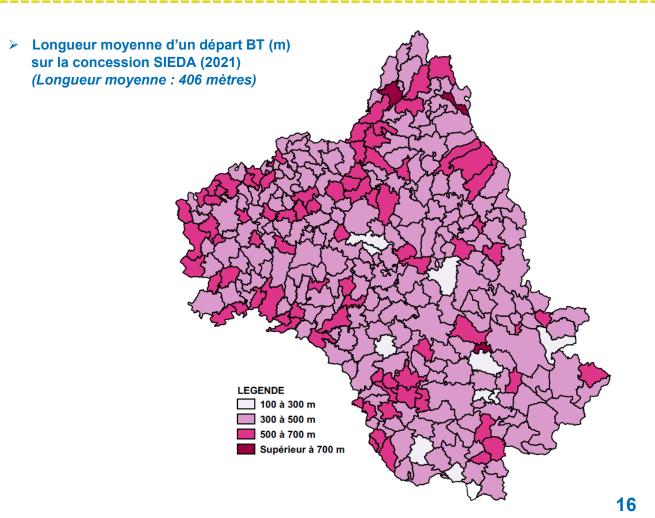


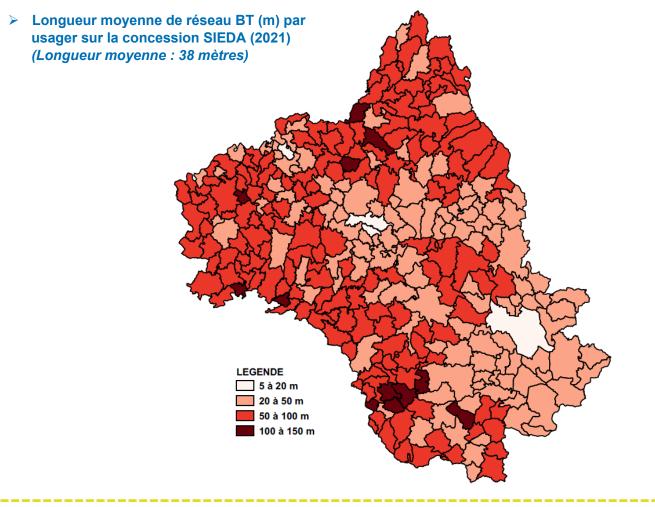


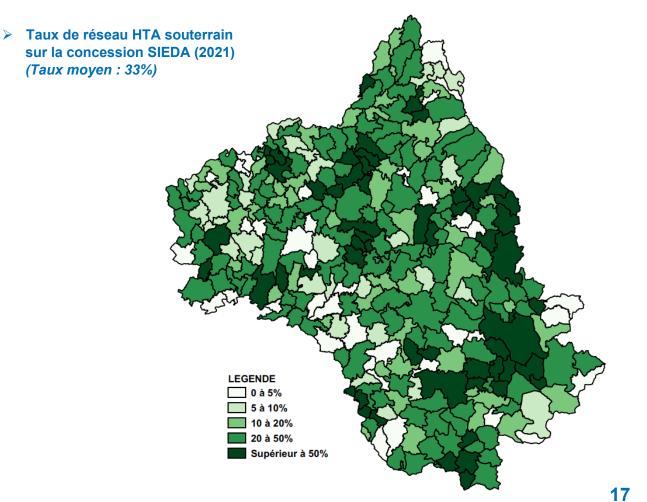


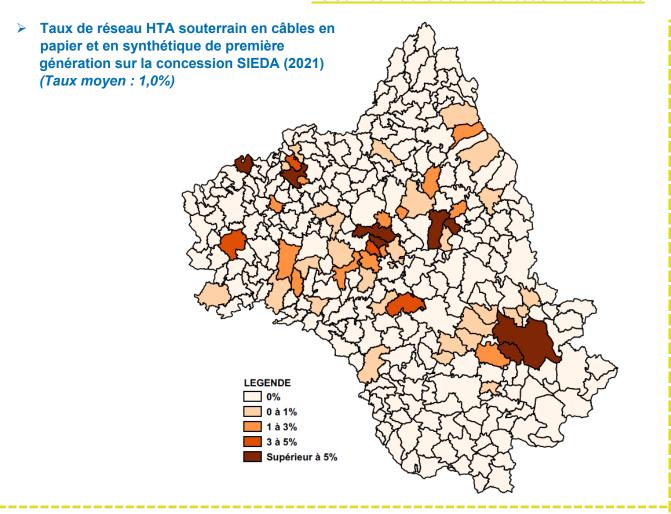


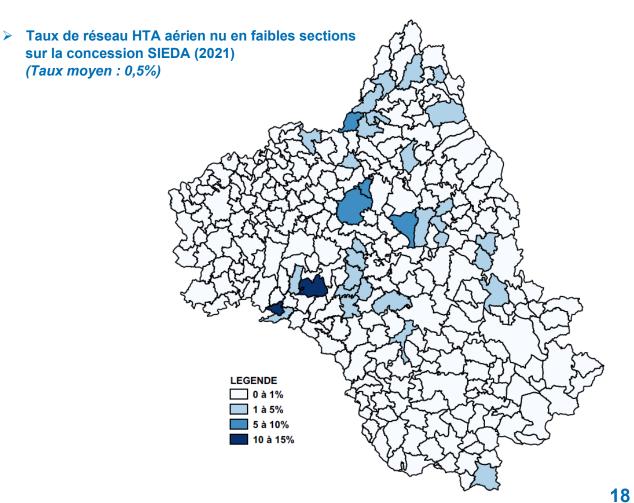


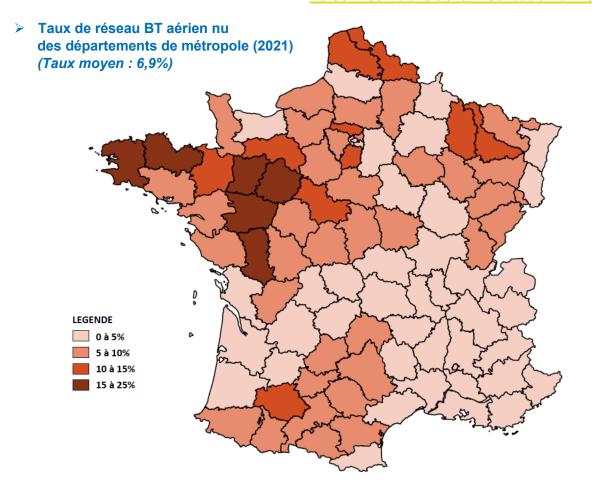


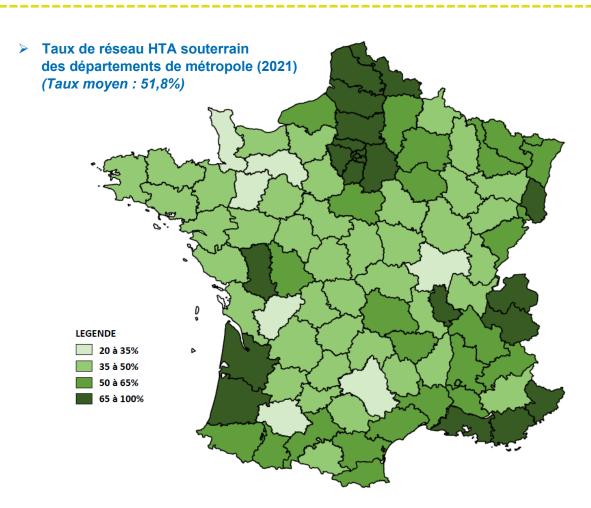










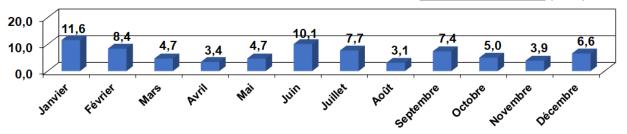


5 Continuité Générale d'Alimentation de la Concession

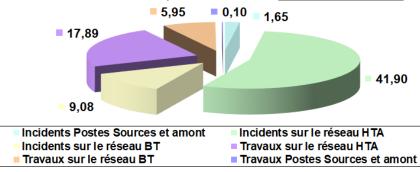
5-1 Le Critère B Global Toutes Causes Confondues (TCC)

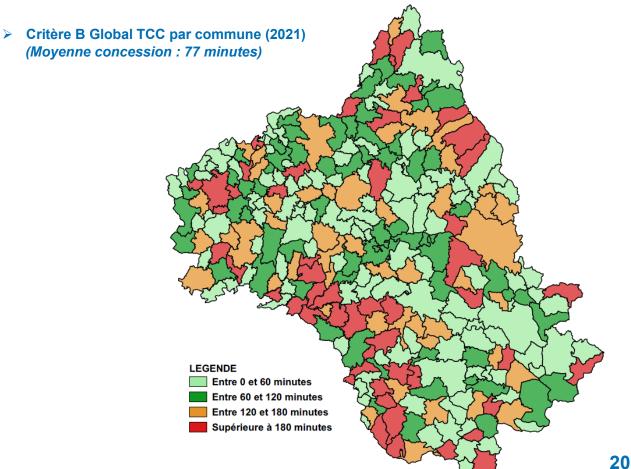
La qualité du produit mesurée à travers le critère B Global TCC, durée moyenne de coupure vue par un usager BT, suite à des incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution et amont est de 77 minutes en 2021 sur la concession SIEDA (60 minutes à la maille nationale et hors RTE).

Décomposition mensuelle de la durée moyenne TCC (en minutes) de coupure vue par un usager BT suite aux incidents et travaux survenus sur le réseau de <u>distribution et amont</u> (2021)

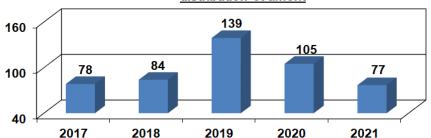


Décomposition de la durée moyenne TCC (en minutes) de coupure vue par un usager BT en 2021 en fonction de l'origine et de la nature de la coupure du réseau de <u>distribution et amont</u>





Evolution de la durée moyenne TCC (en minutes) annuelle de coupure vue par un usager BT suite aux incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution et amont



5-2 Le Critère B Global Hors Incidents/Evènements Exceptionnels (HIX)

Contrairement au critère B Global TCC, le critère B Global HIX mesure la durée moyenne de coupure vue par un usager BT, suite à des incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution et amont, hors incidents/évènements exceptionnels.

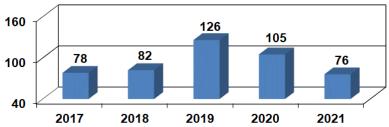
Sur proposition, de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), sont <u>notamment</u> considérés comme des évènements exceptionnels, les « phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5% pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité ».

Pour 2021, sur le département de l'Aveyron, nous n'enregistrons aucun évènement climatique exceptionnel.

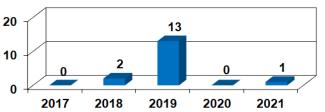
Le critère B Global HIX est donc par conséquent sensiblement égal au critère B Global TCC pour l'année 2021, à savoir **76 minutes** sur la concession SIEDA.



Evolution de la durée moyenne HIX (en minutes) annuelle de coupure vue par un usager BT suite aux incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution et amont



Evolution de la durée moyenne annuelle de coupure (en minutes) vue par un usager BT imputable aux évènements exceptionnels survenus sur le réseau de distribution et amont

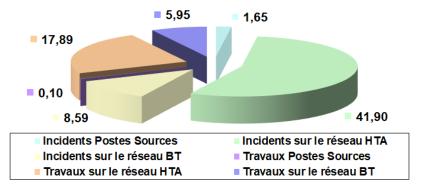


<u>5-3 Le Critère B Hors Incidents/Evènements Exceptionnels du Réseau de Distribution (HIX)</u>

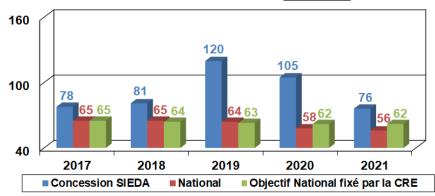
Ce critère B HIX mesure la durée moyenne de coupure vue par un usager BT, uniquement suite aux incidents et travaux survenus <u>sur le réseau de distribution (réseaux BT et HTA ainsi que sur les postes sources)</u>, hors incidents/évènements exceptionnels.

Ce critère est égal à 76 minutes pour l'année 2021.

Décomposition de la durée moyenne HIX (en minutes) de coupure vue par un usager BT en 2021 en fonction de l'origine et de la nature de la coupure du réseau de <u>distribution</u>

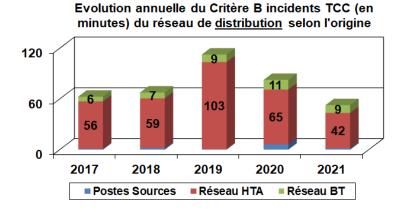


Evolution de la durée moyenne HIX (en minutes) annuelle de coupure vue par un usager BT suite aux incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution



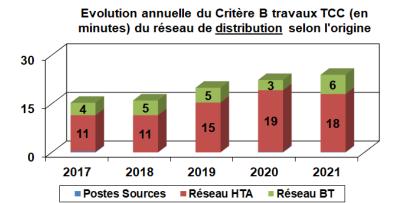
5-4 Le Critère B Incidents TCC du Réseau de Distribution

Ce critère B incidents TCC mesure la durée moyenne de coupure vue par un usager BT, uniquement suite aux incidents survenus sur les réseaux BT et HTA ainsi que sur les postes sources. Ce critère est égal à 53 minutes pour l'année 2021.



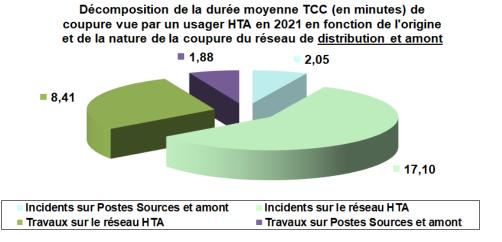
5-5 Le Critère B Travaux TCC du Réseau de Distribution

Ce critère B travaux TCC mesure la durée moyenne de coupure vue par un usager BT, uniquement suite aux travaux survenus sur les réseaux BT et HTA ainsi que sur les postes sources. Ce critère est égal à 24 minutes pour l'année 2021.

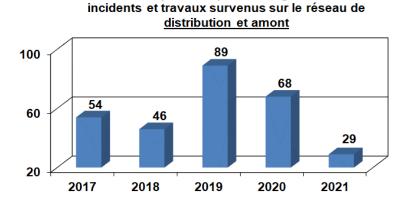


5-6 Le Critère M Global Toutes Causes Confondues (TCC)

La qualité du produit électricité mesurée au travers du **critère M Global TCC** illustre la durée moyenne de coupure (suite à incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution et amont) vue par un usager alimenté directement par le réseau moyenne tension (HTA). Ce critère est égal à **29 minutes** pour l'année 2021.



Evolution de la durée moyenne TCC (en minutes) annuelle de coupure vue par un usager HTA suite aux



5-7 Le Critère M Global Hors Incidents/Evènements Exceptionnels (HIX)

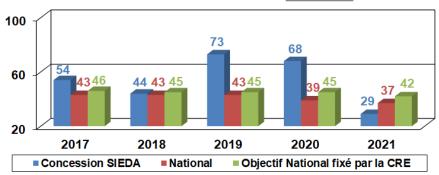
Le critère M Global HIX est égal pour l'année 2021 au critère M Global TCC : 29 minutes

5-8 Le Critère M Hors Incidents/Evènements Exceptionnels du Réseau de Distribution (HIX)

Ce critère M HIX mesure la durée moyenne de coupure vue par un usager HTA, uniquement suite aux incidents et travaux survenus <u>sur le réseau de distribution (réseau HTA et les postes sources)</u>, hors incidents/évènements exceptionnels

Ce critère est égal à 29 minutes pour l'année 2021.

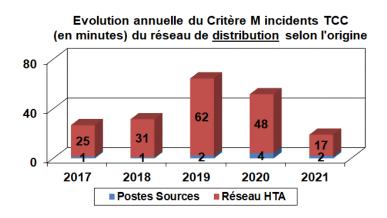
Evolution de la durée moyenne HIX (en minutes) annuelle de coupure vue par un usager HTA suite aux incidents et travaux survenus sur le réseau de <u>distribution</u>



5-9 Le Critère M Incidents TCC du Réseau de Distribution

Ce critère M incidents TCC mesure la durée moyenne de coupure vue par un usager HTA, uniquement suite aux incidents survenus sur le réseau HTA et les postes sources.

Ce critère est égal à 19 minutes pour l'année 2021.





5-10 Le Critère M Travaux TCC du Réseau de Distribution

Ce critère M travaux TCC mesure la durée moyenne de coupure vue par un usager HTA, uniquement suite aux travaux survenus sur le réseau HTA et les postes sources.

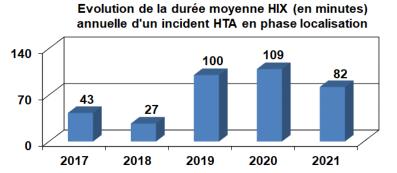
Ce critère est égal à 10 minutes pour l'année 2021.

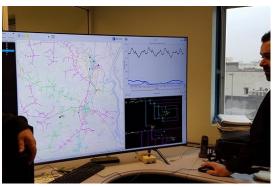
Evolution annuelle du Critère M travaux TCC (en minutes) du réseau de <u>distribution</u> selon l'origine 40 20 20 2017 2018 2019 2020 2021 Postes Sources Réseau HTA



5-11 Le Critère D Global Hors Incidents/Evènements Exceptionnels (HIX)

Suite à un incident sur le réseau HTA, ce critère permet d'évaluer la durée moyenne de réactivité permettant de réalimenter un maximum d'usagers par l'intermédiaire d'organes de réseau automatisés et télécommandés. En 2021, il s'élève à **82 minutes**. Ces organes sont pilotés depuis l'Agence de Conduite Régionale (ACR) de Rodez.



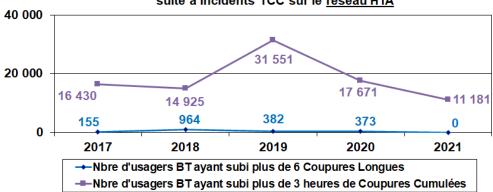


5-12 Les Nombres et Fréquences TCC de Coupures

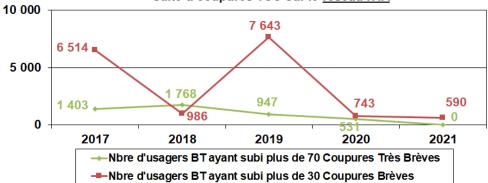
Le gestionnaire de réseau ENEDIS s'est engagé depuis plusieurs années vers des objectifs précis et quantifiés en matière de continuité du produit électricité. Aucun usager sur l'ensemble du territoire national ne devra subir sur une année, du fait d'incidents sur le réseau moyenne tension (HTA), plus de :

- 6 Coupures Longues CL (durée supérieure à 3 minutes)
- 30 Coupures Brèves CB (durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes)
- 70 Coupures Très Brèves CTB (durée inférieure à 1 seconde)
- 3 heures de Coupures Cumulées

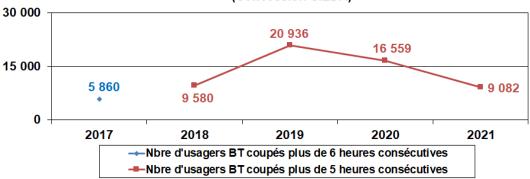




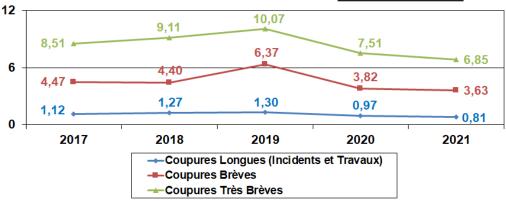
Evolution de la continuité de fourniture de la Concession SIEDA suite à coupures TCC sur le <u>réseau HTA</u>



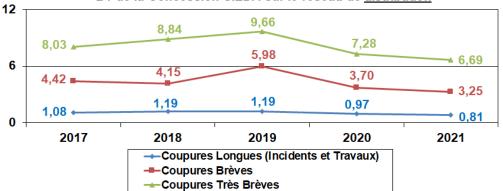
Evolution du nombre d'usagers BT coupés plus de 6 heures et 5 heures consécutives TCC sur défaillance du réseau de <u>distribution et amont</u> (Concession SIEDA)



Evolution du nombre moyen de coupures TCC perçues par un usager BT de la Concession SIEDA sur le réseau de distribution et amont

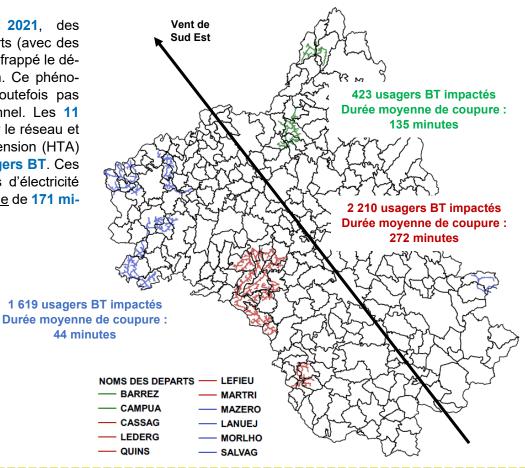


Evolution du nombre moyen de coupures TCC perçues par un usager BT de la Concession SIEDA sur le réseau de <u>distribution</u>



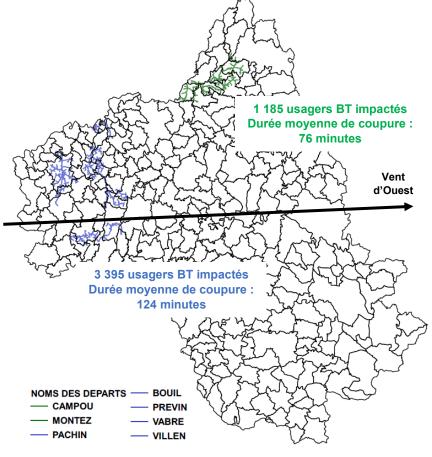
5-13 Les Evènements Climatiques de l'Année 2021

• Le 17 Juin 2021, des orages et des vents forts (avec des rafales de 73 km/h) ont frappé le département de l'Aveyron. Ce phénomène climatique n'a toutefois pas été qualifié d'exceptionnel. Les 11 incidents recensés sur le réseau et les départs moyenne tension (HTA) ont impacté 4 252 usagers BT. Ces derniers ont été privés d'électricité pour une durée moyenne de 171 minutes.



• Le 25 Septembre 2021, des orages et des vents forts (avec des rafales de 73 km/h) ont frappé le département de l'Aveyron. Ce phénomène climatique n'a toutefois pas été qualifié d'exceptionnel. Les 7 incidents recensés sur le réseau et les départs moyenne tension (HTA) ont impacté 4 580 usagers BT. Ces derniers ont été privés d'électricité pour une durée moyenne de 111 minutes.





<u>5-14 L'Historique des Evènements Climatiques Significatifs et Exceptionnels</u>

| Date | Nature | Classification Evènements | Nbre incidents HTA | Nbre usagers BT impactés | Impact Bi (HTA) annuel | Durée moyenne de coupure vue par les usagers BT impactés |
|--------------------------------------|--------------------------------------|------------------------------|--------------------------|-----------------------------------|---------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| 16/12/2011 | Tempête Joachim | Significatif | 32 | 12 781 | 9 min | 116 min |
| 28 et 29/04/2012 17 au 19/10/2012 | Tempête de vents Tempête de vents | Significatif Significatif | 49 69 | 18 484 21 921 | 17 min 24 min | 145 min 83 min |
| 27/07/2013 | Tempête de vents | Exceptionnel | 38 | 28 085 | 62 min | 408 min |
| 21 et 22/052014 | Tempête de vents | Significatif | 55 | 34 761 | 19 min | 94 min |
| 23 et 24/11/2016 | Tempête de vents | Significatif | 32 | 19 671 | 10 min | 93 min |
| 03/03/2017 06/03/2017 | Tempête de vents Tempête de vents | Significatif Significatif | 23 27 | 12 017 11 411 | 9 min 9 min | 135 min 145 min |
| 04 et 05/07/2018 | Orages et vents | Significatif | 22 | 12 117 | 7 min | 112 min |
| 13/12/2019 20/12/2019 | Tempête de vents Tempête Elsa | Significatif Exceptionnel | 40 21 | 24 453 7 368 | 14 min 12 min | 114 min 315 min |
| 20 et 21/10/2020 28 et 29/12/2020 | Tempête Barbara Tempête Bella | Significatif Significatif | 29 18 | 16 924 10 546 | 14 min 13 min | 158 min 240 min |
| 17/06/2021 25/09/2021 | Orages et vents Orages et vents | Significatif Significatif | 11 7 | 4 252 4 580 | 4 min 3 min | 171 min 111 min |

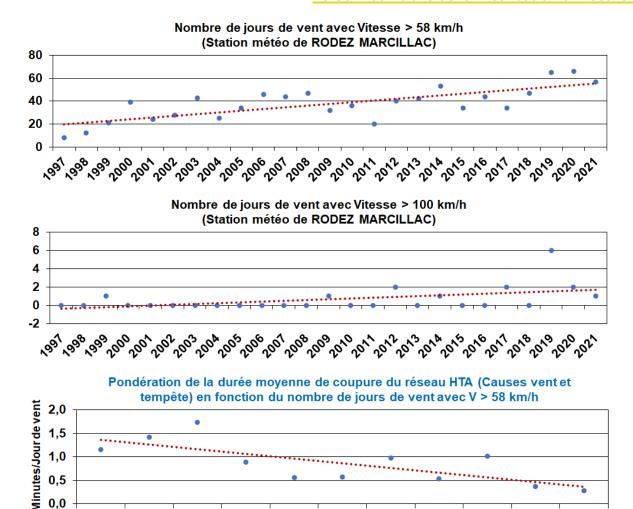
<u>5-15 La Climatologie et la Continuité Globale d'Alimentation du Réseau de Distribution</u>

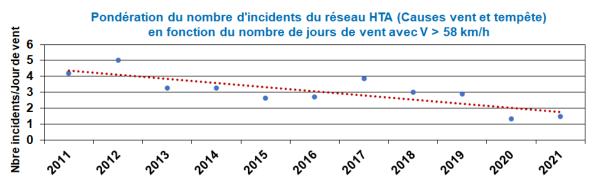
Ce paragraphe a pour but d'observer, sur les 20 dernières années, les tendances d'évolution du climat du département de l'Aveyron. Ces observations sont réalisées à partir des données de la station météorologique de moyenne altitude de RODEZ – MARCILLAC. Cette dernière étant positionnée géographiquement au centre du département.

Les incidents d'interruption d'alimentation, <u>ayant pour cause les intempéries de vent</u>, représentent en moyenne chaque année plus de <u>50% de la durée moyenne globale de coupure sur incidents</u> du réseau moyenne tension de la concession.

Le réseau de distribution HTA aérien est particulièrement sensible à cet aléa climatique. Les graphiques ci-après illustrent l'évolution, au cours des deux dernières décennies, du nombre d'épisodes venteux tant au niveau quantitatif que sur le plan de leurs intensités.

A partir de ces résultats, il s'agit d'unifier et de pondérer annuellement le nombre et la durée moyenne globale de coupures suite à incidents du réseau moyenne tension en fonction du nombre d'épisodes venteux afin de permettre d'observer, au cours de la période d'études, l'évolution de la sensibilité de la continuité d'alimentation du réseau HTA aérien.





Au cours de ces 20 dernières années, nous observons en moyenne une réelle augmentation annuelle du nombre d'épisodes venteux. Cette tendance étant également marquée au niveau de <u>l'augmentation de l'intensité des phénomènes climatiques (tempêtes et forts vents en rafales)</u> au cours des 10 dernières années.

En parallèle, la continuité d'alimentation globale pondérée du réseau HTA s'améliore légèrement. Nous n'observons donc pas de dégradation significative de la sensibilité du réseau HTA aérien.

Au regard de l'évolution répétée <u>et donc non exceptionnelle</u> de ces aléas climatiques, il est nécessaire que le concessionnaire ENEDIS poursuive ses investissements lourds de sécurisation et de structure au travers de ces programmes de travaux « PAC » (Plans Aléas Climatiques) d'enfouissement des réseaux et également sa politique d'élagage.



5-16 Le Bilan 2021 de la Continuité Générale d'Alimentation de la Concession

La durée moyenne de coupure annuelle (plus communément appelée critère B) vue par un usager aveyronnais de la concession, suite aux incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution, est en diminution par rapport à l'année précédente. Sa valeur est égale à 77 minutes pour l'exercice 2021. Ce bon résultat a été obtenu notamment par une baisse sensible du nombre d'incidents survenus sur le réseau moyenne tension (HTA) dans un contexte d'une année 2021 relativement clémente en Aveyron côté évènements climatiques. Seuls, deux évènements en dates du 17 juin et du 25 septembre, marqués par des orages et des vents forts, sont venus principalement impacter une petite frange du nord et de l'ouest du département.

Par conséquent, le nombre d'usagers ayant subi plus de <u>5 heures de coupures consécutives</u> suite à la défaillance du réseau public est en nette diminution pour s'établir en 2021 au nombre de <u>9 082</u>, soit un taux de <u>4,5%</u>.

Toutefois, la durée moyenne de coupure annuelle suite aux travaux réalisés sur le réseau de distribution, de l'ordre de <u>24 minutes</u>, est en constante augmentation ces trois dernières années. Cet état de fait traduit le maintien d'une politique soutenue d'investissements de la part du SIEDA et du concessionnaire Enedis. L'augmentation récurrente de travaux pour le raccordement de nouveaux sites de production d'énergie renouvelable est également une cause contributive.

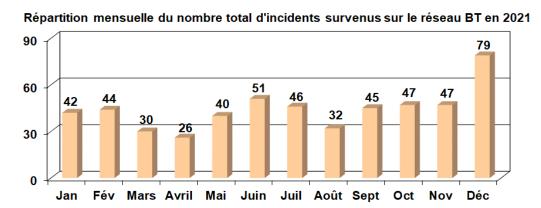
- <u>Au chapitre des fréquences moyennes de coupures annuelles</u> perçues par les usagers suite aux incidents et travaux survenus sur le réseau de distribution, ces dernières affichent des valeurs historiquement basses si l'on se réfère à la dernière décennie. Les résultats obtenus pour 2021 sont les suivants :
 - o Nombre moyen de Coupures Longues (CL durée supérieure à 3 minutes) : 0.81
 - o Nombre moyen de Coupures Brèves (CB durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes) : 3,25
 - o Nombre moyen de Coupures Très Brèves (CTB durée inférieure à 1 seconde) : 6,69



6 Continuité d'Alimentation du Réseau de Distribution

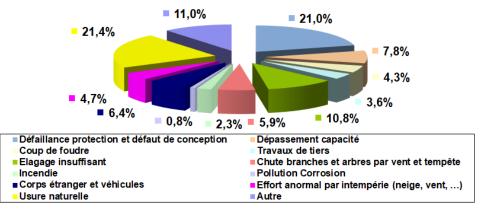
6-1 Les Incidents du Réseau Basse Tension

529 incidents survenus sur le réseau BT en 2021



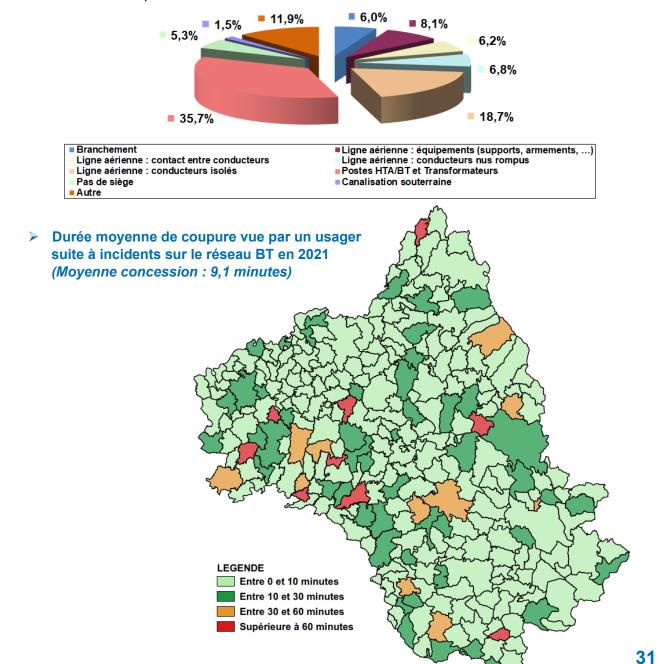
Causes des incidents du réseau BT (2021)

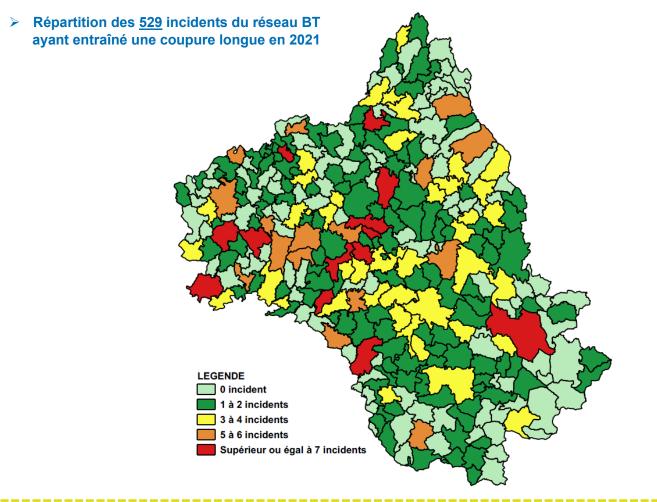
L'usure naturelle représente la première cause d'interruption d'alimentation du réseau basse tension.

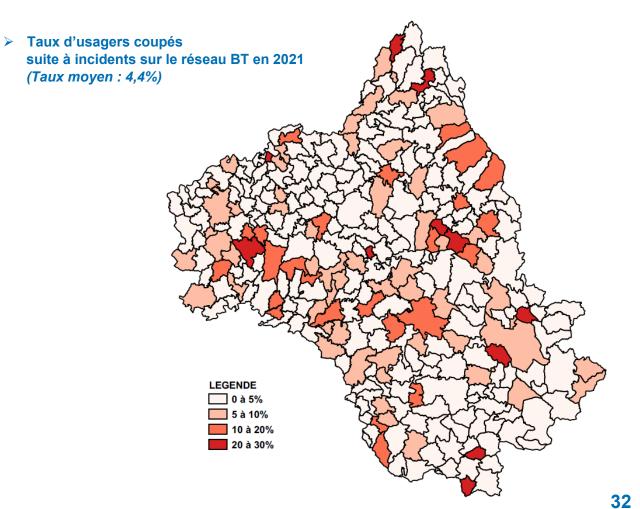


Sièges des incidents du réseau BT (2021)

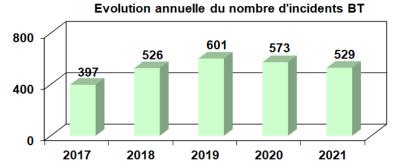
Les Conducteurs nus rompus et emmêlés représentent un siège d'interruption d'alimentation du réseau basse tension relativement important. Ce constat conforte la nécessité de poursuivre des investissements de sécurisation conséquents afin de maintenir un réseau de distribution fiable.



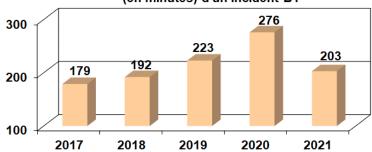




• Historique des incidents du réseau BT



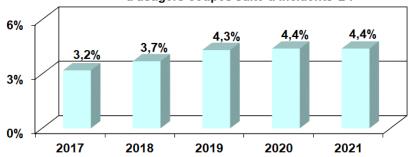
Evolution annuelle de la durée moyenne (en minutes) d'un incident BT



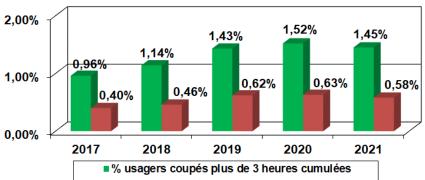
Evolution annuelle du nombre d'incidents BT ayant une durée supérieure à 3 heures



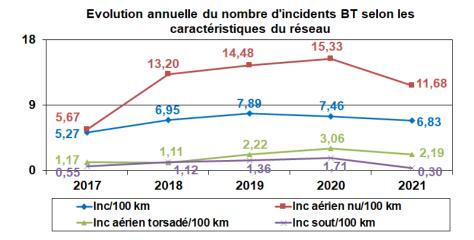
Evolution annuelle du pourcentage d'usagers coupés suite à incidents BT



Evolution anuelle du pourcentage d'usagers coupés suite à incidents BT et selon la durée



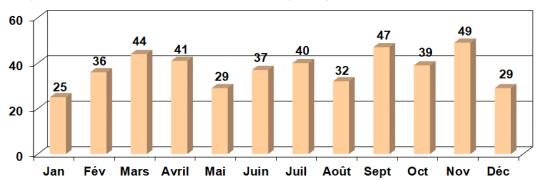
■ % usagers coupés plus de 6 heures cumulées



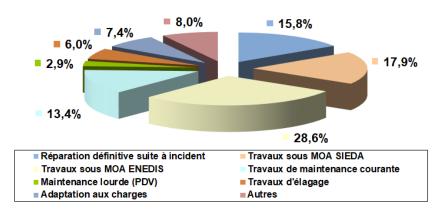
6-2 Les Coupures pour Travaux sur le Réseau Basse Tension

448 coupures pour travaux sur le réseau BT en 2021

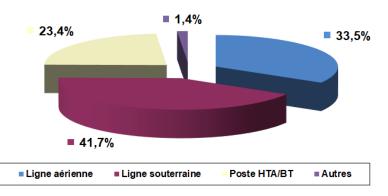
Répartition mensuelle du nombre total de coupures pour travaux sur le réseau BT en 2021

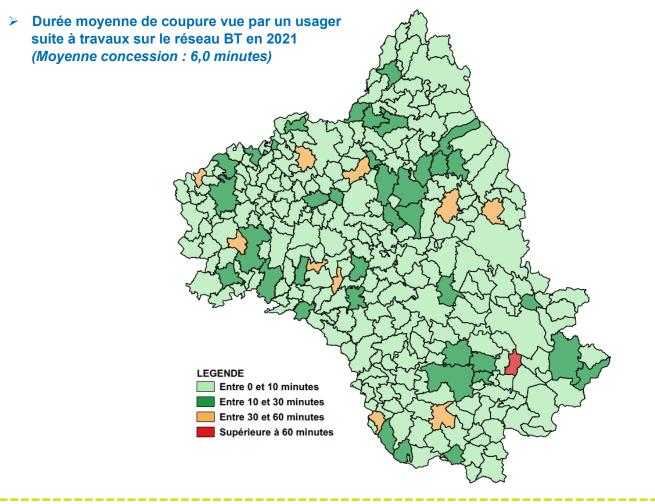


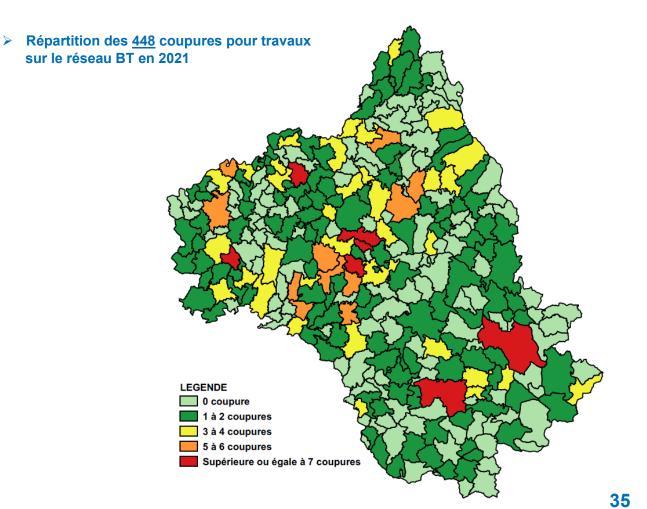
• Causes des coupures pour travaux sur le réseau BT (2021)

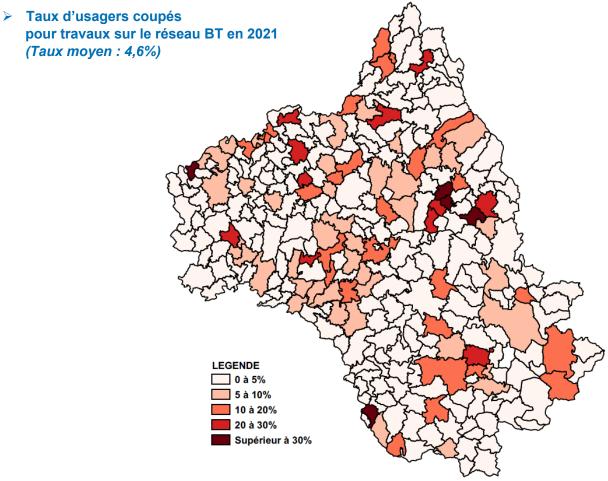


Sièges des coupures pour travaux sur le réseau BT (2021)

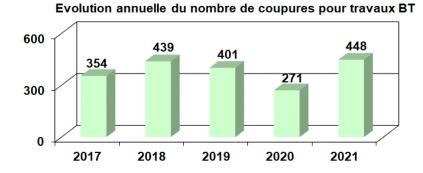


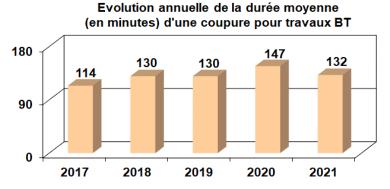




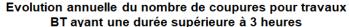


Historique des coupures pour travaux sur le réseau BT







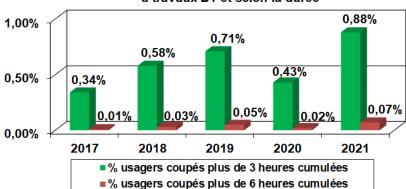




Evolution annuelle du pourcentage d'usagers coupés pour travaux BT



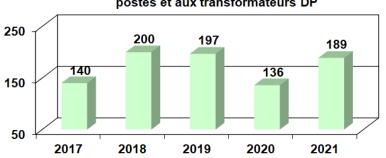
Evolution annuelle du pourcentage d'usagers coupés suite à travaux BT et selon la durée



6-3 Les Incidents des Postes et des Transformateurs de Distribution Publique

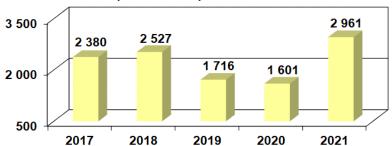
• 189 incidents survenus sur les postes et transformateurs DP en 2021

Evolution annuelle du nombre d'incidents BT imputables aux postes et aux transformateurs DP

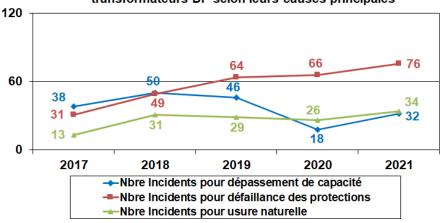




Evolution annuelle du nombre d'usagers BT coupés suite à incidents imputables aux postes et aux transformateurs DP



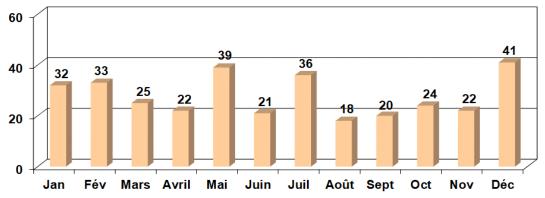
Evolution annuelle du nombre d'incidents des postes et transformateurs DP selon leurs causes principales



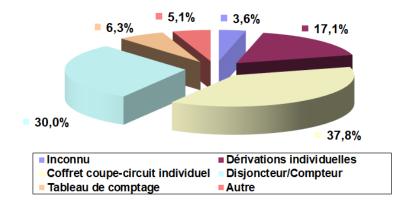
6-4 Les Incidents des Branchements Basse Tension

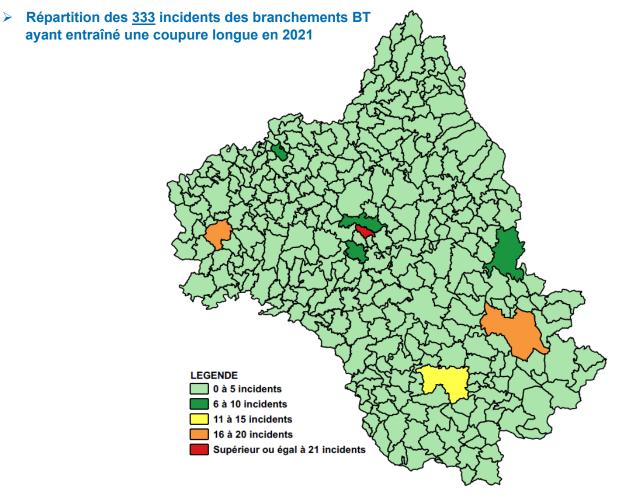
333 incidents survenus sur les branchements BT en 2021

Répartition mensuelle du nombre total d'incidents survenus les branchements BT en 2021

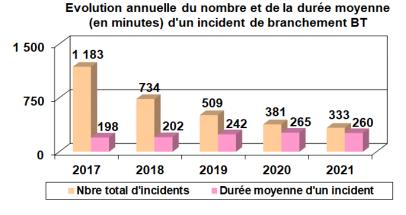


Sièges des incidents des branchements BT (2021)



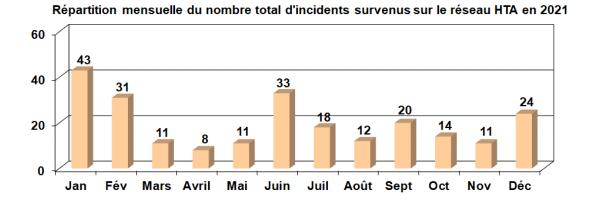


Historique des incidents des branchements BT

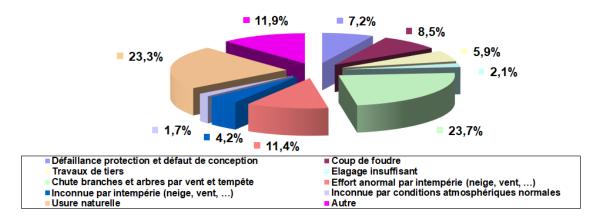


6-5 Les Incidents du Réseau Moyenne Tension

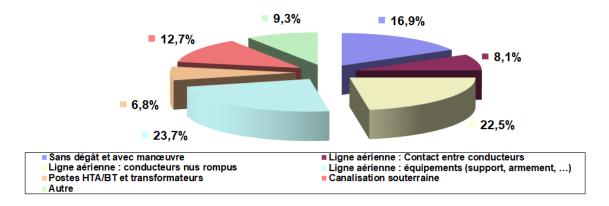
236 incidents survenus sur le réseau HTA en 2021

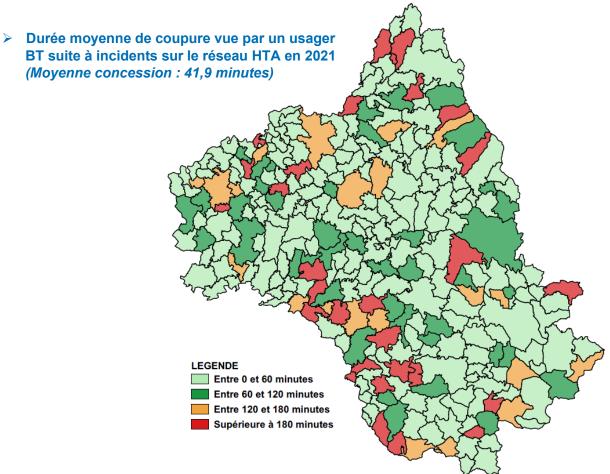


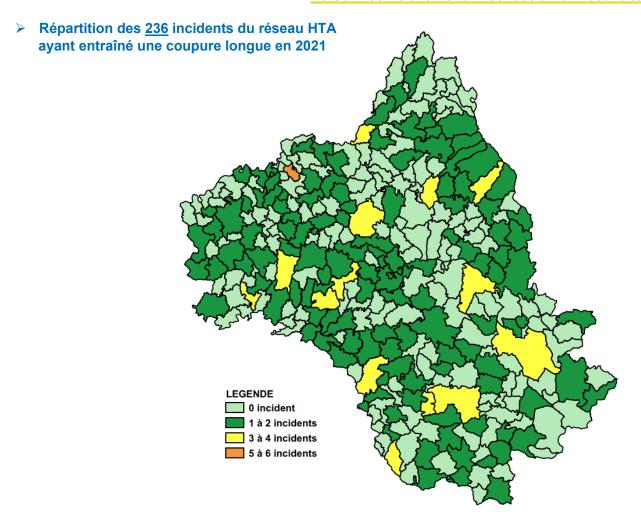
Causes des incidents du réseau HTA (2021)



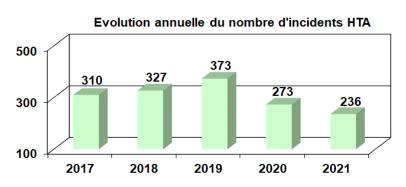
Sièges des incidents du réseau HTA (2021)

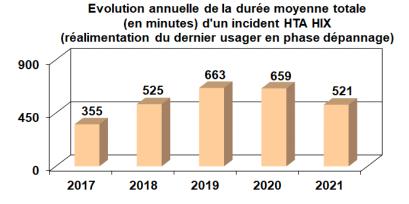




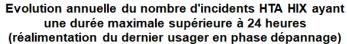


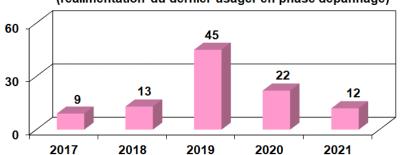
Historique des incidents du réseau HTA



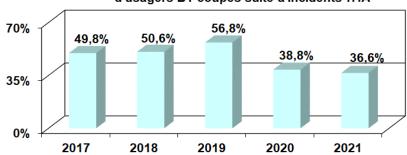




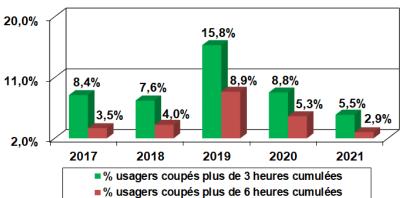




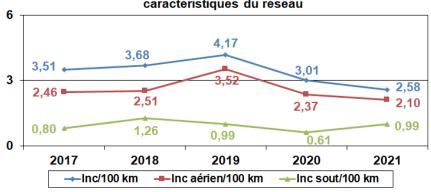
Evolution annuelle du pourcentage d'usagers BT coupés suite à incidents HTA



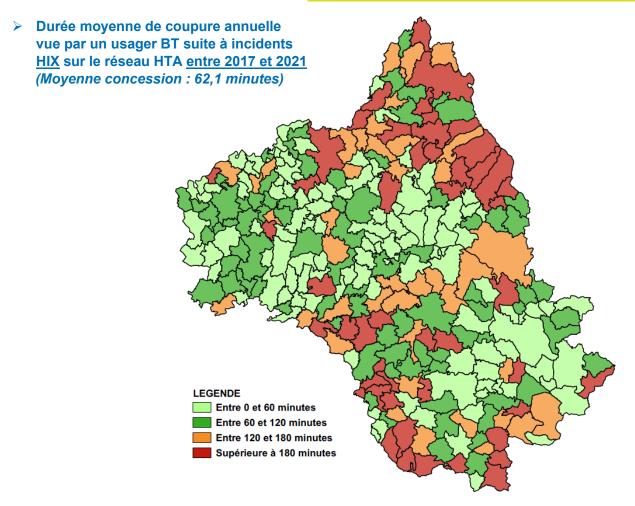
Evolution annuelle du pourcentage d'usagers BT coupés suite à incidents HTA et selon la durée



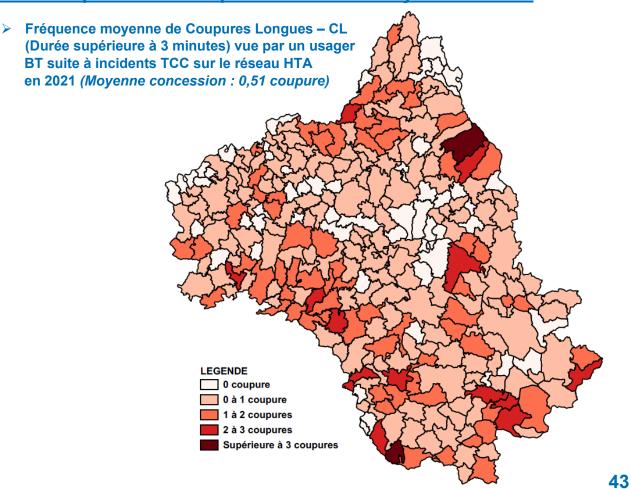
Evolution annuelle du nombre d'incidents HTA selon les caractéristiques du réseau

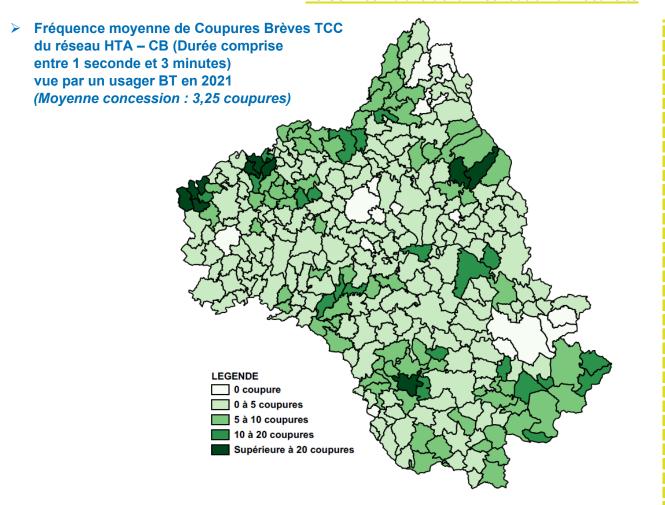


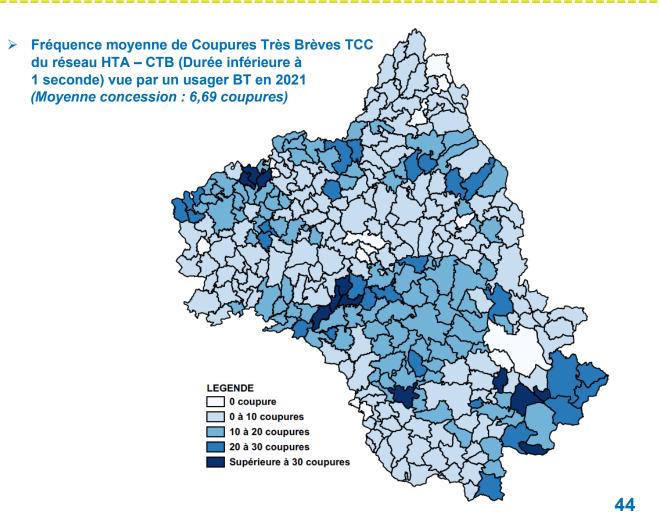


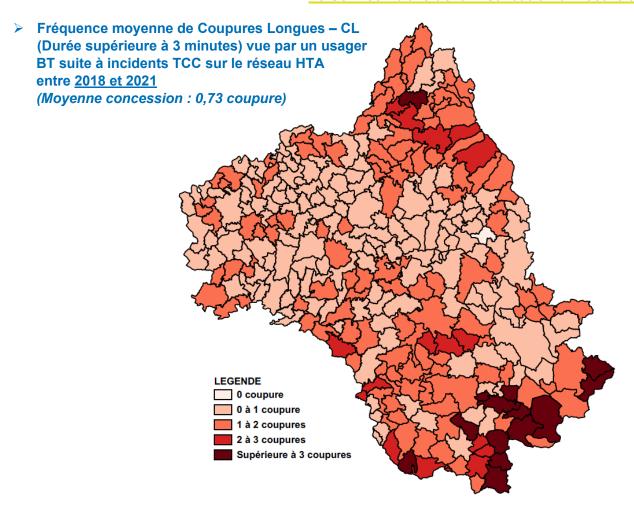


6-6 Les Fréquences de Coupures du Réseau Moyenne Tension





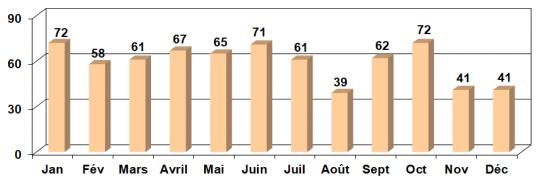




6-7 Les Coupures pour Travaux sur le Réseau Moyenne Tension

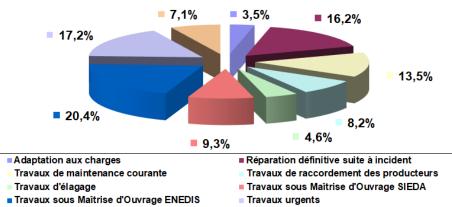
710 coupures pour travaux sur le réseau HTA en 2021

Répartition mensuelle du nombre total de coupures pour travaux sur le réseau HTA en 2021

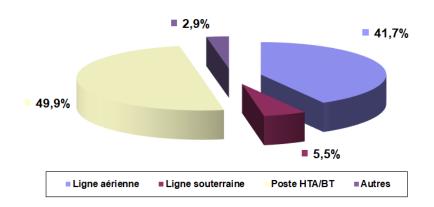


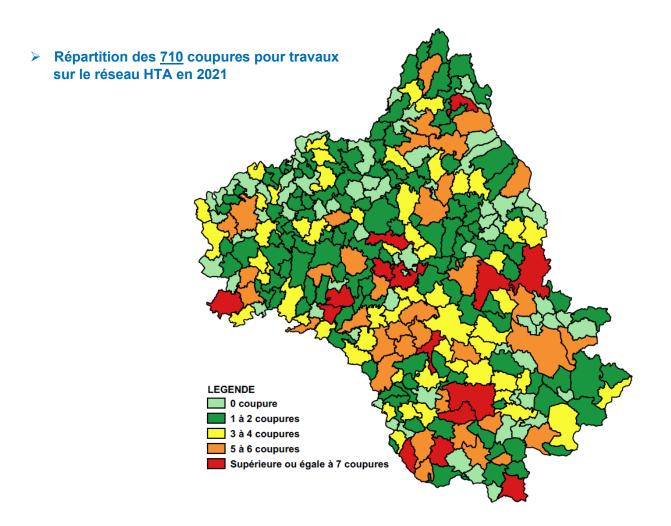
• Causes des coupures pour travaux sur le réseau HTA (2021)

Autres

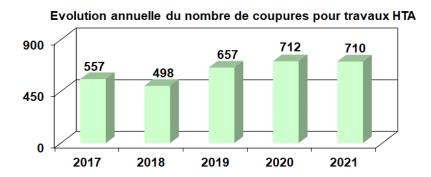


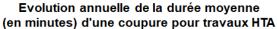
Sièges des coupures pour travaux sur le réseau HTA (2021)

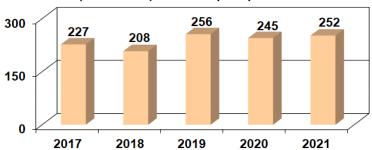




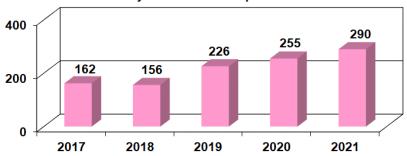
• Historique des coupures pour travaux sur le réseau HTA



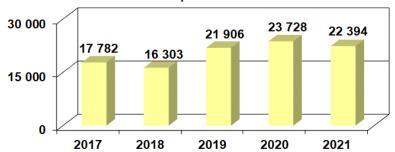




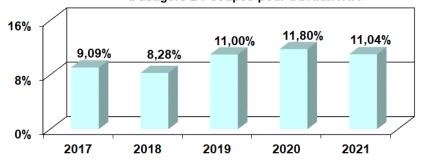
Evolution annuelle du nombre de coupures pour travaux HTA ayant une durée supérieure à 3 heures



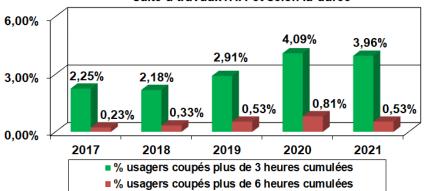
Evolution annuelle du nombre d'usagers BT coupés pour travaux HTA



Evolution annuelle du pourcentage d'usagers BT coupés pour travaux HTA



Evolution anuelle du pourcentage d'usagers BT coupés suite à travaux HTA et selon la durée



6-8 Les Incidents et les Coupures pour Travaux sur les Postes Sources

• 5 incidents survenus sur les postes sources en 2021

Evolution annuelle du nombre d'incidents des postes sources

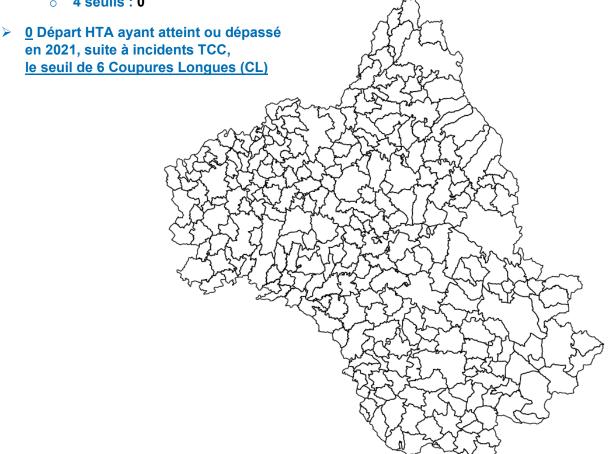


• 8 coupures pour travaux sont à signaler sur les postes sources en 2021

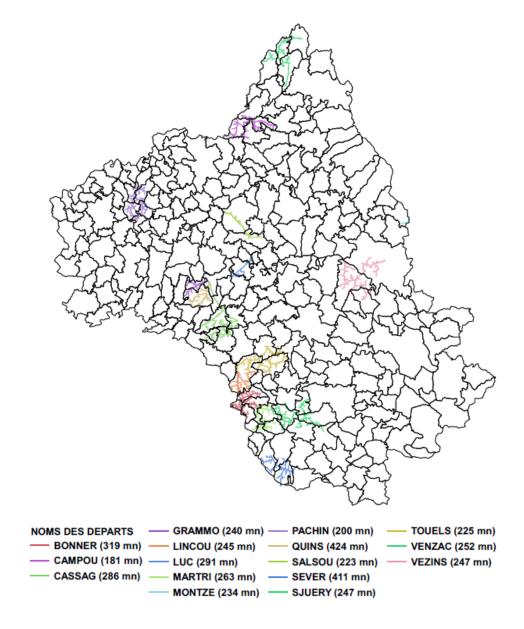
6-9 La Continuité d'Alimentation des Départs Moyenne Tension

- Nombre de départs HTA ayant atteint ou dépassé, suite à incidents TCC (Toutes Causes Confondues), au cours de l'année 2021, le seuil qualité de :
 - o 3 heures de coupures en moyenne pour un usager BT Binc HTA : 16
 - o 6 Coupures Longues CL (Durée supérieure à 3 minutes) : 0
 - o 30 Coupures Brèves CB (Durée comprise entre 1 seconde et 3 minutes) : 3
 - o 70 Coupures Très Brèves CTB (Durée inférieure à 1 seconde) : 0
- Nombre de départs HTA ayant atteint ou dépassé, suite à incidents TCC, au cours de l'année 2021 :

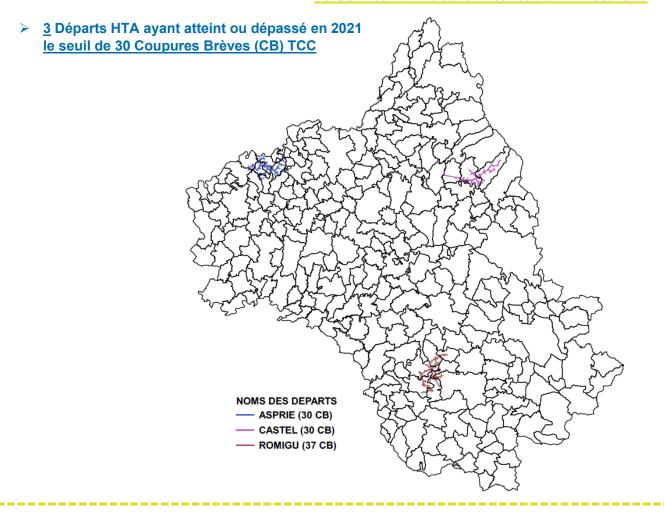
1 seuil: 192 seuils: 03 seuils: 04 seuils: 0

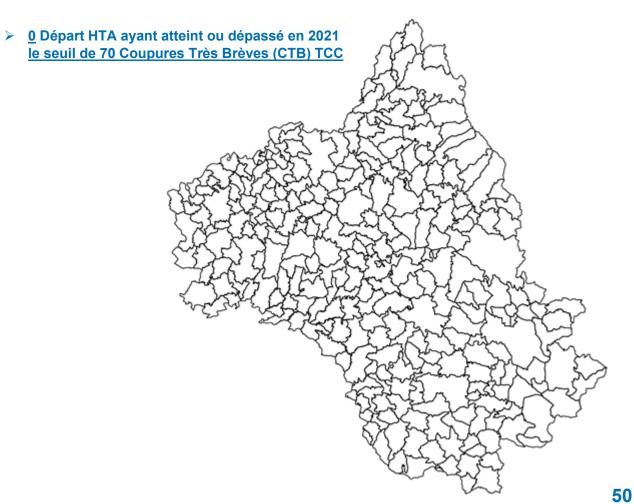


> 16 Départs HTA ayant entraîné en 2021, suite à incidents TCC, <u>une durée moyenne de coupure annuelle par usager BT supérieure ou égale à 3 heures (Binc HTA)</u>



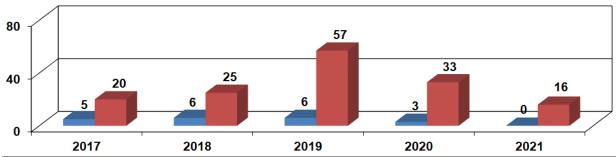




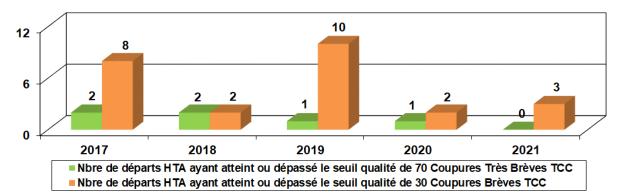


6-10 L'Historique de la Continuité d'Alimentation des Départs Moyenne Tension

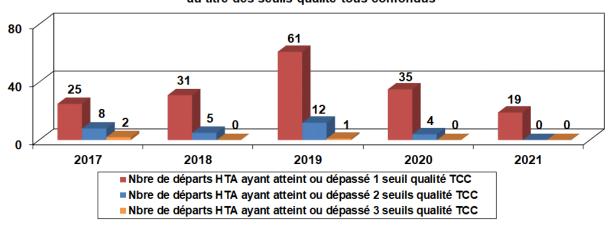
Evolution du nombre de départs HTA défaillants selon chaque critère qualité



■ Nbre de départs HTA ayant atteint ou dépassé le seuil qualité de 6 Coupures Longues suite à incidents TCC
■ Nbre de départs HTA ayant atteint ou dépassé une durée moyenne de coupure de 3 heures suite à incidents TCC

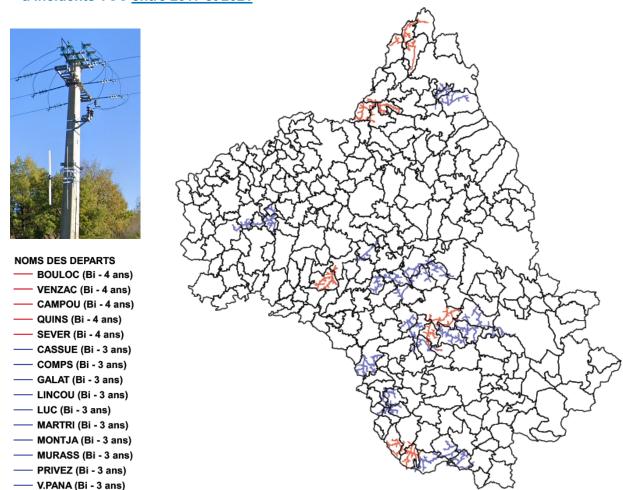


Evolution du nombre de départs HTA défaillants au titre des seuils qualité tous confondus





> 15 Départs HTA présentent une répétabilité de dépassement des seuils de continuité suite à incidents TCC entre 2017 et 2021



6-11 Le Bilan 2021 de la Continuité d'Alimentation du Réseau de Distribution

- Sur les 5 dernières années (2017-2021), en termes de durée moyenne de coupure suite aux incidents survenus sur le réseau de distribution publique, les secteurs d'AUBRAC CARLADEZ, COMTAL LOT ET TRUYERE, MONTS RANCE ET ROUGIER et REQUISTANAIS restent plus fragiles en qualité de continuité d'alimentation au regard des moyennes observées à la maille du département. En termes de fréquence moyenne d'incidents, une frange sud du territoire (MONTS RANCE ET ROUGIER et LARZAC ET VALLEES) demeure également plus impactée.
- Les incidents survenus sur les postes et transformateurs de distribution publique et ayant pour cause une défaillance des protections et un dépassement des capacités électriques constituent le premier siège d'interruption (20%) d'alimentation du réseau Basse Tension (BT). Les incidents survenus suite à une rupture de conducteurs nus aériens constituent un des premiers sièges d'interruption (22,5%) d'alimentation du réseau Moyenne Tension (HTA). Ces dernières années, Le déploiement de nouveaux organes télécommandés sur le réseau HTA permet d'augmenter significativement le nombre d'usagers pouvant être réalimentés à distance suite à la survenance d'un incident et ainsi diminuer les durées ponctuelles et moyennes de coupure. Toutefois, la durée moyenne maximale d'un incident HTA (521 minutes) et correspondant à la réalimentation des derniers usagers en phase dépannage demeure à un niveau relativement élevé au regard des données observées sur la dernière décennie.
 Le nombre total d'incidents survenus sur les branchements (ayant pour siège prépondérant le

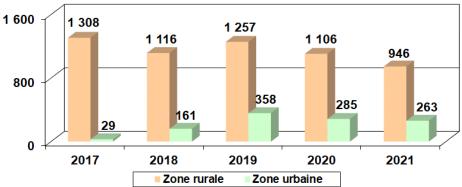
Le nombre total d'incidents survenus sur les branchements (ayant pour siège prépondérant le disjoncteur électrique) de la concession a été quasiment divisé par 4 sur la période 2017 – 2021. Cette dernière coïncide avec la période de déploiement du compteur communicant LINKY.

7 Tenue de la Tension du Réseau de Distribution

7-1 Les Chutes de Tension du Réseau Basse Tension

A ce jour, chaque usager BT de la concession ne doit pas subir une chute de tension supérieure à 10%. Au-delà de cette valeur, les usagers sont considérés comme « mal alimentés ». Un arrêté porte les tolérances à 400/230 Volts dans un intervalle de +10/-10%.

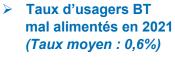
• Le graphique ci-dessous illustre l'évolution du nombre d'usagers BT mal alimentés en zone rurale et urbaine :

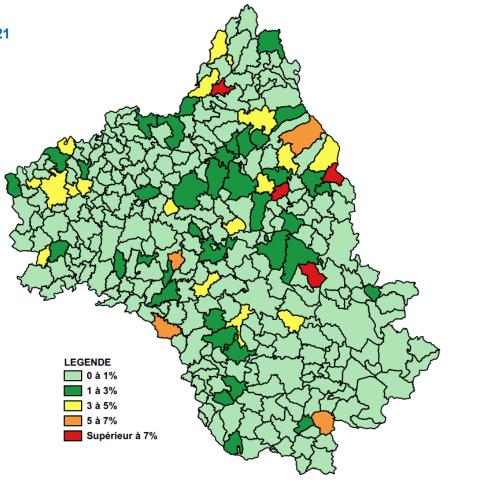


• Le tableau ci-dessous fait état de la répartition du nombre d'usagers et de départs BT mal alimentés par Communautés de Communes en 2021 :

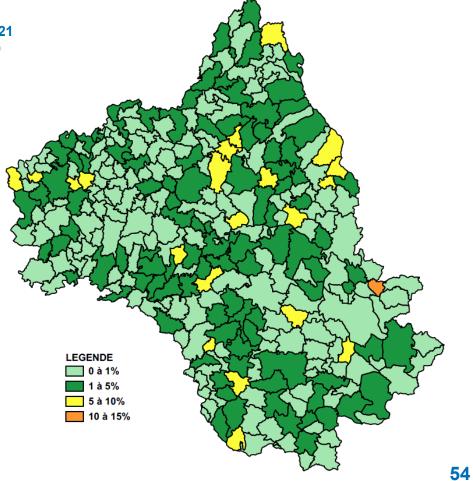
| Nom de l'EPCI | Nombre d'usagers BT mal alimentés | Nombre de départs BT mal alimentés | | | |
|-------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------------|--|--|--|
| AUBRAC CARLADEZ ET VIADENE | 102 | 19 | | | |
| AVEYRON BAS SEGALA VIAUR | 8 | 3 | | | |
| COMTAL LOT ET TRUYERE | 116 | 33 | | | |
| CONQUES MARCILLAC | 34 | 10 | | | |
| DECAZEVILLE COMMUNAUTE | 15 | 7 | | | |
| DES CAUSSES A L'AUBRAC | 149 | 19 | | | |
| GRAND FIGEAC | 151 | 12 | | | |
| LARZAC ET VALLEES | 9 | 6 | | | |
| LEVEZOU PARELOUP | 73 | 11 | | | |
| MILLAU GRANDS CAUSSES | 12 | 6 | | | |
| MONTS RANCE ET ROUGIER | 32 | 11 | | | |
| MUSE ET RASPES DU TARN | 48 | 11 | | | |
| OUEST AVEYRON COMMUNAUTE | 128 | 28 | | | |
| PAYS DE SALARS | 71 | 12 | | | |
| PAYS RIGNACOIS | 14 | 3 | | | |
| PAYS SEGALI | 78 | 20 | | | |
| PLATEAU DE MONTBAZENS | 14 | 4 | | | |
| REQUISTANAIS | 41 | 7 | | | |
| RODEZ AGGLOMERATION | 79 | 15 | | | |
| ST AFFRICAIN ROQUEFORT ET 7 VALLONS | 35 | 13 | | | |
| TOTAL | 1 209 | 250 | | | |

Ces éléments d'appréciation, issus du système informatique mis en place par le concessionnaire <u>donnent</u> <u>une image fluctuante de la situation</u>. En effet, nombre de plaintes mesurées sur le terrain viennent accentuer ces données, justifiant les investissements consentis par nos collectivités concédantes avec le soutien du FACE.







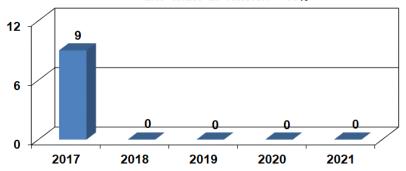


7-2 Les Chutes de Tension du Réseau Moyenne Tension

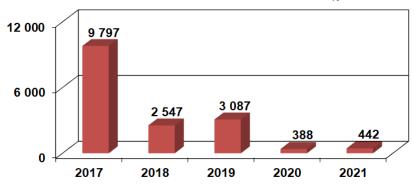
| A fin 2021 | | > 10% |
|--------------------------------------------------------------------------------|-----|-------|
| Nbre d'usagers HTA subissant une chute de tension HTA | ND | 0 |
| Nbre d'usagers BT subissant une chute de tension HTA | 442 | 0 |
| Nbre d'usagers mal alimentés en BT subissant une chute de tension HTA | 14 | 0 |
| Nbre de postes de distribution publique alimentés par une chute de tension HTA | 29 | 0 |
| Nbre de départs HTA présentant une chute de tension maximale | 2 | 0 |



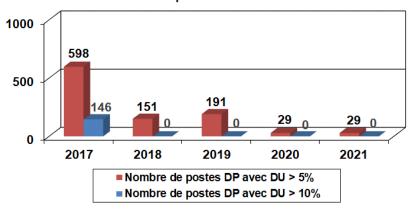
Evolution du nombre d'usagers HTA subissant une chute de tension > 10%

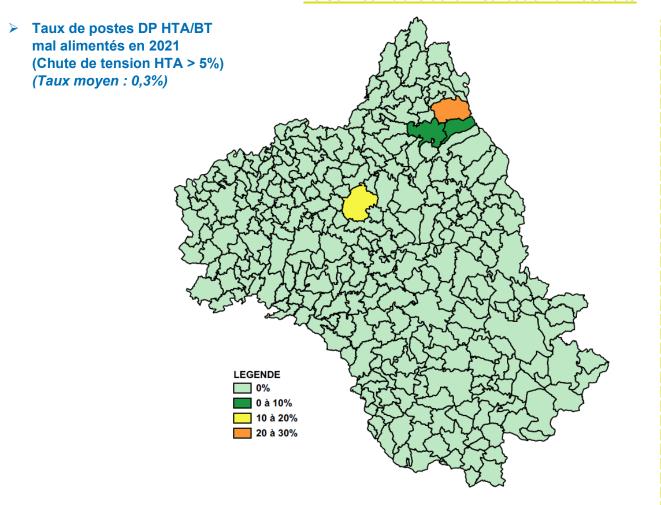


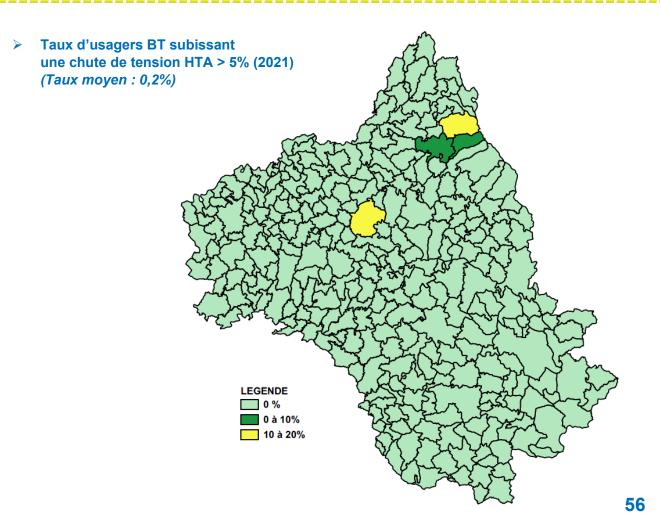
Evolution du nombre d'usagers BT subissant une chute de tension HTA > 5%

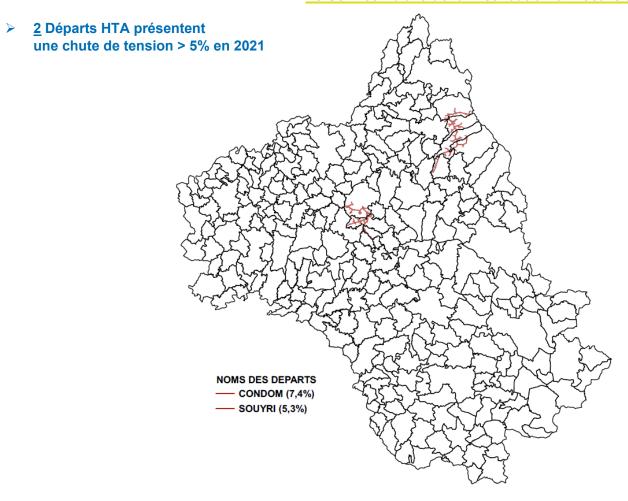


Evolution du nombre de postes de distribution publique alimentés par une chute de tension HTA

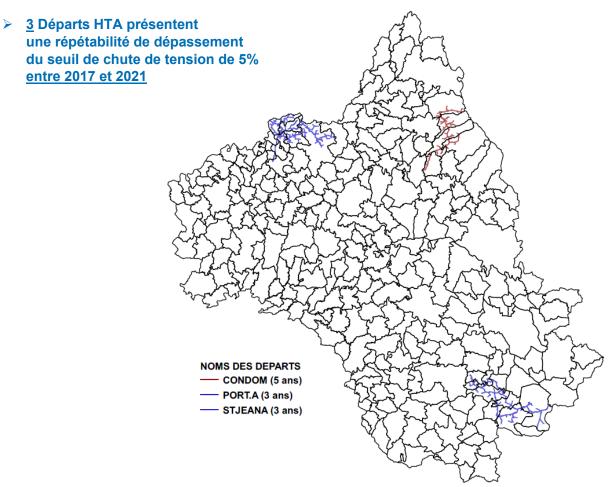




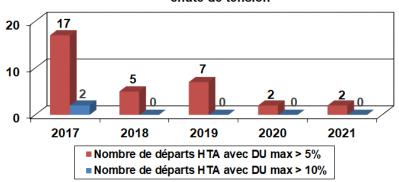




7-3 L'Historique des Chutes de Tension des Départs Moyenne Tension



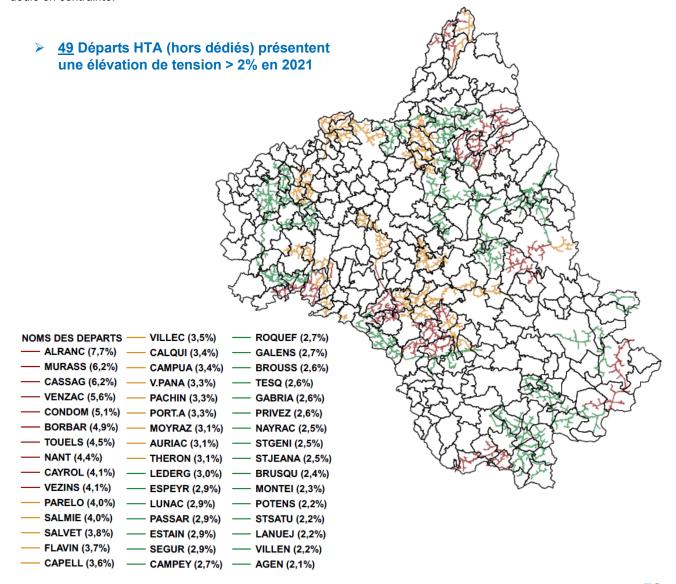
Evolution du nombre de départs HTA présentant une chute de tension



7-4 Les Elévations de Tension du Réseau Moyenne Tension

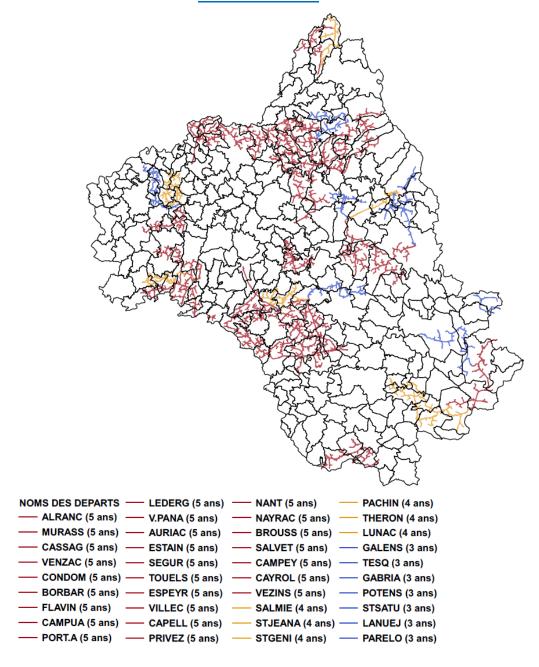
| A fin 2021 | > 2% | > 4% |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|
| Nbre de départs HTA (hors dédiés*) présentant une élévation de tension maximale | 49 | 11 |
| Nbre de départs HTA présentant une chute de tension maximale > 5% et une élévation de tension maximale | | 1 |

^{*} Le tableau ci-dessus ne prend pas en compte les départs dédiés (un seul usager raccordé directement au Poste Source) car ceux-ci sont considérés en contrainte à partir d'une élévation de +10%. Sur la concession, nous observons aucun départ dédié en contrainte.

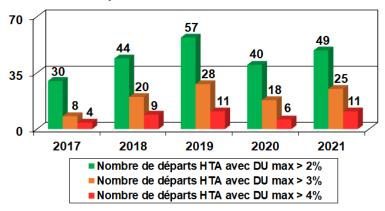


7-5 L'Historique des Elévations de Tension des Départs Moyenne Tension

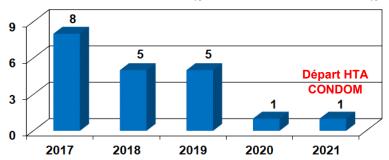
39 Départs HTA (hors dédiés) présentent une répétabilité de dépassement du seuil d'élévation de tension de 2% entre 2017 et 2021



Evolution du nombre de départs HTA (hors dédiés) présentant une élévation de tension



Evolution du nombre de départs HTA présentant une élévation de tension > 2% et une chute de tension > 5%



7-6 Le Bilan 2021 de la Tenue de la Tension du Réseau de Distribution

Les chutes de tension du réseau de distribution :

- Concernant le réseau basse tension (BT), le nombre d'usagers mal alimentés en tension (1 209) est en légère baisse, soit un taux résiduel habituellement observé comme chaque année de l'ordre de 0,6%. Ces derniers sont localisés principalement et de manière très diffuse sur la grande partie nord du département.
- Concernant le réseau moyenne tension (HTA), seulement deux départs (« CONDOM » et « SOUYRI ») présentent une chute de tension maximale supérieure au seuil de 5% tout en étant inférieure à 10%. Ces deux départs impactent plus particulièrement et de manière très localisée les communes de LAGUIOLE et dans une moindre mesure les communes de CURIERES, MONT-PEYROUX et SALLES LA SOURCE.

Au cours des 5 dernières années, les investissements d'Enedis ont permis de lever les contraintes de tension de 15 départs HTA, notamment sur le secteur problématique du nord Aveyron (création d'un « Feder » direct depuis le poste source de RUEYRES).

Les élévations de tension du réseau de distribution :

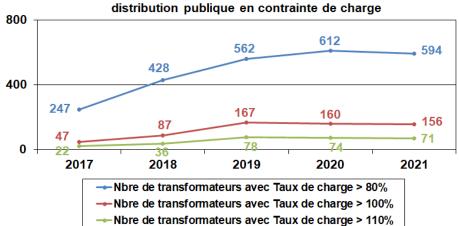
- En opposition au paragraphe ci-dessus, les élévations de tension du réseau de distribution de la concession et plus particulièrement celles du domaine HTA présentent une situation bien plus contrastée.
- Depuis maintenant 5 ans, le nombre annuel de départs moyenne tension présentant une contrainte d'élévation est en constante augmentation. En 2021, 36 départs HTA (soit 14% du nombre total desservant le département) présentent une élévation de tension supérieure au seuil de 3% et dont le nombre de 11 dépassent le seuil de 4%.
- Le dynamisme et donc le développement important des raccordements au réseau de distribution d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable est une cause contributive à cette dégradation de la tenue de tension. En effet, dans certains secteurs du territoire (essentiellement ruraux), de fortes puissances injectées par les installations de production (au regard des faibles puissances soutirées) transitent sur des portions de réseau aérien HTA existant ayant une section de conducteur électrique insuffisante.
- Au même titre que les chutes de tension, les élévations trop importantes peuvent être génératrices de dysfonctionnements des équipements électriques des usagers. Des investissements de travaux de renforcement de réseau ou de flexibilité sont donc à programmer par le concessionnaire Enedis et ceci dans un contexte de développement futur et d'accélération de raccordements de nouveaux sites de production au réseau de distribution.



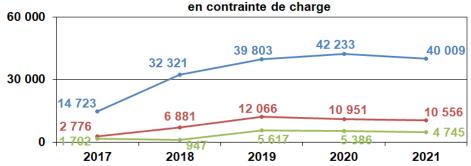
8 Contraintes de Charge des Transformateurs HTA/BT

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Nbre de transformateurs avec taux de charge > 80% | 247 | 428 | 562 | 612 | 594 |
| Nbre d'usagers impactés | 14 723 | 32 321 | 39 803 | 42 233 | 40 009 |
| Nbre de transformateurs avec taux de charge > 100% | 47 | 87 | 167 | 160 | 156 |
| Nbre d'usagers impactés | 2 776 | 6 881 | 12 066 | 10 951 | 10 556 |
| Nbre de transformateurs avec taux de charge > 110% | 22 | 36 | 78 | 74 | 72 |
| Nbre d'usagers impactés | 1 702 | 947 | 5 617 | 5 386 | 4 745 |

Evolution annuelle du nombre de transformateurs de distribution publique en contrainte de charge

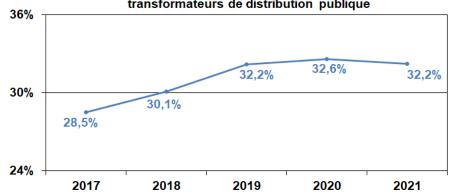


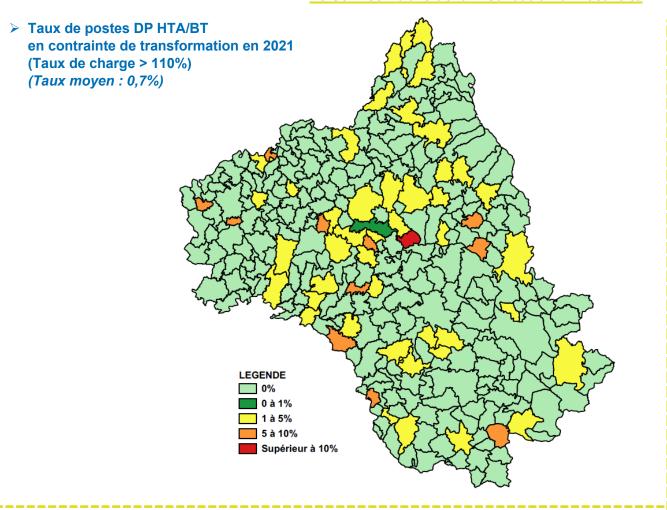
Evolution annuelle du nombre d'usagers impactés par un transformateur de distribution publique

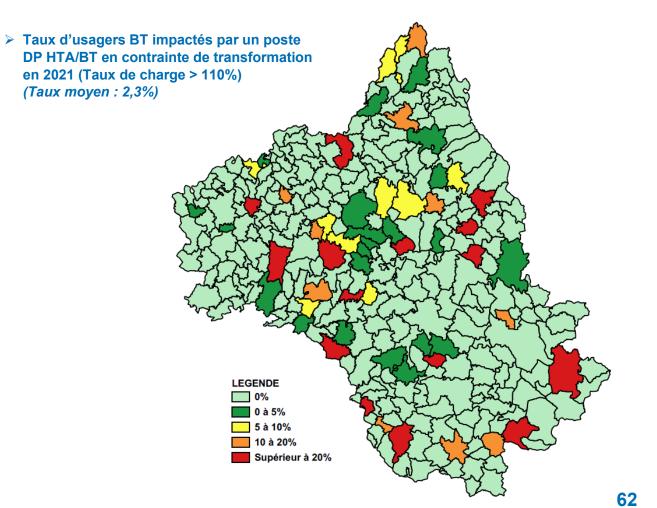


Nbre d'usagers BT impactés par un tranformateur ayant un Taux de charge > 80%
 Nbre d'usagers BT impactés par un tranformateur ayant un Taux de charge > 100%
 Nbre d'usagers BT impactés par un tranformateur ayant un Taux de charge > 110%

Evolution annuelle du taux de charge moyen des transformateurs de distribution publique







9 Evaluation des Critères Définis dans le Code de l'Energie

Les engagements de qualité auxquels les réseaux doivent satisfaire au niveau de la concession sont définis par le cahier des charges annexé à la convention de concession ainsi que par les articles D322-1 à D322-10 du Code de l'Energie. Les seuils et critères de continuité d'alimentation et de tenue de la tension qui s'imposent au concessionnaire sont définis dans l'arrêté du 24 décembre 2007 en application de l'article D322-8 du Code de l'Energie.



• Les Critères :

- Les niveaux de tension HTA (20 000 Volts) et BT (400/230 Volts) doivent être compris dans un intervalle de (-10%; +10%) par rapport à la tension nominale.
- La continuité d'alimentation annuelle sur le réseau HTA et amont (Incidents et Travaux hors évènements exceptionnels) est caractérisée par :
 - Un nombre de Coupures Longues (CL) qui ne doit pas être supérieur à 6,
 - Un nombre de Coupures Brèves (CB) qui ne doit pas être supérieur à 35,
 - Une durée cumulée de coupures qui ne doit pas excéder 13 heures.

• L'Evaluation :

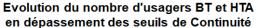
- L'indice global de la Tenue de la Tension est non respecté si sa valeur calculée est supérieure à 8. Le calcul de cet indice tient compte notamment de <u>l'inter classement</u> de l'ensemble des départements du territoire national.
- L'indice global de Continuité d'Alimentation est non respecté si le pourcentage total d'usagers au-delà des seuils dépasse 5%.

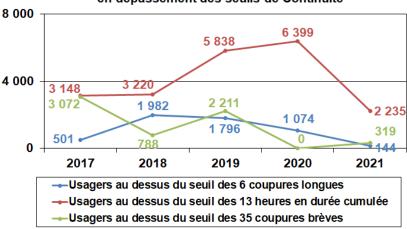
Les Résultats :

| La Continuité d'Alimentation | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Nbre d'usagers BT et HTA au-dessus du seuil de 6 Coupures Longues (CL) | 501 | 1 982 | 1 796 | 1 074 | 144 |
| | (0,3%) | (1,0%) | (0,9%) | (0,5%) | (0,1%) |
| Nbre d'usagers BT et HTA au-dessus du seuil des 13 heures en durée cumulée | 3 148 | 3 220 | 5 838 | 6 399 | 2 235 |
| | (1,6%) | (1,6%) | (2,9%) | (3,2%) | (1,1%) |
| Nbre d'usagers BT et HTA au-dessus du seuil de 35 Coupures Brèves (CB) | 3 072 | 788 | 2 211 | 0 | 319 |
| | (1,6%) | (0,4%) | (1,1%) | (0,0%) | (0,2%) |
| Nbre total d'usagers BT et HTA au-delà des seuils / Valeur de l'Indice Global | 5 821/ | 5 523/ | 9 221/ | 7 241/ | 2 592/ |
| | 3,0% | 2,8% | 4,6% | 3,6% | 1,3% |

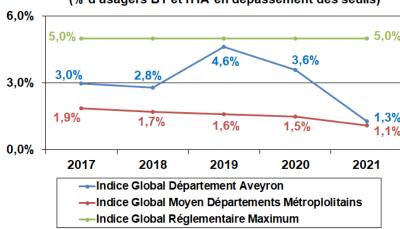
| La Tenue de la Tension | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Nbre d'usagers BT mal alimentés | 1 337 | 1 277 | 1 615 | 1 391 | 1 209 |
| Nbre d'usagers HTA mal alimentés | 9 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Valeur de l'Indice Global | 8,80 | 5,21 | 6,71 | 5,61 | 5,24 |

• Les Evolutions :

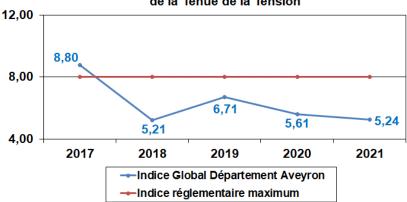




Evolution de l'indice Global de Continuité (% d'usagers BT et HTA en dépassement des seuils)

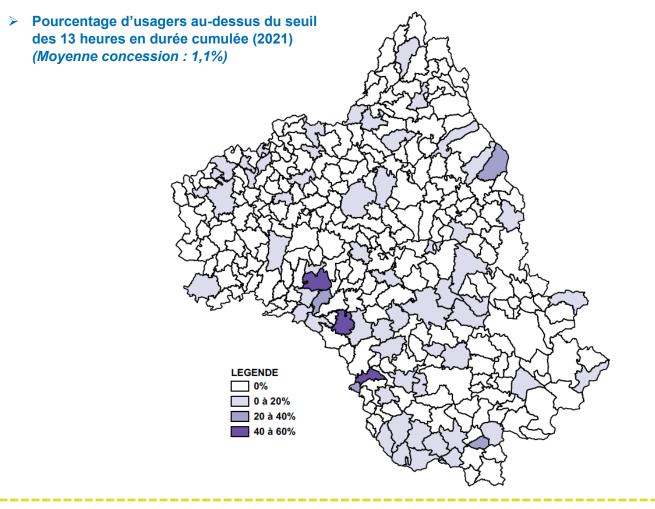


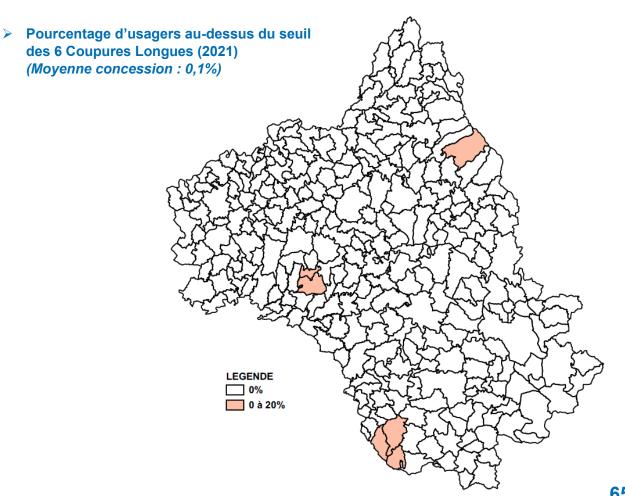
Evolution de l'indice Global Réglementaire de la Tenue de la Tension

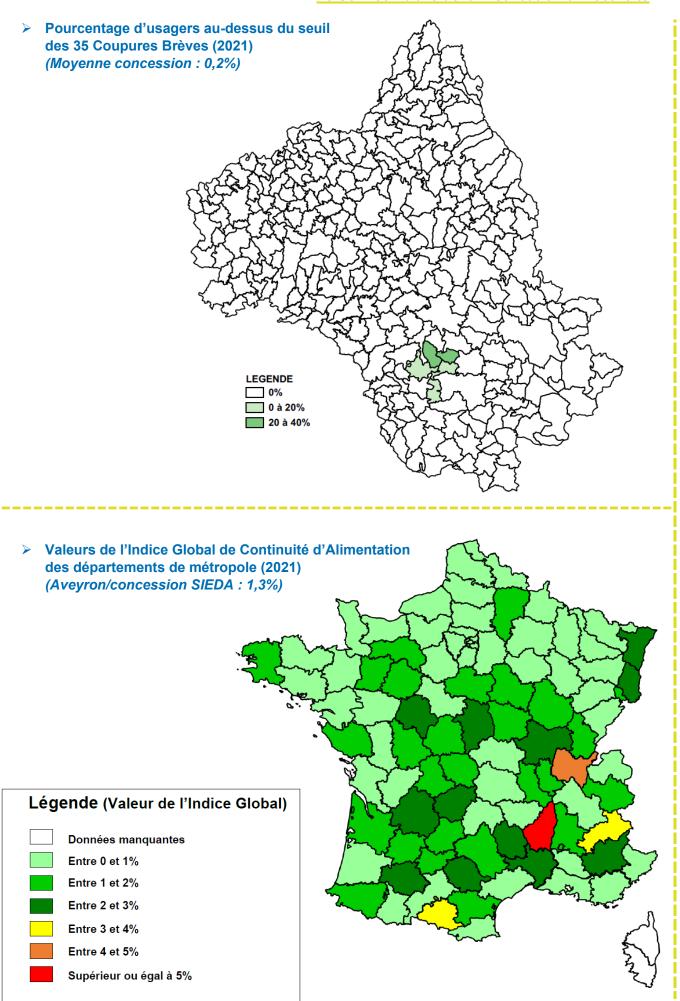


Les Remarques :

Nous observons, pour l'année 2021, que les valeurs des indices globaux relatifs à la tenue de la tension et à la continuité d'alimentation du réseau de distribution et amont sont inférieures et donc conformes aux valeurs seuils définies dans le Code de l'Energie. Dans un contexte d'une année 2021 relativement clémente côté évènements climatiques, ces excellents résultats restent à confirmer et à consolider.







10 Données Comptables et Financières

10-1 Le Patrimoine

10-1-1 La Valeur Globale des Ouvrages

La valeur du patrimoine de l'autorité concédante (SIEDA) s'exprime en termes de valeur brute et de valeur nette des ouvrages concédés en service et de montants de provisions pour renouvellement de ces mêmes ouvrages. Le patrimoine comporte, pour des raisons de gestion interne du concessionnaire, deux types d'ouvrages :

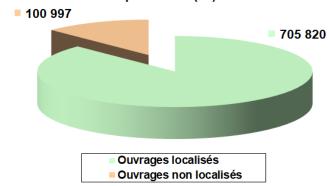
- Les ouvrages localisés sont essentiellement les réseaux, les postes de distribution HTA/BT et transformateurs identifiés et valorisés commune par commune.
- Les ouvrages non localisés sont principalement les branchements et comptages (hors LINKY).
 Ces biens sont gérés globalement au niveau du département.

| Valeur Globale des Ouvrages (k€) | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------------------------------------------------|---------|-----------|-----------|
| Valeur brute comptable des ouvrages | 744 403 | 771 998 | 806 817 |
| Valeur nette comptable des ouvrages | 440 487 | 451 368 | 468 696 |
| Amortissement comptable de dépréciation des ouvrages | 303 917 | 320 630 | 338 121 |
| Taux d'amortissement comptable des ouvrages | 40,83% | 41,53% | 41,91% |
| Provisions pour renouvellement des ouvrages | 65 982 | 65 330 | 64 296 |
| Valeur de remplacement des ouvrages | 968 224 | 1 002 444 | 1 043 234 |

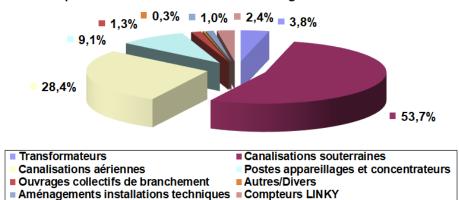
| Valeur des Ouvrages Localisés (k€) | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------------------------|---------|---------|---------|
| Valeur brute comptable des ouvrages | 649 822 | 673 951 | 705 820 |
| Dont transformateurs | 25 364 | 26 025 | 26 922 |
| Dont canalisations souterraines | 345 898 | 359 617 | 378 710 |
| Dont canalisations aériennes | 188 895 | 193 683 | 200 272 |
| Dont postes et appareillages | 59 097 | 61 043 | 64 313 |
| Dont aménagements installations techniques | 7 228 | 7 002 | 7 351 |
| Dont ouvrages collectifs de branchement | 7 703 | 9 434 | 9 489 |
| Dont compteurs LINKY | 12 911 | 15 242 | 16 689 |
| Dont autres | 2 726 | 1 905 | 2 073 |
| Valeur nette comptable des ouvrages | 383 194 | 392 848 | 409 604 |
| Taux d'amortissement comptable des ouvrages | 41,03% | 41,71% | 41,97% |
| Taux d'amortissement comptable BT aérien nu | 97,82% | 98,13% | 98,26% |
| Provisions pour renouvellement des ouvrages | 60 991 | 60 339 | 59 305 |
| Valeur de remplacement des ouvrages | 855 474 | 885 183 | 921 922 |

| Valeur des Ouvrages non Localisés (k€) | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------------------------|---------|---------|---------|
| Valeur brute comptable des ouvrages | 94 581 | 98 047 | 100 997 |
| Dont branchements | 78 584 | 82 301 | 85 280 |
| Dont comptages et appareils de mesures | 11 570 | 11 481 | 11 336 |
| Dont autres | 4 427 | 4 265 | 4 331 |
| Valeur nette comptable des ouvrages | 57 293 | 58 521 | 59 092 |
| Taux d'amortissement comptable des ouvrages | 39,42% | 40,31% | 41,49% |
| Provisions pour renouvellement des ouvrages | 4 991 | 4 991 | 4 991 |
| Valeur de remplacement des ouvrages | 112 750 | 117 261 | 121 313 |

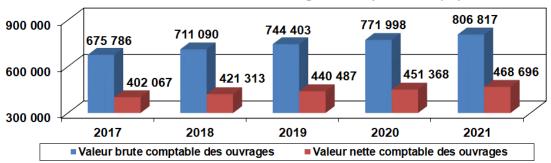




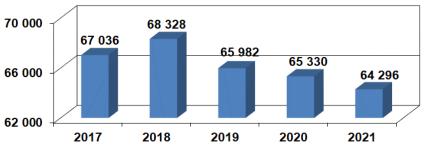
Répartition de la valeur brute des ouvrages localisés - 2021



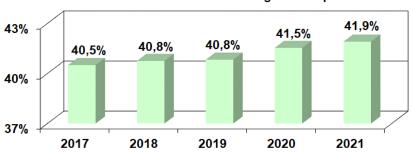
Evolution de la valeur globale du patrimoine (k€)



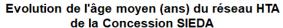
Evolution des provisions globales pour le renouvellement du patrimoine (k€)

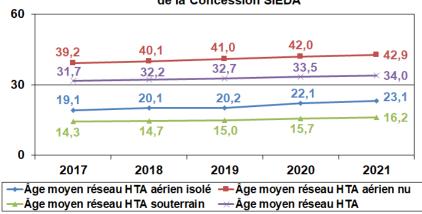


Evolution du taux d'amortissement global du patrimoine

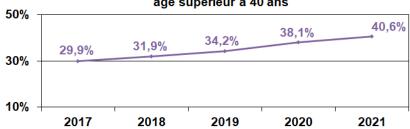


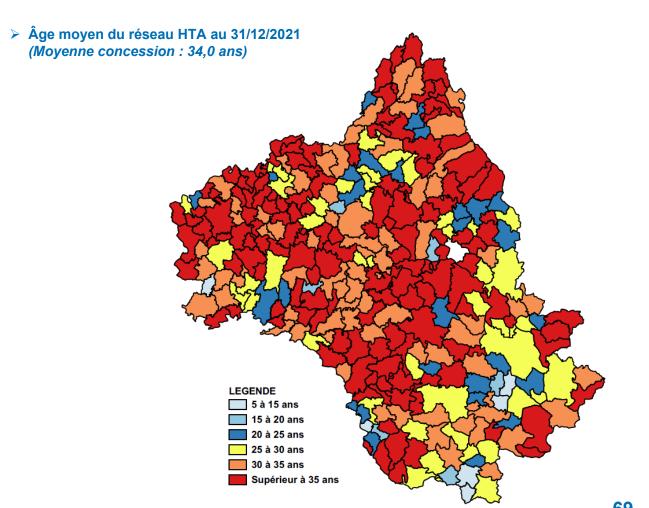
10-1-2 L'Âge du Réseau Moyenne Tension





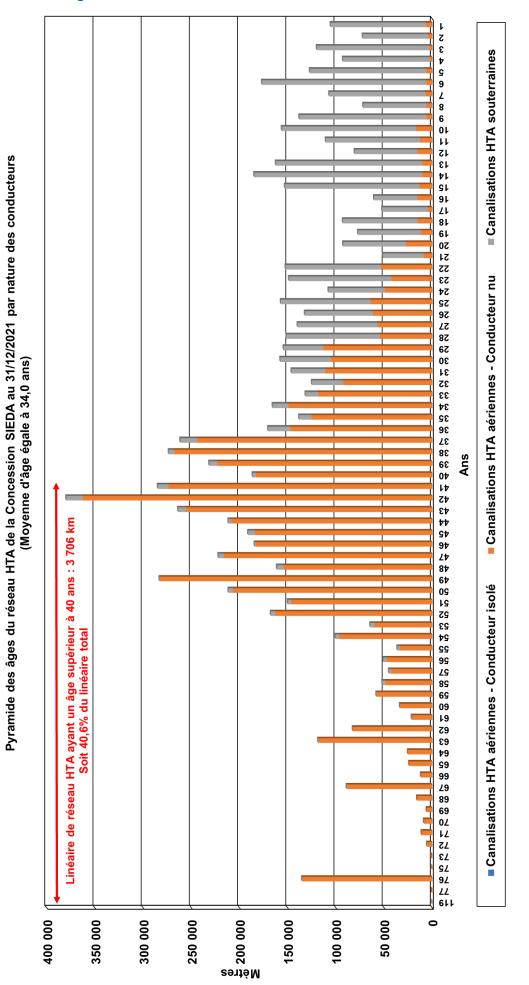
Evolution du taux de linéaire de réseau HTA ayant un âge supérieur à 40 ans





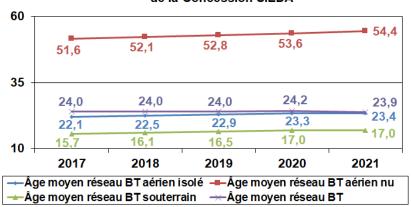
69

> Pyramide des Âges du réseau HTA au 31/12/2021

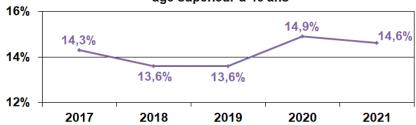


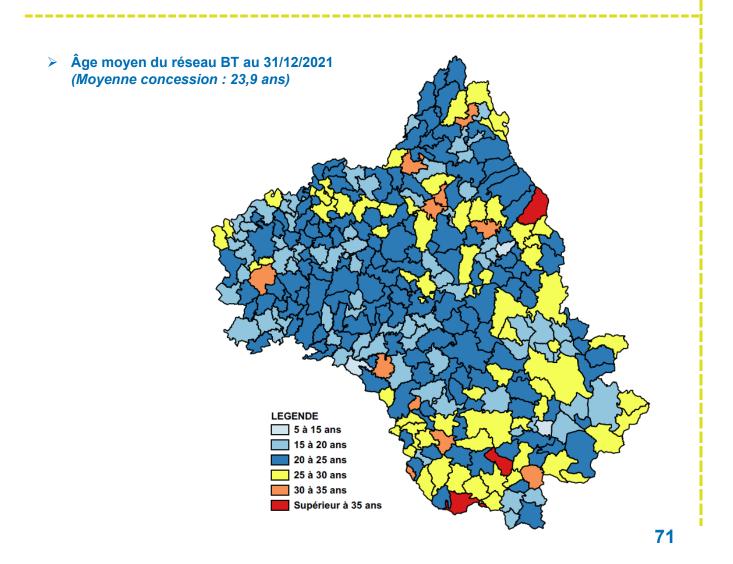
10-1-3 L'Âge du Réseau Basse Tension

Evolution de l'âge moyen (ans) du réseau BT de la Concession SIEDA

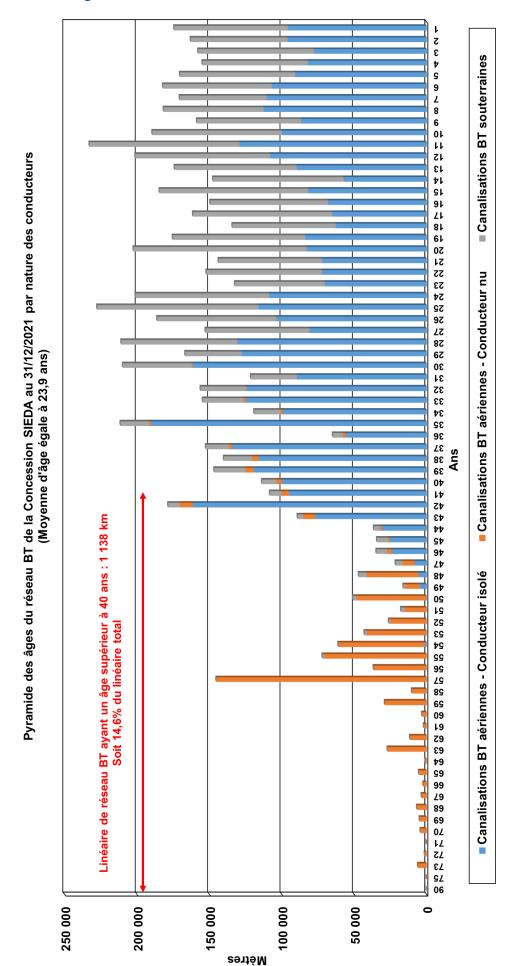


Evolution du taux de linéaire de réseau BT ayant un âge supérieur à 40 ans



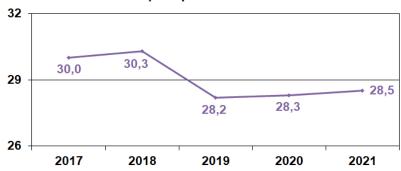


> Pyramide des Âges du réseau BT au 31/12/2021

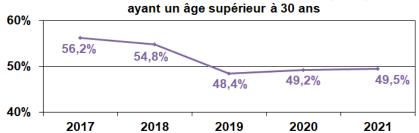


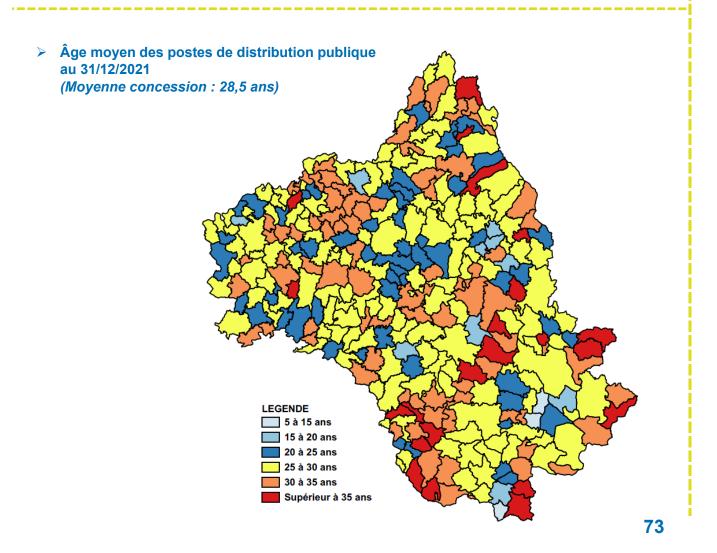
10-1-4 L'Âge des Postes de Distribution Publique

Evolution de l'âge moyen (ans) des postes de distribution publique de la Concession SIEDA

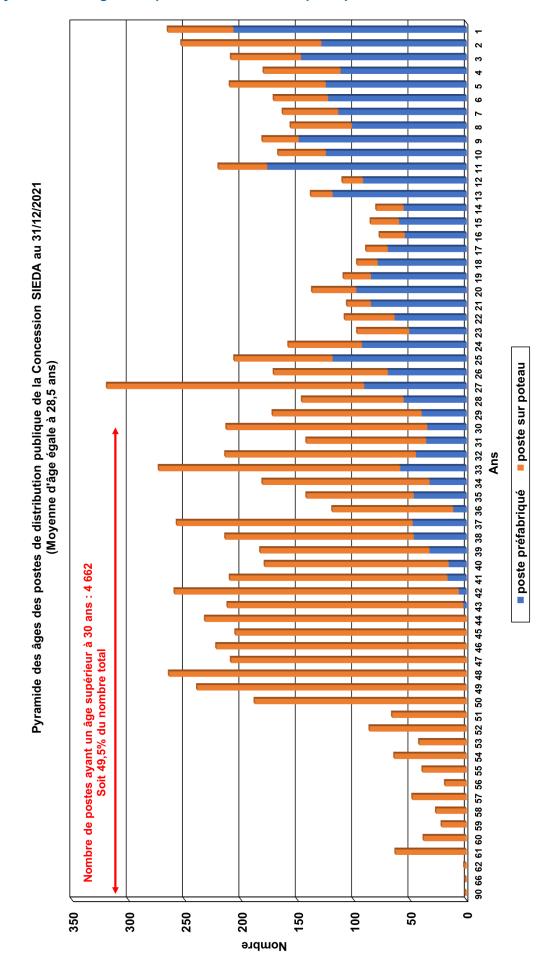


Evolution du taux de postes de distribution publique avant un âge supérieur à 30 ans



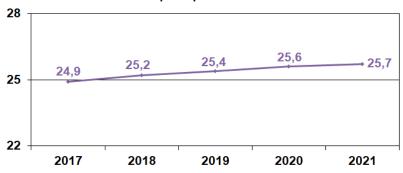


> Pyramide des Âges des postes de distribution publique au 31/12/2021

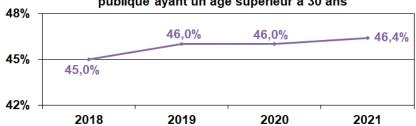


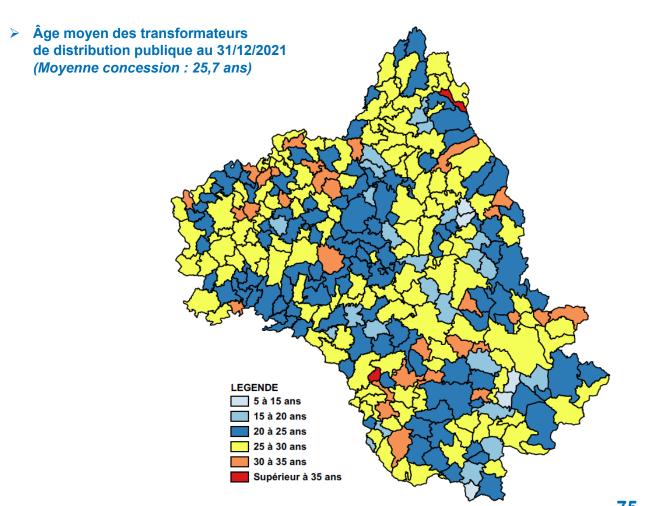
10-1-5 L'Âge des Transformateurs HTA/BT de Distribution Publique

Evolution de l'âge moyen (ans) des transformateurs de distribution publique de la Concession SIEDA

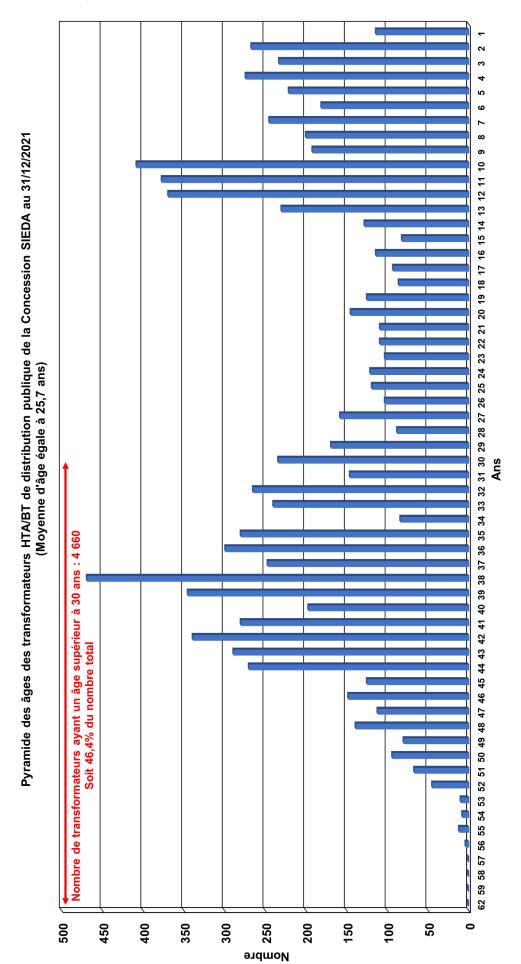


Evolution du taux de transformateurs de distribution publique ayant un âge supérieur à 30 ans





> Pyramide des Âges des transformateurs de distribution publique au 31/12/2021



10-2 Les Dettes et Créances Réciproques

10-2-1 Le Droit du Concédant

L'étude du compte du « droit du concédant » a pour vocation de traduire, au passif du bilan de l'entreprise concessionnaire, à la fois les investissements de la collectivité et la récupération de ses investissements. Le compte « droit du concédant » correspondra en fin du contrat de concession à la valeur des biens de retours remis « gratuitement » à l'autorité concédante (SIEDA).

Le montant du droit du concédant se calcule à partir des éléments suivants :

- **Droit en nature**: correspond à la valeur nette comptable de l'ensemble des biens mis en concession, quel que soit leur mode de financement.
- Créance en espèces du concessionnaire : la créance correspond à la valeur nette comptable des biens financés et non amortis par le concessionnaire.
- Dette en espèces du concessionnaire : la dette correspond à la part des amortissements réalisés par le concessionnaire sur le financement des ouvrages réalisé par le concédant.

| k€ | 2019 | 2020 | 2021 | Evolution 2020/2021 |
|---------------------------------------|----------|----------|----------|---------------------|
| Droit en nature | 440 487 | 451 367 | 468 696 | +3,8% |
| Créance en espèces du concessionnaire | -203 392 | -210 368 | -223 951 | +6,5% |
| Dette en espèces du concessionnaire | 99 139 | 104 096 | 108 081 | +3,8% |
| Montant du Droit du Concédant | 336 234 | 345 096 | 352 826 | +2,2% |

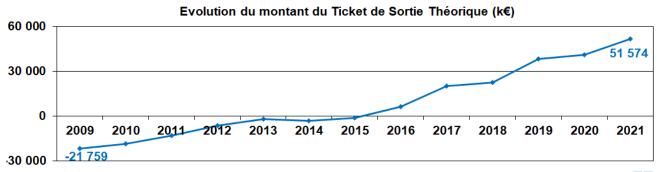
10-2-2 Le Calcul du Ticket de Sortie

Si l'autorité concédante met fin prématurément ou ne renouvèle pas le contrat de concession, elle aura éventuellement à indemniser le concessionnaire (ticket de sortie) dans le cadre de l'article 49 du cahier des charges.

Cette indemnisation résulte de la compensation entre le montant du « rachat » des ouvrages de la concession financés et non amortis par le concessionnaire (réévalué) et la dette du concessionnaire correspondant au solde des provisions pour renouvellement et au montant des amortissements sur les financements du concédant.

| k€ | 2019 | 2020 | 2021 | Evolution 2020/2021 |
|--------------------------------------------|---------|----------|----------|------------------------|
| Valeur nette des biens financés par ENEDIS | 203 392 | 210 368 | 223 951 | +6,5% |
| Amortissement des biens financés par SIEDA | -99 139 | -104 096 | -108 081 | +3,8% |
| Solde des provisions non utilisées | -65 982 | -65 330 | -64 296 | -1,6% |
| Montant du Ticket de Sortie Théorique | 38 271 | 40 942 | 51 574 | +26,0% |

Un montant calculé positif du Ticket de Sortie correspond à l'indemnité que l'autorité concédante devra verser au concessionnaire. Un montant calculé négatif correspond à la soulte que le concessionnaire devra verser à l'autorité concédante.



10-3 La Cohérence des Inventaires Physique et Comptable

ENEDIS enregistre les biens de la concession dans deux fichiers indépendants, l'un technique et l'autre comptable (immobilisations). Il s'agit donc, dans ce paragraphe, de vérifier la cohérence de ces deux inventaires en mesurant les éventuels écarts selon les principaux ouvrages : postes de distribution publique, réseaux basse tension (BT) et moyenne tension (HTA).

| Réseau HTA en cumul (mètres) | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Fichier Technique | 8 960 130 | 9 031 552 | 9 131 716 |
| Fichier Comptable | 8 943 258 | 9 015 462 | 9 120 916 |
| Ecart Technique/Comptable (quantité) | 16 872 | 16 090 | 10 800 |
| Ecart Technique/Comptable (%) | 0,19% | 0,18% | 0,12% |

| Réseau BT en cumul (mètres) | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Fichier Technique | 7 406 605 | 7 569 686 | 7 745 110 |
| Fichier Comptable | 7 433 435 | 7 596 451 | 7 770 874 |
| Ecart Technique/Comptable (quantité) | -26 830 | -26 765 | -25 764 |
| Ecart Technique/Comptable (%) | -0,36% | -0,35% | -0,33% |

| Postes de Distribution Publique en cumul (nombre) | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------------------------------|-------|-------|--------|
| Fichier Technique | 9 674 | 9 927 | 10 183 |
| Fichier Comptable | 8 937 | 9 190 | 9 455 |
| Ecart Technique/Comptable (quantité) | 737 | 737 | 728 |
| Ecart Technique/Comptable (%) | 8,25% | 8,02% | 7,70% |

L'écart (en mètres, nombre et %) est positif lorsque l'inventaire technique est supérieur à l'inventaire comptable, et négatif lorsque l'inventaire physique est inférieur à l'inventaire comptable.

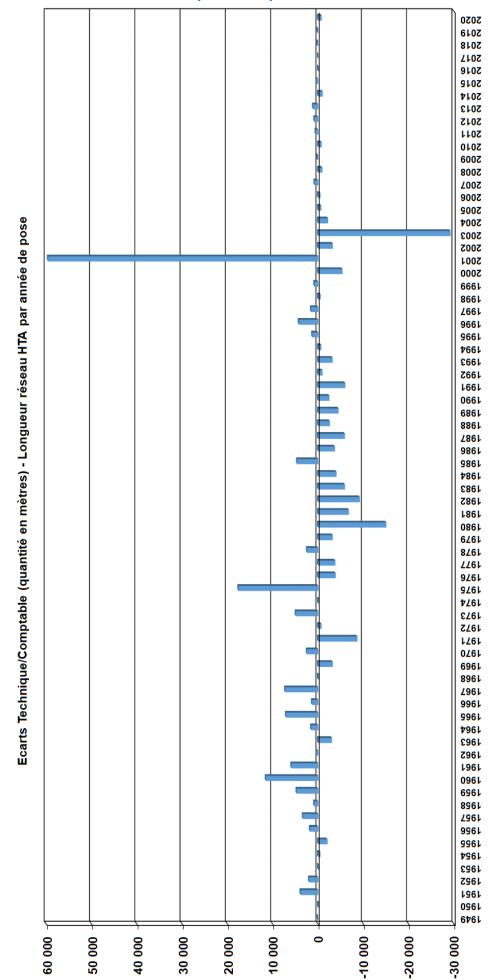
Nous observons que les inventaires technique et comptable sont <u>globalement</u> cohérents car les écarts observés sont relativement faibles :

- Moins de 1% pour les réseaux HTA et BT (ces ouvrages représentent 72% de la valeur brute totale du patrimoine concédé)
- Moins de 8% pour les postes de distribution publique

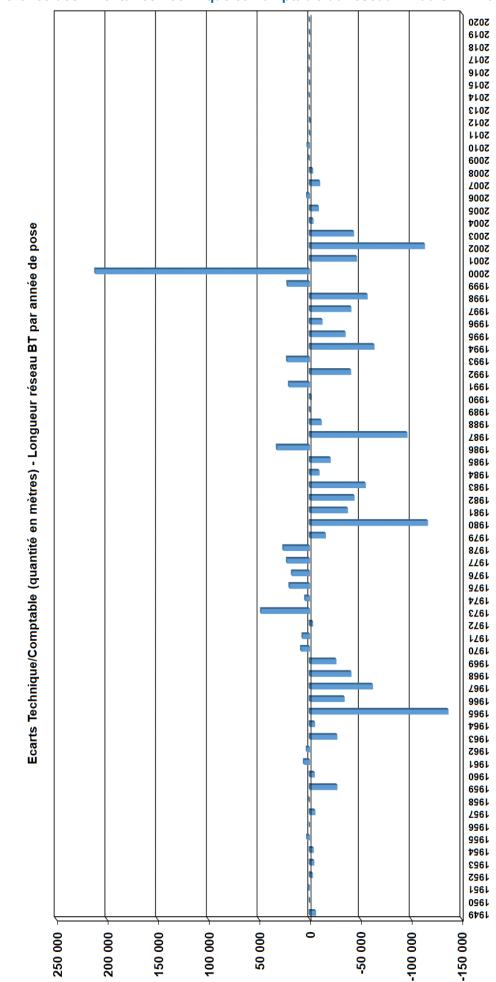
Toutefois, une analyse plus fine selon <u>les dates de pose et d'immobilisation</u> des ouvrages (voir graphiques ci-après) peut faire ressortir ponctuellement des écarts relativement importants entre les deux inventaires notamment pour les années de 2000 à 2003.

Depuis 2005, nous observons le maintien d'une bonne cohérence des deux inventaires. Les écarts annuels observés selon <u>les dates de pose</u> sont régulièrement inférieurs à 2%.

> Cohérence des inventaires Technique et Comptable du réseau HTA au 31/12/2021



> Cohérence des inventaires Technique et Comptable du réseau BT au 31/12/2021



> Cohérence des inventaires Technique et Comptable des Postes de Distribution Publique au 31/12/2021 Ecarts Technique/Comptable (quantité en unités) - Nombre de Postes de Distribution Publique par année de pose 466b 866↓ 966L **⊅66**↓ 488b 188t 626L 746L 026L 696l ا †96↓ -20 -150 -200

11 Travaux Réalisés sur le Réseau de Distribution

11-1 La Répartition de la Maîtrise d'Ouvrage (SIEDA – ENEDIS)

L'article 5 de l'annexe 1 du cahier des charges de concession définit la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre le concessionnaire ENEDIS et le SIEDA.

Cette répartition est établie en fonction de l'origine et de la nature des travaux et de la catégorie des communes comme énoncé dans le tableau ci-dessous :

| Objets des travaux à réaliser | Communes Urbaines (21) | Communes Rurales (264) |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Branchement | ENEDIS | ENEDIS |
| Extension du réseau BT | ENEDIS | SIEDA |
| Extension du réseau HTA | ENEDIS | ENEDIS |
| Renforcement et Sécurisation du réseau HTA | ENEDIS | ENEDIS |
| Renforcement et Sécurisation du réseau BT | ENEDIS | SIEDA |
| Passage d'un raccordement d'une puissance < 36 KVA à une puissance comprise entre 36 et 250 KVA | ENEDIS | ENEDIS |
| Déplacement et mise en conformité des ouvrages | ENEDIS | ENEDIS |
| Amélioration esthétique des réseaux | SIEDA | SIEDA |
| Entretien des réseaux | ENEDIS | ENEDIS |

Le caractère « Urbain » ou « Rural » des communes de la concession est défini comme suit :

- Commune rurale : commune dans laquelle les travaux réalisés par le SIEDA sont éligibles aux aides à l'électrification rurale mentionnées à l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), dans les conditions définies par la réglementation.
- Commune urbaine : toute autre commune de la concession.





11-2 Le Programme Pluriannuel d'Investissements (2018 – 2021)

Le Cahier des Charges de Concession prévoit la déclinaison successive de Programmes Pluriannuels d'Investissements (PPI) sur toute la durée du Contrat (30 ans). Ces derniers font suite à la réalisation d'un diagnostic technique du réseau de distribution actualisé et partagé, **tous les 4 ans**, entre les services du SIEDA et d'ENEDIS. Les tableaux ci-dessous font état des indicateurs de suivi du programme 2018/2021.

• Les investissements (M€) réalisés par ENEDIS (engagements financiers contractuels) :

| Finalités | Montants initiaux prévus | Montants réalisés en 2018 et 2019 | Montants réalisés en 2020 | Montants réalisés en 2021 | Montants to- taux cumulés et réalisés | % total cumulé et réalisé |
|------------------------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------------|---------------------------------|
| Renforcement et Renouvellement réseau HTA | 5,4 | 2,8 | 1,1 | 1,9 | 5,8 | 107% |
| Renforcement et Renouvellement réseau BT | 1,2 | 0,6 | 0,5 | 0,4 | 1,5 | 125% |
| Climatique/Sécurisation | 8,8 | 3,2 | 0,8 | 2,7 | 6,8 | 77% |
| Dont PAC | 8,8 | 3,2 | 0,8 | 2,7 | 6,8 | 77% |
| Dont Sécurisation | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | - |
| Modernisation des Réseaux | 12,4 | 6,8 | 3,3 | 4,3 | 14,5 | 117% |
| Dont PDV | 5,3 | 2,5 | 1,5 | 1,4 | 5,5 | 104% |
| Dont OMT | 1,2 | 0,5 | 0,3 | 0,3 | 1,1 | 92% |
| Dont CPI | 0,4 | 0,2 | 0,5 | 0,3 | 0,9 | 225% |
| Dont obsolescence et restruc- turation réseau HTA | 4,5 | 2,5 | 0,7 | 1,8 | 5,1 | 113% |
| Dont obsolescence et restruc- turation réseau BT | 1,0 | 1,1 | 0,4 | 0,5 | 2,0 | 200% |
| TOTAL (M€) | 27,8 | 13,4 | 5,7 | 9,4 | 28,6 | 103% |

• Les quantités d'ouvrages réalisées par ENEDIS (valeurs à titre indicatif) :

| Finalités | Quantités initiales prévues | Quantités réalisées en 2018 et 2019 | Quantités réalisées en 2020 | Quantités réalisées en 2021 | Quantités to- tales cumulées et réalisées | % total cumulé et réalisé |
|-------------------------------------------------------|-----------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------|
| Renouvellement réseau aérien BT nu (km) | 23 | 5,5 | 2,5 | 3,6 | 11,6 | 50% |
| Renforcement réseau BT (km) | 23 | 8,8 | 4,2 | 3,4 | 16,4 | 71% |
| Renouvellement réseau sou- terrain HTA en CPI (km) | Opportunité | 0,7 | 0 | 1,2 | 1,9 | - |
| Réseau aérien HTA sécurisé (PAC) (km) | 62 | 30,7 | 00.0 | 44.0 | 05.2 | 76% |
| Renforcement du réseau HTA (km) | 64 | 30,5 | 20,0 | 14,0 | 95,2 | 76% |
| Réseau aérien HTA fiabilisé (PDV) (km) | 265 | 77,8 | 46,7 | 45,7 | 170,2 | 64% |
| Renouvellement ou ajout d'OMT (unités) | 44 | 21 | 2 | 4 | 27 | 61% |

• Bilan:

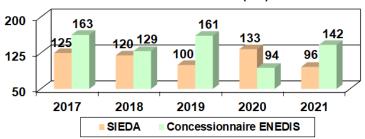
L'engagement financier <u>global</u> du concessionnaire pour le PPI 2018-2021 a été respecté même si l'on peut toutefois déplorer que les investissements structurels relatifs au Plan Aléas Climatiques (PAC) ne soient réalisés que seulement à hauteur de 77% de l'objectif initial.

84

11-3 Le Linéaire de Réseau de Distribution Mis en Service

La longueur de réseau de distribution mise en service sous la maîtrise d'ouvrage du SIEDA a diminué de 28% par rapport à 2020 alors qu'elle a enregistré une augmentation de 51% pour les travaux placés sous la maîtrise d'ouvrage du concessionnaire ENEDIS.

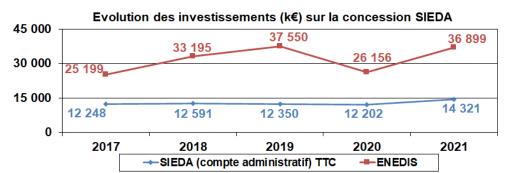
Evolution du linéaire total de réseau de distribution mis en service (km)

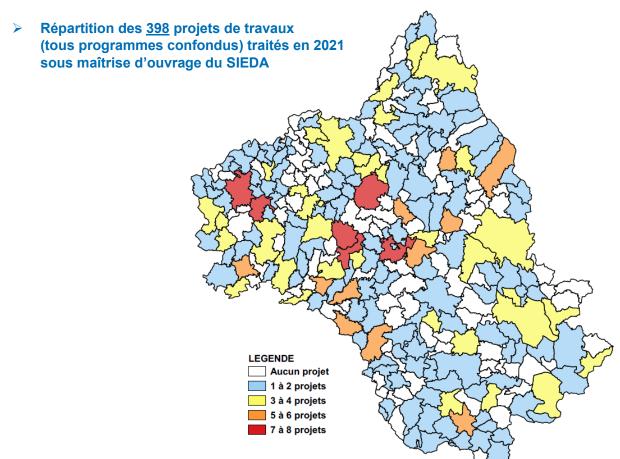


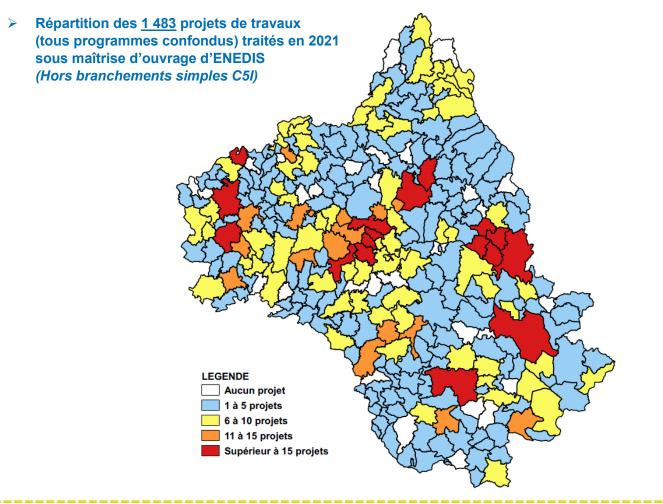
11-4 Les Investissements Consentis sur le Réseau de Distribution

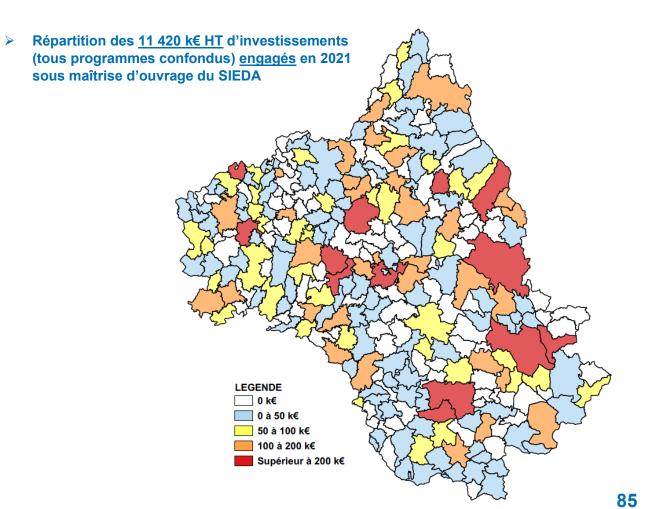
Le montant total des investissements, au titre de l'année 2021, s'est élevé à 51 220 k€, répartis ainsi :

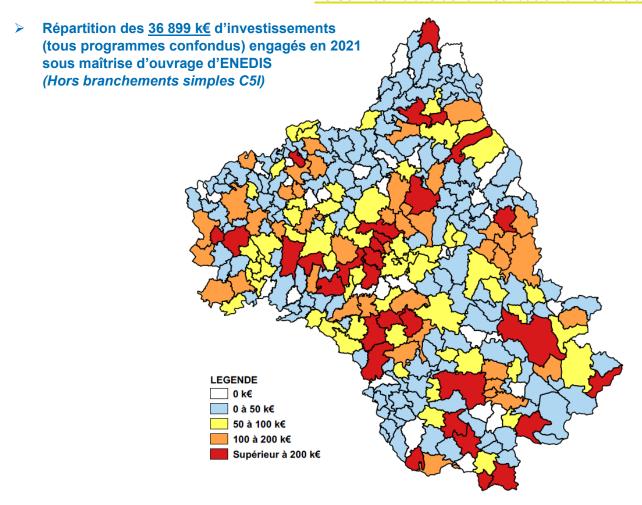
- 28% SIEDA (compte administratif k€ TTC)
- 72% Concessionnaire ENEDIS











11-5 Les Travaux Réalisés sous Maîtrise d'Ouvrage SIEDA

11-5-1 Les Extensions du Réseau de Distribution

Les extensions consistent à développer le réseau (hors branchement) afin d'alimenter de nouveaux usagers BT. Elles représentent un chapitre important dans les activités du SIEDA. Les **183 dossiers** traités par le SIEDA en 2021 (**3 092 k€ HT engagé**) sont répartis de la façon suivante :

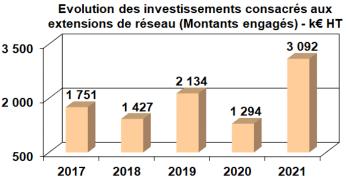
| Ateliers artisanaux | 3 |
|---------------------------|----|
| Habitations | 84 |
| Tarifs « Jaunes » (C4) | 13 |

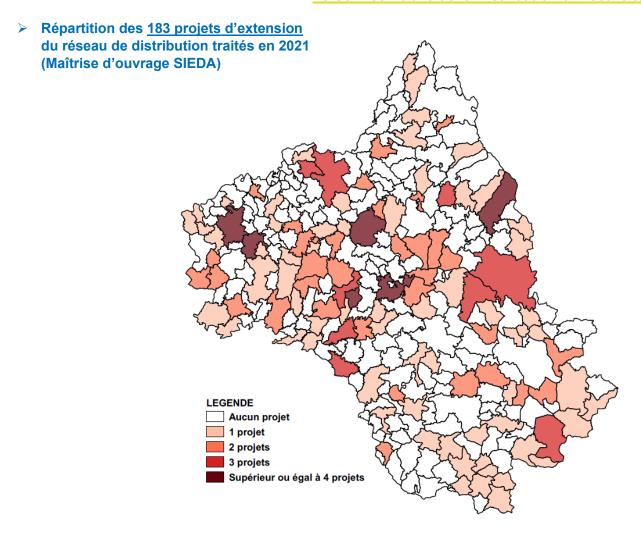
| Equipements publics | 0 |
|---------------------|----|
| HLM | 0 |
| Bâtiments agricoles | 14 |

| Relais téléphoniques | 20 |
|-------------------------|----|
| Lotissements communaux | 9 |
| Lotissements privés | 13 |

| Parcelles | 7 |
|-------------------|----|
| Zones artisanales | 3 |
| Autres | 17 |

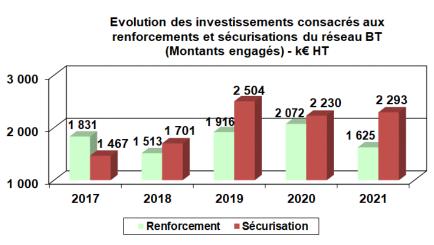
Le taux de réseau BT construit au cours de l'année 2021 en technique souterraine s'élève à 83%. Le SIEDA réalise les extensions du réseau de distribution sur l'ensemble des 264 communes du département de l'Aveyron relevant du régime rural.



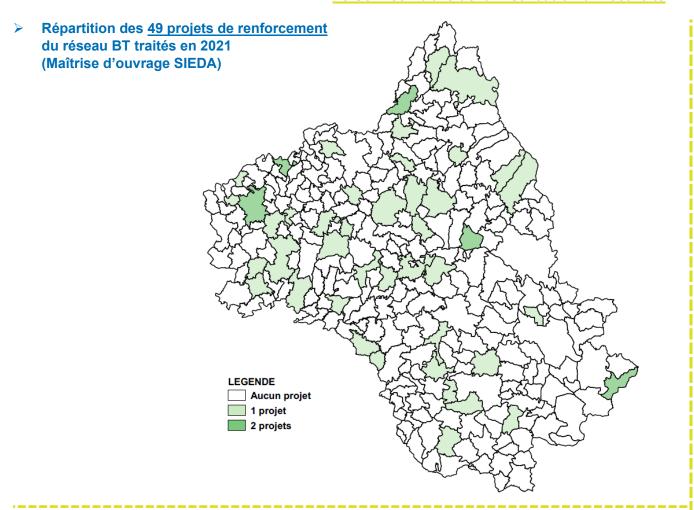


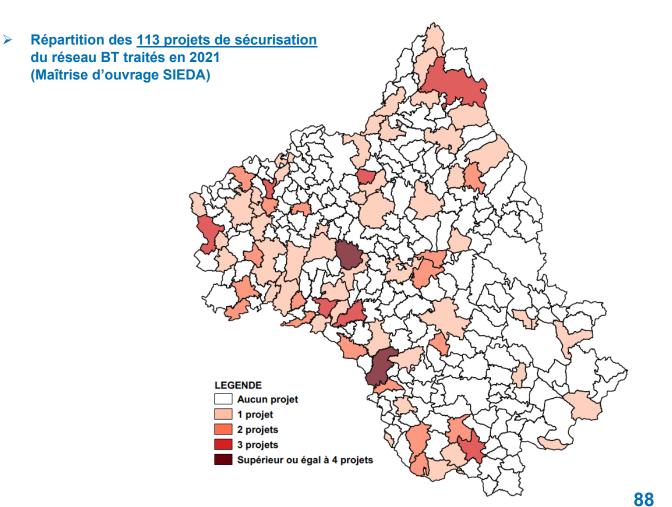
11-5-2 Les Renforcements et les Sécurisations du Réseau de Distribution

Afin de sécuriser la continuité de la desserte des réseaux basse tension (BT) et d'améliorer les mauvaises alimentations chez les usagers, les investissements du SIEDA sur l'ensemble des communes relevant du régime rural se sont élevés en 2021 à 3 918 k€ HT (162 projets). Le SIEDA bénéficie pour cela du soutien précieux du FACE (Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification) au travers des enveloppes annuelles (Tranches AB, S et S').



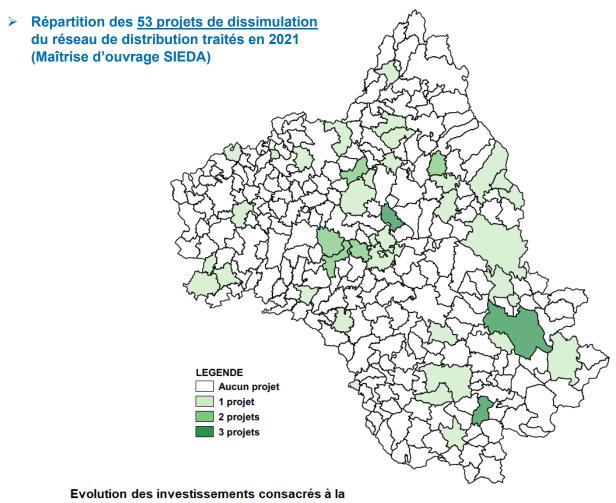


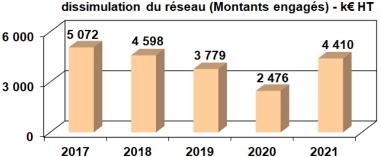




11-5-3 Les Dissimulations du Réseau de Distribution (Amélioration Esthétique)

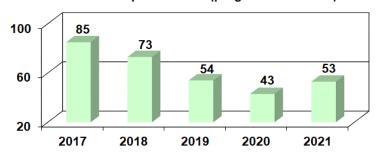
Ces opérations sont menées depuis 1992 avec le soutien du FACE, du concessionnaire, des communes et les fonds propres du SIEDA. En 2021, le montant des investissements placés sous la maîtrise d'ouvrage du SIEDA et consacrés à la dissimulation du réseau de distribution s'est élevé à 4 410 k€ HT (53 projets). Il convient de souligner que le seul aspect environnemental ne doit pas être considéré, ces travaux permettent également, dans le même temps, de renforcer les réseaux et de les sécuriser.



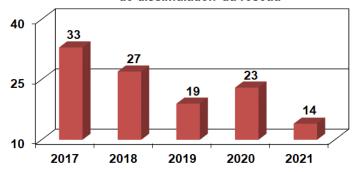




Evolution du nombre de dossiers de dissimulation traités par le SIEDA (programme travaux)



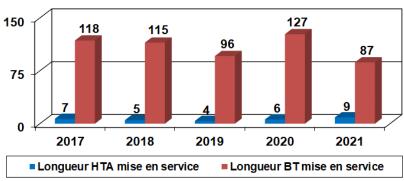
Evolution du linéaire de réseau de distribution (km) mis en service dans le cadre du programme de dissimulation du réseau



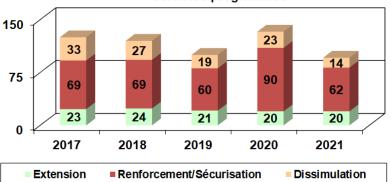
11-5-4 Les Caractéristiques Générales des Travaux SIEDA

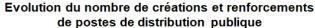
Le réseau basse tension (BT) s'avère être le domaine d'intervention principal du SIEDA (91%). Les travaux moyenne tension (HTA) représentent seulement 9% du linéaire total de réseau mis en service.

Evolution du linéaire (km) de réseau mis en service par type de tension (tous programmes confondus)



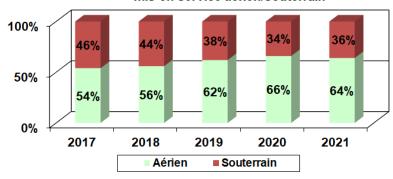
Evolution du linéaire (km) de réseau mis en service selon les programmes



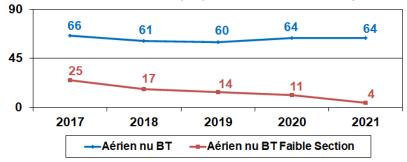




Evolution de la répartition du linéaire de réseau mis en service aérien/souterrain



Evolution du linéaire (km) de fils nus aérien BT déposé



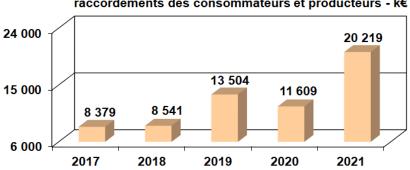
11-6 Les Travaux Réalisés sous Maîtrise d'Ouvrage ENEDIS

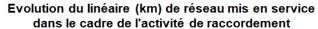
11-6-1 Les Raccordements des Consommateurs et Producteurs

Ce programme de travaux concerne d'une part les raccordements des nouveaux sites de consommation mais également les raccordements des sites de production implantés sur l'ensemble du territoire de la concession. Ces travaux peuvent nécessiter au préalable une adaptation/extension du réseau électrique existant.

- Nombre de raccordements BT (consommateurs) réalisés en 2021 : 1 217
- Nombre de raccordements HTA (consommateurs) réalisés en 2021 : 10
- Nombre de raccordements BT (producteurs) réalisés en 2021 : 751

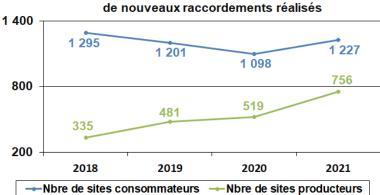
Evolution des investissements consacrés aux raccordements des consommateurs et producteurs - k€



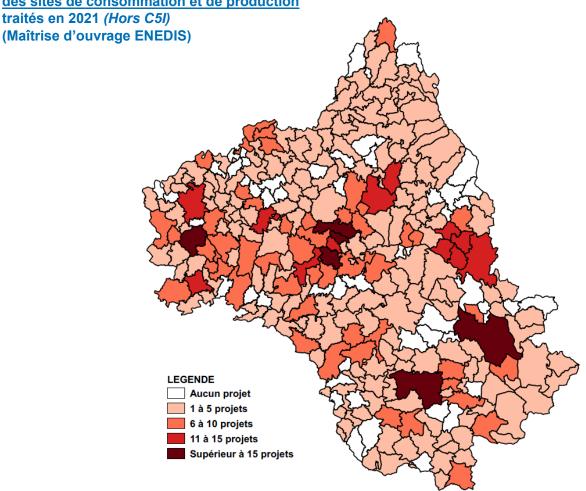




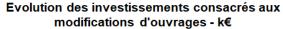
Evolution du nombre total

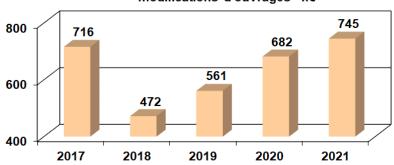


Répartition des <u>1 047 projets de travaux pour le raccordement</u> des sites de consommation et de production

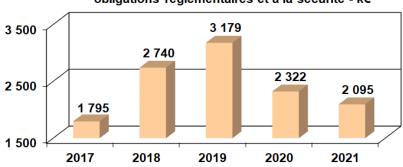


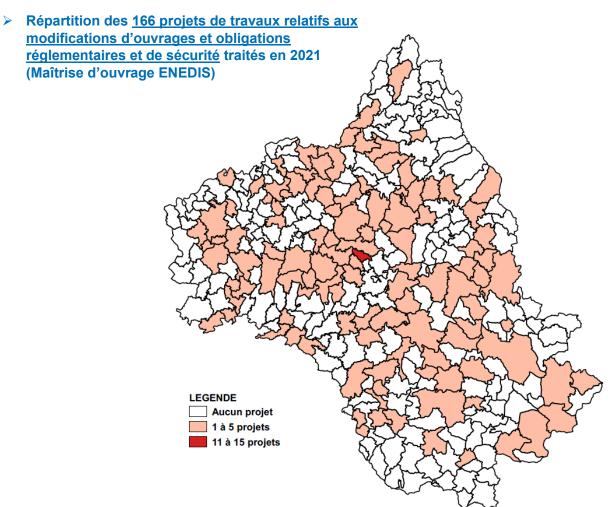
11-6-2 Les Modifications d'Ouvrages et les Obligations Réglementaires et de Sécurité





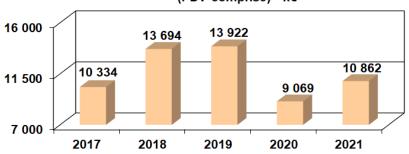
Evolution des investissements consacrés aux obligations réglementaires et à la sécurité - k€



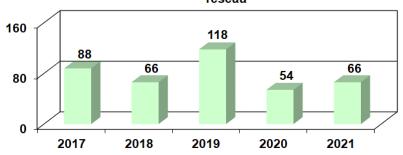


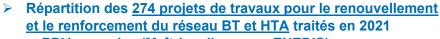
11-6-3 Les Renouvellements et Renforcements du Réseau de Distribution

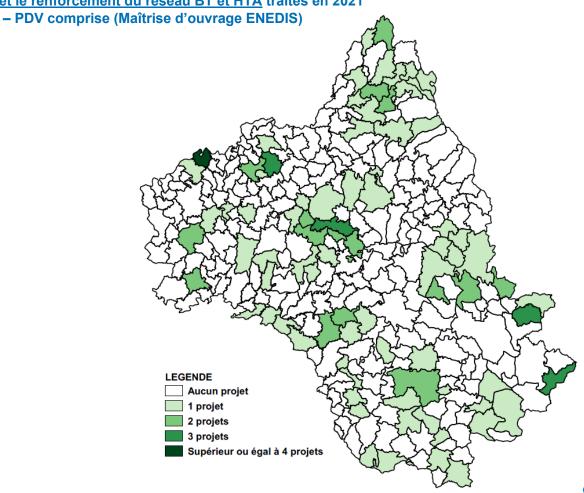
Evolution des investissements consacrés pour le renouvellement et le renforcement du réseau (PDV comprise) - k€



Evolution du linéaire (km) mis en service dans le cadre du renouvellement et du renforcement du réseau

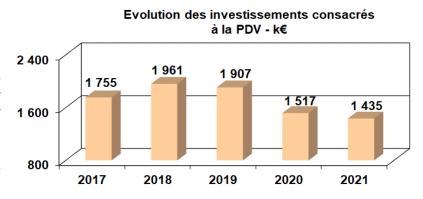






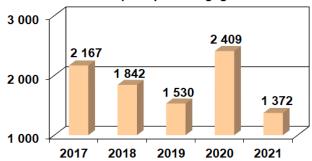
11-6-4 La Prolongation de la Durée de Vie des Ouvrages (PDV)

La PDV est une remise à niveau pour 15 ans d'une ligne aérienne présentant un enjeu de fiabilité et considérée comme pérenne au vu de l'évolution du réseau. Cette action s'effectue sur des lignes aériennes HTA ayant plus de 25 ans et pour lesquelles le coût de la PDV est inférieur à 70% de celui du renouvellement de l'ouvrage. Après des travaux de structure importants, les antennes éligibles sont traitées en PDV pour fiabiliser complètement un départ HTA.

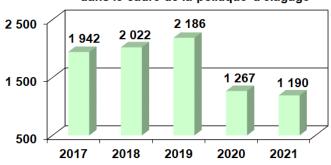


11-6-5 La Politique d'Elagage

Evolution des investissements consacrés à la politique d'élagage - k€



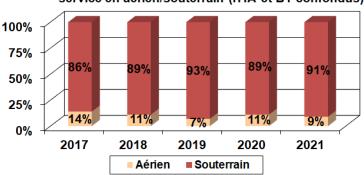
Evolution du linéaire (km) de réseau traité dans le cadre de la politique d'élagage



11-6-6 Les Caractéristiques Générales des Travaux ENEDIS

- 96% de réseau HTA mis en service en technique souterraine
- 79% de réseau BT mis en service en technique souterraine

Evolution de la répartition du linéaire de réseau mis en service en aérien/souterrain (HTA et BT confondus)



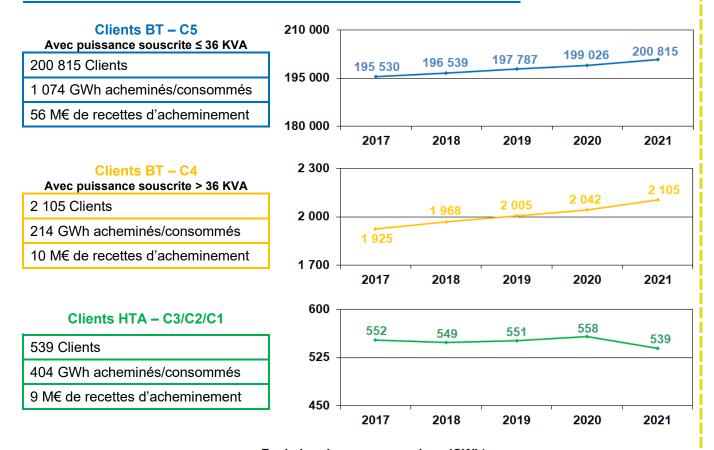
11-7 Le Bilan 2021 des Travaux Réalisés sur le Réseau de Distribution

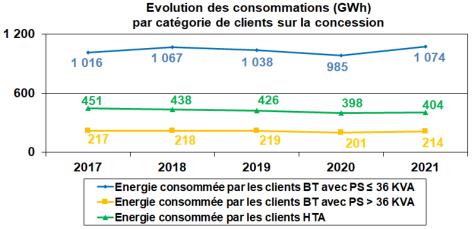
- Le montant total d'investissements réalisés par ENEDIS et le SIEDA sur la concession, au titre de l'année 2021, s'élève à 51 220 k€ dont :
 - o 23 309 k€ pour le raccordement de nouveaux sites de consommation et de production (46%)
 - o 15 564 k€ pour la performance et la modernisation du réseau (30%)
 - 5 649 k€ pour l'amélioration esthétique du réseau (11%)
 - 2 840 k€ pour les modifications d'ouvrages et obligations réglementaires (6%)
- L'année 2021 a été marquée par une forte évolution (+51%) des investissements (7 923 k€) consacrés par Enedis au raccordement de nouveaux sites de production d'EnR (756).

12 Clients, Consommations et Productions

12-1 Les Consommateurs

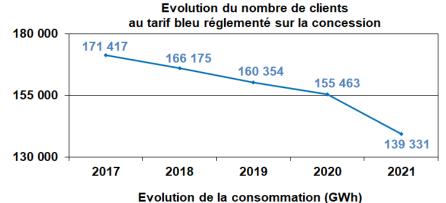
12-1-1 Les Consommateurs Raccordés au Réseau de Distribution

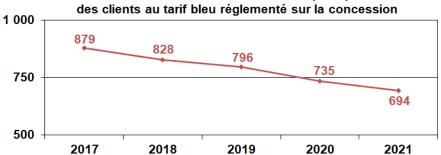




12-1-2 Les Consommateurs Bénéficiaires des Tarifs Réglementés de Vente

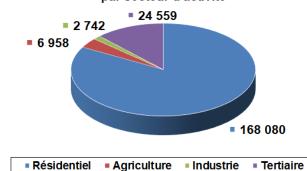
Ce sont les clients ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 KVA. Ces clients bénéficient des « tarifs bleus » historiques et régulés par l'Etat. L'acheminement de l'énergie est assuré par le concessionnaire ENEDIS et la fourniture par le fournisseur « historique » EDF. Depuis janvier 2021, ces tarifs réglementés de vente sont réservés aux consommateurs résidentiels et 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. Fin 2021, ces clients représentent 68% de l'ensemble de la clientèle de la concession mais seulement 41% de l'énergie totale consommée.





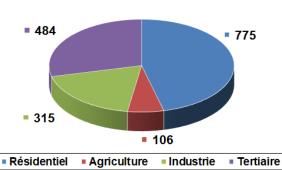
12-1-3 Répartition du Nombre de Clients et de la Consommation par Secteur d'Activité

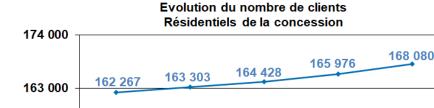
Répartition du nombre total de clients 2021 par secteur d'activité



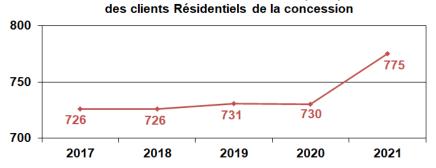
152 000

Répartition de la consommation totale 2021 (GWh) par secteur d'activité







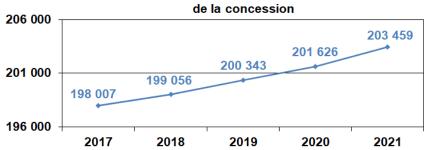


Evolution de la consommation moyenne (MWh) par client Résidentiel de la concession

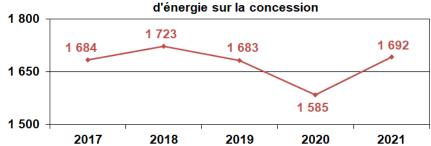


12-1-4 Evolution Globale du Nombre de Clients et de la Consommation

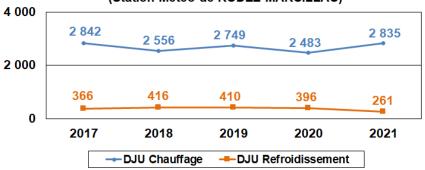
Evolution du nombre total de clients



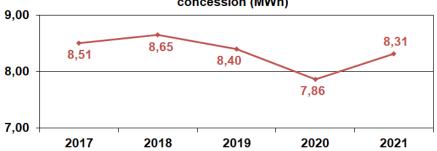
Evolution de la consommation (GWh) totale

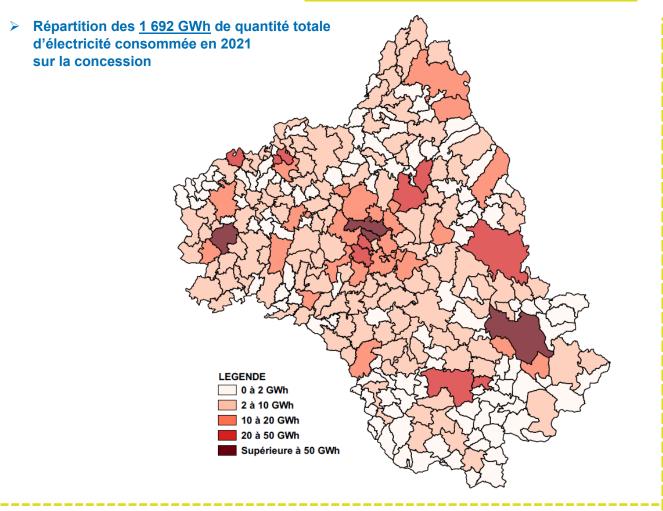


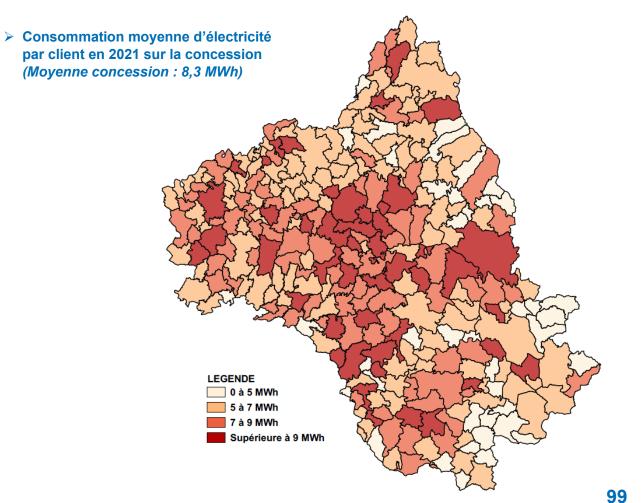
Evolution du nombre de Degrés Jours Unifiés (Station Météo de RODEZ MARCILLAC)



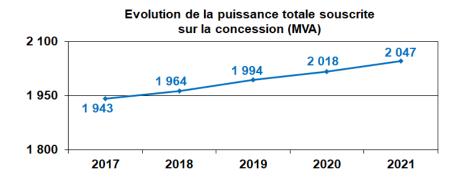
Evolution de la consommation moyenne par client de la concession (MWh)

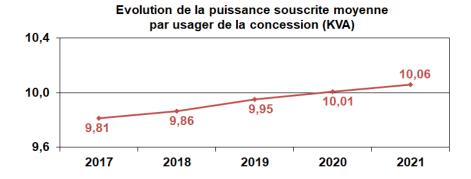


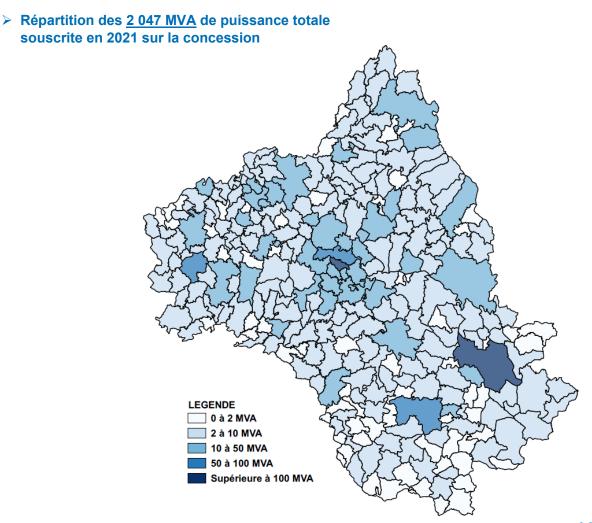


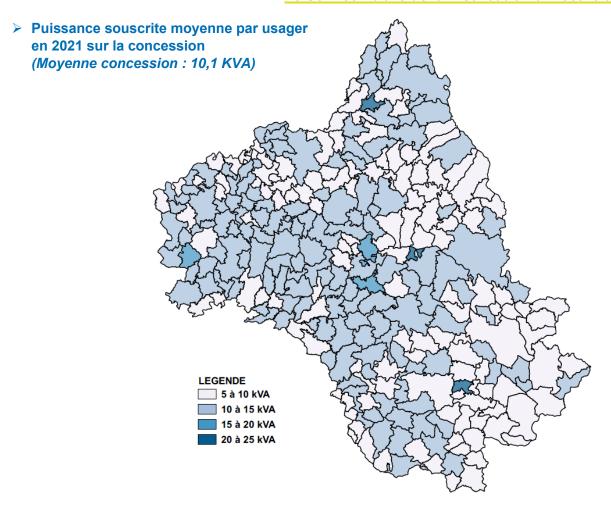


12-1-5 Evolution Globale de la Puissance Souscrite

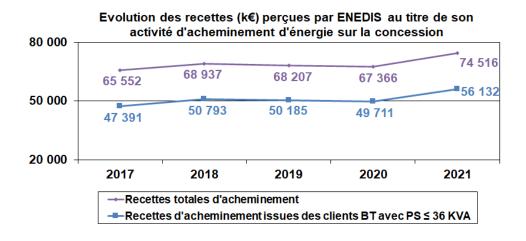


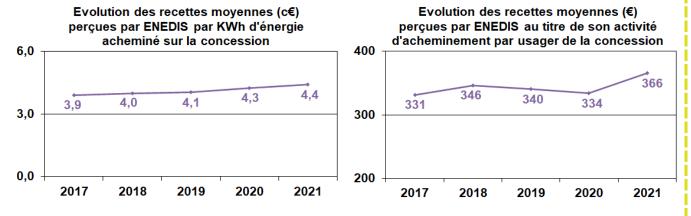






12-1-6 Evolution Globale des Recettes Perçues au Titre de l'Activité d'Acheminement





12-1-7 Le Bilan 2021 de la Consommation d'Electricité sur la Concession

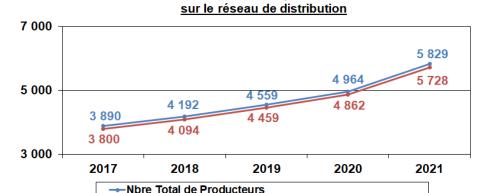
- Après une baisse significative de la consommation d'électricité en 2020 suite à la crise sanitaire, la consommation totale des 203 459 clients (points de livraison - compteurs) du département de l'Aveyron s'établit en 2021 à 1 692 GWh (8,31 MWh en moyenne par client).
- La répartition de la typologie (2021) de la clientèle et de la consommation selon la Puissance Souscrite (PS) est la suivante :
 - Clients BT avec PS ≤ 36 kVA : 200 815 (98,7%) pour une consommation de 1 074 GWh (63%)
 - Clients BT avec PS > 36 KVA : 2 105 (1%) pour une consommation de 214 GWh (13%)
 - O Clients HTA: 539 (0,3%) pour une consommation de 404 GWh (24%)
- La répartition sectorielle (2021) de la clientèle et de la consommation est la suivante :
 - Clients Résidentiels : 168 080 (83%) pour une consommation de 775 GWh (46%)
 - Clients Tertiaires: 24 559 (12%) pour une consommation de 484 GWh (29%)
 - Clients Agricoles: 6 958 (3,5%) pour une consommation de 106 GWh (6%)
 - O Clients Industriels: 2 742 (1,5%) pour une consommation de 315 GWh (19%)
- Sur la période 2017-2021, nous observons une évolution très faible de la consommation d'électricité (0,5%) alors que le nombre total de clients augmente légèrement de l'ordre de 2,8%.
- La consommation totale d'électricité du département représente respectivement 5% et 0,5% de la consommation totale de la Région Occitanie et du territoire national métropolitain.

12-2 Les Producteurs d'Electricité Renouvelable

12-2-1 Les Producteurs Raccordés au Réseau de Distribution

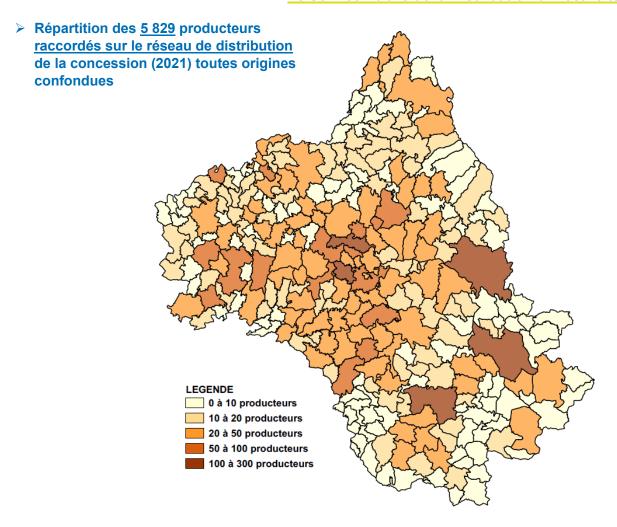
Les producteurs ou clients en injection, fournissent de l'électricité <u>au réseau de distribution publique</u> à partir d'installations de production d'électricité raccordées sur le réseau BT, sur le réseau HTA ou sur les postes sources et <u>ayant une puissance délivrée maximale inférieure ou égale à 12 MW</u>.

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Nombre total de producteurs | 4 559 | 4 964 | 5 829 |
| Dont origine éolienne | 25 | 25 | 25 |
| Dont origine photovoltaïque | 4 459 | 4 862 | 5 728 |
| Dont origine hydraulique | 67 | 67 | 68 |
| Dont raccordés en BT avec Puissance délivrée ≤ 36 KW | 3 486 | 3 742 | 4 254 |
| Dont raccordés en BT avec Puissance délivrée > 36 KW | 914 | 1 075 | 1 299 |
| Dont raccordés en HTA | 111 | 111 | 118 |



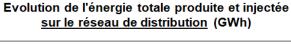
Evolution du nombre total de producteurs raccordés

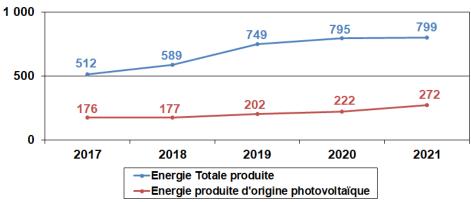


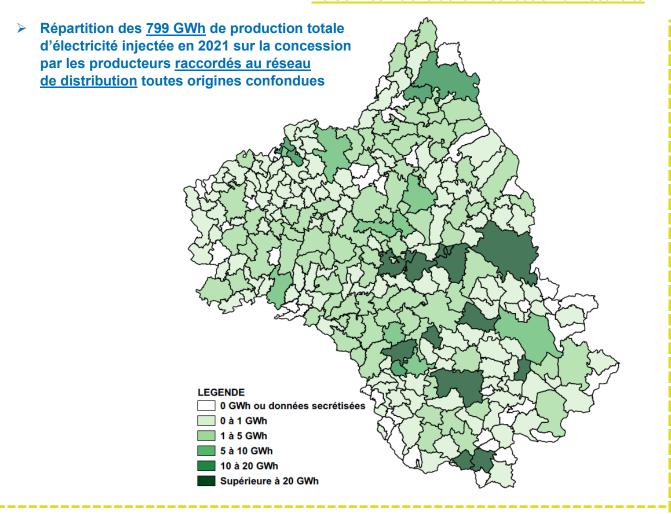


12-2-2 Evolution Globale de la Production Injectée sur le Réseau de Distribution

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------------------------------|------|------|------|
| Energie totale produite par les producteurs (GWh) | 749 | 795 | 799 |
| Dont origine éolienne | 430 | 443 | 409 |
| Dont origine photovoltaïque | 202 | 222 | 272 |
| Dont origine hydraulique | 106 | 119 | 105 |
| Energie moyenne produite par producteur (MWh) | 164 | 160 | 137 |

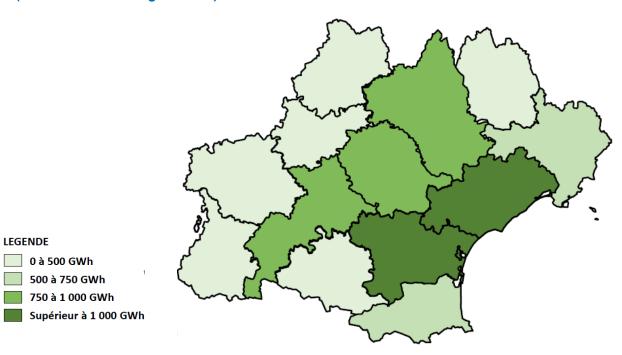


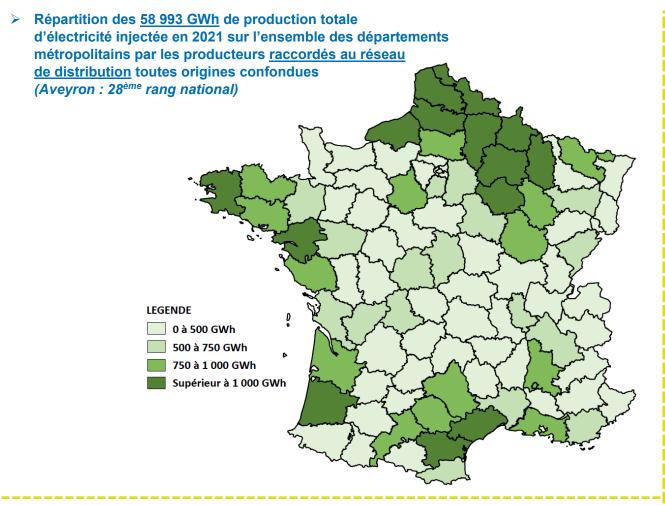


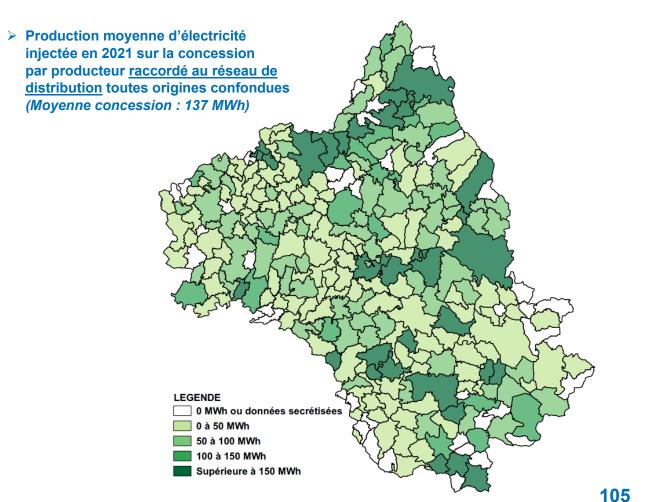


Répartition des <u>7 254 GWh</u> de production totale d'électricité injectée en 2021 sur la région Occitanie par les producteurs <u>raccordés au réseau de distribution</u> toutes origines confondues

(Aveyron : 5ème rang régional) (Occitanie : 3ème rang national)



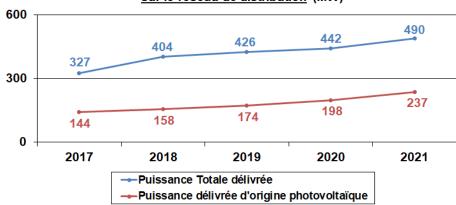




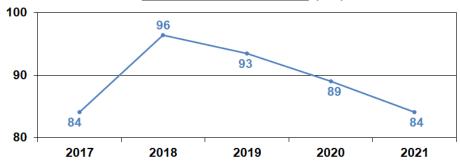
12-2-3 Evolution Globale de la Puissance Délivrée sur le Réseau de Distribution

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Puissance totale délivrée par les producteurs (MW) | 426 | 442 | 490 |
| Dont origine éolienne | 197 | 190 | 198 |
| Dont origine photovoltaïque | 174 | 198 | 237 |
| Dont origine hydraulique | 44 | 42 | 44 |
| Puissance moyenne délivrée par producteur (KW) | 93 | 89 | 84 |
| Puissance moyenne délivrée d'origine éolienne (KW) | 7 880 | 7 600 | 7 920 |
| Puissance moyenne délivrée d'origine photovoltaïque (KW) | 39 | 41 | 41 |
| Puissance moyenne délivrée d'origine hydraulique (KW) | 657 | 627 | 647 |

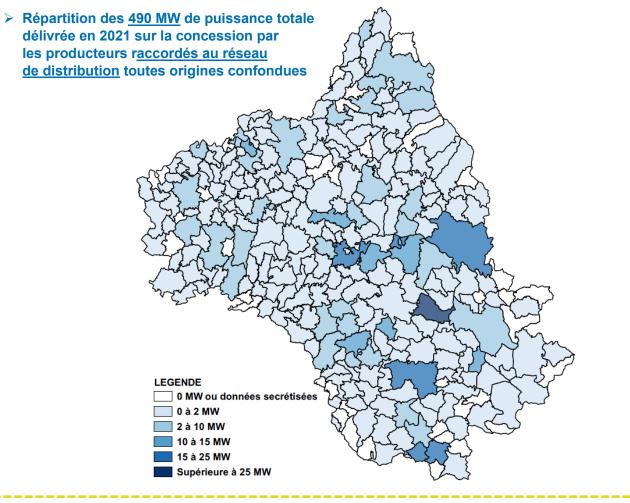
Evolution de la puissance totale délivrée sur le réseau de distribution (MW)

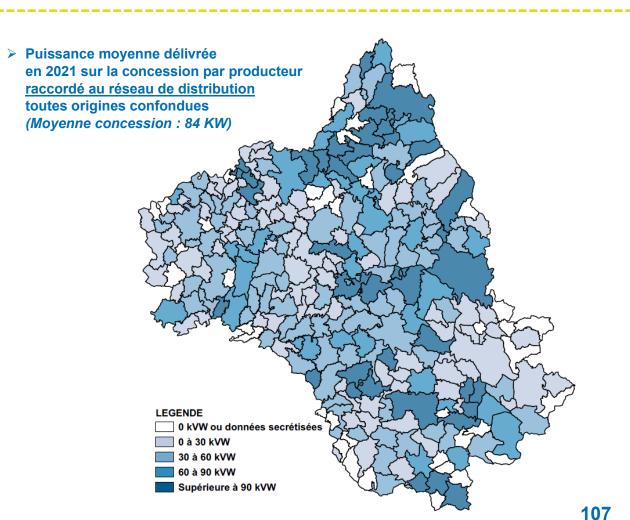


Evolution de la puissance moyenne par producteur délivrée <u>sur le réseau de distribution</u> (KW)





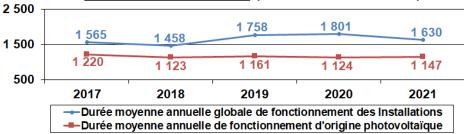




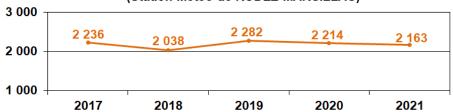
12-2-4 Evolution Globale de la Durée Moyenne de Fonctionnement des Installations

| Ramenée à Puissance Maximale Délivrée | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Durée Globale moyenne annuelle de fonctionnement (heures) | 1 758 | 1 801 | 1 630 |
| Durée moyenne annuelle de fonctionnement Photovoltaïque | 1 161 | 1 124 | 1 147 |
| Durée moyenne annuelle de fonctionnement Eolien | 2 182 | 2 333 | 2 066 |
| Durée moyenne annuelle de fonctionnement Hydraulique | 2 416 | 2 830 | 2 373 |

Evolution de la Durée (heures) moyenne annuelle de fonctionnement des installations de production raccordées sur le réseau de distribution (ramenée à Puissance max)

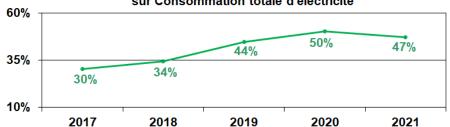


Evolution du nombre d'heures d'ensoleillement (Station Météo de RODEZ MARCILLAC)

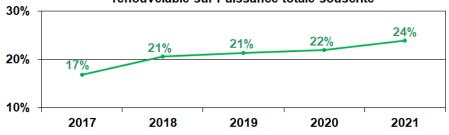


12-2-5 Evolution Globale des Taux de Production Injectée et de Puissance Délivrée

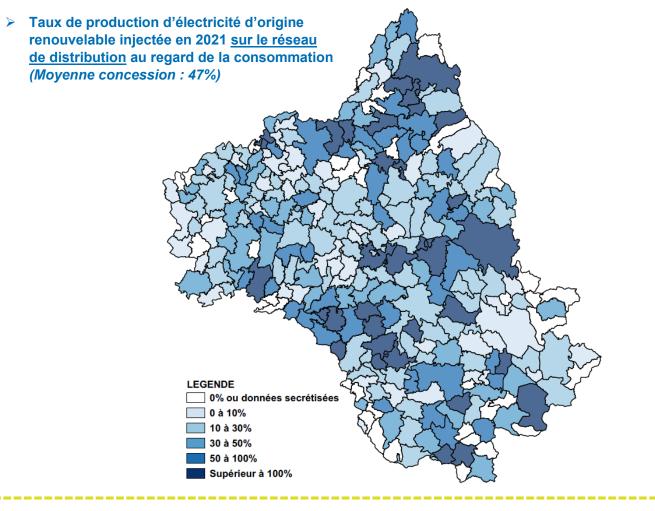
Evolution du taux de Production totale d'électricité d'origine renouvelable injectée <u>sur le réseau de distribution</u> sur Consommation totale d'électricité

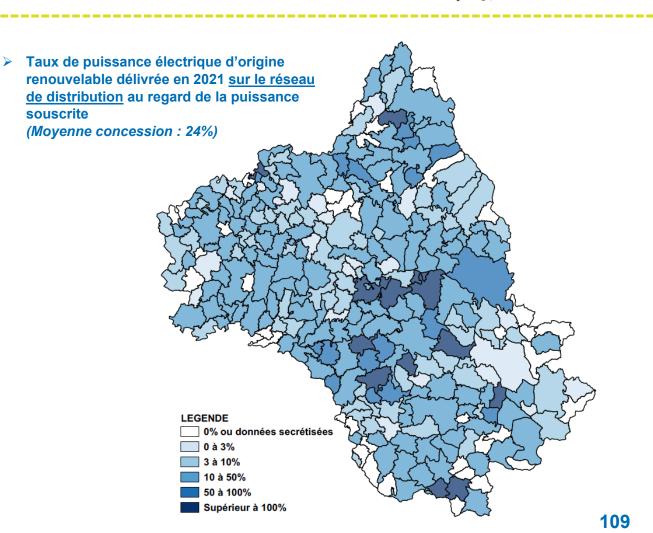


Evolution du taux de Puissance totale électrique délivrée sur le réseau de distribution par les installations d'origine renouvelable sur Puissance totale souscrite



Remarque: les taux énoncés ci-dessus sont à considérer comme des valeurs « absolues ». Il convient de rappeler que les installations de production d'énergie renouvelable ont un fonctionnement intermittent pouvant également présenter une inadéquation temporelle avec les périodes de consommation (Cas par exemple du photovoltaïque en période hivernale).





12-2-6 Le Bilan 2021 de la Production d'Electricité Renouvelable sur la Concession

- La production totale d'électricité renouvelable des 5 829 producteurs raccordés <u>au réseau de</u>
 <u>distribution</u> du département de l'Aveyron s'établit en 2021 à 799 GWh (137 MWh en moyenne
 par producteur).
 - Cette production totale d'électricité correspond à 47% de la consommation totale d'électricité de la concession. Ce taux est à considérer comme une valeur « absolue », car il convient de rappeler le caractère intermittent du fonctionnement de ces installations de production d'électricité renouvelable (1 800 heures en moyenne par an). Ces dernières pouvant également présenter une inadéquation temporelle avec les périodes de consommation.
- La répartition de l'origine (2021) des producteurs et de la production associée est la suivante :
 - o Producteurs Photovoltaïques : 5 728 (98%) pour une production de 272 GWh (34%)
 - o Producteurs Hydrauliques : 68 (1,2%) pour une production de 105 GWh (13%)
 - Producteurs Eoliens : 25 (0,4%) pour une production de 409 GWh (51%)
 - Producteurs Autres : données non communiquables (DCP)
- Sur la période 2017-2021, nous observons une évolution importante de la production d'électricité renouvelable raccordée au réseau de distribution (56%) alors que le nombre total de clients producteurs augmente également très significativement de l'ordre de 50%.
- La production totale d'électricité raccordée <u>au réseau de distribution</u> du département de l'Aveyron représente respectivement 11% et 1,4% de la production totale de la Région Occitanie et du territoire national métropolitain.

12-3 Le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables

12-3-1 La Notion de S3REnR – Généralités

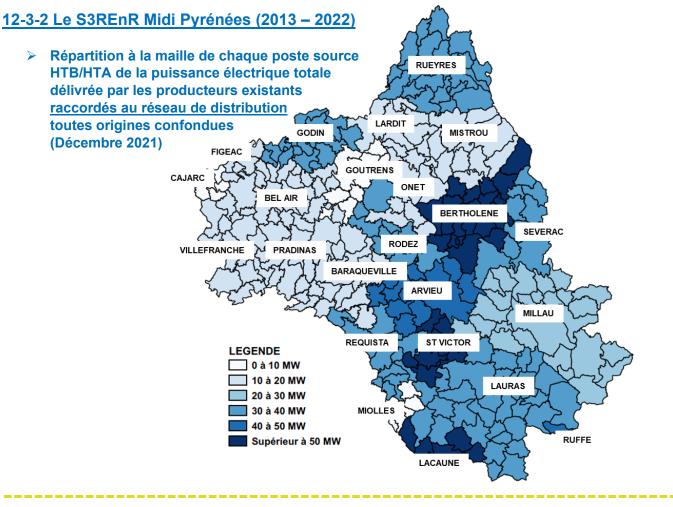
Les installations de production **décentralisées** d'énergie renouvelable, d'origine éolienne ou autres mais surtout d'origine photovoltaïque **sont raccordées sur le réseau de distribution publique** géré par le concessionnaire Enedis. Ce dernier étant raccordé au réseau de transport public d'électricité géré par RTE via des postes de transformation appelés **« POSTES SOURCES »**. Ces ouvrages constituent ainsi l'interface entre les réseaux publics de distribution et de transport.

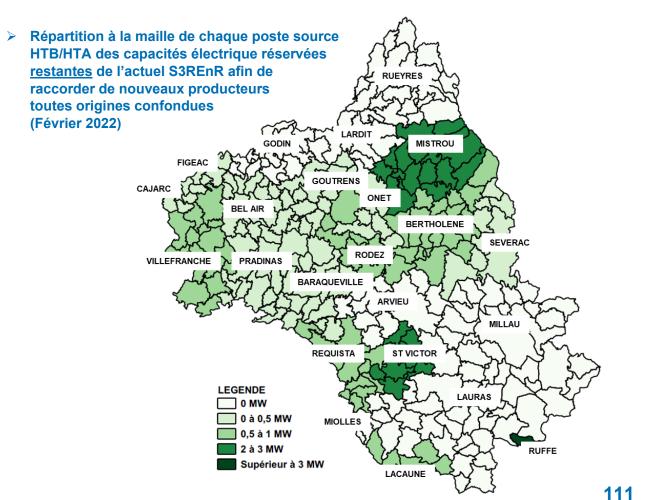
A la maille de chaque POSTE SOURCE et pour chaque département, le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelable (S3REnR) détermine les capacités électriques supplémentaires qui seront réservées au raccordement des nouvelles installations de production d'énergie renouvelable et ceci pour une durée de 10 ans.



Ces capacités électriques réservées, ainsi gérées à la maille de chaque POSTE SOURCE, sont décomptées au fur et à mesure des demandes de raccordements de nouveaux producteurs au regard des puissances d'injection demandées. Lorsque les capacités réservées sont épuisées, les nouvelles demandes de raccordement de producteurs dont la puissance est supérieure à 36 KW sont mises en file d'attente.

L'actuel S3REnR, datant de 2013, arrive à son therme. Sur demande du Préfet de la région Occitanie, RTE et Enedis ont bâti courant 2021 un nouveau S3REnR pour la période 2022 – 2031. Ce schéma régional prévoit de mettre à disposition 6 800 MW de capacités réservées supplémentaires dont environ 800 MW pour le seul département de l'Aveyron. Son approbation sera soumise au Préfet de Région autour du 4ème trimestre 2022.





12-3-3 Le Nouveau S3REnR Occitanie (2022 – 2031)

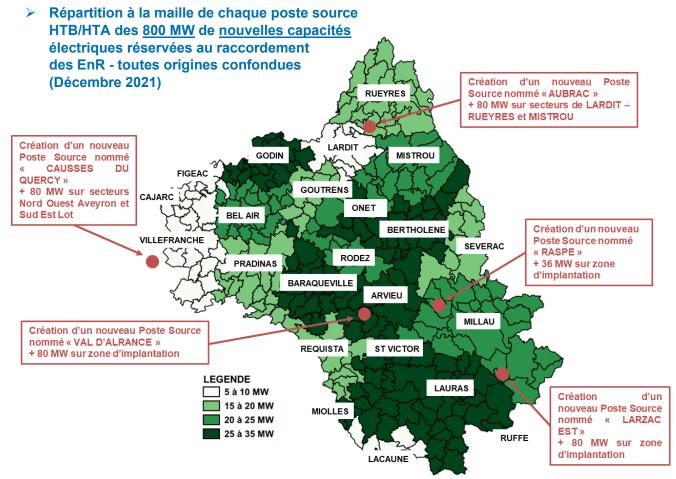
Afin de mettre à disposition les 800 MW de nouvelles capacités électriques réservées aux EnR du département de l'Aveyron, le montant total des investissements à réaliser dans le cadre du nouveau S3REnR s'élève à 101,5 M€. A l'horizon 2031, ce schéma doit permettre de presque tripler la puissance actuelle délivrée par les producteurs sur le réseau de distribution publique.

Les principaux investissements à réaliser sur le réseau public sont les suivants :

| Nom des Postes Sources | Objets des Travaux | Délais Prévisionnels de réalisation à compter du démarrage des études |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|
| RUEYRES – BEL AIR – BARAQUEVILLE – GOU- TRENS – PRADINAS – LAURAS – REQUISTA – SEVERAC – ST VICTOR | Remplacement de 9 transformateurs existants en augmentant la puissance de 20 MVA à 36 MVA pour 8 d'entre eux | 1,5 à 3,5 ans |
| GODIN – ONET – BER- THOLENE – LARDIT – AR- VIEU – FONDAMENTE – ST VICTOR | Installation de 7 nouveaux transforma- teurs supplémentaires dont 2 x 170 MVA – 3 x 36 MVA et 2 x 20 MVA | 2 à 5 ans* |
| AUBRAC – CAUSSES DU QUERCY – RASPES – LARZAC EST – VAL D'AL- RANCE | Création de 5 nouveaux postes sources supplémentaires dont 4 x 80 MVA et 1 x 36 MVA | 3,5 à 8 ans |

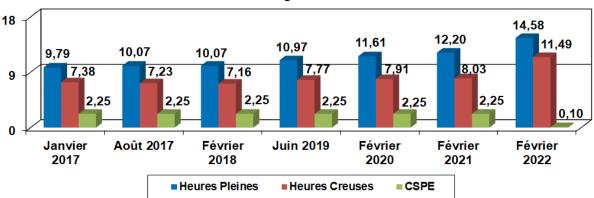
^{*} Délai variable selon si l'implantation du nouveau transformateur demande une extension foncière du poste source existant

Il est à noter qu'environ 230 MW de nouvelles capacités électriques pourront être mises immédiatement à disposition dans un délai prévisionnel inférieur à 1 an.



12-4 Le Prix de Vente du KWh Electrique au Tarif Réglementé

Evolution du prix du KWh électrique en c€ HT (hors abonnement) tarif bleu réglementé résidentiel



CSPE: Contribution au Service Public de l'Electricité

12-5 La Satisfaction des Clients et Usagers

Depuis 2016, ENEDIS utilise le système d'enquête « à chaud » afin de permettre à chaque usager ayant une interaction avec un agent ENEDIS de s'exprimer librement sur son ressenti.

La satisfaction des usagers s'apprécie donc à partir de résultats d'enquêtes spécifiques (Pourcentage d'usagers très satisfaits et assez satisfaits).

Satisfaction des usagers particuliers :

| FOURNITURE* | 2020 | 2021 | Variation | DISTRIBUTION** | 2020 | 2021 | Variation |
|-------------|-------|-------|-----------|----------------|-------|-------|-----------|
| National | 92,0% | 91,0% | -1,1% | Concession | 85,7% | 90,2% | +5,3% |

• Satisfaction des usagers professionnels :

| FOURNITURE* | 2020 | 2021 | Variation | DISTRIBUTION** | 2020 | 2021 | Variation |
|-------------|-------|-------|-----------|----------------|-------|-------|-----------|
| National | 91,0% | 90,0% | -1,1% | Concession | 79,0% | 88,9% | +12,5% |

• Satisfaction des usagers entreprises :

| FOURNITURE* | 2020 | 2021 | Variation | DISTRIBUTION** | 2020 | 2021 | Variation |
|-------------|-------|-------|-----------|----------------|-------|-------|-----------|
| National | 90,0% | 88,0% | -2,2% | Région (C1/C4) | 82,5% | 83,2% | +0,8% |

• Satisfaction des collectivités locales :

| FOURNITURE* | 2020 | 2021 | Variation | DISTRIBUTION** | 2020 | 2021 | Variation |
|-------------|-------|-------|-----------|----------------|------|------|-----------|
| National | 92,0% | 93,0% | +1,1% | Concession | NC | NC | - |

^{* :} EDF (Fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente)

^{** :} ENEDIS

12-6 La Qualité des Prestations de Service

| Taux d'Accessibilité de l'Accueil Téléphonique ENEDIS (Région) | 2020 | 2021 | Variation |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|-----------|
| Accueil clients | 89,0% | 90,0% | +1,1% |
| Accueil raccordements | 88,0% | 85,8% | -2,5% |
| Accueil producteurs | 80,7% | 82,0% | +1,6% |
| | | | |
| Accessibilité de l'Accueil Dépannage ENEDIS (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
| Taux d'accessibilité téléphonique de l'accueil dépannage | 78,6% | 79,9% | +1,7% |
| Nombre d'appels reçus | 13 643 | 12 363 | -9,4% |
| Nombre d'appels donnant lieu à un dépannage | 4 148 | 4 171 | +0,6% |
| Taux de Prestations et Interventions Techniques ENEDIS réali- sées dans les délais standards – C5 Résidentiel (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
| Mise en service sur installation existante | 96,8% | 98,5% | +1,8% |
| Changement de fournisseur | 93,2% | 99,0% | +6,2% |
| Résiliation | 98,6% | 95,9% | -2,7% |
| Raccordements Simples C5 ≤ 36 KVA ENEDIS (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
| Délai moyen d'envoi des devis (Consommateurs) | 23 jours | 17 jours | -26,1% |
| Taux de devis envoyés dans les délais (Consommateurs) | 51,3% | 74,7% | +45,6% |
| Délai moyen de réalisation des travaux (Consommateurs) | 76 jours | 67 jours | -11,8% |
| Délai moyen d'envoi des devis (Producteurs) | 32 jours | 8 jours | -75,0% |
| Taux de devis envoyés dans les délais (Producteurs) | 85,5% | 95,1% | +11,2% |
| Réclamations ENEDIS C5 ≤ 36 KVA (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
| Taux de réponses aux réclamations sous 15 jours | 94,1% | 95,9% | +1,9% |
| Nombre de réclamations écrites reçues | 1 301 | 1 222 | -6,1% |
| Répartition des Réclamations C5 ≤ 36 KVA reçues par ENEDIS et par types (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
| Raccordements | 8,4% | 10,2% | +21,4% |
| Relève et facturation | 40,7% | 38,5% | -5,4% |
| Accueil | 1,0% | 1,1% | +10,0% |
| Interventions techniques | 25,1% | 24,2% | -3,6% |
| Qualité de fourniture | 24,8% | 25,9% | +4,4% |
| Réclamations EDF (Tarifs Réglementés) (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
| Taux de réponses aux réclamations sous 30 jours | 95,2% | 95,8% | +0,6% |
| Nombre de réclamations écrites reçues | 574 | 604 | +5,2% |
| Nombre de réclamations internet | 2 362 | 2 520 | +6,7% |

| Conseils Tarifaires EDF (Tarifs Réglementés) (Concession) | | 2021 | Variation |
|-----------------------------------------------------------|--------|--------|-----------|
| Nombre de conseils tarifaires réalisés | 12 040 | 11 266 | -6,4% |

| Gestion des Impayés EDF – Tarifs Réglementés (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
|----------------------------------------------------------------|--------|--------|-----------|
| Nbre de lettres uniques de relance envoyées pour impayés | 34 819 | 25 057 | -28,0% |
| Nbre de coupures pour impayés demandées par EDF à ENEDIS | 630 | 918 | +45,7% |
| Nbre de coupures effectives pour impayés réalisées par ENEDIS | 217 | 413 | +90,3% |
| Nbre de résiliations de contrat suite à coupures | 123 | 250 | +103,3% |
| Nbre de réductions de puissance réalisées en période hivernale | 174 | 477 | +174,1% |
| Nbre de chèques énergie pris en compte | 10 728 | 9 965 | -7,1% |
| Nbre de services accompagnement énergie réalisés | 2 714 | 2 268 | -16,4% |

| Gestion des Impayés C5 ≤ 36 KVA ENEDIS (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
|---------------------------------------------------------------|-------|-------|-----------|
| Nbre de réductions de puissance réalisées sur site | 1 091 | 645 | +89,6% |
| Nbre de réductions de puissance réalisées en téléopération | | 1 423 | |
| Nbre de suspensions d'alimentation réalisées sur site | 667 | 463 | . 00 50/ |
| Nbre de suspensions d'alimentation réalisées en téléopération | | 661 | +68,5% |

12-7 Le Catalogue des Prestations de Service

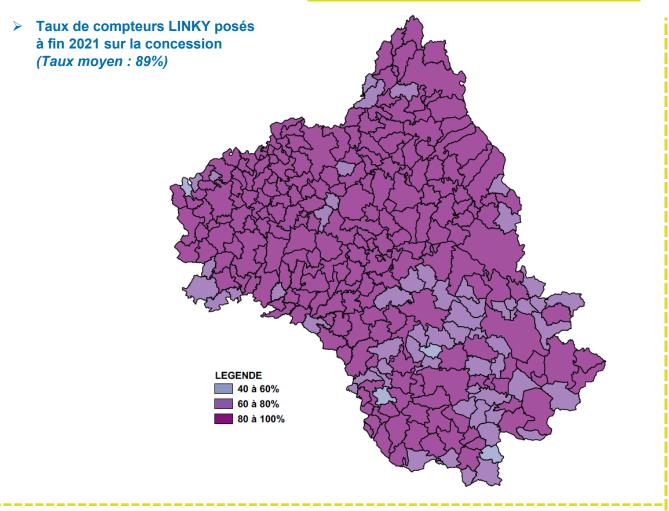
Le catalogue des prestations regroupe les différentes interventions qui peuvent être réalisées par ENEDIS. Les prix des prestations regroupées dans ce catalogue sont fixés par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et publiés au Journal Officiel. Les tarifs des prestations ont évolué au 1^{er} Août 2021.

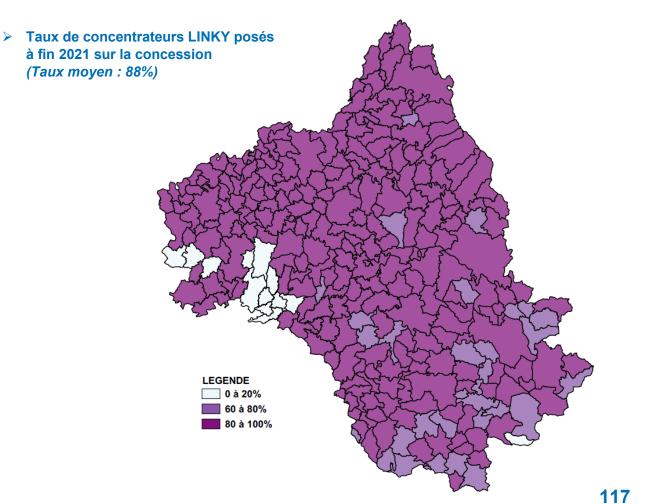
| Principales Prestations pour un Usager Consommateur C5 ayant une Puissance Souscrite ≤ 36 KVA (€ TTC) | 08/2020 | 08/2021 | Variation |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------|---------|-----------|
| 1ère mise en service | 50,56 | 50,65 | +0,2% |
| Mise en service sur installation existante | 16,79 | 14,18 | -15,5% |
| Changement de fournisseur | NF | NF | - |
| Résiliation sans suppression du raccordement | NF | NF | - |
| Modification de la puissance souscrite seule avec programmation du compteur LINKY à distance | 3,74 | 3,76 | +0,5% |
| Modification de la formule tarifaire seule (simple et double tarif) avec programmation du compteur LINKY à distance | NF | NF | - |
| Modification de la puissance souscrite et de la formule tarifaire avec programmation du compteur LINKY à distance | 3,74 | 3,76 | +0,5% |
| Intervention pour impayé avec réduction de puissance | 53,82 | 53,93 | +0,2% |
| Prestation de suspension de l'alimentation avec coupure ferme | 53,82 | 53,93 | +0,2% |
| Vérification visuelle du compteur | 38,11 | 38,18 | +0,2% |
| Vérification métrologique du compteur | 343,99 | 344,68 | +0,2% |
| Analyse des variations lentes de tension | 442,85 | 443,74 | +0,2% |

12-8 Le Déploiement du Compteur LINKY

| Concession SIEDA | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------------------------------------------|-----------|-----------|
| Montant des investissements réalisés par ENEDIS (en cumul) | 20 327 k€ | 22 284 k€ |
| Nombre de compteurs posés (en cumul) | 165 205 | 178 762 |
| Taux de compteurs posés (en cumul) | 83% | 89% |
| Nombre de concentrateurs posés (en cumul) | 8 822 | 8 910 |
| Taux de concentrateurs posés (en cumul) | 88% | 88% |
| Nombre de communes concernées (en cumul) | 285 | 285 |
| Nombre de compteurs posés et ouverts aux services (en cumul) | 163 547 | 177 864 |
| Taux de compteurs posés et ouverts aux services (en cumul) | 99,0% | 99,5% |
| Nombre de comptes clients ouverts (en cumul) | 6 465 | 7 452 |
| Taux de comptes clients ouverts (en cumul) | 4,0% | 4,2% |
| Taux d'usagers très et assez satisfaits suite à la pose du compteur | 90,1% | 92,1% |
| Taux d'usagers pas et pas du tout satisfaits suite à la pose du compteur | NC | 7,9% |
| Dont Usagers opposés au déploiement du compteur LINKY | NC | NC |
| Dont Usagers insatisfaits du fonctionnement/intervention technique | NC | NC |
| Dont Usagers insatisfaits de l'information reçue | NC | NC |
| Nombre de réclamations reçues par ENEDIS suite à la pose | 161 | 116 |
| Dont non-qualité de l'intervention technique | 119 | 79 |
| Dont contestation de l'index de dépose | 25 | 20 |
| Dont non-qualité de l'information reçue | 7 | 7 |
| Taux de réclamations reçues par ENEDIS suite à la pose | 1,06% | 0,86% |
| Nombre de refus de pose | 417 | 0 |
| Taux de refus de pose | 2,74% | 0% |







13 Compte d'Exploitation de la Concession

| Produits (k€) | 2019 | 2020 | 2021 |
|----------------------------------------------------|---------|---------|----------|
| Recettes d'acheminement | 67 746 | 69 027 | 74 277 |
| Recettes de raccordements et prestations | 5 239 | 5 468 | 7 248 |
| Autres recettes | 1 237 | 1 113 | 1 566 |
| Autres produits | 24 373 | 18 296 | 24 058 |
| Production stockée et immobilisée | 15 334 | 12 373 | 17 912 |
| Reprises sur amortissements et provisions | 8 356 | 5 314 | 5 269 |
| Autres produits divers | 684 | 609 | 878 |
| Contribution d'équilibre | 14 162 | 16 213 | 16 607 |
| TOTAL | 112 777 | 110 117 | 123 756 |
| TOTAL | 112 111 | 110 117 | 123 7 30 |
| Charges (k€) | 2019 | 2020 | 2021 |
| Consommation de l'exercice en provenance des tiers | 50 827 | 46 299 | 54 165 |
| Accès réseau amont | 16 667 | 16 217 | 17 608 |
| Redevance de concession | 2 320 | 2 188 | 2 183 |
| Achat d'énergie pour couvrir les pertes | 5 340 | 5 855 | 7 982 |
| Autres consommations externes | 26 539 | 22 040 | 26 392 |
| Impôts, taxes et versements assimilés | 3 733 | 3 887 | 3 389 |
| Contribution au Facé | 1 405 | 1 391 | 1 368 |
| Autres impôts et taxes | 2 328 | 2 496 | 2 021 |
| Charges de personnel | 17 644 | 18 299 | 19 136 |
| Dotations d'exploitation | 25 035 | 26 493 | 27 131 |
| Dotation aux amortissements DP | 14 876 | 15 189 | 15 705 |
| Dotation aux provisions pour renouvellement | 30 | 21 | 7 |
| Autres dotations d'exploitations | 10 129 | 11 283 | 11 418 |
| Autres charges | 3 966 | 3 289 | 3 839 |
| Charges centrales | 5 354 | 5 564 | 6 232 |
| Contribution d'équilibre | 0 | 0 | 0 |
| TOTAL | 106 559 | 103 832 | 113 892 |
| | | | |
| | 2019 | 2020 | 2021 |
| RESULTAT (k€) | 6 218 | 6 285 | 9 864 |
| | 2019 | 2020 | 2021 |
| MARGE | +5,8% | +6,1% | +8,7% |
| | , | , | , |
| | 2019 | 2020 | 2021 |
| RESULTAT hors contribution d'équilibre (k€) | -7 944 | -9 928 | -6 743 |
| | 2019 | 2020 | 2021 |
| | | | |

MARGE hors contribution d'équilibre

-5,9%

-7,5%

-9,6%

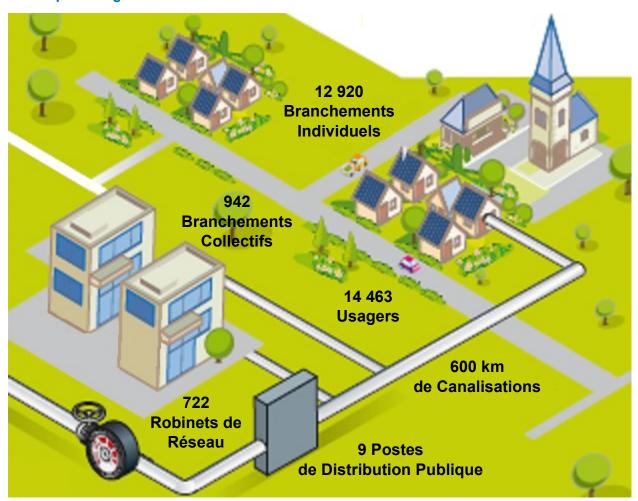




LE SERVICE PUBLIC DE LA DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL

1 Les Chiffres Clés

 Le périmètre de la concession SIEDA s'étend sur le territoire de 40 communes alimentées en gaz naturel. Au niveau départemental, 14 communes desservies n'ont pas transféré la compétence gaz au SIEDA.



2 <u>Les Points d'Alimentation de la Concession – Postes de Livraison</u>

La distribution publique de gaz naturel de la concession SIEDA est alimentée par le réseau de transport géré par la société TEREGA (anciennement TIGF) via 18 Points de Livraison Haute Pression / Moyenne Pression (Postes HP/MP). Ces derniers sont localisés sur les communes suivantes : AU-BIN/VIVIEZ – BOISSE PENCHOT – BOURNAZEL – CAPDENAC - DECAZEVILLE – LA CAVALERIE – LUC – MILLAU – MONTBAZENS – PONT DE SALARS – RODEZ – ST AFFRIQUE – ST GEORGES DE LUZENCON – ST ROME DE CERNON – SEVERAC LE CHÂTEAU – VALADY – VILLEFRANCHE DE ROUERGUE – VILLENEUVE.

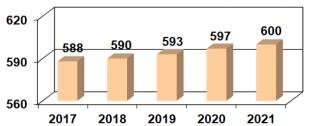


3 Inventaire Physique des Ouvrages de Distribution

Construits par le concessionnaire GRDF pour le compte de chaque commune, les ouvrages servent à la distribution publique de gaz naturel (canalisations, postes de détente, appareils de mesures, ...). Il appartient au SIEDA de veiller sur le territoire de la concession dont il a la charge, à ce que l'exploitant, GRDF, les maintienne en bon état pour accomplir les missions de Service Public qui lui sont confiées. Au 31/12/2021, les principaux ouvrages, propriétés des collectivités sur le territoire s'étendant sur 40 communes, se répartissent de la façon ci-contre.

| Linéaire de Réseau de Canalisations | 600 km |
|-------------------------------------|--------|
| Postes de Distribution Publique | 9 |
| Branchements Individuels | 12 920 |
| Branchements Collectifs | 942 |
| Branchements Particuliers | 4 486 |
| Conduites d'Immeuble (CI) | 563 |
| Conduites Montantes (CM) | 213 |
| Robinets de réseau | 722 |
| Dont utiles à l'exploitation | 233 |

Evolution du linéaire (km) de canalisations en concession





4 Caractéristiques Physiques du Réseau de Distribution

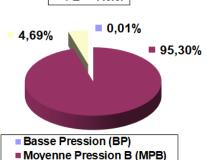
4-1 Les Natures des Matériaux

| Linéaire de Canalisations en Acier | 90 km |
|------------------------------------------------|--------|
| Linéaire de Canalisations en Polyéthylène (PE) | 510 km |



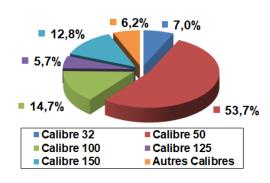
4-2 Les Pressions de Service

| Linéaire de Canalisations en Moyenne Pression C - MPC (4 à 25 bar) | |
|---------------------------------------------------------------------|--------|
| Linéaire de Canalisations en Moyenne Pression B - MPB (0,4 à 4 bar) | |
| Linéaire de canalisations en Basse Pression – BP (< 50 mbar) | 0,1 km |

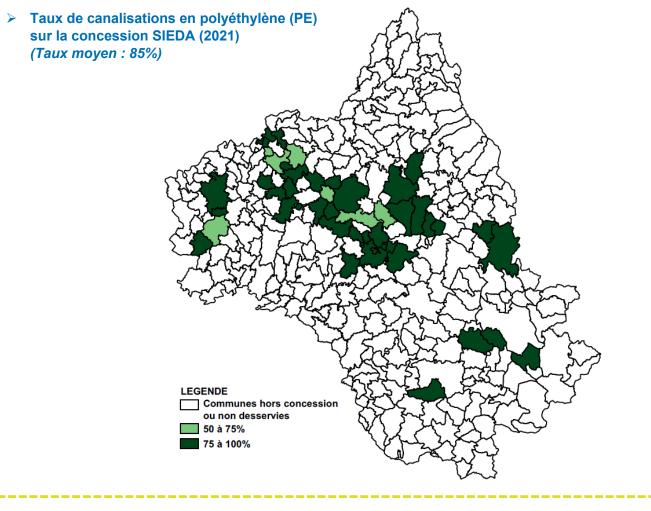


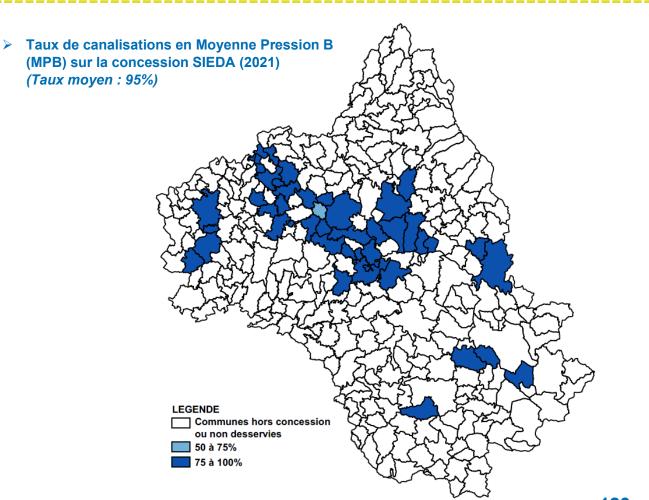
4-3 Les Diamètres

| Linéaire de Canalisations de Calibre 150 mm | 77 km |
|----------------------------------------------|--------|
| Linéaire de Canalisations de Calibre 125 mm | 34 km |
| Linéaire de Canalisations de Calibre 100 mm | 88 km |
| Linéaire de Canalisations de Calibre 50 mm | 322 km |
| Linéaire de Canalisations de Calibre 32 mm | 42 km |
| Linéaire de Canalisations de Calibres Autres | 37 km |



Moyenne Pression C (MPC)





5 Caractéristiques et Qualité du Gaz Naturel

5-1 La Nature du Gaz Naturel

Le gaz naturel est un mélange gazeux d'hydrocarbures constitué principalement de méthane (CH₄).

La nature du gaz distribué sur le territoire de la concession est du gaz naturel de type H, c'est-à-dire à haut pouvoir calorifique.

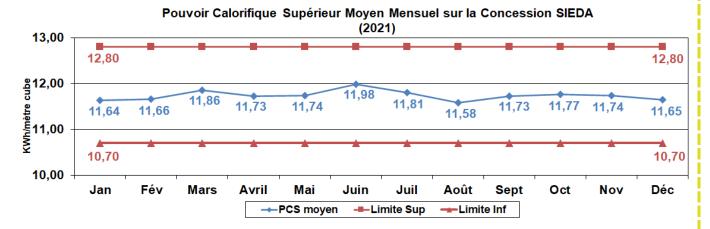
Après épuration, sa composition est la suivante :

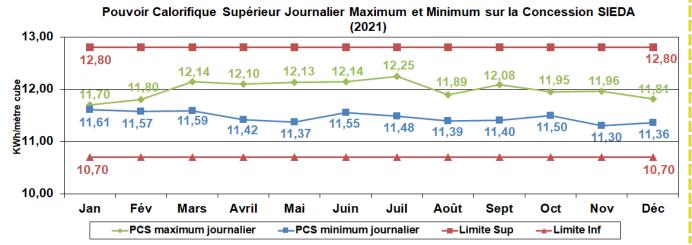
- Méthane de 81% à 97%
- Ethane < 10%
- Butane < 5%
- Dioxyde de carbone < 3%
- Propane < 2%
- Azote < 5%

5-2 Le Pouvoir Calorifique du Gaz Naturel

Calculé en KWh, le pouvoir calorifique est la quantité de chaleur produite par un appareil d'une puissance d'un kilowatt en fonctionnement pendant une heure. Le nombre de KWh que l'on peut obtenir à partir d'un mètre cube de gaz donné détermine le pouvoir calorifique de ce gaz. En application de l'arrêté du ministre de l'industrie du 28 mars 1980, les limites de variation du Pouvoir Calorifique Supérieur (PCS) correspondant à la quantité de chaleur libérée par la combustion d'une unité de volume de gaz naturel sont comprises entre 10,7 et 12,8 KWh/m³.

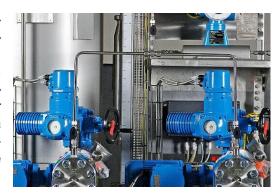






5-3 L'Odorisation du Gaz Naturel

Le gaz naturel est inodore. L'odorisation est une mesure de sécurité : il faut communiquer au gaz naturel une odeur caractéristique qui ne puisse pas être confondue avec une autre et qui soit décelable par tous. Cette odeur varie selon les pays. En France, elle provient de l'addition de T.H.T (TétraHydroThiophène) : C₄H₈S. Les processus permettant de maîtriser l'odeur du gaz faisant partie d'une certification de management de la qualité, le concessionnaire GRDF n'a aucune obligation de vérifier l'odorisation sur le réseau de distribution en application de l'article 6.1.1 du cahier des charges AFG RSDG 10.



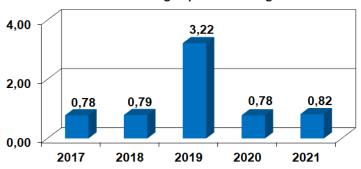
6 Continuité d'Alimentation du Réseau de Distribution

6-1 Les Appels de Tiers

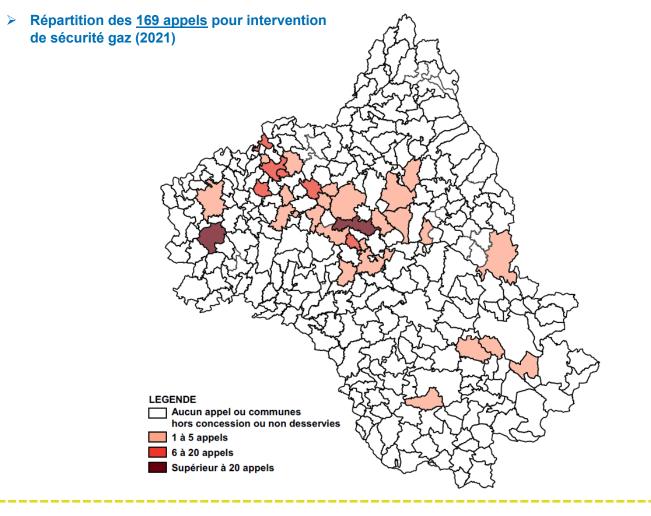
| Auteurs des appels de tiers | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------|-------|------|------|
| Agents GRDF | 16 | 5 | 8 |
| Usagers | 361 | 255 | 263 |
| Fournisseurs de gaz naturel | 25 | 14 | 13 |
| Pompiers, Police, Mairie | 30 | 21 | 31 |
| Prestataires GRDF | 778 | 19 | 26 |
| Autres | 6 | 4 | 9 |
| Nombre total d'appels reçus par GRDF | 1 216 | 318 | 350 |

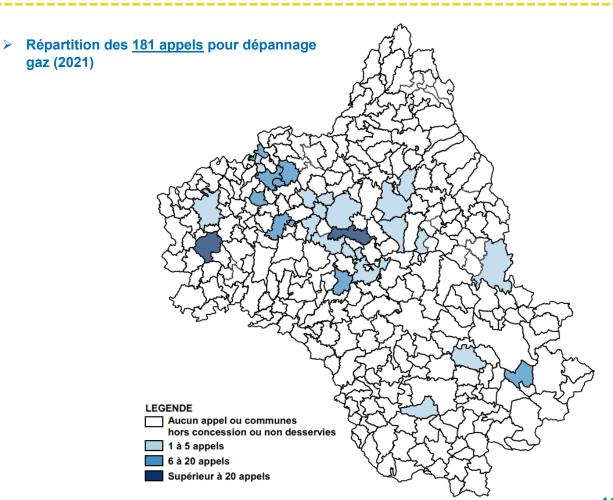
| Motifs des appels de tiers | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------------------------------|------|------|------|
| Nombre d'appels pour intervention de sécurité gaz | 494 | 142 | 169 |
| Dont pour Fuite ou odeur de gaz | 452 | 111 | 118 |
| Dont pour Incendie ou explosion | 5 | 6 | 9 |
| Dont pour Autres motifs de sécurité | 37 | 25 | 42 |
| Nombre de Procédures Gaz Renforcées (PGR) | 3 | 4 | 2 |
| Nombre d'appels pour dépannage | 722 | 176 | 181 |
| Dont pour Manque de gaz | 692 | 159 | 148 |
| Dont pour Autres dépannages | 30 | 17 | 33 |

Evolution du nombre d'appels de tiers reçus par GRDF pour fuite ou odeur de gaz pour 100 usagers



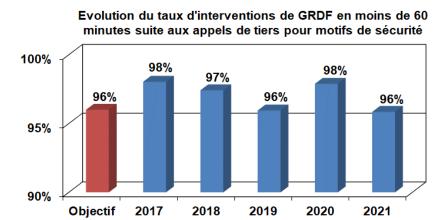






6-2 Les Interventions de Sécurité

Les délais d'intervention suite à appels de tiers pour motifs de sécurité font l'objet d'un engagement dans le cadre du contrat de service public : intervenir en moins de 60 minutes dans plus de 96% des cas.

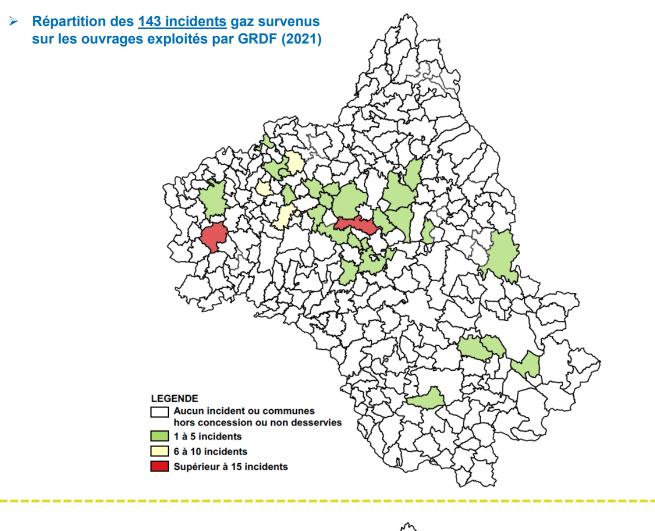


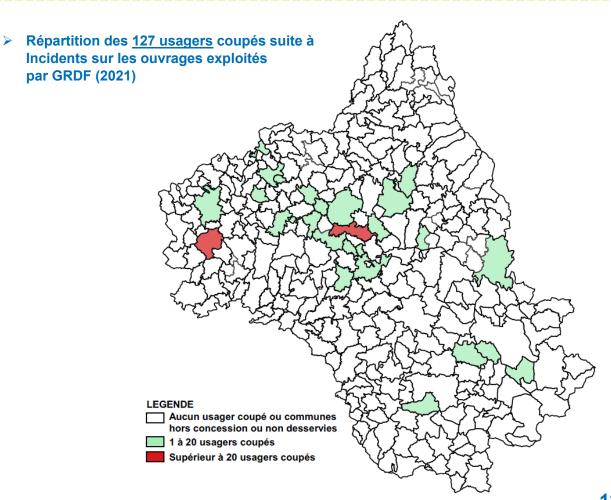


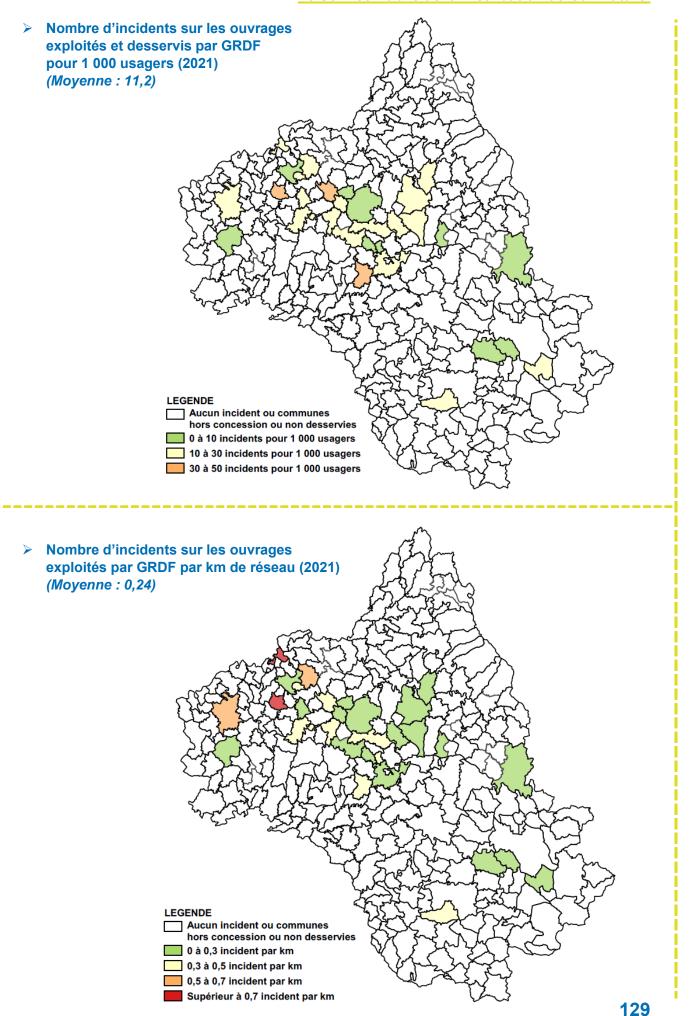
6-3 Les Incidents Survenus sur le Réseau et les Installations

| Bilan des incidents gaz | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|------|------|------|
| Nbre d'incidents survenus sur les ouvrages exploités et desservis par GRDF | 870 | 168 | 162 |
| Nbre d'incidents survenus sur les ouvrages exploités par GRDF | 852 | 156 | 143 |
| Nbre d'incidents survenus sur les branchements | 812 | 111 | 116 |
| Nbre d'incidents avec incendie survenus sur les ouvrages exploi- tés par GRDF | 2 | 3 | 0 |
| Nbre d'incidents avec fuites de gaz sans incendie survenus sur les ouvrages exploités par GRDF | 739 | 68 | 70 |
| Nbre d'incidents sur les ouvrages exploités par GRDF par km de réseau | 1,40 | 0,26 | 0,24 |
| Nbre d'incidents pour 1 000 usagers sur les ouvrages exploités et desservis par GRDF | 61,8 | 11,8 | 11,2 |
| Nbre d'usagers coupés suite à incidents sur les ouvrages exploi- tés par GRDF | 397 | 145 | 127 |

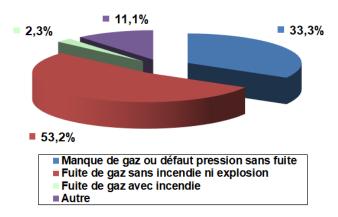
- A dire d'expert et selon GRDF, le nombre important d'incidents et de fuites de gaz observés courant 2019 ne sont en réalité que des micro-fuites inodores qui ont été mises en évidence lors de l'opération de déploiement et de pose du compteur GAZPAR. En effet, le protocole technique de pose de GRDF impose rigoureusement au prestataire « un savonnage » de l'ensemble des raccords du compteur afin de s'assurer d'une parfaite étanchéité des différents éléments.
 - Ce nombre important de micro-fuites est donc à relativiser et à mettre en perspective avec le stock important de compteurs communicants posés courant 2019 (environ 10 000). Nous obtenons donc un taux de micro-fuites détectées raisonnable de l'ordre de 6%.
- Courant 2021, nous n'observons pas d'incidents majeurs sur la concession SIEDA.



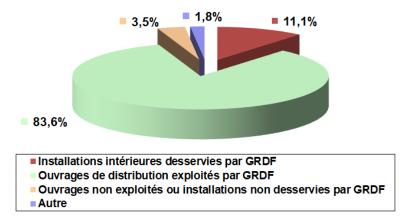




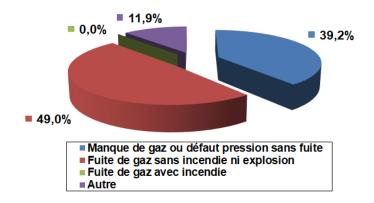
• Natures des incidents gaz (2021)



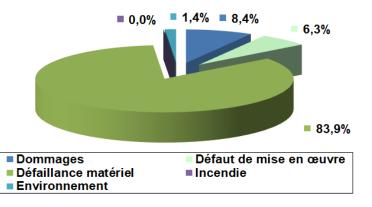
Sièges des incidents gaz (2021)



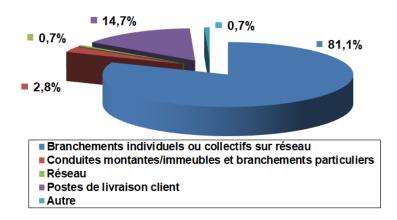
Natures des incidents gaz survenus sur les ouvrages exploités par GRDF (2021)



• Causes des incidents gaz survenus sur les ouvrages exploités par GRDF (2021)

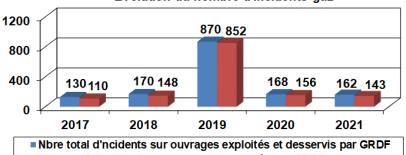


• Incidents gaz survenus selon le type d'ouvrages exploités par GRDF (2021)



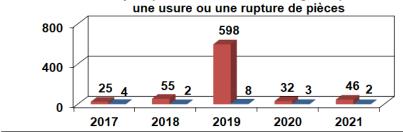
Historique des incidents gaz





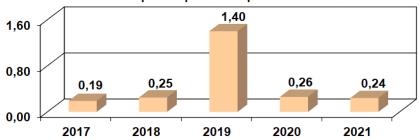
■ Nbre total d'incidents sur ouvrages exploités et desservis par GRDF

Evolution du nombre d'incidents sur les branchements du réseau ayant pour nature une fuite de gaz et pour cause

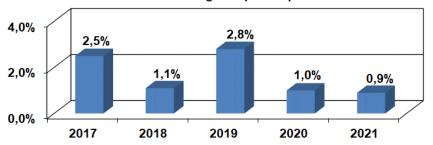


■ Nbre total d'incidents sur branchements ■ Nbre d'incidents sur CI/CM et BRP

Evolution du nombre d'incidents gaz sur ouvrages exploités par GRDF par km de réseau



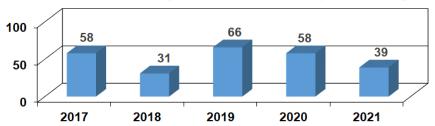
Evolution du taux d'usagers coupés suite à incidents gaz sur ouvrages exploités par GRDF



6-4 Le Délai d'Interruption du Flux Gazeux

Le suivi du délai d'interruption du flux gazeux en cas de fuite <u>sur la voie publique</u> permet de mesurer à la fois l'efficacité de l'organisation, des moyens engagés et des décisions prises, et de la qualité de la maintenance des robinets de sectionnement. Il comptabilise le temps écoulé entre l'appel de l'usager et l'arrêt effectif du flux gazeux sur le lieu de l'incident.

Evolution du délai moyen (en minutes) d'interruption du flux gazeux



6-5 Le Bilan 2021 de la Continuité d'Alimentation du Réseau de Distribution

- Dans le cadre des interventions de sécurité suite à appels de tiers pour motifs de sécurité (142 appels), GRDF est intervenu sur les lieux dans 96% des cas en moins de 60 minutes.
- Nous dénombrons la survenance de 143 incidents avérés sur les ouvrages exploités par GRDF dont 81% ont pour siège un branchement et 49% ont entraîné une fuite de gaz sans incendie ni explosion. Aucun incident majeur ou avec incendie n'est à déplorer.
- Concernant les dommages lors ou après travaux de tiers (entreprises, collectivités, particuliers, ...), nous comptabilisons 5 incidents sur des ouvrages enterrés ayant entraîné une fuite de gaz.

7 Surveillance du Réseau de Distribution

Les réseaux gaz basse et moyenne pression sont régulièrement surveillés par les services techniques du concessionnaire. Deux techniques complémentaires sont utilisées dans cette Recherche Systématique de Fuite (RSF):

- Le passage d'un véhicule spécialement équipé pour la surveillance des réseaux (VSR),
- Lorsqu'il est impossible d'utiliser ce véhicule, une recherche à pied est privilégiée.

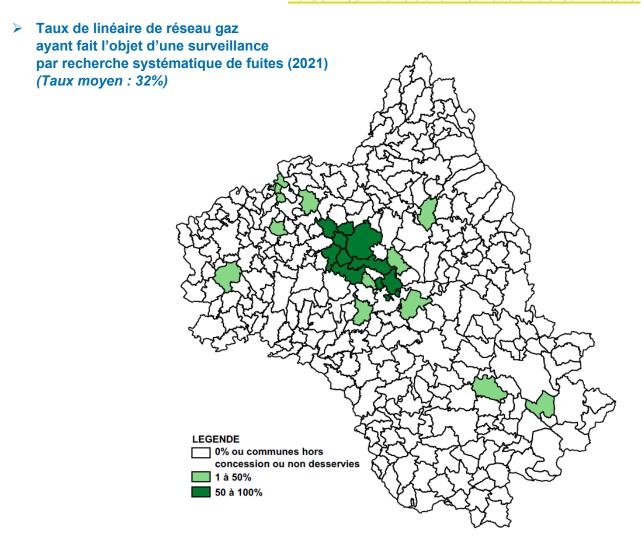
Dès qu'une fuite est localisée, le concessionnaire déclenche les opérations de mise en sécurité adéquates et hiérarchisées du réseau, puis sa remise en état.

Conformément à l'article 6 du cahier des charges AFG RSDG 14, l'ensemble des canalisations en PE ou en acier <u>protégé</u> doivent être surveillées tous les 4 ans.

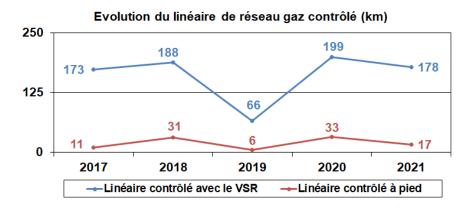


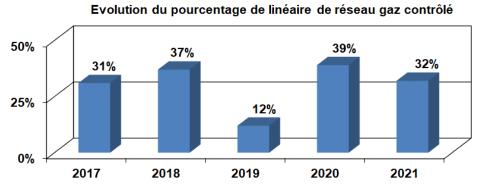


| Bilan de la Surveillance du Réseau Gaz | 2020 | 2021 |
|------------------------------------------------------------------------------|------|------|
| Longueur de réseau surveillée (km) | 232 | 195 |
| Pourcentage du linéaire total de réseau surveillé | 39% | 32% |
| Nombre de fuites détectées et confirmées | 4 | 8 |
| Taux de fuites détectées et confirmées pour 100 km de réseau surveillé | 1,72 | 4,11 |
| Pourcentage du linéaire total de réseau surveillé sur les 4 dernières années | 119% | 120% |

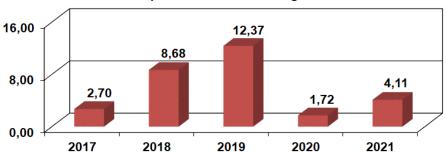


• Historique de l'activité de surveillance du réseau gaz





Evolution du nombre de fuites détectées pour 100 km de réseau gaz contrôlé

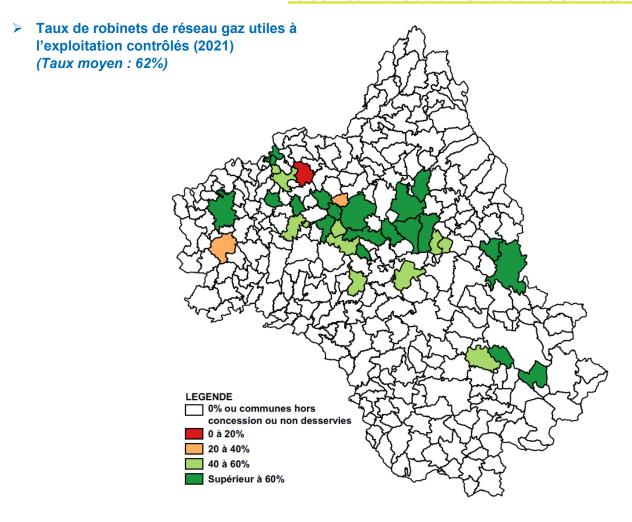


8 Maintenance et Contrôle des Ouvrages de Distribution

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|-------|------|------|
| Nombre de compteurs domestiques contrôlés au titre de la vérification périodique (VPE) | 1 260 | 227 | 606 |
| Nombre de compteurs industriels contrôlés au titre de la vérification périodique (VPE) | 29 | 37 | 46 |
| Nombre de branchements collectifs contrôlés | 63 | 113 | 105 |
| Nombre de conduites d'immeuble contrôlées | 62 | 78 | 85 |
| Nombre de conduites montantes contrôlées | 27 | 20 | 24 |
| Nombre de nourrices contrôlées | 34 | 73 | 64 |
| Nombre de branchements particuliers contrôlés | 425 | 540 | 443 |
| Nombre de robinets de réseau utiles à l'exploitation contrôlés | 317 | 167 | 144 |
| Taux de robinets de réseau utiles à l'exploitation contrôlés | 52% | 69% | 62% |
| Taux de robinets de réseau utiles à l'exploitation contrôlés sur les 4 dernières années | 177% | 207% | 224% |
| Nombre de postes de distribution publique contrôlés | 11 | 6 | 2 |
| Taux de postes de distribution publique contrôlés | 138% | 75% | 22% |
| Taux de postes de distribution publique contrôlés sur les 4 der- nières années | 476% | 476% | 335% |







9 Protection Cathodique des Ouvrages de Distribution

- Les canalisations acier enterrées sont protégées cathodiquement contre la corrosion, et ceci de deux manières :
 - De façon passive, par enrobage systématique dans des substances isolantes (polyéthylène, ...),
 - De façon active par des dispositifs permettant de drainer les courants vagabonds, de corriger le potentiel électrolytique de la canalisation par rapport à son environnement ou encore de conférer à la canalisation un rôle de cathode par rapport à une anode galvanique dégradable.
- La mise en place de ces protections cathodiques et le suivi de leur efficience sont contractuellement à la charge du concessionnaire :
 - Au titre de l'article 4 du Cahier des Charges de Concession, il est prévu que « le concessionnaire apportera un soin particulier à la vérification et à l'étanchéité des ouvrages concédés, du bon fonctionnement des vannes et divers appareils, des mises à la terre et des protections cathodiques »,
 - Au titre de la réglementation technique dans les 3^{ème} et 4^{ème} alinéas de l'article 20 de l'arrêté du 13 juillet 2000, portant règlement de sécurité de la distribution de gaz combustible par canalisations,
 - o Au titre du cahier des charges AFG RSDG 13.1.



• Dans le cadre des inspections périodiques, les écarts constatés par rapport aux référentiels sont formalisés par des non-conformités. On distingue 3 niveaux de hiérarchisation :

| Niveau 1 | Non-conformité majeure | Ecart important présentant un risque sérieux de fuites con- sécutives à la corrosion des réseaux |
|----------|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Niveau 2 | Non-conformité moyenne | Ecart concernant une exigence non traitée, traitée partiellement ou mettant en cause la fiabilité des résultats de mesures, mais n'ayant pas d'incidence sur la corrosion des réseaux |
| Niveau 3 | Non-conformité mineure | Ecart concernant une exigence devant être davantage formali- sée ou précisée |

De manière générale, ces contrôles ont lieu tous les ans, voire tous les deux ans s'il n'y a pas eu de nonconformité de niveau 1 recensée lors du précédent audit.

• Inventaire physique des canalisations acier de la concession :

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Linéaire total de canalisations en acier (m) | 90 144 | 90 171 | 89 494 |
| Dont MPC (m) | 28 139 | 28 139 | 28 141 |
| Dont MPB (m) | 62 005 | 62 032 | 61 353 |
| Dont BP (m) | 0 | 0 | 0 |
| Taux de linéaire de canalisations en acier sur la concession | | 15,1% | 14,9% |

• Inventaire physique des ouvrages de protection cathodique de la concession :

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------------|------|------|------|
| Nombre de postes de soutirage | 8 | 8 | 8 |
| Nombre d'anodes galvaniques | 3 | 3 | 3 |
| Nombre de liaisons externes | 8 | 8 | 8 |
| Nombre de prises de potentiel | 92 | 91 | 91 |

• Inventaire physique des canalisations acier de la concession faisant l'objet d'une protection active :

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------------------------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Linéaire total de canalisations acier avec protection active (m) | 90 075 | 90 102 | 84 425 |
| Linéaire total de canalisations acier sans protection active (m) | 69 | 69 | 69 |
| Taux de linéaire de canalisations acier protégées activement | 99,9% | 99,9% | 99,9% |

• Bilan des inspections réalisées par le concessionnaire :

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------------------------------------------------------------|------|------|------|
| Nombre de mesures de potentiels réalisées | 65 | 68 | 67 |
| Nombre d'anomalies constatées | 0 | 0 | 0 |
| Taux de mesures réalisées sur les 2 dernières années | 128% | 146% | 149% |
| Nombre de postes de soutirage contrôlés | 8 | 8 | 8 |
| Nombre d'anomalies constatées | 2 | 1 | 0 |
| Taux de postes de soutirage contrôlés sur les 2 dernières années | 200% | 200% | 200% |
| Nombre d'anodes galvaniques contrôlées | 3 | 3 | 3 |
| Nombre d'anomalies constatées | 0 | 0 | 0 |
| Taux d'anodes galvaniques contrôlées sur les 2 dernières années | 200% | 200% | 200% |
| Nombres de liaisons externes contrôlées | 8 | 8 | 8 |
| Nombre d'anomalies constatées | 0 | 0 | 0 |
| Taux de liaisons externes contrôlées sur les 2 dernières années | 200% | 200% | 200% |

10 Sécurité des Installations Intérieures

Les installations de distribution de gaz situées à l'intérieur des habitations sont placées sous la responsabilité de l'occupant du logement. Elles ne font pas partie du domaine concédé.

En complément de la réglementation, GRDF mène une politique de prévention basée sur :

- La réalisation d'actions de communication sur la sécurité des installations,
 à destination des utilisateurs,
- La proposition de diagnostics sur les installations intérieures remises en service après une interruption de plus de 6 mois. Dans ce cas, le coût du diagnostic est pris en charge par le concessionnaire.



| | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------------------------|------|------|------|
| Nombre de diagnostics réalisés | 44 | 52 | 53 |
| Nombre de situations de dangers détectées | 1 | 1 | 0 |





11 Données Comptables et Financières

11-1 Le Patrimoine

11-1-1 La Valeur Globale des Ouvrages

Les principaux ouvrages concédés sont : les canalisations moyenne et basse pression, les postes de distribution publique ainsi que les branchements. La valeur du patrimoine de l'autorité concédante s'exprime en valeur initiale et valeur nette des ouvrages concédés en service. Au 31/12/2021, la situation est la suivante :

Canalisations moyenne et basse pression (k€)

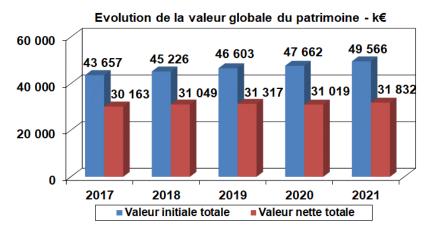
| Valeur initiale | 33 586 |
|-------------------------------|--------|
| Valeur nette | 21 553 |
| Amortissement de dépréciation | 12 033 |

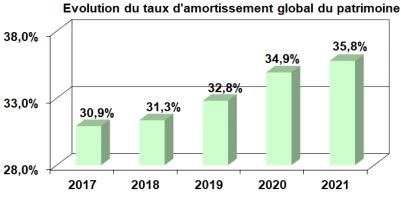
Branchements – Conduites montantes et d'immeubles (k€)

| Valeur initiale | 15 489 |
|-------------------------------|--------|
| Valeur nette | 10 008 |
| Amortissement de dépréciation | 5 481 |

Postes de distribution publique (k€)

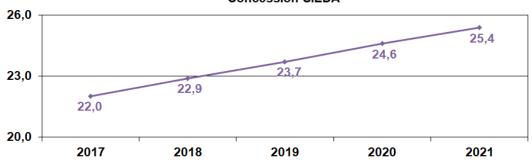
| Valeur initiale | 315 |
|-------------------------------|-----|
| Valeur nette | 207 |
| Amortissement de dépréciation | 108 |



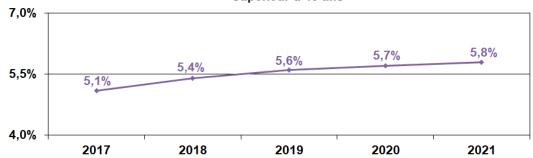


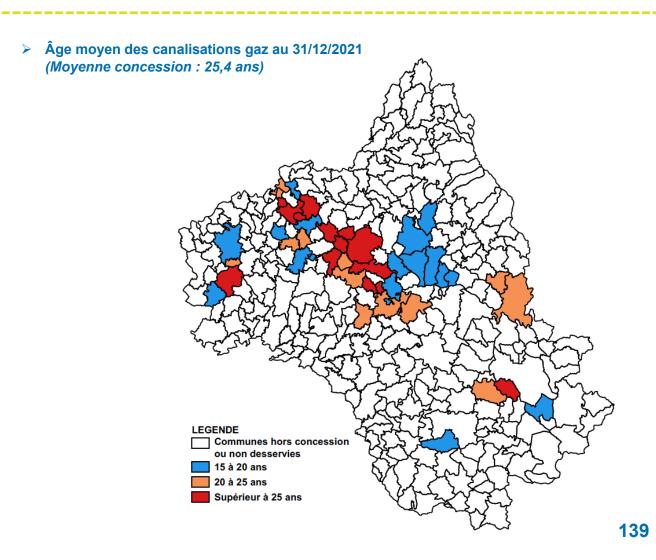
11-1-2 L'Âge des Canalisations Gaz

Evolution de l'âge moyen (ans) des canalisations gaz de la Concession SIEDA

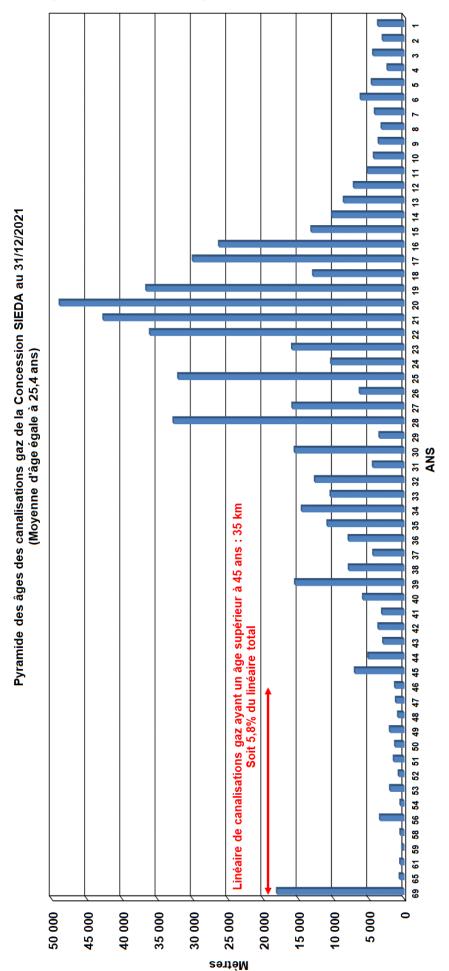


Evolution du taux de linéaire de canalisations gaz ayant un âge supérieur à 45 ans





> Pyramide des Âges des canalisations gaz au 31/12/2021



11-1-3 L'Indice de Connaissance du Patrimoine

Le patrimoine de la distribution publique de gaz naturel est en constante évolution. La connaissance de ce patrimoine est assurée par des bases de données techniques et une base des immobilisations mises à jour en permanence pour garantir cohérence et exhaustivité.

Pour mesurer et objectiver le niveau de connaissance du patrimoine, GRDF a mis en place l'indice de connaissance du patrimoine. Cet indice est constitué de sous-indicateurs répartis en trois catégories (inventaire, cartographie et autres éléments de connaissance et de gestion).

Au niveau national, en 2021, l'indice de connaissance du patrimoine est égal à 90.

| Indice de Connaissance du Patrimoine du SIEDA | | | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|------|------|------|
| Sous Indicateurs | | 2019 | 2020 | 2021 |
| Existence d'un inventaire des réseau et procédure de mise à jour | 10 | 10 | 10 | 10 |
| Connaissance des matériaux et diamètre dans le système d'in- formation géographique (SIG) | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Connaissance de l'année de pose des ouvrages dans le SIG | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Connaissance des branchements individuels (report sur plan) | 5 | 2 | 2 | 2 |
| Taux de cohérence entre GMAO (gestion de la maintenance) et la base des immobilisations pour le nombre de branchements collectifs | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Connaissance des branchements collectifs (report sur plan) | 5 | 2 | 2 | 2 |
| Connaissance des ouvrages d'immeuble collectif (nombre de CI/CM, longueur, matériau, nombre de branchements particuliers, année de pose, pression) | | 10 | 10 | 10 |
| Taux de cohérence entre la base des immobilisations et le SIG sur la longueur de réseau (stock) | | 3 | 3 | 3 |
| Taux de cohérence entre la base des immobilisations et le SIG sur la longueur de réseau (flux) | | 2 | 3 | 3 |
| Taux de cohérence entre le SIG et GMAO pour le nombre de vannes | 4 | 4 | 4 | 4 |
| Taux de cohérence entre le SIG et GMAO pour les postes de détente réseau et postes d'injection biométhane | 4 | 3 | 3 | 2 |
| Existence d'une cartographie numérisée et procédure de mise à jour | 5 | 5 | 5 | 5 |
| Taux de plans grande échelle géoréférencés | 10 | 8 | 9 | 9 |
| Longueur de réseau avec le réseau porté en classe A (stock) | | 3 | 4 | 4 |
| Longueur de réseau avec le réseau porté en classe A (flux) | | 5 | 5 | 5 |
| Mise à disposition, dans le portail Ma Concession Gaz, de données patrimoniales informatisées sur le périmètre de la concession SIEDA | | 10 | 10 | 10 |
| Existence d'une modélisation pour l'exploitation et la conception des réseaux | 5 | 5 | 5 | 5 |
| TOTAL NOTE/INDICE CONCESSION | 100 | 86 | 89 | 88 |

11-2 La Cohérence des Inventaires Physique et Comptable

GRDF enregistre les biens de la concession dans deux fichiers indépendants, l'un technique et l'autre comptable (immobilisations). Il s'agit donc, dans ce paragraphe, de vérifier la cohérence de ces deux inventaires en mesurant les éventuels écarts selon les principaux ouvrages : réseau de canalisations et branchements individuels et collectifs.

| Réseau de Canalisations en cumul (m) | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------|---------|---------|---------|
| Fichier Technique | 593 094 | 596 124 | 599 824 |
| Fichier Comptable | 601 130 | 604 159 | 607 833 |
| Ecart Technique/Comptable (quantité) | -8 036 | -8 035 | -8 009 |
| Ecart Technique/Comptable (%) | -1,34% | -1,33% | -1,32% |

| Branchements individuels en cumul (nombre) | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Fichier Technique | 12 562 | 12 847 | 12 920 |
| Fichier Comptable | 11 043 | 11 176 | 11 385 |
| Ecart Technique/Comptable (quantité) | 1 519 | 1 671 | 1 535 |
| Ecart Technique/Comptable (%) | 13,76% | 14,95% | 13,48% |

| Branchements collectifs en cumul (nombre) | 2019 | 2020 | 2021 |
|-------------------------------------------|--------|--------|--------|
| Fichier Technique | 916 | 929 | 942 |
| Fichier Comptable | 926 | 949 | 962 |
| Ecart Technique/Comptable (quantité) | -10 | -20 | -20 |
| Ecart Technique/Comptable (%) | -1,08% | -2,11% | -2,08% |

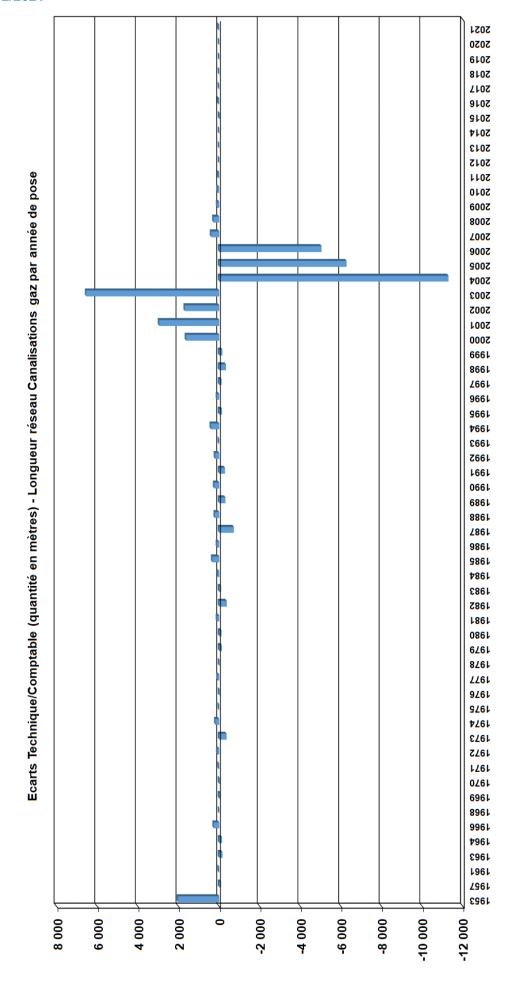
L'écart (en mètres, nombre et %) est positif lorsque l'inventaire technique est supérieur à l'inventaire comptable, et négatif lorsque l'inventaire physique est inférieur à l'inventaire comptable.

Nous observons que les inventaires technique et comptable sont <u>globalement</u> cohérents pour le linéaire de canalisations et le nombre de branchements collectifs. Concernant les branchements individuels, nous analysons un écart cumulé sensiblement important de l'ordre de 14%.

Une analyse plus fine selon les dates de pose et d'immobilisation du linéaire de canalisations (voir graphique ci-après) peut faire ressortir ponctuellement des écarts relativement importants entre les deux inventaires notamment pour les années de 2000 à 2006. Cette période correspond à la mise en œuvre du plan national et triennal de desserte de gaz naturel (2000/2002) qui a permis l'alimentation de 14 nouvelles communes sur le département de l'Aveyron.

Depuis 2009, nous observons le maintien d'une bonne cohérence des deux inventaires relatifs au linéaire de canalisations. Les écarts annuels observés étant régulièrement inférieurs à 1%.

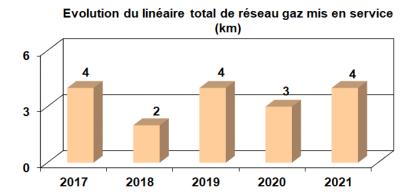
> Cohérence des inventaires Technique et Comptable du réseau de canalisations gaz au 31/12/2021



12 Travaux Réalisés sur le Réseau de Distribution

12-1 Le Linéaire de Réseau de Distribution Mis en Service

Nous constatons en 2021 une augmentation du linéaire de réseau gaz mis en service sur les 40 communes de la concession.





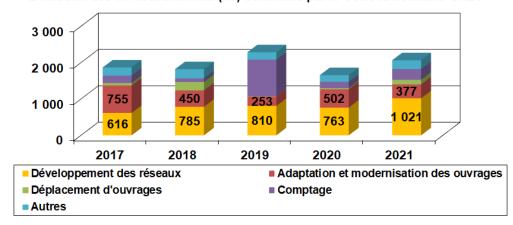
12-2 Les Investissements Consentis sur le Réseau de Distribution

Les travaux de développement des réseaux comprennent les extensions de réseau moyenne pression 8 bars et 4 bars ainsi que la réalisation des branchements neufs.

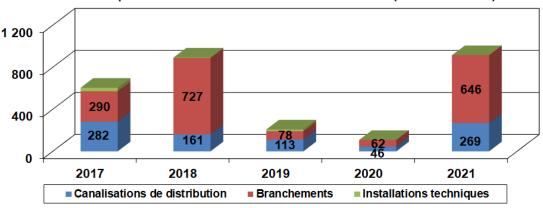
Les travaux qualité englobent toutes les opérations d'adaptation et de modernisation, c'est-à-dire de renouvellement ou de renforcement des ouvrages gaz relevant de la distribution publique (canalisations, branchements, colonnes montantes et d'immeubles, comptages, postes, ...).

Pour 2021, le montant des investissements consentis par le concessionnaire GRDF s'est élevé à 2 065 k€.

Evolution des investissements (k€) consentis par le Concessionnaire GRDF



Evolution des investissements (k€) consentis par le Concessionnaire GRDF pour le Renouvellement des Biens Concédés (Mise en service)



12-3 Les Travaux Réalisés sous Maîtrise d'Ouvrage GRDF

Principales MODIFICATIONS de réseau gaz réalisées en 2021

| PONT DE SALARS | Route d'Arvieu | 333 m |
|----------------|------------------------|-------|
| OLEMPS | La Mouline | 192 m |
| BOURNAZEL | Route du Puech de Fage | 20 m |
| VIVIEZ | Les Usines du Crouzet | 5 m |

Principales ADAPTATIONS et MODERNISATIONS de réseau gaz réalisées en 2021

| ONET LE CHÂTEAU | Rue des Aubépines | |
|-----------------|--------------------------------|------|
| MONTROZIER | Rue des Ecoles à Gages Le Haut | 23 m |
| ONET LE CHÂTEAU | Rue des Hortensias | 2 m |

Principales EXTENSIONS de réseau gaz réalisées en 2021

| MONTBAZENS | Prometer | 554 m |
|-------------------|----------------------|-------|
| OLEMPS | Malan | 262 m |
| VILLEFRANCHE RGUE | Avenue Paul Ramadier | 177 m |
| OLEMPS | Rue Adrien Rodat | 163 m |
| LA CAVALERIE | Chemin du Lacas | 151 m |
| LA LOUBIERE | Route de Concoures | 118 m |
| ESPALION | Rue Georges Buchens | 107 m |
| LA CAVALERIE | Route de la Tune | 97 m |

12-4 Le Suivi des Travaux de Tiers (DT - DICT)

GRDF traite, dans les délais réglementaires, l'ensemble des Déclarations de Travaux (DT) réalisées par les responsables de projets ainsi que les Déclarations d'Intention de Commencement de Travaux (DICT) adressées par les exécutants.

Les travaux de tiers ne peuvent en aucun cas commencer avant la réponse des exploitants des services de GRDF. Le concessionnaire transmet dans ses réponses des recommandations techniques utiles à la sécurité des chantiers et un plan des ouvrages à grande échelle.

Par ailleurs, GRDF assure en continu le traitement des réponses aux éventuels travaux urgents.

| | 2019 | 2020 | 2021 |
|-----------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Nombre de DT reçues | 638 | 634 | 642 |
| Nombre de DICT reçues | 1 454 | 1 435 | 1 587 |
| Nombre de DT avec présence d'ouvrages GRDF | 573 | 595 | 582 |
| Nombre de DICT avec présence d'ouvrages GRDF | 1 348 | 1 340 | 1 416 |
| Nombre de dommages lors ou après travaux de tiers | 4 | 4 | 5 |
| Dont nombre avec fuite de gaz sur ouvrages enterrés | 0 | 4 | 5 |
| Taux de dommages sur ouvrages enterrés | 0,00% | 0,30% | 0,35% |

12-5 Le Suivi des Etudes de Rentabilité

Les extensions du réseau de distribution publique peuvent se faire selon essentiellement deux modalités qui dépendent du taux de rentabilité (B/I) de l'opération :

- Le concessionnaire GRDF est tenu de réaliser à ses frais une extension dès lors que le taux de rentabilité (B/I) est égal ou supérieur à la valeur seuil de 0,
- Lorsque ce seuil n'est pas atteint, une participation financière peut être sollicitée auprès du ou des demandeurs.

Le taux de rentabilité est le rapport entre la somme actualisée des Bénéfices et la somme actualisée des dépenses d'Investissement (B/I) dans lequel B = R-D-I

- R est la somme des recettes des nouveaux raccordements et des recettes d'acheminement actualisées (Consommations des usagers),
- l est le montant actualisé des investissements (déduction faite des éventuelles participations financières de tiers),
- D est le montant total actualisé des dépenses d'exploitation.

La durée d'étude prise en compte dans le calcul du taux de rentabilité est celle de la durée du contrat de concession, à savoir 30 ans.

| Etudes de rentabilité réalisées | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Nombre total d'études | 32 | 24 | 24 |
| Nombre d'études avec calcul de B/I positif | 21 | 23 | 18 |
| Linéaire de réseau projeté (m) | 2 698 | 3 271 | 4 126 |
| Nombre de branchements attendus | 117 | 165 | 143 |
| Linéaire de réseau moyen projeté (m) par branchement attendu | 23 | 20 | 29 |
| Nombre d'études avec calcul de B/I négatif | 11 | 1 | 6 |
| Taux d'études avec calcul de B/I négatif | 34% | 4% | 25% |

| Etudes de rentabilité ou affaires de développement ayant abouti à un dossier de travaux | 2019 | 2020 | 2021 |
|--------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Nombre total de dossiers de travaux | 82 | 74 | 76 |
| Avec calcul de B/I positif | 14 | 18 | 16 |
| Dont B/I positif avec participations financières des tiers | 8 | 12 | 5 |
| Sans nécessité un calcul de B/I | 67 | 51 | 60 |
| Avec extension du réseau existant | 41 | 36 | 34 |
| Sans extension du réseau existant | 41 | 38 | 42 |
| Linéaire total de réseau à construire (m) | 3 686 | 3 517 | 2 747 |
| Nombre total de branchements à réaliser | 232 | 163 | 160 |
| Linéaire de réseau moyen à construire (m) par branchement à réaliser | 16 | 22 | 17 |
| Montant total des investissements à réaliser (€) | 1 263 291 | 1 008 876 | 1 008 357 |
| Dont montant des remises gratuites des tiers (€) | 201 185 | 201 401 | 46 838 |
| Part totale des remises gratuites des tiers | 15,9% | 20,0% | 4,6% |

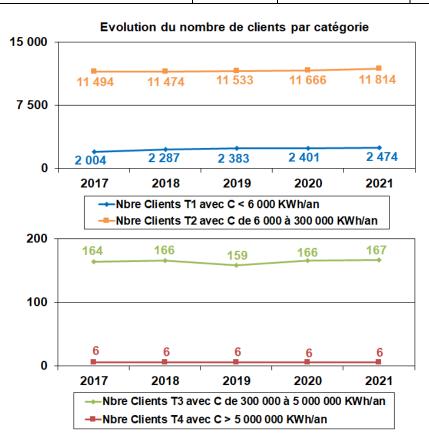
12-6 Le Bilan 2021 des Travaux Réalisés sur le Réseau de Distribution

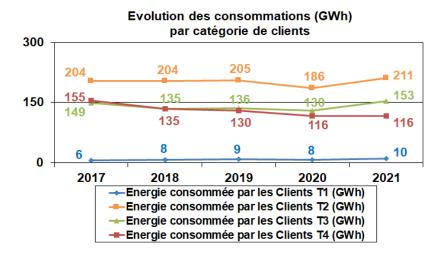
- Suite aux études de rentabilité, 76 projets de travaux de développement du réseau existant ont été engagés courant 2021 nécessitant la construction de 2 700 mètres de canalisations pour un nombre total de 160 nouveaux branchements à réaliser.
- GRDF a investi un montant total de 2 065 k€ sur la concession dont 1 021 k€ ont été consacrés aux extensions des ouvrages existants. Sur la commune de MONTBAZENS, une extension de réseau conséquente de 554 mètres a été réalisée afin de raccorder le site de méthanisation PRO-METER.
- Au titre des investissements relatifs au renouvellement des biens concédés, le concessionnaire a engagé une dépense de l'ordre de 900 k€ principalement affectée à la modernisation des branchements.

13 Clients et Consommations

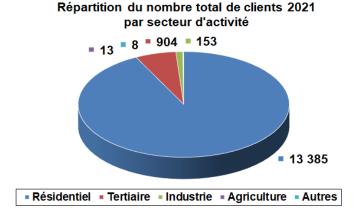
13-1 Les Consommateurs Raccordés au Réseau de Distribution

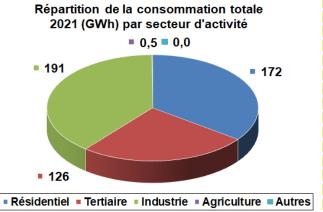
| Catégorie de Clients | Typologie de Consommation des Catégories de Clients (KWh/an) | Nombre (2021) | Consommation (2021) en GWh | Recette d'Ache- minement (2021) en M€ |
|----------------------------|--------------------------------------------------------------------|---------------|-------------------------------|---------------------------------------------|
| T1 | < 6 000 | 2 474 | 10 | NC |
| T2 | 6 000 à 300 000 | 11 814 | 211 | NC |
| Т3 | 300 000 à 5 000 000 | 167 | 153 | NC |
| T4 | > 5 000 000 | 6 | 116 | NC |
| | TOTAL | 14 461 | 490 | 5,21 |



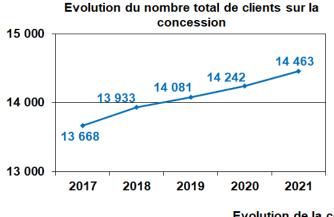


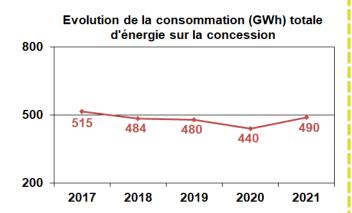
13-2 Répartition du Nombre de Clients et de la Consommation par Secteur d'Activité

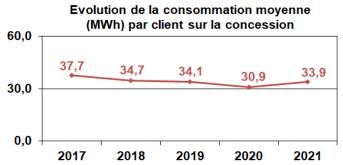


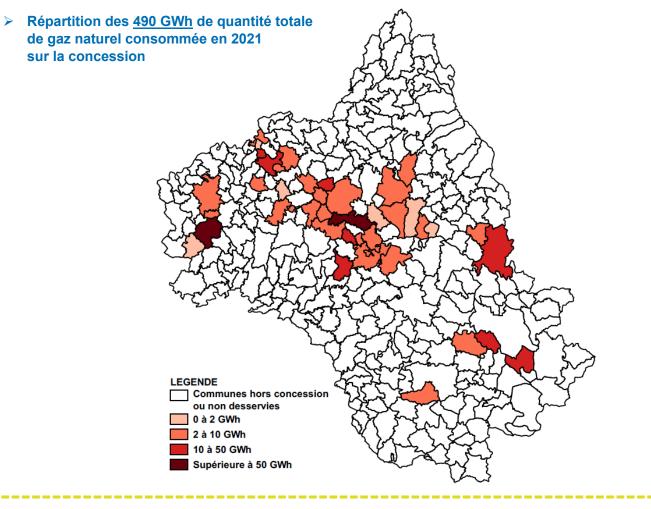


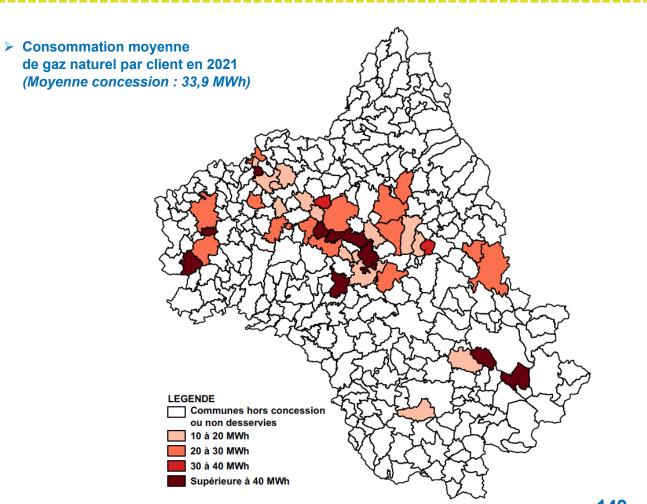
13-3 Evolution Globale du Nombre de Clients et de la Consommation



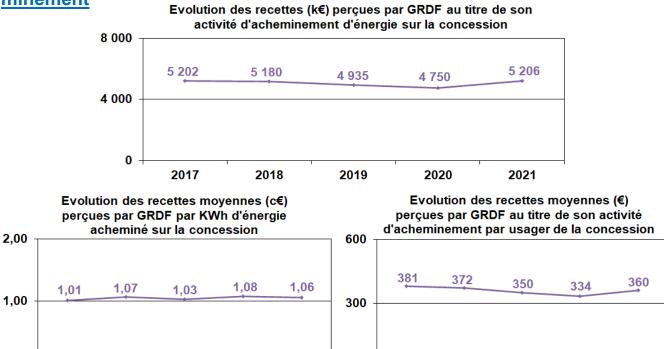








13-4 Evolution Globale des Recettes Perçues au Titre de l'Activité d'Acheminement



13-5 Le Bilan 2021 de la Consommation de Gaz Naturel sur la Concession

2021

2019

2020

2018

n

2017

2018

2019

2020

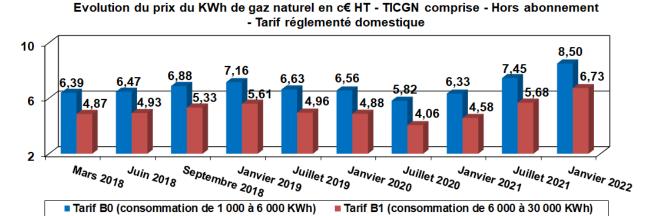
2021

0,00

2017

- La consommation totale de gaz naturel sur la Concession s'établit à 490 GWh pour l'année 2021, soit en moyenne 34 MWh par client.
- Avec 13 385 clients, le domaine résidentiel s'avère être le segment de clientèle prépondérant (93% du nombre total). La quantité d'énergie consommée de 172 GWh de ce secteur ne représente toutefois que seulement 35% du volume total de gaz naturel acheminé sur la concession. La typologie principale de consommation de ces clients résidentiels relève de la catégorie T2, traduisant ainsi majoritairement un usage « chauffage ».
- Avec 191 GWh (39% du volume total) consommés pour seulement 153 clients (1% du nombre total), le domaine industriel représente le secteur d'activité le plus gros consommateur. L'énergie gaz naturel étant employé de manière significative dans les process de fabrication.

13-6 Le Prix de Vente du KWh de Gaz Naturel au Tarif réglementé



Le graphique précédent permet de visualiser l'évolution du prix (tarif réglementé) du KWh Hors Taxe et hors abonnement pour un client domestique n'ayant pas fait valoir son droit à l'éligibilité. Il existe 6 niveaux de prix dans la grille tarifaire du fournisseur ENGIE. Ce document est basé sur le niveau de prix le plus cher, c'est-à-dire le niveau 6.

Depuis mai 2014, les clients domestiques sont soumis à la Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel (TICGN). Depuis janvier 2016, la TICGN absorbe la Contribution au Tarif Spécial de Solidarité du gaz (CTSSG) et la Contribution au Service Public du Gaz (CSPG).

A compter de Novembre 2019, les tarifs réglementés pour les clients domestiques ne sont plus commercialisés. A partir de Juillet 2023, ces derniers seront définitivement supprimés.

13-7 La Satisfaction des Clients et Usagers

La satisfaction des usagers s'apprécie à partir de résultats d'enquêtes spécifiques (Pourcentage d'usagers très satisfaits et assez satisfaits).

| DISTRIBUTION – Usagers particuliers et professionnels (Région) | 2020 | 2021 | Variation |
|----------------------------------------------------------------|-------|-------|-----------|
| Raccordement avec et sans extension | 94,1% | 95,5% | +1,5% |
| Mise en service avec intervention | 89,9% | 90,3% | +0,4% |
| Accueil dépannage/Exploitation maintenance | 94,7% | 94,3% | -0,4% |
| Accueil distributeur | 79,8% | 83,3% | +4,4% |

13-8 La Qualité des Prestations de Service

| Accueil Téléphonique GRDF (Région) | 2020 | 2021 | Variation |
|------------------------------------|--------|--------|-----------|
| Taux d'accessibilité | 91,2% | 91,1% | -0,1% |
| Nombre d'appels reçus | 59 876 | 56 874 | -5,0% |

| Qualité de la Relève (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
|--------------------------------------|-------|-------|-----------|
| Taux de relève sur index réels | 98,6% | 98,4% | -0,2% |
| Taux d'index rectifiés à postériori | 0,4% | 1,4% | +250,0% |

| Compteurs Domestiques (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
|------------------------------------|-------|-------|-----------|
| Taux d'accessibilité | 92,9% | 93.5% | +0,6% |

| Demandes (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
|-------------------------------------------------------|-------|-------|-----------|
| Nombre de mises en service | 1 962 | 1 905 | -2,9% |
| Nombre de mises hors service | 1 008 | 1 070 | +6,2% |
| Nombre de changements de fournisseurs | 924 | 988 | +6,9% |
| Nombre d'interventions pour impayés | 52 | 63 | +21,2% |
| Nombre de consommateurs finals coupés suite à impayés | NC | NC | - |
| Nombre d'interventions urgentes ou express | 55 | 89 | +61,8% |
| Nombre de déplacements vains ou annulations tardives | 28 | 34 | +21,4% |

| Qualité des Services (Concession) | 2020 | 2021 | Variation |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------|-------|-------|-----------|
| Nombre de réclamations reçues par GRDF | 97 | 123 | +26,8% |
| Dont accueil | 7 | 18 | +157,1% |
| Dont conduite et surveillance du réseau | 4 | 2 | -50,0% |
| Dont gestion et réalisation des prestations | 20 | 33 | +65,0% |
| Dont données de comptage | 52 | 54 | +3,8% |
| Dont déploiement compteur GAZPAR | 3 | 6 | +100,0% |
| Taux de réponses aux réclamations sous 30 jours | 94% | 94% | - |
| Taux de respect du délai catalogue des prestations suite aux de- mandes reçues des fournisseurs | 97,0% | 97,4% | +0,4% |
| Taux de raccordement dans les délais | 87,9% | 98,3% | +11,8% |

13-9 Le Catalogue des Prestations de Service

| Principales Prestations pour un Usager Consommateur T1/T2 ayant une Consommation inférieure à 300 000 KWh/an (€ TTC) | 12/2020 | 07/2021 | Variation |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|-----------|
| 1ère mise en service | 19,39 | 19,57 | +0,9% |
| Mise en service sur installation existante si alimentation non cou- pée | 19,39 | 19,57 | +0,9% |
| Changement de fournisseur | NF | NF | - |
| Résiliation (Mise hors service) sans dépose du compteur | NF | NF | - |
| Coupure pour impayés | 56,66 | 57,17 | +0,9% |
| Vérification de données de comptage sans déplacement | 16,63 | 16,78 | +0,9% |
| Contrôle en laboratoire d'un équipement de comptage | 314,40 | 317,23 | +0,9% |
| Changement d'une porte de coffret | 40,54 | 40,90 | +0,9% |
| Déplacement vain | 35,75 | 36,07 | +0,9% |
| Branchement pour un usage cuisson et/ou eau chaude sanitaire ne nécessitant pas une extension du réseau existant | 1 025,56 | 1 023,50 | -0,2% |
| Branchement pour un usage chauffage ne nécessitant pas une extension du réseau existant supérieure à 35 mètres | 455,80 | 454,88 | -0,2% |
| Duplicata de documents | 16,63 | 16,78 | +0,9% |

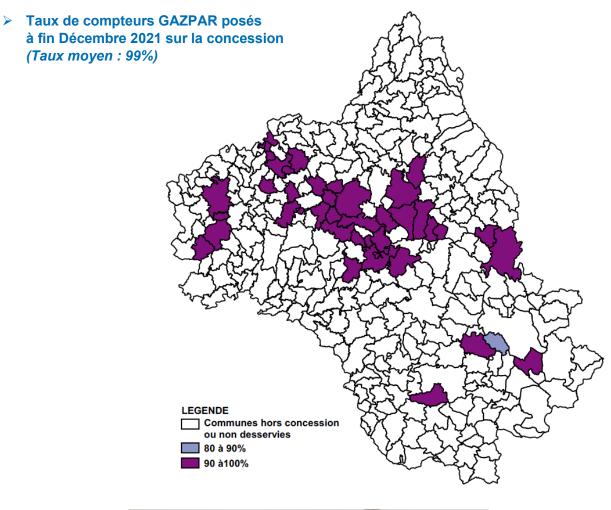
Catalogue des **prestations annexes** de GRDF Version du 1** juillet 2021





13-10 Le Déploiement du Compteur GAZPAR

| Concession SIEDA (En cumul) | Avril 2022 |
|------------------------------------------|---------------|
| Nombre de compteurs posés | 14 302 |
| Taux de compteurs posés | 99% |
| Nombre de concentrateurs posés | 44 |
| Nombre de communes concernées | 40 |
| Nombre de compteurs ouverts aux services | 13 733 |
| Taux de compteurs ouverts aux services | 96% |
| Nombre de refus de pose | 36 |
| Taux de refus de pose | 0,3% |





-15,2%

-18,2%

-12,3%

14 Compte d'Exploitation de la Concession

MARGE

| Recettes d'Acheminement (k€) | 2019 | 2020 | 2021 |
|---------------------------------------------------------------|-------|--------|-------|
| Part capacité | 151 | 147 | 146 |
| Part abonnement | 1 815 | 1 815 | 1 817 |
| Part consommation | 2 854 | 2 670 | 3 116 |
| Part commissionnement | | 119 | 127 |
| TOTAL | | 4 750 | 5 206 |
| Charges Nettes d'Exploitation (k€) | 2019 | 2020 | 2021 |
| Charges d'exploitation brutes | 2 937 | 3 016 | 3 120 |
| Recettes liées aux prestations complémentaires | | -352 | -419 |
| Recettes acheminement vers réseau aval hors zone péréquée | | 0 | 0 |
| TOTAL | 2 549 | 2 664 | 2 701 |
| Charges d'Investissements (k€) | 2019 | 2020 | 2021 |
| Remboursement économique | | 1 708 | 1 774 |
| Rémunération de la base d'actifs | | 1 434 | 1 458 |
| TOTAL | 3 270 | 3 142 | 3 232 |
| | 2019 | 2020 | 2021 |
| RESULTAT (k€) | -887 | -1 056 | -727 |
| Dont impact climatique | | -579 | -377 |
| Dont contribution de la concession à la péréquation tarifaire | | -689 | -651 |
| Dont autres (régularisation du tarif précédent, impayés, …) | | 212 | 300 |
| | | | |
| | 2019 | 2020 | 2021 |





BILAN 2021

Le Service Public de la Distribution d'Electricité

Les Points Positifs:

- Dynamisme important des raccordements au réseau de distribution des installations de production d'énergie renouvelable (+17%).
- Respect des engagements relatifs au planning de déploiement du compteur communicant « LINKY » (89% d'équipements déployés).
- L'engagement financier <u>global</u> du concessionnaire pour le PPI 2018-2021 a été respecté même si l'on peut toutefois déplorer que les investissements structurels relatifs au Plan Aléas Climatiques (PAC) ne soient réalisés que seulement à hauteur de <u>77% de l'objectif</u> initial.
- Amélioration des délais moyens d'envoi des devis et de réalisation des travaux de raccordement de nouveaux usagers consommateurs. La même tendance est observée pour les usagers producteurs.
- Augmentation sensible de la satisfaction des usagers vis-à-vis du concessionnaire ENEDIS.
- Les indices globaux réglementaires de la tenue de la tension et de la de continuité d'alimentation (Incidents et Travaux) définis dans le Code de l'Energie sont respectés.
- Amélioration de la durée moyenne annuelle de coupure vue par un usager basse tension de la concession. A mettre toutefois en perspective avec un contexte d'une année 2021 relativement clémente en Aveyron côté évènements climatiques. Ce bon résultat reste donc à confirmer.
- Consolidation de l'amélioration globale du niveau des chutes de tension du réseau Moyenne Tension HTA et diminution du nombre total d'usagers mal alimentés par le réseau Basse Tension (-13%).
- Après une forte augmentation ces 4 dernières années de la durée moyenne d'un incident survenu sur le réseau BT, cet indicateur affiche une baisse de 73 minutes pour l'année 2021.
- Consolidation de la baisse du nombre total d'incidents du réseau de distribution ayant pour siège les branchements des usagers Basse Tension (-13%).
- Consolidation de la baisse du nombre de transformateurs de distribution publique HTA/BT en contrainte de charges 110% (-3%).
- Baisse continue du linéaire et du taux de réseau BT aérien vétuste en fils nus (-15%) et ainsi augmentation du taux de réseau sécurisé en technique souterraine et en aérien torsadé (91%), au sens de la continuité d'alimentation.
- Le bon taux de renouvellement du réseau BT, au travers des investissements relatifs à la suppression du réseau aérien vétuste en fils nus, permet de maintenir un âge moyen satisfaisant (24 ans).
- Diminution du nombre de postes de distribution sur poteau de type « H61 », même si ce dernier reste encore très élevé et majoritaire (60%). Le nombre résiduel de postes maçonnés de type « Cabine Haute » est également en baisse.

Les Points de Vigilance :

- Evolution notable ces 10 dernières années de la climatologie du département, plus particulièrement marquée par une augmentation du nombre de jours de vents (en nombre et en intensité).
- Sur les 5 dernières années (2017-2021), en termes de durée moyenne de coupure suite aux incidents survenus sur le réseau de distribution publique, les secteurs d'AUBRAC CARLA-DEZ, COMTAL LOT ET TRUYERE, MONTS RANCE ET ROUGIER et REQUISTANAIS restent plus fragiles en qualité de continuité d'alimentation au regard des moyennes observées à la maille du département.
 - En termes de fréquence moyenne d'incidents, une frange sud du territoire (MONTS RANCE ET ROUGIER et LARZAC ET VALLEES) demeure également plus impactée.
- Augmentation ces 3 dernière années de la durée moyenne HIX de réalimentation (phase localisation) des usagers BT coupés suite aux incidents survenus sur le réseau HTA (Critère D).
- Augmentation importante sur les 5 dernières années de la durée moyenne totale d'un incident HTA HIX afin de réalimenter les derniers usagers coupés en phase dépannage.
- Evolution à la hausse sur la période 2017-2021 du nombre de coupures pour travaux sur le réseau HTA dont la durée est supérieure à 3 heures.
- Après une baisse constatée en 2020, le nombre d'incidents du réseau BT ayant pour sièges les postes et les transformateurs de distribution est en augmentation. La cause principale d'interruption de fourniture est une défaillance des protections électriques.
- Baisse sensible depuis 2 ans du linéaire de réseau de distribution BT et HTA traité dans le cadre de la politique d'élagage.
- Les investissements relatifs au renouvellement du réseau de distribution HTA ne permettent pas de contenir suffisamment l'évolution de l'âge moyen.
- Observation d'un écart sensible de cohérence entre les inventaires technique et comptable relatifs aux linéaires de pose et d'immobilisation des réseaux HTA et BT pour les années de 2000 à 2003.

Les Points de Fragilité :

- Augmentation récurrente depuis 2017 du nombre de réclamations (+51%) formulées au fournisseur EDF par les clients bénéficiaires des Tarifs Réglementés de Vente alors que leur nombre total est en décroissance sur la même période (-19%).
- Augmentation du nombre (+69%) de suspensions d'alimentation (coupures des usagers pour impayés) et du nombre de réductions de puissance (+90%).
- Le nombre de départs du réseau Moyenne Tension HTA présentant une contrainte d'élévation de tension au-delà du seuil de 4% reste important et en légère augmentation. Le dynamisme et donc le développement important des raccordements d'installations de production d'énergie renouvelable est une cause contributive à cette dégradation de la tenue de tension du réseau de distribution. En effet, dans certains secteurs du département (notamment ruraux), de fortes puissances injectées sur le réseau (au regard des faibles puissances soutirées) transitent sur des portions de réseau aérien HTA existant ayant une section de conducteur électrique insuffisante. Cette situation est à mettre en perspective avec les orientations du prochain S3REnR 2021 qui prévoit de mettre à disposition, pour les 10 prochaines années, près de 800 MW de capacités réservées supplémentaires à raccorder sur le département de l'Aveyron et donc d'accroitre ainsi la contribution des puissances à transiter sur le réseau de distribution Moyenne Tension.

Le Service Public de la Distribution de Gaz naturel

Les Points Positifs:

- Aucun incident majeur n'est à déplorer courant 2021 sur l'ensemble des ouvrages exploités par le concessionnaire GRDF.
- Augmentation des investissements consacrés au renouvellement des biens concédés concernant plus particulièrement les ouvrages de branchements.
- Amélioration générale des taux de satisfaction des usagers particuliers et professionnels.
- Augmentation récurrente ces dernières années du taux d'accessibilité des compteurs domestiques et du taux de relève sur index réels.
- Taux élevé de compteurs communicants « GAZPAR » installés (99%). GRDF ayant respecté le planning prévisionnel de déploiement.
- Conformément aux articles 6 et 7 du cahier des charges AFG RSDG 14, le concessionnaire GRDF a respecté les modalités réglementaires et périodiques relatives à la surveillance de l'étanchéité des ouvrages de réseau et aux contrôles d'accessibilité et de manœuvrabilité des organes de coupure de réseau (Robinets). Le taux réglementaire de 100% sur 4 ans ayant été largement dépassé.
- Augmentation continue du nombre de DT et de DICT reçues et traitées par le concessionnaire.

Les Points de Vigilance:

- Observation récurrente d'un écart sensible de cohérence entre les inventaires technique et comptable relatifs aux linéaires de pose et d'immobilisation des canalisations notamment pour les années de 2000 à 2006. Cette période correspond à la mise en œuvre du plan triennal de desserte de gaz naturel (2000/2002) qui a permis l'alimentation de 14 nouvelles communes sur le département de l'Aveyron.
- Baisse difficilement compréhensible cette année de l'indice de connaissance du patrimoine concédé alors que ce dernier devrait être en constante amélioration.
- Le taux d'interventions en moins de 60 minutes suite à appels de tiers pour motifs de sécurité vient tangenter cette année la limite du taux minimum de 96% définit dans le cadre du Contrat de Service Public (Etat/GRDF) 2019 2023. Ce dernier étant égal pour l'exercice 2021 à 95,9% (96%).

Les Points de Fragilité :

- Augmentation récurrente ces 3 dernières années du nombre de réclamations reçues par GRDF de la part des usagers (+240% en moyenne). L'Item prépondérant et principalement en hausse concerne la contestation des données de comptage alors que cette période coïncide avec celle du déploiement du compteur communicant « GAZPAR ». Le taux de réclamations au regard du nombre total d'usagers reste toutefois à un niveau contenu de l'ordre de 0,9%.
- Après une baisse significative à partir de 2016, nous observons en 2020 et 2021 une augmentation du nombre de dommages lors ou après travaux de tiers ayant entraîné une fuite de gaz sur des ouvrages enterrés.





EVALUATION DU CONTRÔLE 2021

Ce chapitre a pour but de mettre en lumière les améliorations constatées et les difficultés rencontrées en termes d'échanges d'informations entre les concessionnaires et le SIEDA vis-à-vis du suivi technique et financier des concessions de distribution publique d'électricité et de gaz naturel.

POUR LE CONCESSIONNAIRE ENEDIS

Principales AMELIORATIONS apportées

En application de l'arrêté du 10 février 2020 fixant le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité, le délégataire ENEDIS a enrichi les informations habituellement transmises en nous communiquant les inventaires détaillés et localisés des tronçons des réseaux HTA et BT, des postes et transformateurs ainsi que des colonnes montantes.

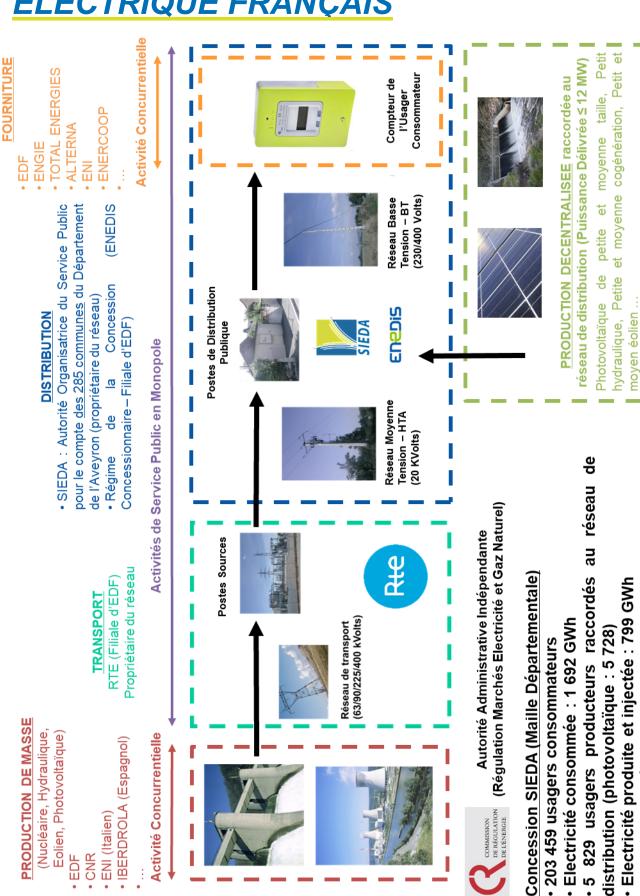
Principales DIFFICULTES rencontrées

- Le fichier des chutes de tension HTA par poste de transformation ne mentionne toujours pas les postes clients. Le SIEDA ne peut donc toujours pas évaluer et analyser précisément la tenue de tension du réseau de distribution alimentant les usagers HTA.
- Difficultés de croisement et de recoupement des investissements réalisés par ENEDIS selon les thématiques traitées : Loi NOME, CRAC et PPI. En effet, les définitions et les natures différentes des finalités des investissements ne permettent pas de réaliser aisément une analyse convergente.

| POUR LE CONCESSIONNAIRE GRDF | | |
|-------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| Principales AMELIORATIONS apportées | Principales DIFFICULTES rencontrées | |
| | ➤ GRDF ne communique toujours pas son programme annuel prévisionnel d'investissements concernant notamment les travaux de modernisation et de renouvellement des biens concédés (canalisations, branchements, colonnes montantes, conduites d'immeubles,) et ce en dépit des dispositions énoncées à l'article 8-2 de l'annexe 1 du Cahier des Charges de Concession | |
| | Contrairement au concessionnaire ENE- DIS, GRDF ne communique pas l'inventaire ex- haustif des typologies de clients, consommations et recettes d'acheminement de gaz par commune. Les données transmises sont incomplètes et se- crétisées (ICS) malgré que ces dernières soient communicables aux agents assermentés du SIEDA conformément à la législation. Ces don- nées communiquées dans le Compte Rendu An- nuel et agrégées à la maille de la concession sont également non exhaustives. | |



SYSTEME **FONCTIONNEMENT** DU ECTRIQUE FRANÇAIS



· CNR

Valeur brute du patrimoine concédé : 806 817 k€ Longueur du réseau de distribution : 16 877 km

Producteurs: Sociétés, Particuliers, Agriculteurs,



LE FONCTIONNEMENT DE LA CHAÎNE GA-ERE FRANÇAISE



SHELL • BP

Producteurs : Aariculteurs, Sociétés,



GLOSSAIRE

- BP: Basse Pression, la pression de livraison de ce réseau de distribution de gaz naturel peut être comprise entre 19 et 21 millibars. Ce réseau est marginal à l'échelle de la concession.
- BT : Basse Tension, correspond à la tension d'alimentation électrique (400/230 Volts) des usagers ayant une puissance souscrite inférieure à 250 KVA.
- CB: Coupure Brève, durée de coupure du réseau de distribution d'électricité comprise entre 1 seconde et 3 minutes.
- CI: Conduite d'Immeuble de gaz naturel.
- CL : Coupure Longue, durée de coupure du réseau de distribution d'électricité supérieure à 3 minutes.
- **CM**: Conduite Montante de gaz naturel, tuyauterie verticale raccordée à la conduite d'immeuble et alimentant les différents niveaux de l'immeuble.
- CMA/UMA : Clients/Usagers Mal Alimentés en tension électrique.
- CPI: Câble électrique en Papier Imprégné.
- CRE : Commission de Régulation de l'Energie.
- **CSPE**: Contribution au Service Public de l'Electricité. Elle permet notamment de financer les politiques de soutien au développement de sources de production verte (renouvelable et cogénération).
- CTB: Coupure Très Brève, durée de coupure du réseau de distribution d'électricité inférieure à 1 seconde.
- DICT : Déclaration d'Intension de Commencement de Travaux. Déclaration à envoyer par les exécutants de travaux aux exploitants de réseaux existants aériens et enterrés se situant dans l'emprise des travaux à réaliser.
- DP: Distribution Publique.
- **DT**: Déclaration de Travaux. Cette déclaration est envoyée, dès l'élaboration d'un projet, par le maître d'ouvrage aux exploitants de réseaux existants concernés par l'emprise des travaux projetés.
- Enedis : Concessionnaire du service délégué de la distribution publique d'électricité ayant en charge le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau.
- FACE: Fonds d'Amortissement des Charges d'Electrification, principales recettes du SIEDA afin de financer les travaux sur le réseau de distribution dans les communes rurales.
- FNCCR : Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies. Instance représentatrice du SIEDA au niveau national.
- **GRDF**: Concessionnaire du service délégué de la distribution publique de gaz naturel ayant en charge le développement, l'exploitation et la maintenance du réseau.
- GW: Gigawatt, unité de mesure de puissance électrique active correspondant à 1 million de kilowatts.
- GWh: Gigawatt-heure, unité de mesure d'énergie correspondant à 1 million de kilowatts-heure.
- HIX/HEX: Hors Incidents/Evènements Exceptionnels.
- HP: Haute Pression, cette pression caractérise le réseau de transport de gaz naturel.
- HTA: Haute Tension du domaine A, tension électrique comprise entre 1 et 50 KV. Cette valeur est généralement de 20 kV concernant le réseau de distribution publique d'électricité.
- HTB: Haute Tension du domaine B, tension électrique comprise entre 50 et 400 KV. Ce niveau de tension concerne le réseau public de transport d'électricité géré par RTE.
- KV : Kilovolt, unité de mesure de la tension électrique correspondant à 1 000 volts.
- KVA : Kilovoltampère, unité de mesure de la puissance électrique apparente correspondant à 1 000 voltampères. Unité généralement utilisée pour déterminer la puissance souscrite de l'abonnement d'un usager.
- KW: Kilowatt, unité de mesure de la puissance électrique active correspondant à 1 000 watts.
- KWh: Kilowatt-heure, unité de mesure d'énergie correspondant à 1 000 watts-heure. Unité généralement utilisée pour déterminer la consommation d'énergie d'un usager.
- MPB: Moyenne Pression de type B. La pression de ce réseau de gaz naturel peut être comprise entre 0,4 bar et 4 bars. Le réseau MPB de la concession représente 95% du linéaire total en service.
- MPC : Moyenne Pression de type C. La pression de ce réseau de gaz naturel peut être comprise entre 4 et 25 bars.

- MVA : Mégavoltampère, unité de mesure de la puissance électrique apparente correspondant à 1 000 kilovoltampères.
- MW : Mégawatt, unité de mesure de la puissance électrique active correspondant à 1 000 kilowatts.
- MWh: Mégawatt-heure, unité de mesure d'énergie correspondant à 1 000 kilowatts-heure.
- OMT : Organe de Manœuvre Télécommandé, dispositif installé sur le réseau moyenne tension HTA afin de réalimenter à distance un maximum d'usagers coupés suite à la survenance d'un incident.
- PC : Protection Cathodique, dispositif permettant de protéger les canalisations acier de gaz naturel contre la corrosion.
- PCS: Pouvoir Calorifique Supérieur, quantité de chaleur (en KWh) dégagée par la combustion d'un mètre cube de gaz naturel.
- PDL : Point De Livraison, désigne le point physique entre un utilisateur et le gestionnaire du réseau de distribution pour le soutirage d'énergie.
- PDV : Prolongation de la Durée de Vie des ouvrages.
- PE : Polyéthylène, principale matière constitutive des canalisations du réseau de gaz naturel.
- PGR : Procédure Gaz Renforcée. Procédure d'intervention spécifique de sécurité de GRDF lors de la survenance d'un incident sur le réseau de gaz naturel.
- PPI : Programme Pluriannuel d'Investissements réalisé successivement tous les 4 ans par Enedis en application des dispositions du cahier des charges de concession.
- Raccordement : action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau de distribution publique.
- RSF : Recherche Systématique de Fuites. Activité de GRDF relative à la surveillance du réseau de gaz naturel à l'aide d'un véhicule spécialement équipé pour la détection des fuites.
- RTE: Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité.
- S3REnR : Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables.
- TCC: Toutes Causes Confondues.
- TEREGA : Gestionnaire du réseau de transport de gaz naturel.
- TICGN : Taxe Intérieure sur la Consommation de Gaz Naturel.
- T.H.T.: TétraHydroThiophène, substance chimique permettant d'odoriser le gaz naturel.
- TRV : Tarifs Réglementés de Vente de l'électricité et du gaz naturel.
- TURPE: Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité. Ce dernier est fixé par la CRE.
- V : Volt, correspond à l'unité de mesure de la tension électrique.
- VPE : Vérification Périodique d'Etalonnage des compteurs de gaz naturel.
- VSR : Véhicule de Surveillance du Réseau de gaz naturel utilisé dans le cadre de la recherche systématique de fuites.





NOTES

| | |
|------|--|
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |

NOTES

| | |
|------|--|
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |
| | |



