

Rapport d'activités | 2025

version longue
100% électronique



territoire
d'énergie
DRÔME



S O M M A I R E

■ ORGANES DÉLIBÉRANTS	p.4	■ ANTENNE TERRITORIALE	p.17
■ FORMATION DES ÉLUS	p.6	■ PATRIMOINE	p.18
■ BILAN SOCIAL	p.7	■ 12 MOIS D'ÉNERGIE	p.20
■ ORGANIGRAMME	p.10	■ EBORN	p.22
■ TROMBINOSCOPE	p.12	■ DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE	p.24
■ LES SERVICES	p.14	■ ÉCLAIRAGE PUBLIC	p.77
■ ÉNERGIE RHÔNE VALLÉE	p.15	■ PLAN CLIMAT	p.82
■ TECHNICIENS RÉSEAUX	p.16	■ TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	p.83

A PROPOS

Continuer à construire collectivement pour les années à venir

Ce rapport 2025 revêt un caractère un peu particulier puisqu'il s'inscrit dans la fin d'une mandature et à l'aube d'une nouvelle qui fait suite aux élections municipales de mars dernier.

Au-delà de l'année écoulée, objet de ce rapport version longue plus détaillée, notamment avec le contrôle des concessions, ce sont bien les 6 dernières années sur lesquelles territoire d'énergie Drôme va pouvoir s'appuyer pour l'avenir. 6 années marquées par plusieurs temps forts.

Durant la précédente mandature, nous avons renforcé notre rôle d'organisation et de contrôle de la distribution de l'électricité et du gaz, poursuivi les travaux d'électrification rurale, de renforcement et d'extension des réseaux, ainsi que les opérations d'effacement des réseaux pour préserver la qualité de vie et les paysages de nos communes.

Nous avons franchi une étape majeure avec la signature d'un nouveau contrat de concession avec Enedis voté à l'unanimité, traduisant une confiance collective dans le travail accompli et dans la vision d'avenir de nos réseaux.

Territoire d'énergie Drôme a poursuivi l'accompagnement des communes qui ont transféré leur éclairage public avec une vision moderne du sujet et ce sont aujourd'hui 180 communes qui nous font confiance.

Nous avons aussi fait évoluer notre manière de vous accompagner sur la performance énergétique de vos bâtiments publics avec des solutions plus économes et plus adaptées aux réalités climatiques.

Depuis 2 ans, avant même la crise en Iran, nous avons développé notre action sur les mobilités électriques et les bornes de recharge pour être à vos côtés dans vos prises de décisions et dans le financement de vos investissements. Ceci s'inscrit dans notre rôle d'acteur opérationnel de la transition énergétique à l'échelle départementale avec les intercommunalités.

Et puis, impossible de ne pas évoquer la crise énergétique en 2022, brutale, imprévisible, qui a frappé de plein fouet toutes les collectivités. Nous y avons fait face ensemble avec la volonté de défendre les intérêts de nos communes.

S'il fallait résumer l'action de territoire d'énergie Drôme, ce serait : protéger, accompagner, anticiper et s'adapter pour faire face aux défis énergétiques.

Avec une nouvelle équipe élue lors du comité syndical d'installation du 21 mai dernier représentant l'ensemble des territoires drômois, et fort des compétences de son personnel, territoire d'énergie Drôme est en ordre de marche pour continuer à construire collectivement pour les années à venir.

6 RÉUNIONS DU BUREAU

Le bureau syndical agit dans le cadre des délégations qui lui ont été confiées par le Comité Syndical.

Le Bureau syndical comprend 33 membres désignés par le Comité. Il approuve notamment les programmes annuels de travaux du Syndicat dans le respect des règlements et dans la limite des crédits inscrits au budget.

L'indispensable à vos projets énergie, toujours à jour !

Créé en 2024 ce guide pratique qui rassemble les principales compétences de votre syndicat d'énergie poursuit sa vocation de compagnon dans vos projets pouvant être soutenus techniquement et financièrement par territoire d'énergie Drôme avec les premières mises à jour éditées en 2025. Avec la nouvelle mandature qui s'ouvre le guide va encore évoluer. Plus qu'un document de communication, il est un document de travail, disponible également sur te26.fr, à conserver précieusement.



180 COMMUNES NOUS FONT CONFIANCE pour la gestion de leur **éclairage public** ce qui représente 30 989 points lumineux et 1 676 points de commandes.



4 RÉUNIONS DU COMITÉ SYNDICAL



Cette assemblée délibérative réunit tous les délégués désignés ou élus pour représenter les communes.

Ces réunions sont organisées à tour de rôle dans une commune des 4 circonscriptions de la Drôme. Le Comité est issu du renouvellement général des conseils municipaux. La représentation de l'ensemble des communes de la Drôme (362 en 2025) se fait principalement à travers 2 groupes électoraux :

- les représentants des communes de moins de 2 000 habitants : 12 territoires d'énergie. Ces communes sont regroupées au sein de collèges dont le périmètre du territoire concerné est celui de leur intercommunalité.
- les représentants des communes de 2 000 habitants et plus. Chaque commune désigne par délibération ses délégués au comité syndical en fonction de sa population.

148 BORNES 296 POINTS DE CHARGE

DANS LA DRÔME AVEC NOTRE RESEAU EBORN



UNE ÉQUIPE REPRÉSENTATIVE DE L'ENSEMBLE DES TERRITOIRES DE LA DRÔME



Nathalie NIESON
Maire de Bourg de Péage
Présidente



Pierre-Louis FILLET
Éclairage public et télécommunications



Valérie JOUBERT
Transition énergétique et qualité environnementale des bâtiments



Bernard PELLEGRIN
Administration générale



Jean Luc BODIN
Finances



Christelle RUYSSCHAERT
Ressources humaines et formations



Magalie VIEUX MELCHIOR
Médiation et relations usagers



Alain GALLU
Communication



Christel FALCONE
Développement des énergies renouvelables



Jean-Michel GUALLAR
Achat d'énergie



Christine PRIOTTO
Relations avec les intercommunalités



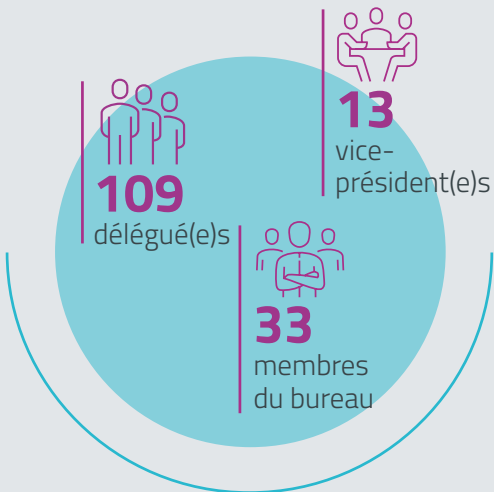
Robert ARNAUD
Mobilité décarbonnée



Cyril LAURENT
Distribution d'électricité et prospective



Jérôme CAIRE
Distribution de gaz et prospective



LES MEMBRES DU BUREAU HORS EXÉCUTIF

Magali ALLOUI (territoire Valence Romans Agglo), Jacques AUBERT (SUZE LA ROUSSE), David BAUDY (territoire Porte de DrômArdèche), Jean-Louis BEGOT (SAINT-VALLIER), Romain BELLET (CREST), Florent BERGERET (SAINT-DONAT SUR L'HERBASSE), Pascal BERRANGER (CHATUZANGE LE GOUBET), Jean-Marc BOUVIER (territoire Val de Drôme), Gaël BRESCIANI (MERCUROL-VEAUNES), Thierry CHEVRIN (territoire Arche Agglo), Thomas LUQUET (territoire Dieulefit Bourdeaux), Anthony MANENT (territoire Montélimar Agglo), Claude PIERAGOSTINI (territoire Val de Drôme), Damien POUGNARD (territoire Valence Romans Agglo), Patrick REYNAUD (CHATEAUNEUF SUR ISERE), Jean-Pierre RIPAUT (territoire Dieulefit Bourdeaux), Frédéric ROUX (Com Com Vaison Ventoux), Christian SABATIER (PIERRELATTE), Jean-Luc ZANON (territoire Montélimar Agglo)

Former les élus pour mieux agir face aux défis énergétiques

Mieux comprendre les transformations du secteur de l'énergie pour mieux agir sur son territoire, c'est l'ambition d'un partenariat engagé dès 2025 entre TE26 et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR).

L'objectif : proposer des actions d'information et de sensibilisation aux élus des territoires : les enjeux, l'actualité économique, réglementaire, en France et en Europe, la connaissance des acteurs et leurs stratégies. Les aider à acquérir une meilleure connaissance de leurs propres champs de compétence dans le domaine de l'énergie, leurs responsabilités, les champs du possible pour le développement de leurs territoires notamment.

TE26 s'est proposé à la FNCCR comme lieu ressources pour globaliser les attentes des élus, force de proposition pour les sessions à organiser en s'appuyant sur ses propres compétences, sa volonté forte de poursuivre ce qui a été engagé depuis de nombreuses années, notamment avec les territoires d'énergies limitrophes de la Drôme, Notre localisation géographique et notre accessibilité sont un plus. L'aboutissement de ce projet de partenariat permet aujourd'hui d'imaginer une mise en œuvre dans les prochains mois avec un calendrier de sessions qui est d'ores et déjà à l'étude.



Un effort maintenu en matière de recrutements et de stabilisation des agents

Le Schéma stratégique, voté par le Comité syndical le 6 février 2024, a précisé les ressources en personnels qui ont été renforcées cette année encore avec Un effort maintenu en matière de recrutements et de stabilisation des agents, sur les postes créés par l'augmentation de l'activité dans les domaines de l'Eclairage public, l'évolution des compétences en matière de Performance énergétique et la gestion des données, les ressources humaines, mission support. Deux agents techniciens du service Réseaux, mobilité, Urbanisme, ont pu bénéficier d'un nouveau contrat à durée indéterminée, au regard des possibilités proposées par les textes réglementaires en vigueur.

Un accompagnement des managers que sont les directeurs et les chefs de service s'est poursuivi sur cette année 2025, étendu à l'audition de l'ensemble des agents qui le souhaitait, avec l'intervention d'un coach externe, pour aller plus loin dans les missions d'encadrant et d'acteur dans la mise en œuvre du Schéma stratégique. Cette mission a permis une meilleure prise en considération de leurs expressions et partage des enjeux prospectifs de la collectivité.

Des « entretiens de carrière » se sont poursuivis, initiés par la Direction RH, avec les agents, en entretien individuel, afin de faire un point de situation dans leur carrière, leur projet statutaire et professionnel notamment, en complément des entretiens annuels professionnels faits systématiquement et individuellement entre les agents et leur supérieur hiérarchique.

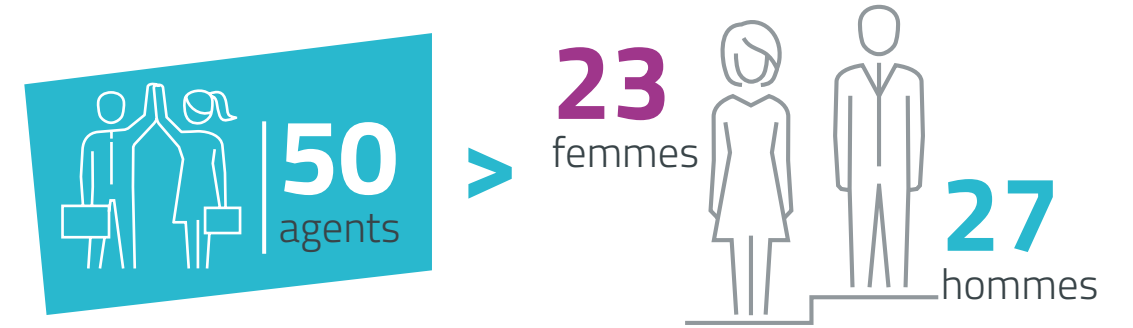
La formation des agents axée sur la professionnalisation tout au long de la carrière, accompagnement dans la préparation des examens et concours de la FPT, les habilitations nécessaires représentent un effort toujours très marqué. Des sessions exceptionnelles sont mises en place en « Intra » :

- Habilitations obligatoires : 19 agents des 3 services techniques ont reçu leur habilitation électrique propre à leur métier,
- Formation avec le CNFPT Drôme Ardèche, sur appel à projet, TE26 a candidaté sur « les enjeux de l'intelligence artificielle dans nos pratiques professionnelles » et sur « la sensibilisation à la cybersécurité ».
- Les « gestes de 1er secours » avec l'intervention de l'Union Départementale des Sapeurs-Pompiers de la Drôme : 34 agents ont suivi cette formation et ont tous obtenu leur diplôme PSC1.
- 5 agents supplémentaires ont suivi la formation de SST.

TE26 maintient sa politique sociale, attractive en faveur de ses agents : Le Comité syndical a augmenté le montant mensuel forfaitaire de sa participation sur le nouveau contrat proposé aux agents, concernant la Protection sociale « Santé » à compter du 1er janvier 2026, à hauteur de 60€, quel que le soit le contrat choisi par l'agent.

Les « tickets restaurant » ont laissé place à la nouvelle carte « SWILE » en tant que titre restaurant, utilisable dans tous les commerces habilités. Ces titres sont d'une valeur de 10€, pour laquelle Territoire d'Énergie Drôme participe à hauteur de 60%, soit 6€.

EFFECTIF AU 31 DECEMBRE 2025 Masse salariale 3 261 288.04 € (+ 8.4%)
50 personnes dont 3 agents contractuels CDI, et 3 agents titulaires en disponibilité. + 1 apprenti



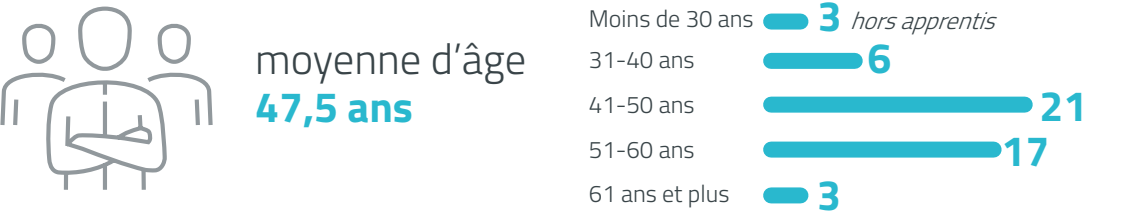
REPARTITION DES AGENTS PAR SEXE

Activité principale répartition par sexe	Hommes	Femmes	Total
Direction Générale	1	3	4
Direction Ressources - Projets stratégiques	4	3	7
Direction Services Techniques	20	10	30
Direction Finances Juridique et Concessions	1	7	8
Direction Communication et Antenne Nyons	1	0	1
Total	27	23	50

REPARTITION DES AGENTS PAR DIRECTION

Désignation	Année 2025
Direction Générale	4
Direction Ressources - Projets stratégiques	7
Direction Services Techniques	30
Direction Finances Juridique et Concessions	8
Direction Communication et Antenne Nyons	1
Total	50

REPARTITION DE L'EFFECTIF PAR TRANCHE D'AGE



REPARTITION DU TEMPS DE TRAVAIL

Temps partiel sur autorisation	Hommes	Femmes	Taux
Catégorie A	0	2	90%
Catégorie B	2	0	90%
Catégorie C	0	3	80%
	0	1	50%
Total	2	6	

Les 42 autres agents tous statuts confondus travaillent à 100 %.

ABSENCES

ARRÊTS	jours ouvrables	jours ouvrés
maladie ordinaire	189	130
TP thérapeutique	115	83
Congés maternité	9	6
Congés paternité	28	18

FORMATIONS

Nombre d'agents ayant suivi une formation	46 agents
Total de jours de formation	208.5 jours
Perfectionnement	25 agents 78 jours
Professionnalisation tout au long de la carrière	31 agents 70 jours
Formation / Habilitation	17 agents 24.5 jours
Préparations aux concours et tests de positionnement	3 agents 20 jours
Professionnalisation 1er emploi	1 agent 5 jours
Assistants de prévention et Prévention des risques (PSC1)	9 agents 11 jours

Budget annuel versé aux organismes de formation, hors CNFPT et hors dépenses logistiques (frais de déplacements, hôtels, repas, etc...) : 19 362.38 €

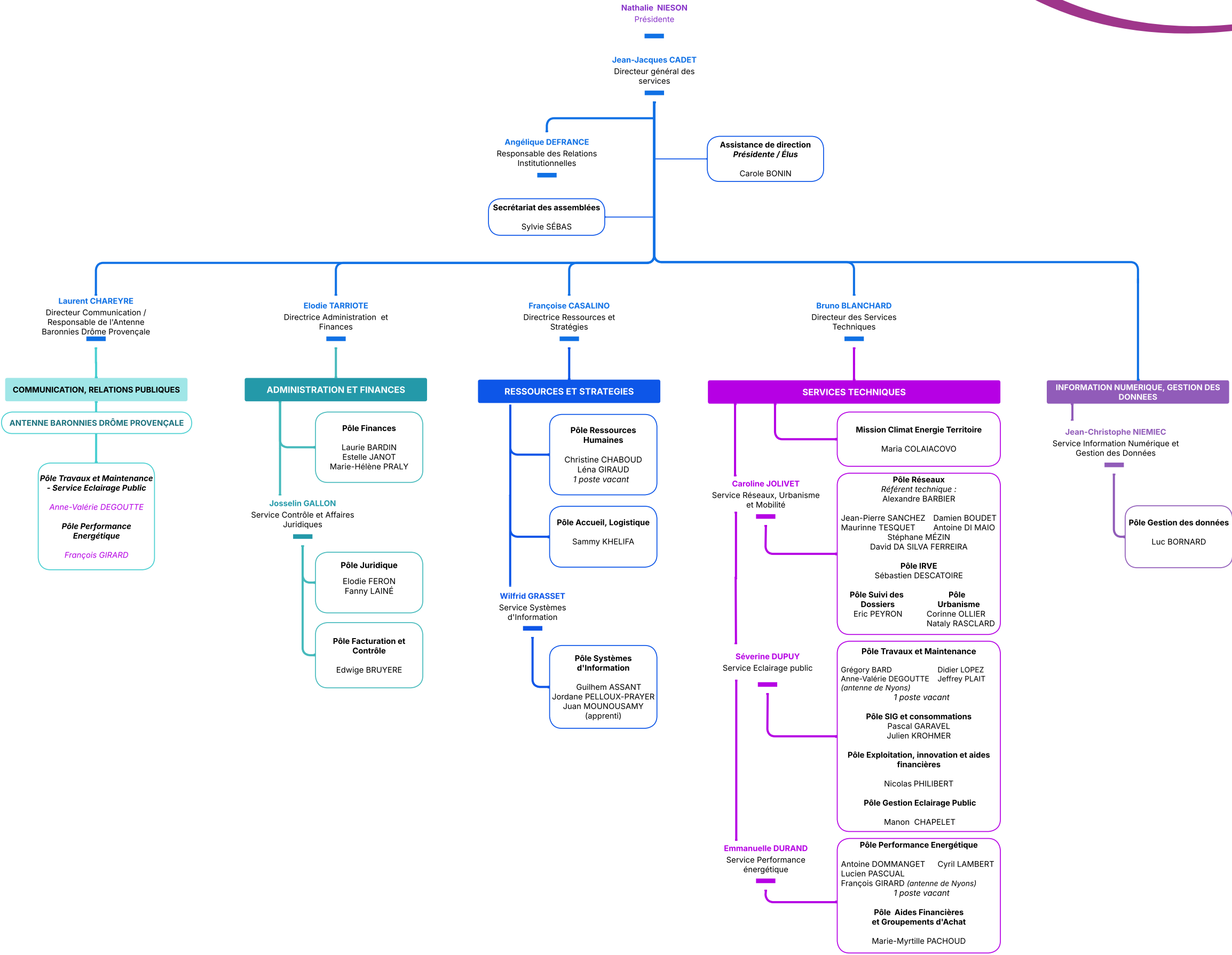
Soyez informés, retrouvez toute l'info du te26 sur le site internet et les réseaux sociaux sur lesquels vous pouvez quotidiennement découvrir une nouvelle actualité.

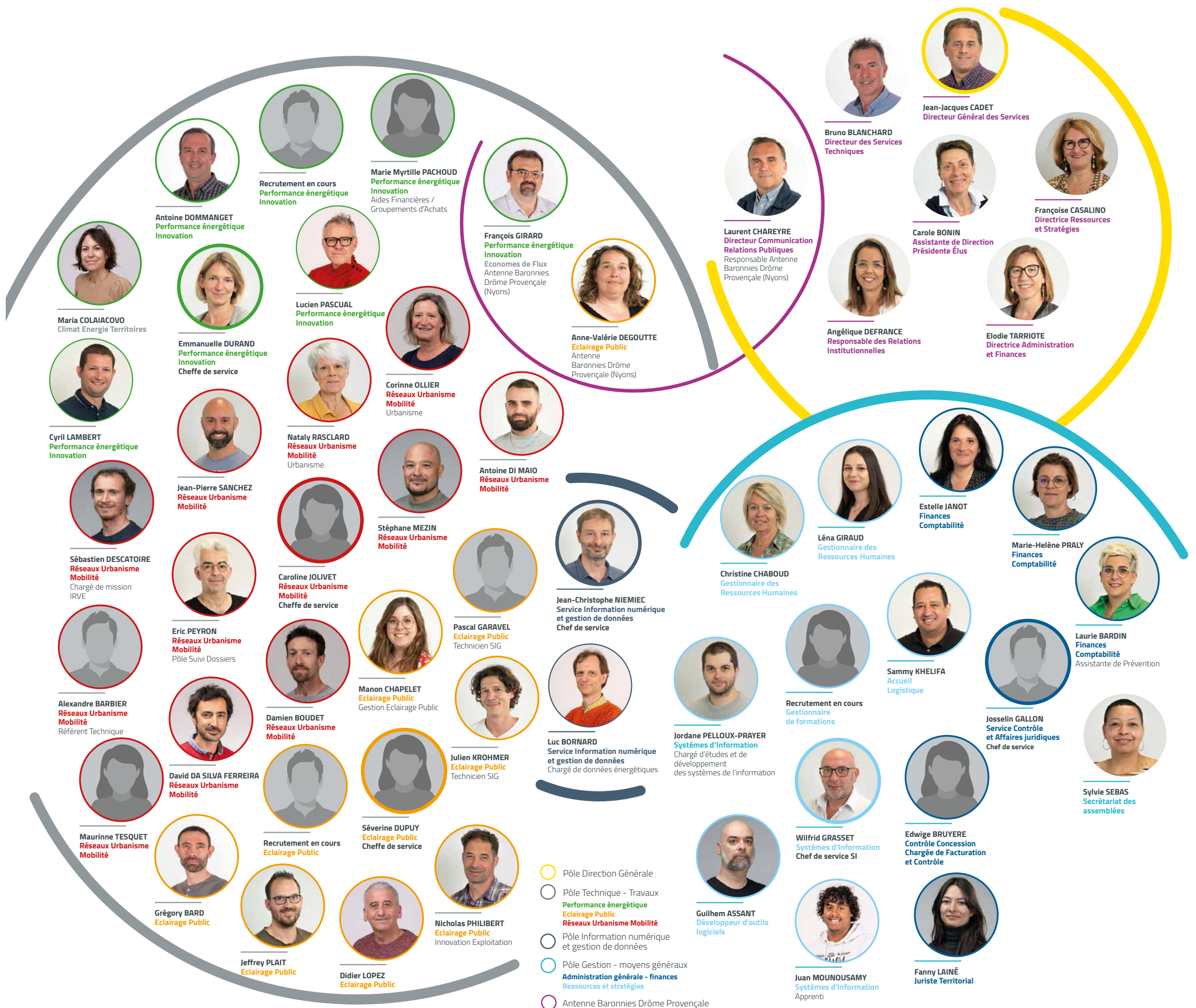
Des vidéos de présentation de nos métiers sont disponibles sur notre chaîne YouTube



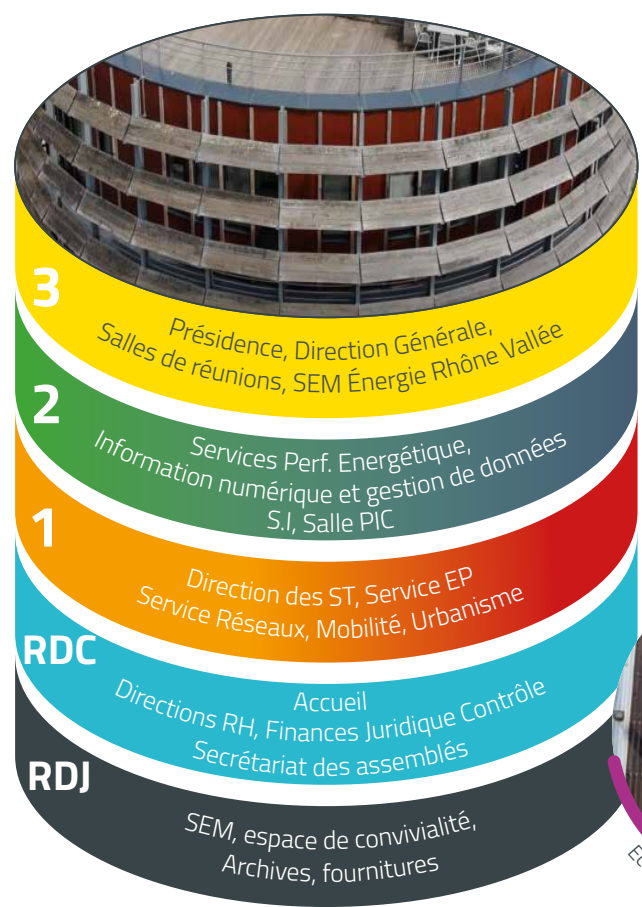
te26.fr







LE SIÈGE



L'ANTENNE



- Pôle Direction Générale
- Pôle Technique - Travaux
 - Performance énergétique
 - Eclairage Public
 - Réseaux Urbanisme Mobilité
- Pôle Information numérique et gestion de données
- Pôle Gestion - moyens généraux
 - Administration générale - finances
 - Ressources et stratégies
- Antenne Baronnies Drôme Provençale



Un rapport 2025 qui est aussi celui de la fin d'une mandature au service des collectivités locale, Energie Rhône Vallée poursuit son cap stratégique fondé sur trois piliers : Déployer des capacités de production photovoltaïque ambitieuses maîtrisées et Consolider un modèle économique pérenne Renforcer l'ancrage territorial et les partenariats avec les collectivités locales.

L'année 2025 marque une étape déterminante dans le développement de notre SEM car elle constitue l'année la plus dynamique de la mandature (2021-2026), tant en volume de projets qu'en puissance installée. En 5 ans La puissance installée a doublé, les projets se sont multipliés et la crédibilité d'Énergie Rhône Vallée s'est affirmée. Merci au président sortant Hervé Coulmont et son équipe pour ce travail

RETOUR EN IMAGES 2025

2 avril
Inauguration de la centrale au sol
ALBON

3 avril
Mise en service de la couverture de la mairie
BOFFRES

27 mai
Rencontre inter-SEM Auvergne Rhône-Alpes
SAINT-JEAN BONNEFONDS

23 juin
Mise en service centrale sur la salle des fêtes
SOYONS

4 juillet
Inauguration du projet photovoltaïque
MONTMEYRAN

9 octobre
Mise en service de la centrale sur l'école de
BOURG SAINT-ANDÉOL

25 novembre
Mise en service de la couverture du local des
LALEVADE D'ARDECHE

23 mai
Dépôt du permis de construire du parc photovoltaïque
FERRASSIÈRES

16 octobre
Salon des Maires
VALENCE

30 octobre
Salon des Maires
LE POUZIN

2025 EN CHIFFRES CLÉS

- 6 centrales mises en service
- 1,765 MWc installés en une seule année
- 6 communes concernées
- Une dynamique territoriale renforcée

Au 31 décembre 2025, le parc photovoltaïque d'Énergie Rhône Vallée atteint :
11,36 MWc en exploitation

2025 confirme la maturité opérationnelle atteinte par la société.

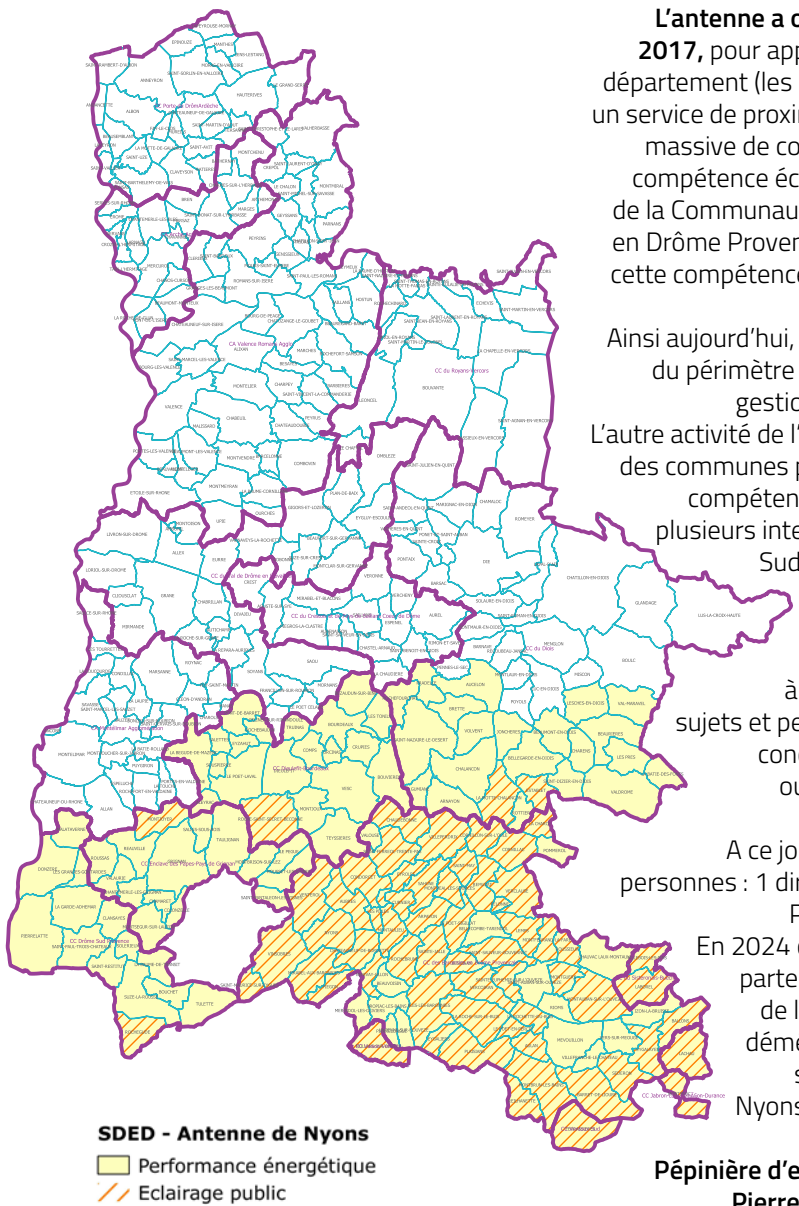
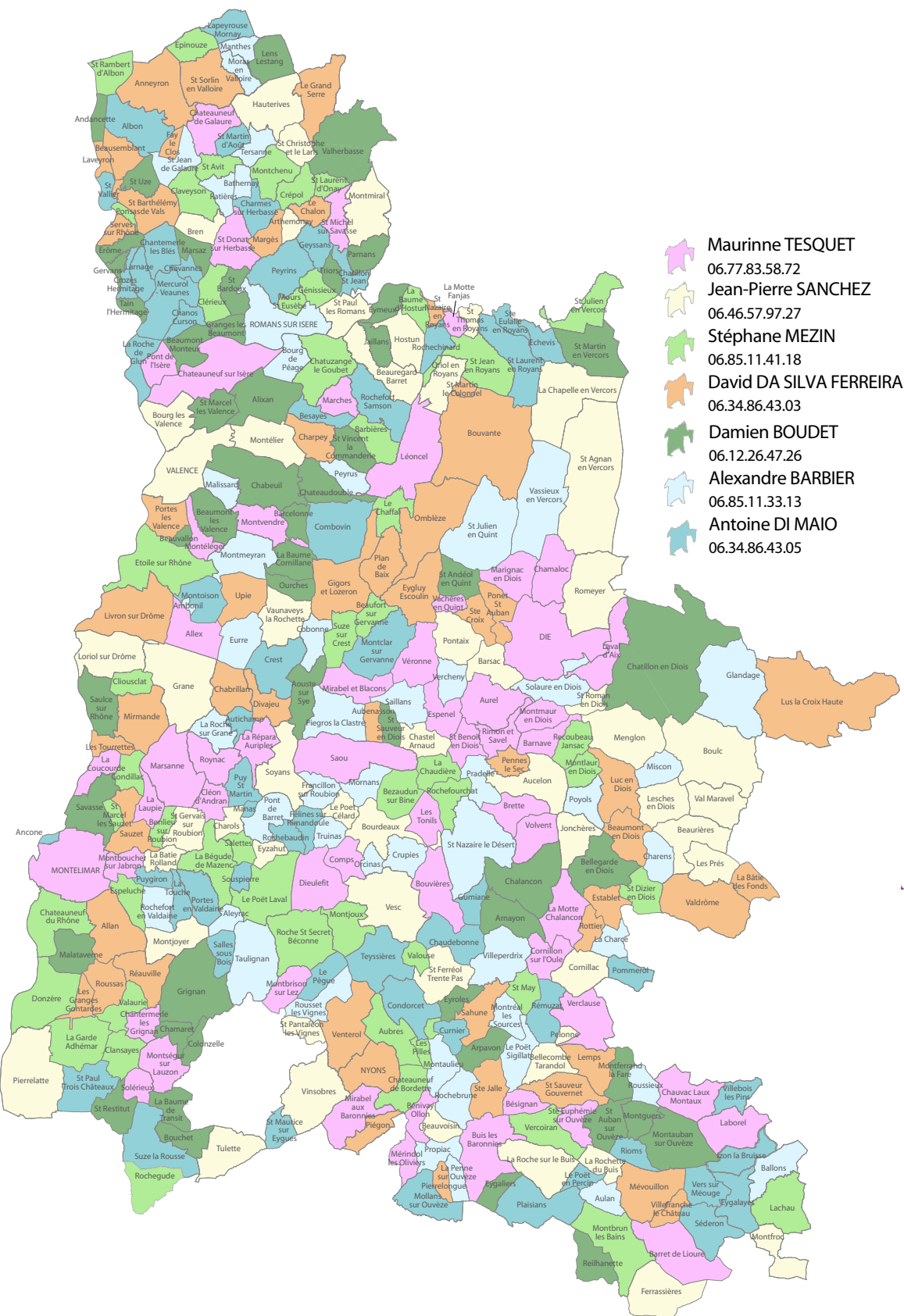
2025 UNE ANNÉE RECORD

2025 constitue le point culminant de la mandature avec la mise en service de 6 nouvelles centrales photovoltaïques.

Puissance ajoutée en 2025
≈ 1,765 MWc supplémentaires
(Montmeyran détenue à 45%)



contact@energiehonevallee.com
www.energiehonevallee.com
04 75 55 28 98



L'antenne a ouvert ses portes en septembre 2017, pour apporter aux communes du sud du département (les plus éloignées du siège d'Alixan) un service de proximité et pour répondre à l'arrivée massive de communes de ce territoire dans la compétence éclairage public, suite à la décision de la Communauté de Communes des Baronnies en Drôme Provençale (CCBDP) de ne pas prendre cette compétence et de proposer aux communes de la confier à te26.

Ainsi aujourd'hui, la quasi-totalité des communes du périmètre de la CCBDP nous ont confiés la gestion totale de leur éclairage public. L'autre activité de l'antenne est l'accompagnement des communes pour économiser l'énergie. Cette compétence est assurée par l'antenne sur plusieurs intercommunalités : CCBDP, Drôme Sud Provence, Dieulefit-Bourdeaux, Enclave des Papes Pays de Gignan . Bien sûr au-delà de ces compétences, l'Antenne est à l'écoute des Maires sur tous les sujets et peut relayer au siège des dossiers concernant les autres compétences ou régler sur place des problèmes particuliers.

A ce jour, l'Antenne est composée de 3 personnes : 1 directeur, 1 technicienne Eclairage Public et un conseiller en énergie

En 2024 c'est toujours dans le cadre d'un partenariat avec la CCBDP mais aussi de la Ville de Nyons que l'Antenne a déménagé dans de nouveaux locaux, sur la même zone des Laurons à Nyons à quelques pas des bureaux de la Communauté de Communes :

Pépinière d'entreprise « La Ruche » 20 allée Pierre-Louis Guillyn ZA Les Laurons

Activité de l'Antenne en 2025 :

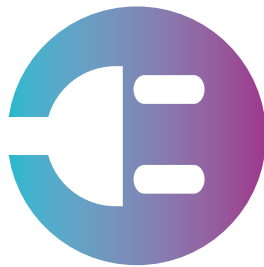
65 communes du territoire pour la maintenance et les travaux d'investissement de l'éclairage public.

55 communes accompagnées sur les dispositifs d'économies d'énergie pour **105 dossiers**.

6832 points lumineux.

ELECTRICITÉ

- Chiffre d'affaires : 154 M€
- Patrimoine : 1 307 M€ (Valeur brute d'actifs)
- 328 372 utilisateurs
- 19 375 producteurs
- 8 940 postes de transformation
- 17 586 km de lignes électriques
- 2 989 GWh consommés



GAZ NATUREL (tous contrats)

- Chiffre d'affaires : 26,8 M€
- Patrimoine : 205 M€ (Valeur brute d'actifs)
- 79 556 consommateurs
- 5 producteurs de biométhane
- 1 824 km de canalisations
- 1 750 GWh consommés



601 DOSSIERS DE TRAVAUX



POUR UN TOTAL DE 27 091 893 € TTC D'INVESTISSEMENTS POUR L'AMENAGEMENT DU TERRITOIRE ET LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



257 EN ÉLECTRIFICATION RURALE : on peut noter une baisse du nombre de raccordements individuels et collectifs par rapport aux années précédentes en lien avec la conjoncture actuelle.

- 116 raccordements - 4 896 654 € TTC
- 94 renforcements - 10 485 335 € TTC
- 21 dessertes intérieures - 898 681 € TTC
- 26 branchements collectifs - 608 868 € TTC

➤ 16 889 537 € TTC

72 EN EFFACEMENT

- 8 programmes Enedis (Article 8) - 1 438 826 € TTC
- 28 programmes Face C + SDED - 3 790 591 € TTC
- 36 Telecom - 1 507 710 € TTC

➤ 6 788 163 € TTC

180 EN ÉCLAIRAGE PUBLIC

➤ 2 366 504 € TTC

91 EN RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE : en 2025, 15 communes et 1 intercommunalité ont adhéré aux services d'accompagnement énergétique portant le total à 257 adhérents cumulés confirmant la progression de l'activité.

➤ 1 047 689 € TTC



01 JANVIER

La concession électrique sous haute surveillance :
Fort du nouveau contrat de concession signé en 2022 pour une durée de 30 ans pour le service public de la distribution d'électricité qui prévoyait de renforcer la qualité du réseau par des plans pluriannuels d'investissements, avait lieu le 17 janvier une réunion à l'issue des 2 premières années.
Ce "comité de suivi" est stratégique non seulement pour faire le point sur la situation mais aussi pour actualiser les enjeux futurs en terme de qualité de distribution de l'énergie sur la Drôme dans l'optique du prochain PPI (2026-2029). Le contrôle et le suivi de la concession est en effet une compétence historique et essentielle pour le compte des 362 communes de la Drôme.



02 FEVRIER

Un partenariat réussi entre notre SEM Energie Rhône Vallée et la commune d'Albon :
Lundi 24 février avait lieu la mise en service des ombrières des parkings et de la couverture photovoltaïque de la toiture de la salle des fêtes et du gymnase.
Ce projet, porté par Energie Rhône Vallée pour la mairie, est un modèle des partenariats que notre SEM noue avec les collectivités drômoises.
Puissance installée : 486 kWc
Production annuelle : 590 000 kWh



03 MARS

Visite de la Présidente du Directoire d'Enedis Marianne Laigneau pour marquer la clôture du programme reconstruction neige 2019. Les aléas climatiques représentent pour nos collectivités un enjeu crucial qui va s'intensifier dans les années à venir. Améliorer la résilience des réseaux électriques est un engagement de tous les jours avec notre concessionnaire Enedis et les entreprises chargées des travaux de réparation comme d'investissement.
Cet épisode de neige 2019 remet en perspective toute l'importance de la solidarité et l'égalité des usagers et tous les territoires doivent bénéficier de la même qualité et fiabilité de la distribution de l'électricité



04 AVRIL

Un partenariat renouvelé entre TE26 et Energie Sans Frontières.
Parce que l'énergie c'est la vie !
La signature officielle pour 2025 a eu lieu symboliquement en mairie de Châteauneuf-de-Galaure, en présence du Maire, M. Raphaël BRUN, et d'un des bénévoles de l'association habitant la commune. Depuis de nombreuses années, Territoire d'énergie Drôme-SDED soutient la coopération décentralisée par le développement de l'électrification dans les pays défavorisés.



05 MAI

"Coordonner les actions, partager l'information et mutualiser les compétences pour concevoir et mettre en œuvre des projets en matière de planification énergétique", tel est le cœur des partenariats entre Territoire d'énergie Drôme et l'ensemble des Communautés de communes de la Drôme. Le 27 mai avait lieu la 1ère signature d'une longue série à Saint Jean en Royans avec Pierre-Louis Fillet, Président de la Communauté de communes Royans Vercors, pour acter le renouvellement de cette convention de partenariat, marquant une nouvelle étape importante pour la transition énergétique du territoire.



06 JUIN

Vertige interdit pour ces travaux de réfection des projecteurs du stade de la commune de Rochegude le 10 juin dans le cadre de notre compétence éclairage public. Avec à la clef un confort accru pour les footballeurs et pour la commune des économies d'énergie de 30%.



07 JUILLET

Sur les 600 chantiers en moyenne réalisés chaque année en électrification, éclairage public et performance énergétique. Il y en a qui se distinguent par leur ampleur, leur innovation, leur montant... C'est le cas du remplacement de la totalité de l'éclairage public de la commune de Saint Rambert d'Albon :

- Montant des travaux : 1,5 M€ HT
- 1 287 points lumineux remplacés
- Durée du projet : 15 mois
- 74% d'économie d'énergie prévue



08 AOÛT

Si on dit communément que l'été, période propice aux vacances bien méritées, est bienvenu pour **recharger ses batteries**, il en est de même aujourd'hui pour vos véhicules électriques avec notre réseau eborn et ses 2 900 points de charge répartis dans 11 départements du sud-est de la France dont 296 rien que dans la Drôme. Des usagers qui peuvent compter sur une recharge fiable et accessible 24h/24 et 7j/7



09 SEPTEMBRE

Pour une meilleure transparence sur la gestion des services publics locaux :
La CCSPL (Commission Consultative des Services Publics Locaux) a été créée en vue d'émettre à titre consultatif des avis sur le fonctionnement et l'amélioration des services publics locaux ce qui lui confère un véritable rôle d'interface entre les élus et les usagers représentés par les associations. Dans les syndicats d'énergies comme nous c'est l'instance dans laquelle sont notamment présentés les CR d'activités de nos concessionnaires mais aussi les PPI (plan pluriannuel d'investissement).



10 OCTOBRE

Ce n'est rien de le dire, **territoire d'énergie Drôme est un fidèle du Congrès des Maires de la Drôme.** Et ce fut encore une belle édition en 2025 avec beaucoup de participants et d'échanges sur notre stand. C'est en effet pour nous l'occasion notamment de prendre note des demandes de nos communes concernant leurs projets ou dossiers et chantiers en cours. L'année dernière nous distribuions le 1er guide des accompagnements aux communes, un vrai outil de travail notamment pour les secrétariats de Mairie et en 2025 ce sont les 1ères mises à jour de ce guide qui étaient remises aux élus afin d'apporter le plus d'informations à nos communes. Enfin, comme les années précédentes notre SEM Energie Rhône Vallée était à nos côtés.



11 NOVEMBRE

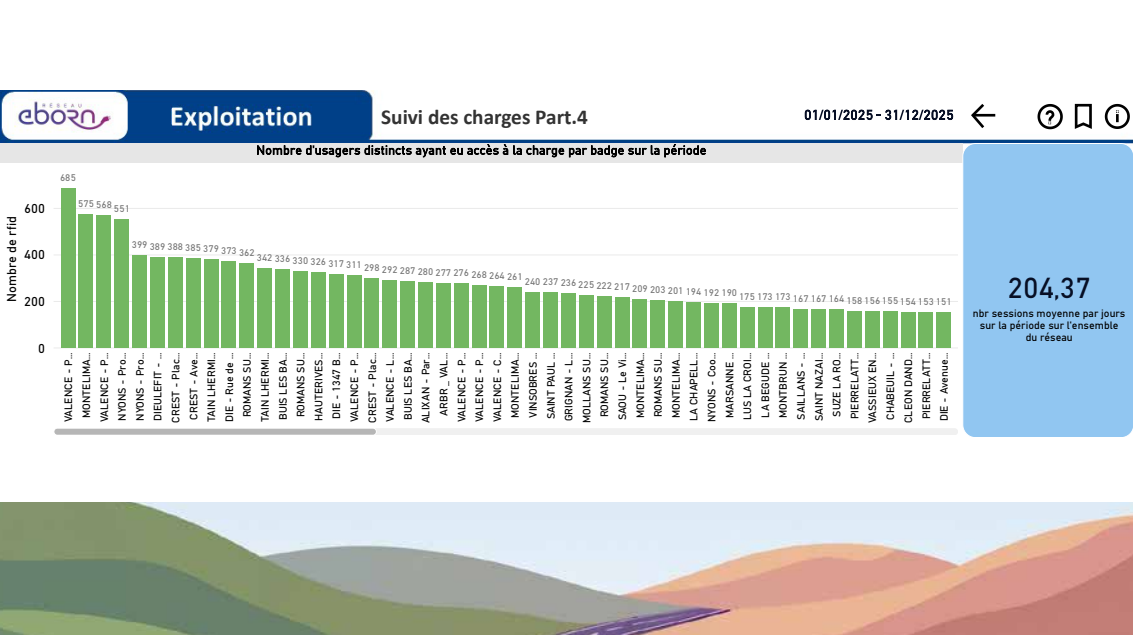
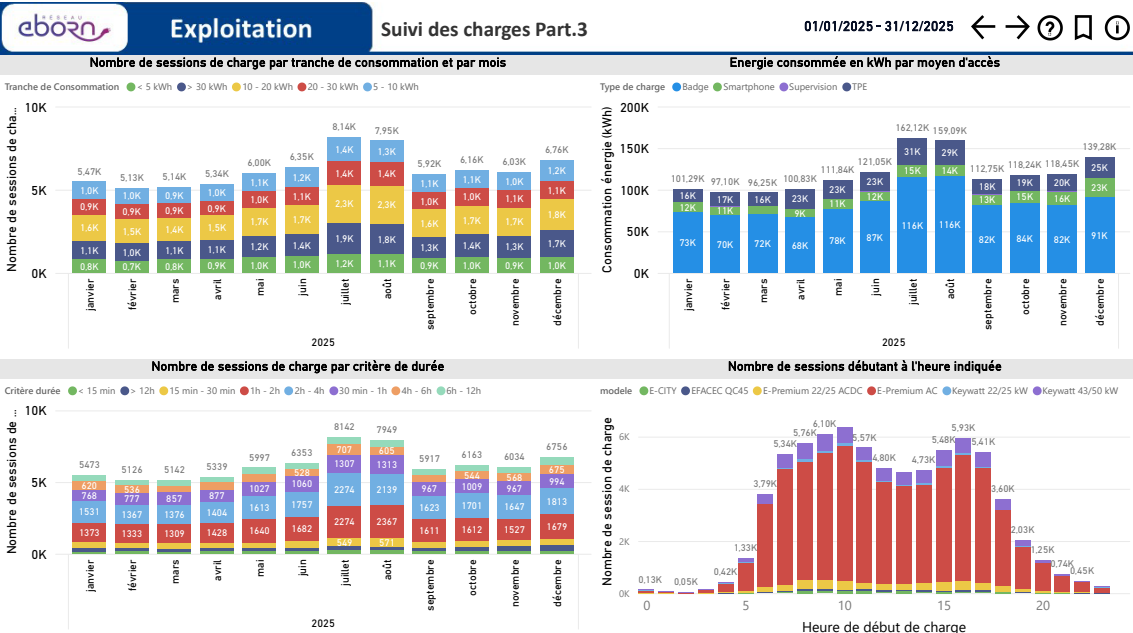
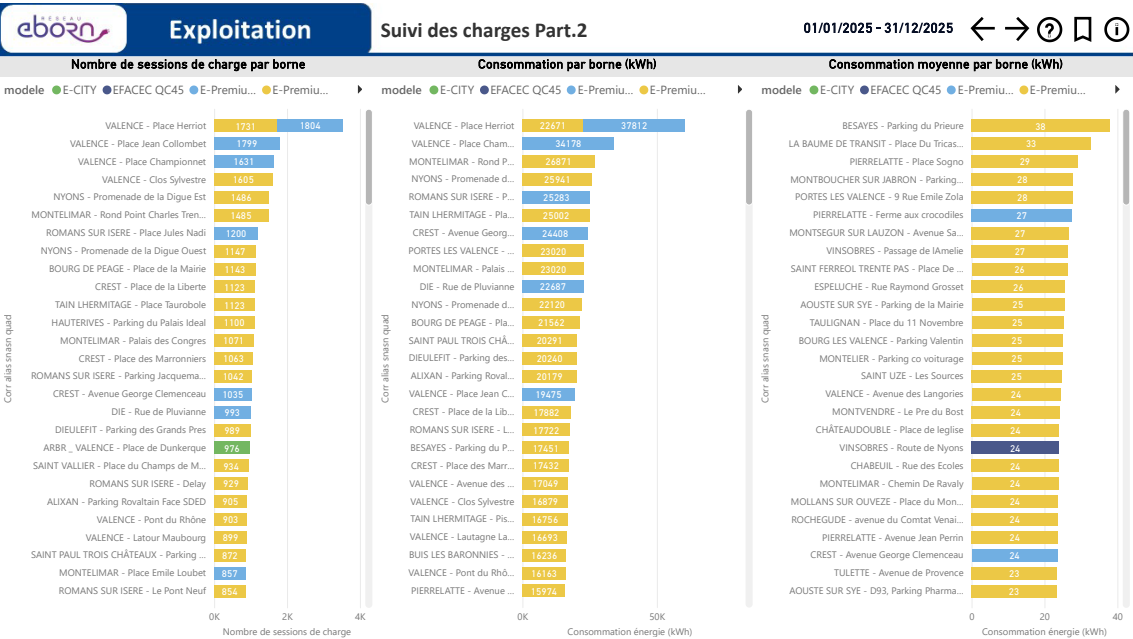
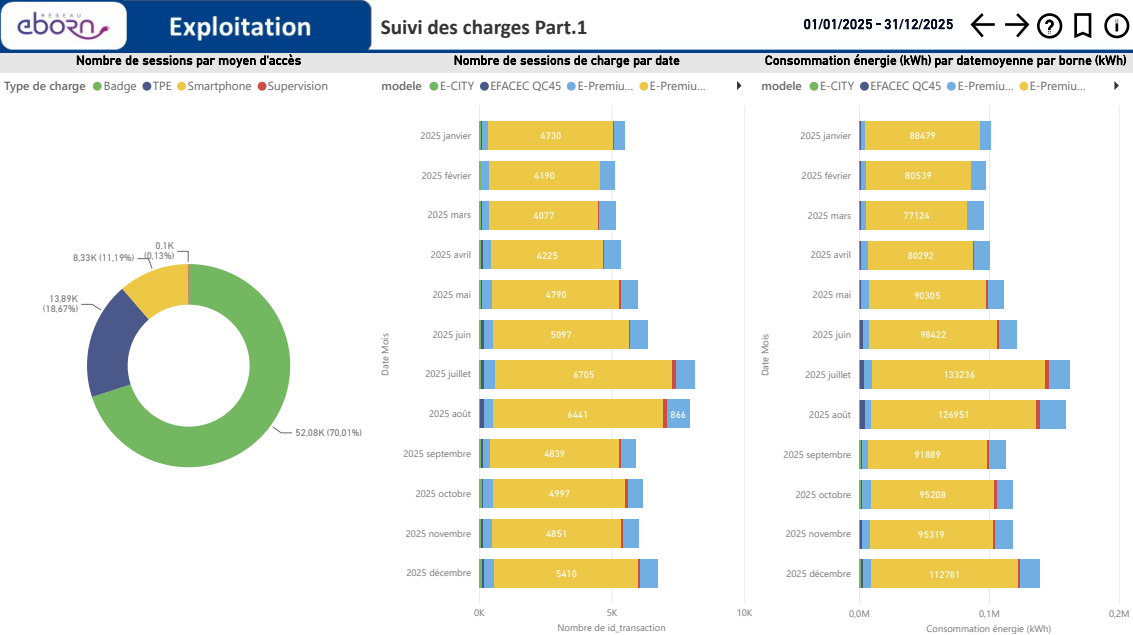
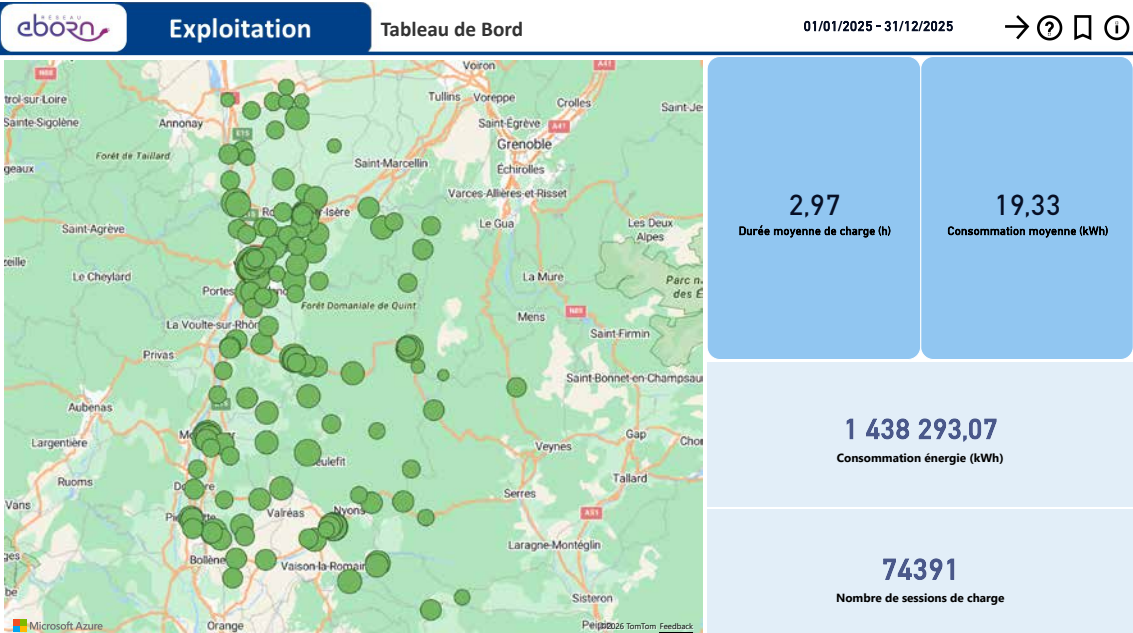
Conférence dite de la "loi NOMé" à la DDT en fin d'année pour un bilan et perspectives des concessions électricité et gaz. Cette réunion annuelle a en effet pour objectif de présenter le travail conjoint mené par l'Autorité Organisatrice de la Distribution d'Électricité (AODE) et ses concessionnaires Enedis et GRDF sur les réseaux (bilan des investissements, état d'avancement des travaux, programmation et faits marquants de l'année) en présence du représentant de l'Etat.



12 DECEMBRE

Ouverture du **dernier comité syndical de l'année** le 16 décembre à Saint-Marcel-lès-Valence. Point important à l'ODJ le ROB Rapport d'Orientations Budgétaires pour 2026. Pour rappel 4 comités sont organisés par an dans une commune d'une des 4 circonscriptions à tour de rôle.





Rechargez-vous sur le réseau eborn

A - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

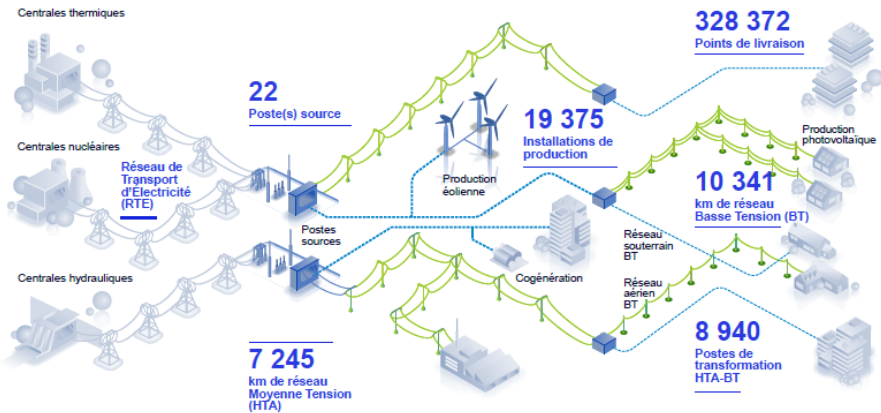
En électricité, le service public est scindé en deux composantes : la partie « distribution » est concédée à ENEDIS et la « fourniture » aux tarifs réglementés de vente (TRV) est déléguée à EDF Branche Commerce.

En tant qu'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE), Territoire d'énergie Drôme se doit d'assurer le suivi et le contrôle de la bonne exécution de son contrat de concession. Aussi, le syndicat réalise, avec l'appui d'experts extérieurs, un contrôle périodique annuel des concessionnaires dans les domaines technique, clientèle et financier qui permet notamment de vérifier les informations contenues dans le Compte Rendu Annuel du Concessionnaire (CRAC).

Une synthèse de cet audit est présentée ci-dessous pour les données de l'année 2024 contrôlées en 2025.

Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité en 2024

Le réseau public de distribution d'électricité



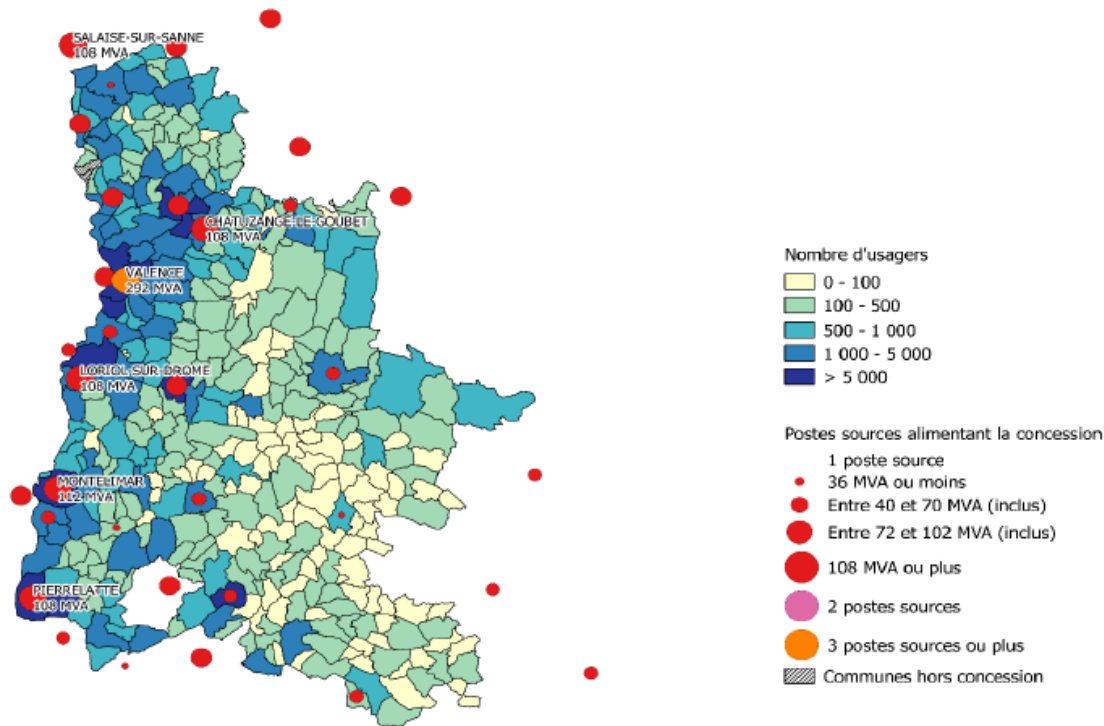
Source : ENEDIS – CRAC 2024



Les techniciens TE26 interviennent sur l'ensemble du département pour gérer les dossiers travaux d'électrification

1. Les chiffres clés des usagers de la concession

Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession



La concession continue de suivre un rythme d'évolution à la hausse de son nombre d'usagers raccordés en soutirage (+0,9% en 2024 contre +1,0% en 2023) pour atteindre environ 328 000 usagers.

En revanche, la consommation électrique totale est à nouveau en forte baisse en 2024 de -1,9% (et -6,4% l'année précédente), et ce malgré un hiver 2024 moins rigoureux que le précédent. Ainsi cette baisse est surtout due à des effets de sobriété, les coûts de l'électricité continuant à progresser pour les consommateurs.

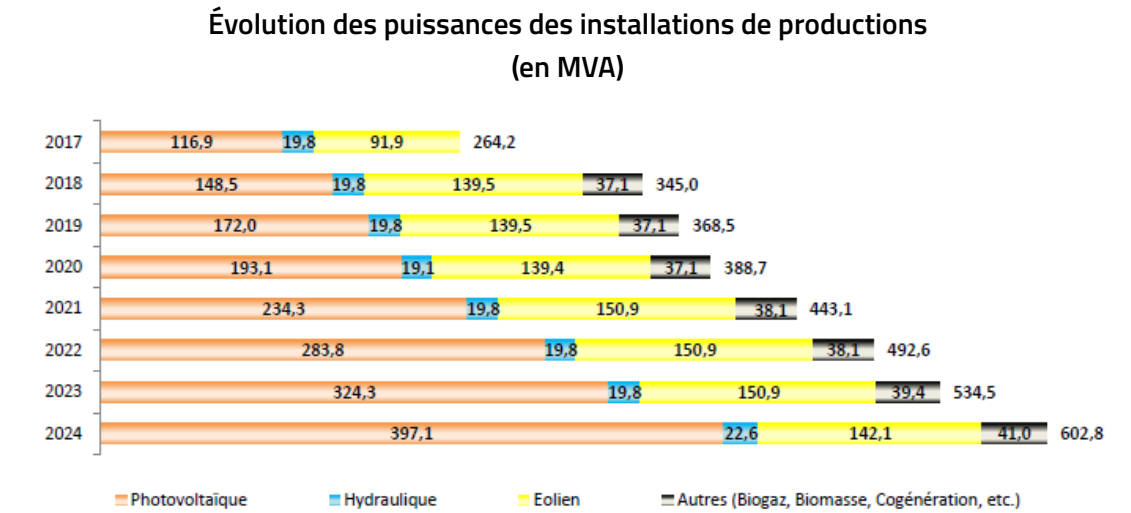
Les usagers C5 représentent 53% de cette consommation totale en 2024, et les 992 usagers HTA, 34%.

La consommation moyenne d'électricité d'un usager BT<36 kVA de la concession est de 4,9 MWh/an en 2024, en baisse de -15% en 3 ans. À titre informatif, la moyenne nationale calculée par le cabinet de consultants AEC (93 AODE) était de 4,8 MWh/an (avec un minimum de 3,3 et un maximum de 6,4 MWh/an/us.) en 2023. Les écarts sont très variables par département en fonction des taux de pénétrations et d'usages des autres énergies pour le chauffage (gaz, fioul, bois, réseau de chaleur, etc.)

Entre 2023 et 2024, la baisse des volumes consommés conjuguée aux augmentations des grilles tarifaires induit une hausse des recettes totales d'acheminement de +4 M€ HT, soit +2,9% (contre +2 M€ l'année antérieure).

Les producteurs (y compris les autoconsommateurs) représentent 19 375 installations, en forte augmentation en nombre (+32%) et en puissance (+13%). Les producteurs photovoltaïques représentent 99,7% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 603 MVA à fin 2024 selon la répartition suivante : 66% pour les installations photovoltaïques, 24% pour les installations éoliennes, 4% pour les installations hydrauliques et 7% pour les « autres ».

Il existe également des confusions de vocabulaire entre « producteurs en revente en totalité » ou « revente en surplus », ou « autoconsommateur » ou « autoproducteur ». Des clarifications seront nécessaires dans le CRAC et les données de contrôle à venir.



2. La qualité de service d'ENEDIS, en tant que gestionnaire du réseau de distribution

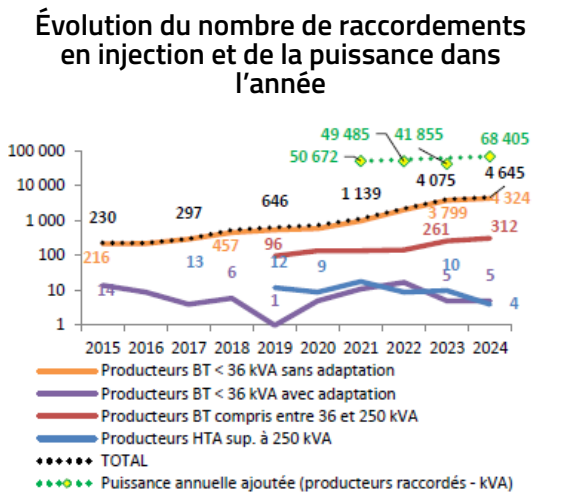
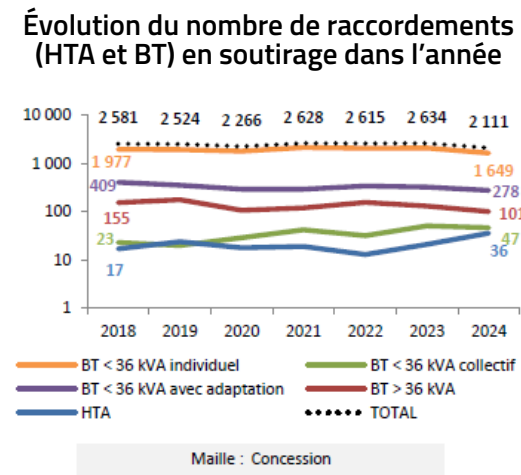
2.1 Les raccordements

Depuis le 3 août 2024, le barème de raccordement dans sa version 7.2 est entré en vigueur et s'appliquait en partie durant l'exercice 2024. Il a remplacé la précédente version du barème (version 7.1), qui était en vigueur depuis le 20 juillet 2023.

Le volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) est en baisse en 2024 avec 2 111 raccordements réalisés, soit 523 de moins que l'année précédente.

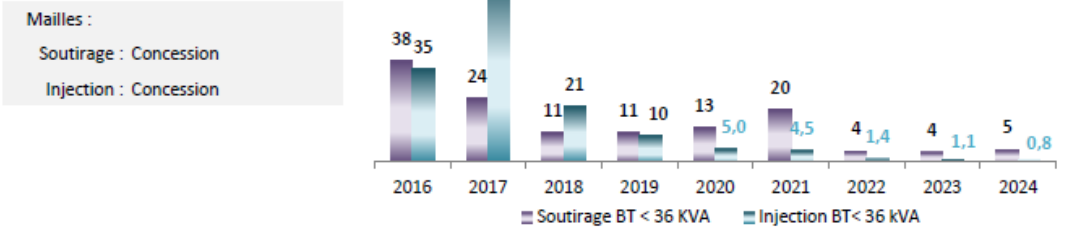
A contrario, la tendance est à la forte hausse pour les raccordements en injection en 2024 avec 4 645 nouvelles installations de productions raccordées au réseau (tous segments confondus), soit +570 installations raccordées par rapport à l'exercice précédent (+14%). Cette augmentation s'inscrit dans une dynamique de forte croissance sur les 5 derniers exercices, le nombre d'installations de production raccordées en 2019 s'élevant à 646. La croissance du nombre total de raccordements en injection réalisés chaque année se reflète particulièrement sur le segment BT<36 kVA (537 raccordements en 2019 contre 4 324 en 2024) et sur le segment BT>36 kVA (96 raccordements en 2019 contre 312 en 2024).

La puissance cumulée des producteurs raccordés dans l'année a fortement augmenté entre 2023 et 2024, passant de +42 MW à +68 MW, traduisant notamment la dynamique positive de raccordements BT > 36 kVA, et le maintien à un niveau conséquent le nombre de raccordements HTA (environ une dizaine chaque année).



Le délai moyen de production de devis de raccordement en soutirage augmente légèrement à 5 jour en 2024 (pour des consommateurs BT≤ 36 kVA sans adaptation) contre 4 en 2023. Le délai moyen de production d'un devis de raccordement en injection est quant à lui stable à 1 jour en moyenne en 2024 (pour les raccordements des producteurs BT≤ 36 kVA sans adaptation).

Évolution du délai moyen de production d'un devis de raccordement sans adaptation (en jours)



La liste détaillée des raccordements terminés dans l'année reste toujours inaccessible et ne permet pas à l'AODE d'auditer plus en détails cette activité.

Sollicité à ce sujet en question complémentaire à l'audit sur site, Enedis n'a pas souhaité transmettre ces données, expliquant simplement que « le suivi de ces indicateurs est réalisé au niveau national dans le cadre de la régulation incitative liée au TURPE et relevant de la compétence de la CRE. »

2.2 Les réclamations

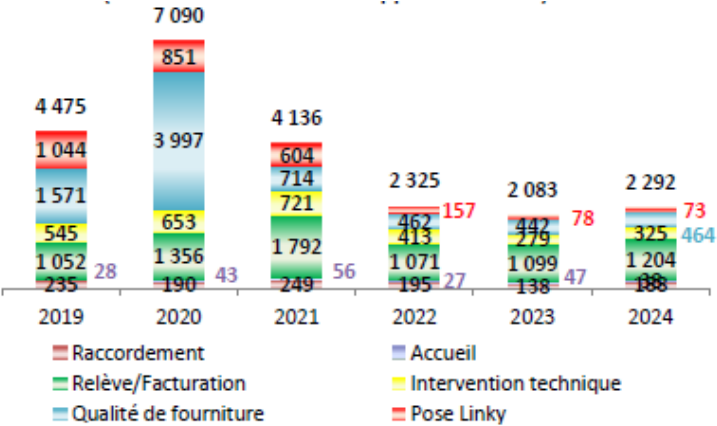


En 2024, le nombre de réclamations des clients faites au distributeur repart à la hausse après trois années de baisse successives. Ce volume a atteint 2 292 réclamations, soit une progression de 10% par rapport à 2023. La concession présente désormais un ratio de réclamations par usager de 70 réclamations pour 10 000 usagers, supérieur au ratio moyen observé par AEC (56 réclamations pour 10 000 usagers, statistiques 2023).

En particulier, les réclamations relatives à la relève et la facturation sont en hausse de +10% (1 204 réclamations), tout comme celles concernant la qualité de fourniture avec +5% (464 réclamations) et celles sur les raccordements avec 36% (188 réclamations).

A l'inverse, les réclamations relatives à la pose des compteurs Linky ont diminué, avec -6% (73 réclamations).

Évolution de la répartition des réclamations (écrites et orales) par item (1er niveau et instance d'appel confondus)

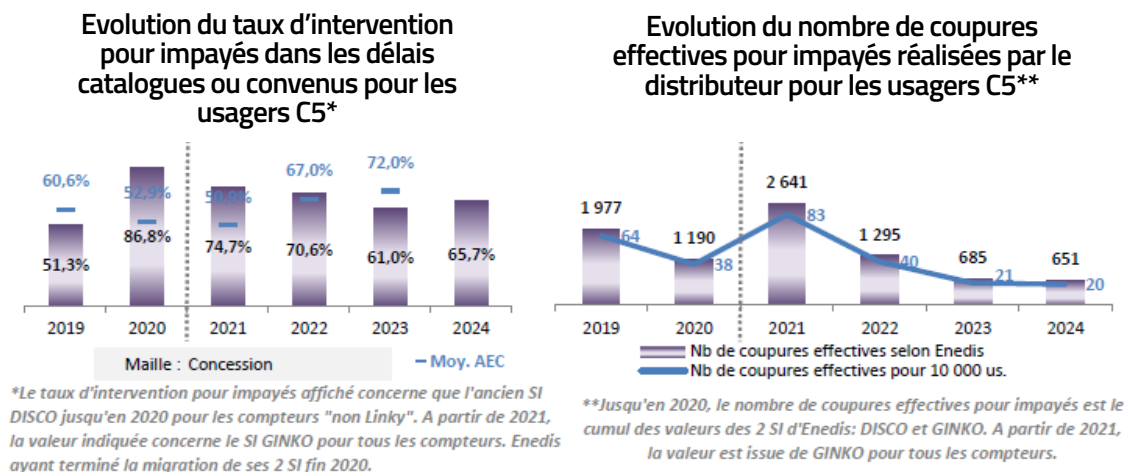


En 2024 le taux de réponse aux réclamations dans un délai de 15 jours s'élève à 98,9%. Cet indicateur fait partie des indicateurs suivi par la CRE et donnant lieu à une incitation financière dans le cadre du TURPE 6. L'objectif est fixé à 95% à la maille nationale. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

2.3 Les coupures pour impayés

Depuis 2022, le fournisseur aux TRV, EDF, ne procède plus à des demandes de coupures pour impayés, mais à des réductions de puissance à la place. Ainsi, les quantités de coupures faites par Enedis en 2022, sont uniquement pour le compte des fournisseurs alternatifs.

Selon les données d'Enedis, le nombre de **coupures effectives pour impayés** réalisées en tant que GRD, et pour le compte de tous les fournisseurs, a diminué de -5% en 2024, après une baisse de -47% en 2023.



Gestion des impayés

La publication de la loi « Brottes » a modifié les processus de gestion des impayés durant l'année 2013 : désormais plus aucun client ne peut être coupé durant la trêve hivernale du 1er novembre au 31 mars.

Durant cette période, en cas d'impayés, les clients non-protégés (les clients protégés étant ceux bénéficiaires d'une aide FSL ou du Chèque Energie) voient leur puissance réduite à 2 000 ou 3 000 W selon leur puissance souscrite ; et, pour les clients protégés, le processus est à l'arrêt jusqu'à la sortie de la trêve. Hors trêve hivernale, tous les usagers peuvent être coupés pour impayés, mais pour les clients protégés, les délais intermédiaires sont plus longs.

3. Les caractéristiques du patrimoine technique

3.1 Le réseau moyenne tension HTA et l'amont

3.1.1 Les réseaux HTA souterrains, dont les CPI

À fin 2024, **36 postes sources (PS) alimentent la concession** (avec une puissance totale de 2 368 MVA) dont 21 sont situés sur la concession, contre 35 postes sources alimentant la concession à fin 2023 (dont 21 situés sur le territoire). En effet, en 2024, le poste source SALAISE, situé sur la commune de Salaise-sur-Sanne (sur le département voisin de l'Isère), apparaît désormais dans la liste des postes sources alimentant la concession. Ce poste source, bien qu'extérieur au département de la Drôme, alimente désormais des usagers du TE 26 via le départ CHAM-AIR, à la suite d'une modification du schéma d'exploitation opérée par Enedis en 2024. Cette évolution ne correspond donc pas à la création d'un nouveau poste source.

Ces postes sources alimentent les usagers de la concession via le **réseau HTA** d'une longueur totale de 7 245 km, qui a augmenté de +29 km en 2024 (soit +0,4%), une évolution inférieure à la moyenne des 5 exercices précédents de +56 km/an.

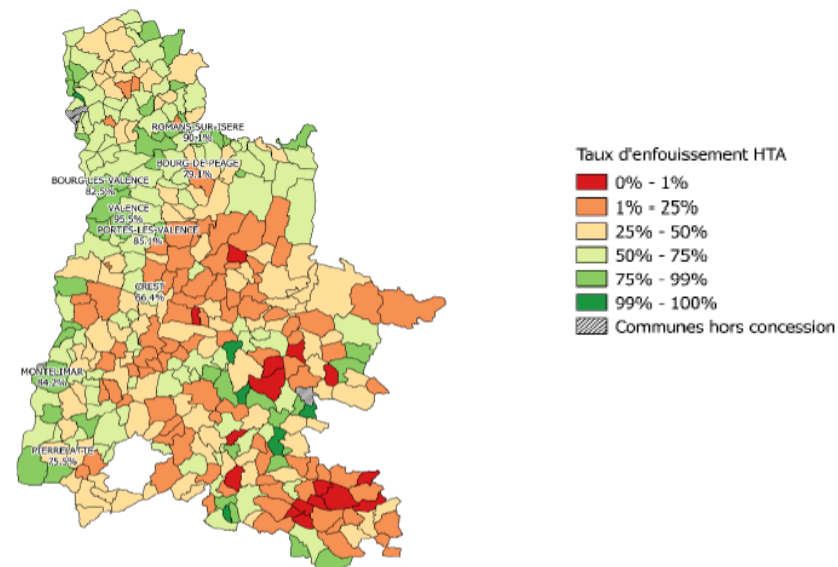
Cette hausse en 2024 est la résultante d'une part de +99 km de mises en service de réseaux HTA souterrains (vs +126 km/an sur la période 2019-2023), et d'autre part, de la résorption de -71 km de réseaux HTA aériens (vs -53 km/an sur la période 2019-2023).



Le taux d'enfouissement HTA s'établit à 56,3% à fin 2024. Ce taux dépasse de 3,7 points le taux national moyen de 52,6% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2024). Considérant la densité d'usagers moyenne sur le territoire du TE 26 (environ 45 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne au-dessus de la tendance nationale observée. Ce taux est en augmentation de +1,2 point par rapport à l'exercice 2023, un rythme en baisse pour ce territoire, puisque sur la période 2018-2023, le rythme était en moyenne de +1,5 point/an de taux d'enfouissement HTA. Notamment, 16 communes ont un taux d'enfouissement HTA compris entre 90% et 100% notamment Ancône, Tain-L'Hermitage, Valence et Romans-sur-Isère.

A l'inverse, 54 communes ont moins de 10% de leurs réseaux HTA enfouis.

Taux d'enfouissement des réseaux HTA par commune (par rapport au linéaire total HTA)



Parmi les réseaux souterrains, la concession compte 171,4 km de **Câbles à isolation Papier Imprégné (CPI)**, réparti entre 168,0 km en zone RU et 3,5 km en zone ER.

Le taux associé s'élève à 2,4% et est relativement limité, puisqu'il se situe dans la fourchette basse des valeurs constatées par AEC sur la base des concessions auditées (moyenne à 2,9% en 2023, selon une quarantaine d'AODE).

Sur la concession, à fin 2024 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, au total 55 communes au total sont concernées par la présence de CPI, toutefois, 2 communes rassemblent plus de la moitié : notamment, 30% des CPI sont situés à Valence (52 km) et 20% à Romans-sur-Isère (35 km).

Un point d'amélioration en attente demeure : le linéaire total des CPI n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC. S'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.

Représentant 2,4% des réseaux HTA de la concession, ou 4,2% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent de manière relativement importante au critère B incidents HTA du TE 26**. En effet, depuis 5 ans, ils contribuent en moyenne à 8% de ce critère B, derrière les réseaux HTA aériens (54%) ou les autres réseaux souterrains (15%). Cet impact s'explique par le fait que ces ouvrages sont principalement installés dans les centres bourgs avec des « schémas en coupure d'artère », qui permettent néanmoins de réalimenter rapidement les postes HTA/BT par un autre tronçon. En revanche, en cas de « double défauts », c'est-à-dire s'il y a 2 incidents sur le même départ, les postes situés entre les 2 défauts ne sont pas ré-alimentables rapidement, et dans ces cas, les NiTi se cumulent considérablement.

En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents HTA en 2024: sur les 65 incidents souterrains HTA HIX du territoire, 10 ont eu lieu sur des **câbles CPI soit 15% du nombre incidents souterrains**. Cela représente une incidentologie de 6 incidents pour 100 km de réseaux, soit 4 fois plus que les câbles souterrains synthétiques avec 1,4 inc./100 km. **Ce potentiel risque de doubles défauts d'une part, et ce taux d'incidents élevé d'autre part, font des câbles CPI vieillissants une cible importante dans les programmes de renouvellement, même si les gains sur le critère B incidents ne seront pas toujours manifestes sur la concession du TE 26.**

Depuis 2022, la liste des incidents HTA répertoriés par Enedis comprend désormais une nouvelle cause « **Cause fortes chaleurs (canicule ou chaleur estivale)** ». Pour rappel, les réseaux HTA CPI, et particulièrement les boîtes de jonctions, sont sensibles aux fortes chaleurs et aux variations brutales de température. Au total, la concession a été concernée par 9 incidents avec cette cause en 2022 et 16 incidents en 2024. Aussi, selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2017 (environ -2,8 km/an, soit un total de -16,6 km en 6 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2053. En outre, le **PPI 2022-2025** prévoit une résorption de -1 km de CPI en 4 ans (avec un objectif jusqu'à 20 km pour le premier PPI). Au niveau national, Enedis vise à diminuer de 5/6 (soit 83%) la longueur des réseaux souterrains HTA ancienne technologie à l'horizon 2035 (CPI). Cependant, la trajectoire de diminution n'est pas forcément linéaire à l'échelle de chaque concession : elle répond d'une part aux trajectoires d'investissement nationales sur la période 2020-2035, en lien avec la trajectoire TURPE (Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité), d'autre part à des priorisations techniques en fonction des concessions les plus impactées. Enedis priorise les tronçons HTA souterrains à renouveler grâce à des méthodes statistiques (**Big Data**). En pratique les réseaux HTA CPI sont les plus incidentogènes, mais les réseaux HTA à isolation synthétique de première génération présentent également une incidentologie élevée. Sollicité en question complémentaire au contrôle sur site à propos des critères techniques permettant d'identifier les câbles HTA à isolation synthétique de première génération dans l'inventaire techniques des tronçons HTA, le distributeur explique :

« Les câbles HTA à isolant synthétique de première génération sont identifiés en fonction du type d'isolant utilisé (répondant à la norme HN 33-S-20/21 ou 22) :

- câble à isolant polychlorure de vinyle (PVC), posé de 1958 à 1973, identifié SE ;
- câble à isolant polyéthylène (PE), posé de 1958 à 1981, identifié SE ;
- câble à isolant Butyle, posé de 1960 à 1965, identifié SE ;
- câble à isolant polyéthylène réticulé (PR, anciennement dénommé PRC) ou caoutchouc d'éthylène propylène (EPR), posé de 1965 à 1985, identifié SR.

A noter que :

- la section n'a pas d'incidence sur l'identification des câbles synthétiques première génération
- la date de pose reste indicative. »

En appliquant ces critères, AEC évalue le stock de réseaux HTA à isolation synthétique de première génération à 19,5 km sur la concession du TE 26, soit 0,3% du linéaire HTA et 0,5% du linéaire HTA souterrain. A noter qu'il existe une incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude peut avoir pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain.

3.1.2 Les réseaux HTA aériens

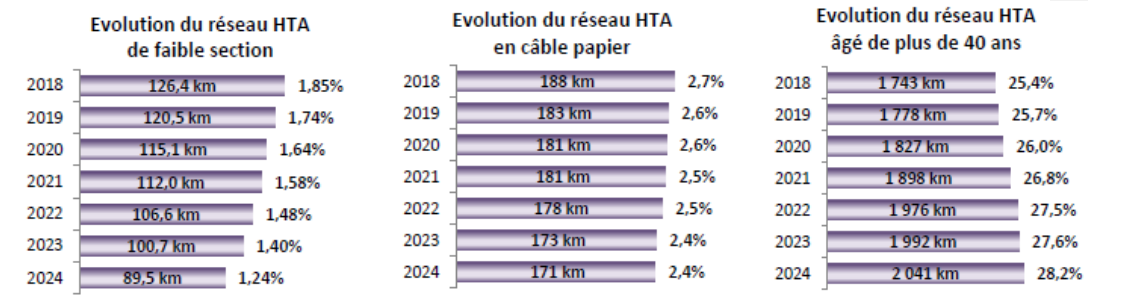
Le réseau HTA de la concession est constitué à 43,7% de réseaux aériens. Comme cela est précisé dans la partie « continuité » de cette synthèse, **les réseaux aériens nus HTA** restent la source majeure de discontinuité de distribution électrique de la concession du TE 26, notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.).

À fin 2024, la concession compte 3 167 km de **réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés)**, contre 3 452 km en 2019, soit une résorption de -285 km en 5 ans ou -57 km/an en moyenne. En 2024, le réseau HTA aérien a diminué de -71 km.

Cinq postes sources alimentent des zones de plus de 200 km de réseaux HTA aériens nus chacune. Il s'agit de CREST avec 396 km, DIE avec 239 km, DIEULEFIT avec 222 km, MOTTE avec 209 km et NYONS avec 201 km. Ces 5 zones rassemblent 39% des réseaux HTA nus de la concession.

Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, plus de 90 km (soit une part de 1,2% du total) sont de faible section (FS). Il s'agit de réseaux dont les conducteurs en cuivre ont des sections ≤ 14 mm² et ceux en aluminium des sections ≤ 22 mm². Le taux de faible section du TE 26 se situe au-dessus de la moyenne de 0,5% constatée par AEC (sur la base du panel AEC, exercice 2023). Entre 2019 et 2024, le linéaire FS HT a diminué de -30,9 km, soit environ -6,2 km/an.

Le linéaire total des HTA FS n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC. S'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.



Les réseaux HTA aériens sont particulièrement sensibles aux aléas climatiques. Afin de désensibiliser les réseaux au risque climatique et d'améliorer la continuité d'alimentation, Enedis tient un inventaire de réseaux « à risque climatique avéré ». Ces linéaires, catégorisés selon le risque identifié (risque bois, risque neige, risque vent, réseaux HTA faible section), sont progressivement remplacés dans le cadre du programme « Plan Aléas Climatiques » (PAC).

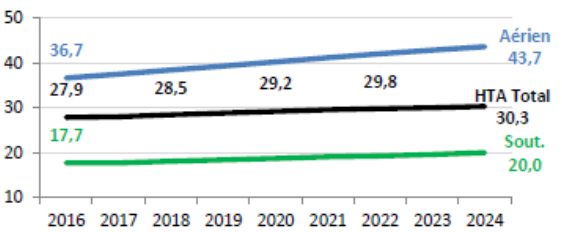
Au total, 738 km de réseaux HTA aériens (soit 23% du linéaire HTA aérien) sont catégorisés comme à risque climatique avéré à fin 2024 sur la concession du TE 26. Le principal risque climatique est le risque bois, avec 635 km concernés à fin 2024. Le PPI 2022-2025 prévoit la sécurisation de 11 km de réseaux HTA aériens en zone PAC, en les traitant majoritairement par enfouissement. A noter également que l'objectif du premier PPI est de 67 km de désensibilisation de réseaux HTA aériens exposés aux aléas climatiques. Enedis a indiqué par ailleurs que le programme PAC sera prochainement remplacé par un nouveau programme « ResClimat », destiné à enfouir les réseaux HTA aériens en zone boisée. Les linéaires concernés par d'autres risques (neige, vent, Faible section) seront traités via d'autres programmes. Par ailleurs, l'âge moyen des réseaux HTA du TE 26 est en deçà de la moyenne calculée par AEC sur son panel établi au niveau national. En effet, l'âge moyen des réseaux HTA du TE 26 est de 30,3 ans, contre une moyenne AEC de 31,5 ans (statistiques AEC 2023).



Plus en détail, avec 20,0 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains, le TE 26 est en deçà de la moyenne relevée par AEC de 21,1 ans (statistiques AEC 2023).

Le réseau HTA aérien est en moyenne âgé de 43,7 ans.

Agés moyens par technologie de réseau HTA



Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire était d'opérer au renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde dénommées Prolongation de la Durée de Vie (PDV). Entre 2020 et 2023, la politique PDV a évolué vers une politique de rénovation programmée (RP) visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée

de 25 ans (au lieu de 15 ans pour la PDV) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composants supplémentaires avec des niveaux d'usure moindre. Entre 2011 et 2022, 125 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV, et en complément 42 km ont été fiabilisés (sans travaux immobilisés comptablement). En cumulant les linéaires traités et fiabilisés (167 km), la part de réseaux HTA concernés par de la PDV était ainsi de 5% à fin 2022, par rapport au linéaire aérien HTA total. Depuis 2023 et le passage au traitement technique et comptable selon la méthodologie RP, l'inventaire des tronçons concernés ne permet plus de faire la distinction entre linéaires traités et fiabilisés. Au total, ce sont 25 km qui ont été concernés par ce programmes sur les deux derniers exercices (9 km en 2023 et 17 km en 2024), portant à 6% le taux de réseaux HTA aériens fiabilisés via les programmes RP et PDV.

Ces opérations, qui ont débuté nationalement en 2012, ont pour objet le renouvellement des accessoires les plus défaillants (attaches, isolateurs, armements, ponts, bretelles, éclateurs, parafoudres, supports, etc.) identifiés à la suite un diagnostic précis réalisé sur le terrain.

Par définition, ces travaux doivent coûter plus de 5 €/m (pour ne pas être qualifiés en maintenance), et moins de 70% du coût du renouvellement complet du tronçon HTA considéré.

La politique PDV a évolué vers une politique de Rénovation Programmée (RP) visant à remettre à niveau les lignes aériennes pérennes pour une durée de 25 ans (au lieu de 15 ans) grâce à un diagnostic approfondi et le remplacement de composant supplémentaire avec des niveaux d'usure moindre.

Le concessionnaire a présenté un retour d'expérience national [2012-2019] indiquant la baisse des taux d'incidents en fonction de la proportion de PDV faite par départ.

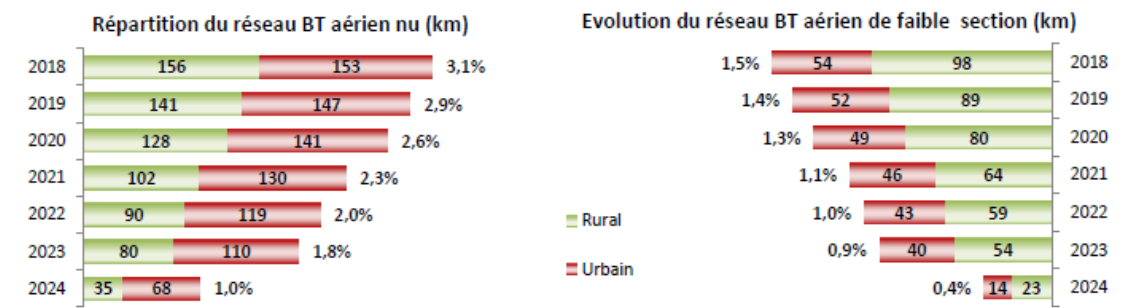
Enedis a présenté un objectif d'accélération de la fiabilisation des km de réseaux HTA aériens de plus de 25 ans pour passer de 4 000 km/an de PDV à 7 500 km/an de RP en 2025 sur le territoire national. Le programme RP engagera 2,1 Md€ de 2019 à 2035 avec un rythme cible de 150 M€ par an pour permettre une remise à niveau de l'ensemble des lignes aériennes selon des cycles de 25 ans.

3.2 Le réseau basse tension (BT) et l'aval

? Concernant le réseau BT, le taux d'enfouissement (40,7%, en hausse de +0,8 point par rapport à 2023) est en deçà de la moyenne des valeurs observées de 49% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2024). Néanmoins, en considérant la densité d'usagers (32 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe

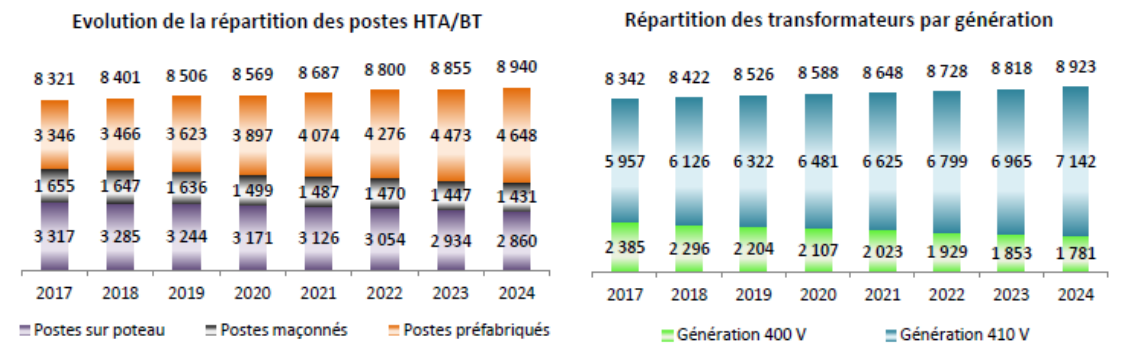
✓ En outre, ce réseau est constitué à 1,0% de **lignes aériennes nues**, dont le taux d'incidents est 11 à 19 fois supérieurs aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession en 2024. Néanmoins, leur présence sur le territoire de la concession est faible eu égard à leur proportion, qui est dans la fourchette basse des taux observés au niveau national (moyenne de 4,9%, statistiques Opendata Enedis 2024). Au cours des dernières années, Enedis a mené à bien une **démarche nationale de fiabilisation** de ses bases de données (technique et comptable) concernant les réseaux BT fils nus, parallèlement à la démarche de résorption de cette technologie sur le terrain. En effet, par suite de retours du terrain, il est apparu que des linéaires de réseau BT fils nus figurant dans les bases n'avait pas de réalité physique. De fait, en amont d'éventuels travaux de résorption, un inventaire terrain visant à caler les bases (technique/SIG dans un premier temps, puis comptable dans un 2ème temps) à la réalité du terrain devrait aboutir pour la base technique et pour la base comptable, en 2023 ou 2024, selon les DR et selon les AODE. Pour la concession du TE 26, selon les indications du « rapport de fiabilité », ce processus de fiabilisation des inventaires est totalement terminé en 2024. Pour rappel, sur la base d'une longueur de fils nus de 211 km à fin 2022, 71 km n'étaient pas des BT fils nus, soit un taux de 34%. Dans le détail, 31 km de fils nus ont été transformés en torsadés et 40 km ont été déposés. La concession a donc été fortement impactée par cette correction. À fin 2024, il restait 103 km de **réseau BT aérien nu**. Hors évolution 2024, année marquée par la correction de l'inventaire technique des réseaux BT fils nus, le rythme de résorption moyen de cette technologie de câble s'établit à environ -24 km/an. Dans le détail, le rythme est de -15 km/an en zone ER et de -9 km/an en zone RU. En maintenant ces rythmes constants, le réseau BT fil nu sera entièrement résorbé en 3 ans en zone ER et 8 ans en zone RU.

✓ Parmi ces lignes, le réseau **BT de faible section (BT FS)** présente une fragilité accrue, d'où une attention particulière dans le cadre d'opérations de sécurisation. La concession compte 37 km de réseau BT de faible section à fin 2024, ce qui représente 0,4% du réseau BT, taux également faible en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 1,2% (statistiques d'AEC, exercice 2023). À noter que 19,2% (1 985 km) des lignes BT de la concession présentent une **datation arbitraire et fictive à 1946**, ce qui altère le suivi de leur âge moyen depuis la base technique. Ce taux n'a baissé que de -0,8 point entre 2023 et 2024.



✓ Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT** à croître de +85 unités en 2024 (+30 pour des communes en zone RU et +55 en ER).

Les technologies **préfabriquées** sont généralement privilégiées dans les mises en services. Elles représentent, du reste, la principale catégorie de ces biens avec une proportion à hauteur de 52% pour le TE 26.



? **Les cabines hautes** sont en cours de suppression. À fin 2024, il reste 245 ouvrages de ce type, soit environ 2,7% des postes HTA/BT. Cette valeur a diminué de -8 unités lors de la dernière année.

? À ce jour, aucun **inventaire des équipements des postes HTA/BT (dont les cellules HTA, les tableaux BT, position de la prise du transformateur, etc.)** n'est communiqué par le concessionnaire. Toutefois le concessionnaire mène actuellement un programme « Datacollecte » qui permet la collecte de données lors des déploiements des concentrateurs dans les postes HTA/BT et les intégrer au SIG. Les exploitants et des prestataires complèteront progressivement l'inventaire en délibéré. Les données collectées sont : Cellules HTA (fabricant et modèle), Tableau BT (fabricant et type), ILD (fabricant, modèle et type), Transformateur et position du commutateur.

L'AODE souhaite savoir à quelle échéance ces nouvelles données plus fines de connaissance du patrimoine seront consolidées et transmises.

Parallèlement, le nombre de **transformateurs** continue d'augmenter (+105 unités en 2024). Désormais 80% des transformateurs sont de la génération 410 V, autorisant des réglages de prises à vide plus élevées que la génération précédente, avec notamment : 0%, 2,5% et 5%.

? La panoplie des compteurs prend en compte depuis 2016 le déploiement en masse des **compteurs communicants Linky** qui a débuté fin 2015 sur le plan national d'Enedis. Le déploiement en masse selon son programme initial a pris fin en décembre 2021, toutefois le déploiement des compteurs s'est poursuivi en 2022 avec des marchés de prestation pour la saturation, et également lors des poses en diffus par Enedis.

Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA ont été concernés par ce déploiement national. Ces ouvrages se dénombrent à près de 317 400 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 94,3%** à fin 2024 (inférieur à la moyenne nationale d'Enedis de 95,0% pour l'exercice 2024).

4. La qualité d'alimentation électrique et les investissements

4.1 La continuité d'alimentation

4.1.1 La durée annuelle moyenne de coupure par usager (critère B)

La continuité d'alimentation est mesurée principalement par le **temps de coupure moyen par usager BT (critère B)** et les **nombre moyens de coupures longues, brèves et très brèves** subies par les usagers.

Les événements exceptionnels sont notamment les incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans (définition non contractuelle). Le critère B TCC (toutes causes confondues) prend en compte ces aléas, à l'inverse du critère B HIX (hors évènements exceptionnels).
Le temps moyen de coupures par usager, ou critère B, se décompose selon les deux causes d'interruption (incidents et travaux) et les trois niveaux concernés (HTA, BT et amont).

En 2024, le **critère B HIX** (hors évènements exceptionnels) de la concession **s'établit à 86 minutes, en hausse de +9 minutes** par rapport à 2023 (77 minutes). À l'échelle des dix dernières années, l'exercice 2024 se situe dans la moyenne des valeurs observées (moyenne 2015-2024 : 90 min vs 86 min en 2024).

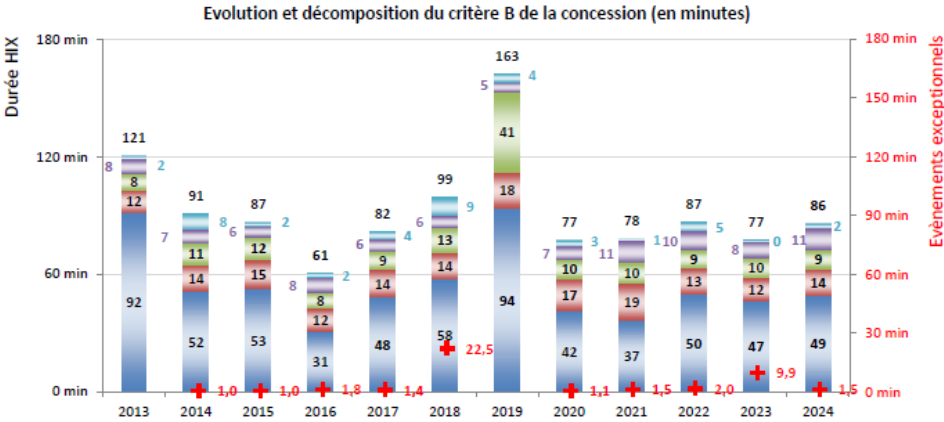
- Le critère B HIX national, hors RTE, ressort à 72 minutes ; la concession du TE 26 se situe donc environ 13 minutes au-dessus de la moyenne nationale. Cette différence s'explique en grande partie par plusieurs épisodes climatiques marquants :
- Mars : tempête Monica, ayant impacté l'ensemble du territoire et généré environ 21 minutes de critère B ;
 - Juillet : fortes précipitations et phénomènes orageux, pour 7 minutes de coupures supplémentaires,
 - Octobre : tempête Kirk suivie d'un épisode cévenol important le 17 octobre, représentant également 7 minutes de critère B.

Ces événements ont principalement affecté les secteurs sud et sud-est du département (Drôme provençale, Diois) ainsi que certaines communes du centre-est, où les temps de coupure moyens dépassent fréquemment 180 minutes.

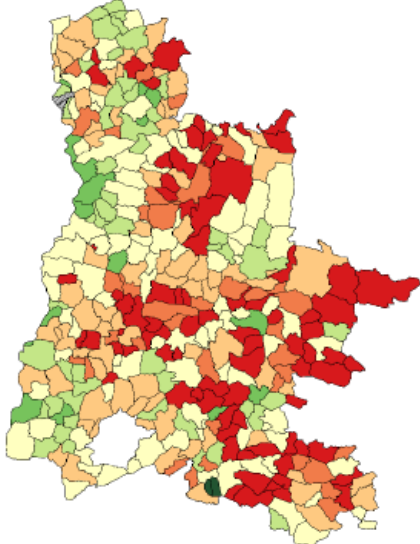
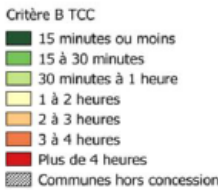
Le **critère B TCC** (toutes causes confondues) reste proche du B HIX, les événements dits « exceptionnels » n'ayant représenté que 1,5 minute en 2024.

La **répartition du critère B HIX 2024** reste dominée par les incidents HTA (49 minutes, soit 57% du total), devant les incidents BT (14 minutes, 16%), les travaux HTA (9 minutes, 10%) et les travaux BT (11 minutes, 13%). Les coupures dues à l'amont de la concession représentent moins de 2 minutes (2%).

Par ailleurs, jusqu'en 2020, la liste des interruptions sur le réseau BT comportait le code GDO des départs BT, depuis ce niveau de détail n'est plus communiqué. Il est nécessaire que l'AODE puisse obtenir les données avec tous les détails existants. Le concessionnaire n'a pas transmis de fichier complété en réponse complémentaire, ni d'explication sur cette perte de précision.

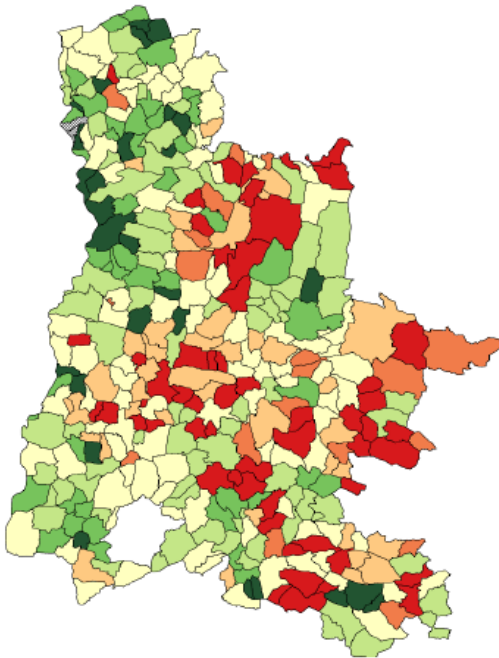


Critère B TCC par commune - moyenne des exercices 2022 à 2024
(comprenant : travaux et incidents, HTA et BT, Postes Sources et Transport, et les coupures qualifiées en "excep.")



Critère B sur incidents HIX par commune - moyenne des exercices 2022 à 2024
(comprenant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)

(comprenant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)

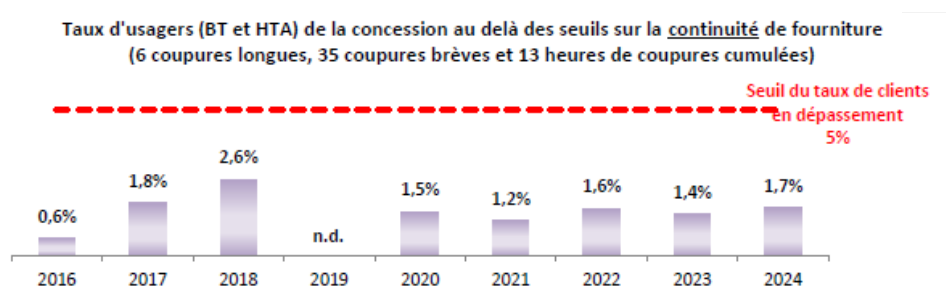


Les cartes ci-dessus permettent de visualiser les grandes zones qui ont connu des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire. Les résultats sur une seule année d'une commune ne peuvent être utilisés en absolu pour évaluer la continuité de fourniture. Seules des analyses de moyennes sur plusieurs années le permettent

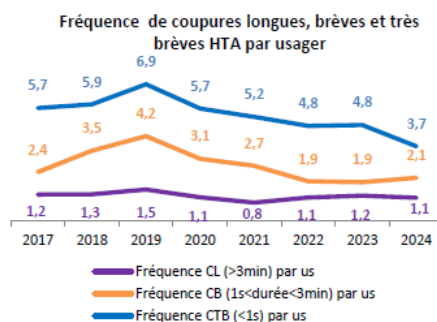
4.1.2 Les autres indicateurs

Le décret «Qualité» du 24 décembre 2007 et son arrêté, modifiés en 2010, établissent des seuils en termes de continuité et de qualité de tension. Pour la continuité, les seuils sont les suivants : 6 coupures longues, 35 coupures brèves et 13 heures de coupures cumulées sur l'année. Lorsque le taux global d'utilisateurs touchés dépasse 5%, le concessionnaire a l'obligation de présenter un plan d'action à l'AODE.

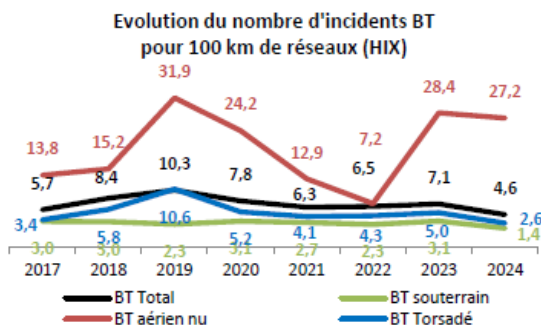
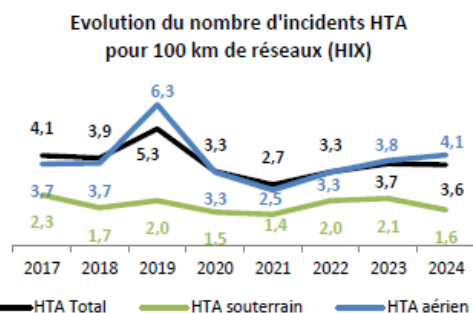
Le taux d'utilisateurs présentant des indicateurs hors seuil du « décret qualité » a légèrement augmenté en 2024 pour atteindre 1,7% (+0,3 point). Ce taux n'a pas dépassé la limite de 5% fixée par ce décret au cours des 10 dernières années.



La fréquence des coupures longues est de 1,1 coupure longue en moyenne par usager en 2024. Il s'agit d'un comparable à la moyenne de 1,0 sur les autres concessions auditées par AEC (statistiques 2023). En outre, la fréquence de coupures brèves présente une valeur de 2,1 coupures brèves par usager en 2024, en deçà de la moyenne de 2,4 (statistiques AEC 2023). La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2023 sur le territoire du TE 26 se situe à 3,7, une valeur qui se situe au niveau de la moyenne d'AEC de 3,8 (statistiques 2023) et en baisse régulière depuis 5 ans.



Avec 3,6 incidents pour 100 km de réseau HTA, le TE 26 présente un **taux d'incidents** inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC (4,2 inc./100 km, statistiques 2023) des concessions auditées par AEC. Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km qui atteint 1,6 en 2023 est également inférieur à la moyenne AEC (1,9 en 2023) alors que le taux d'incidents HTA aériens se situe à 4,1 et est quasiment identique à la moyenne AEC (4,2) de l'année précédente.



4.2 La qualité de tension

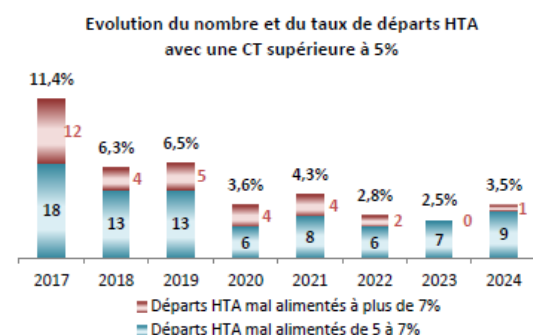
Afin de répartir la maîtrise d'ouvrage du renforcement entre les réseaux HTA et BT, le seuil de dimensionnement du réseau HTA a été déterminé à 5% de chute de tension (CT) dans le nouveau plan de tension.

Un départ BT est en contrainte de tension lorsque le niveau de tension sort de la fourchette [-10%, +10%] de la tension nominale de 230 V, c'est-à-dire entre 207 V et 253 V.

En 2018, les quantités des départs mal alimentés (DMA) et Clients considérés comme Mal Alimentés (CMA) ont évolué à la suite des modifications de paramètres dans les outils de calcul. Il s'agit notamment, et selon Enedis, de l'amélioration de la précision des profils des charges grâce à Linky et aussi de la prise en compte dans le calcul de l'interdiction de prise de transformation à +5% en cas de présence de producteur en aval du poste HTA/BT

En 2024, 10 départs HTA en contrainte de tension (CT > 5 %) ont été recensés sur la concession du TE 26 à fin 2024, soit 3 de plus qu'en 2023. Parmi eux, un seul présente une chute de tension supérieure à 7 % (contre zéro en 2023).

La tendance à la baisse observée entre 2018 et 2023 marque donc un léger rebond, avec un taux de départs en contrainte de 3,5 %, en hausse par rapport à 2,5 % l'année précédente.



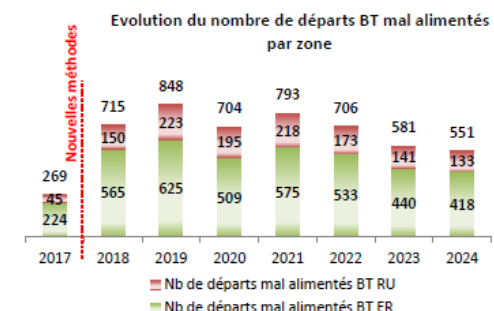
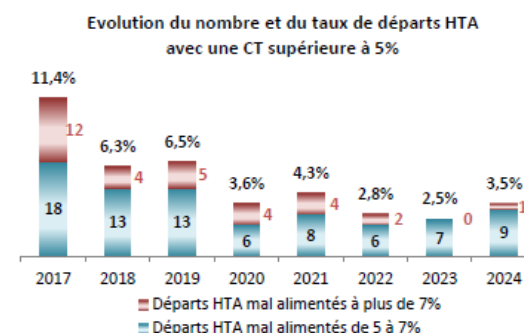
Ce taux reste néanmoins dans la moyenne des valeurs observées depuis 2020 mais à un niveau bien supérieur à la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (0,7%, statistiques AEC 2023).

Les départs identifiés font l'objet d'un suivi spécifique par Enedis, avec des actions programmées de modification de schéma d'exploitation, de création de nouveaux départs ou d'adaptation de tension. Plusieurs de ces opérations sont liées à la mise à l'étude du nouveau poste source au Nord-Est de Montélimar, qui doit permettre d'alléger durablement les contraintes de tension sur ce secteur.

Les valeurs des élévations de tension maximale à l'échelle des départs HTA restent inaccessibles pour TE26. Il est d'autant plus crucial d'avoir accès à ces données que les risques de surélévations de tension pourraient s'intensifier dans les années à venir en raison de l'augmentation du nombre d'installations en injection raccordées au réseau.

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, le nombre de **départs mal alimentés** (DMA) a diminué, avec 551 DMA en 2024 contre 581 en 2023 (sur un total de 25 072 départs BT existants). Dans le détail, le nombre de DMA a diminué de -22 DMA en zone ER et a diminué de -8 DMA en zone RU.

Les données de variations de tension BT à injection maximale et consommation minimale demeurent inaccessibles. Pour l'instant, les données issues des compteurs Linky qui permettraient de confirmer les estimations des DMA ne sont pas encore transmises aux AODE. Il s'agit notamment des « excursions de tension par BT mesurées par les compteurs Linky » et des « ouvertures de breakers ».



Parallèlement à cela, le nombre de **clients considérés comme mal alimentés (CMA)** est de 2 768 CMA en 2024, et a fortement baissé de -216 CMA (-7%) par rapport à 2023. Cette baisse masque néanmoins des dynamiques opposées selon les zones FACE : -368 CMA (-16%) en zone ER et +152 CMA (+23%) en RU.

Le taux associé s'établit désormais à 0,8%, supérieur à la moyenne de 0,4% (statistique AEC 2023). Le nouveau plan de tension d'Enedis est entré en vigueur le 3 décembre 2024. Les ajustements apportés aux hypothèses de calcul des variations de tension sur le réseau basse tension, en particulier la révision du forfait d'élévation et de chute de tension appliqué aux branchements, auront vraisemblablement un impact significatif sur le nombre de CMA. À la suite d'une négociation entre la DGEC, la MFER, la FNCCR et Enedis, les effets du nouveau plan de tension ainsi que ceux du nouveau modèle de charge des consommateurs BT ont été neutralisés dans le calcul national de référence 2025. Ce gel s'applique notamment aux données alimentant le DQ, le CRAC, ainsi que le contrôle de l'exercice 2024. Il est donc probable que le prochain exercice enregistre une forte évolution du nombre de CMA.

4.3 Les actions du concessionnaire sur le réseau

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, le concessionnaire a investi **27,0 M€ en 2024 sur la performance et la modernisation des réseaux**, auxquels s'ajoutent **30,6 M€ imposés par les opérations de raccordement**, et 6,4 M€ pour les exigences règlementaires.

Au total, **Enedis a donc investi 64,3 M€ en 2024 sur la concession du TE 26**, soit une hausse de +15,0 M€ par rapport à 2023 (+30 %). Cette progression s'inscrit dans une tendance marquée à la hausse sur les cinq derniers exercices, avec une augmentation cumulée de 21,0 M€ par rapport à 2019 (+48%). **La dynamique d'investissement observée sur la concession se révèle plus soutenue que la tendance nationale.** À l'échelle d'Enedis, les investissements totaux ont atteint 5,3 Md€ en 2024, contre 4,9 Md€ en 2023 (+9 %) et 4,3 Md€ en 2019 (+26 %).

L'augmentation des dépenses d'investissement d'Enedis, tant à l'échelle de la concession qu'au niveau national, s'explique en partie par la hausse des investissements de raccordement. Celle-ci est portée par la forte croissance des demandes de raccordement d'installations de production d'électricité d'origine renouvelable au réseau de distribution. En 2024, les raccordements représentent 48% des dépenses totales d'investissement sur la concession (contre 52% à l'échelle nationale), et sont en augmentation chaque année depuis 2019, dont des hausses de +9% en 2023 et +17% en 2024. Les dépenses de raccordements pour les producteurs BT et HTA s'élèvent respectivement à 7,7 M€ (25% des dépenses de raccordements) et 1,5 M€ (5% des dépenses de raccordement).

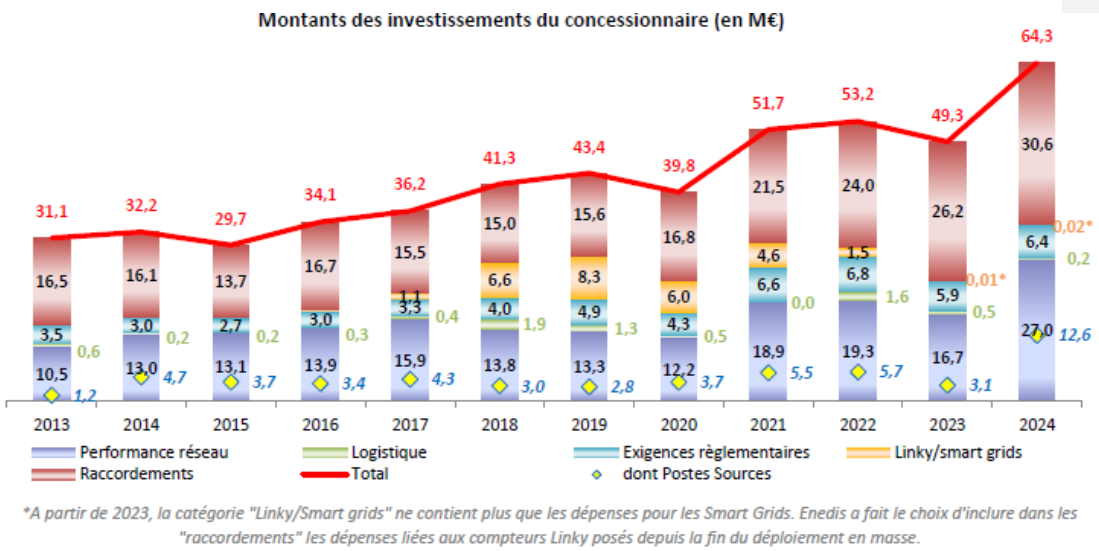
Après une baisse marquée en 2019, les investissements « **performance et modernisation du réseau** » sur la concession ont poursuivi leur progression sur la période récente (+10,3 M€ en 2024). Ils sont passés de 48 €/usager en 2020 à 82 €/usager en 2024, soit une hausse de plus de 70 % en quatre ans.

Cette hausse est toutefois largement imputable aux investissements sur les postes sources, dont la progression marquée en 2024(+9,5 M€) contribue de manière significative au niveau global des investissements de performance et de modernisation du réseau.

Ce niveau d'investissement est nettement supérieur à la moyenne nationale, estimée à 34 €/usager en 2024 selon le CRAC. Cette dynamique d'investissement traduit la volonté du concessionnaire de renforcer la fiabilité du réseau, notamment en réponse aux épisodes climatiques récurrents et à la vétusté du réseau aérien HTA.

À noter qu'il s'agit d'un ordre de grandeur, dérivé d'un ratio « brut » et discutable. Il permet cependant une observation à titre indicatif, et par exemple, de positionner la moyenne des investissements [2020-2024], par rapport au critère B HIX moyen de la période précédente [2016-2019].

Toutefois, le concessionnaire ne communique toujours pas la colonne « type d'affaires », alors qu'elle permettrait de mieux distinguer les différentes affaires comprises dans la catégorie Nome 3 « fiabilité réseaux & postes (hors PDV) » avec les types : automatisation, travaux BT souterrains, BT aériens, HTA souterrains, HTA aériens, etc. Il est nécessaire que le concessionnaire partage cette information à l'AODE pour pouvoir échanger avec le même niveau de précision.



4.4 Suivi du PPI

L'année 2024 marque la **troisième année d'exécution du PPI 2022-2025**, élaboré conjointement par Enedis et le TE 26 dans le cadre du contrat de concession. Ce programme traduit opérationnellement les orientations du **Schéma Directeur des Investissements (SDI)**, fixées en matière de performance, de fiabilisation et de résilience du réseau défini lors de la négociation du dernier contrat de concession.

Sur le plan technique, le niveau de réalisation du programme 2024 apparaît globalement satisfaisant, avec un taux d'atteinte moyen proche de 95 % pour la majorité des volets. Les travaux de rénovation programmée des réseaux HTA ont porté sur 46 km pour un objectif initial de 48 km, tandis que 8,5 km de renouvellement HTA ciblé ont été réalisés, principalement sur des tronçons aériens de faibles sections, sur les 14,4 km prévus. Les opérations de désensibilisation des lignes HTA exposées aux aléas climatiques, représentant 9,7 km pour un objectif de 10,6 km, ont également atteint un niveau proche du prévisionnel. En parallèle, le renouvellement des réseaux HTA à isolation CPI incidentogènes a été particulièrement soutenu, avec 3,4 km réalisés pour 1,3 km prévus.

Sur le réseau BT, 3,2 km de fils nus ont été supprimés (soit 68 % de l'objectif annuel), et 14 organes de manœuvre télécommandés (OMT) ont été mis en service sur les 19 cibles, contribuant à renforcer la capacité d'exploitation et la réactivité du réseau en cas d'incident. L'ensemble de ces résultats traduit un bon rythme d'exécution du programme, malgré quelques écarts ponctuels sur les postes liés à la modernisation structurelle HTA et à la suppression de fils nus BT.

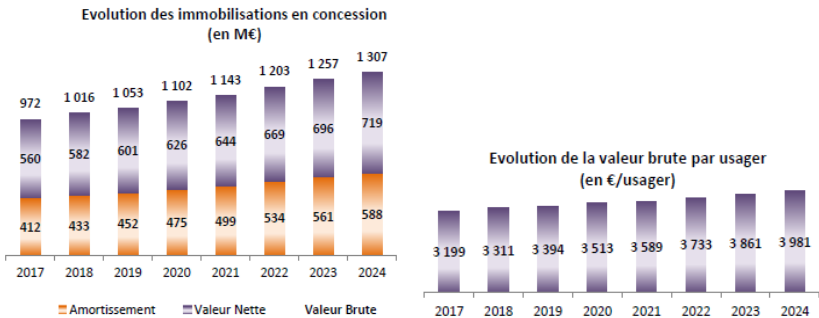
Sur le plan financier, le montant total des investissements réalisés en 2024 s'élève à 9,0 M€, pour un objectif annuel de 6,1 M€, soit un dépassement de près de 46 %. Les principaux dépassements concernent le traitement des réseaux HTA CPI incidentogènes, les opérations de rénovation programmée des réseaux HTA et le volet "climatique-sécurisation", qui enregistrent des montants supérieurs aux prévisions initiales.

5. Le domaine comptable et financier

5.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le patrimoine concédé était valorisé à 1 307 M€ à fin 2024 en valeur brute, en augmentation de +50 M€ sur un an (+4,0%). La valeur brute par usager est égale à 3 981 €/usager à fin 2024 et se situe nettement au-dessus du ratio moyen constaté par AEC (3 105 €/usager en 2023), ce qui est cohérent avec le caractère rural de la concession.

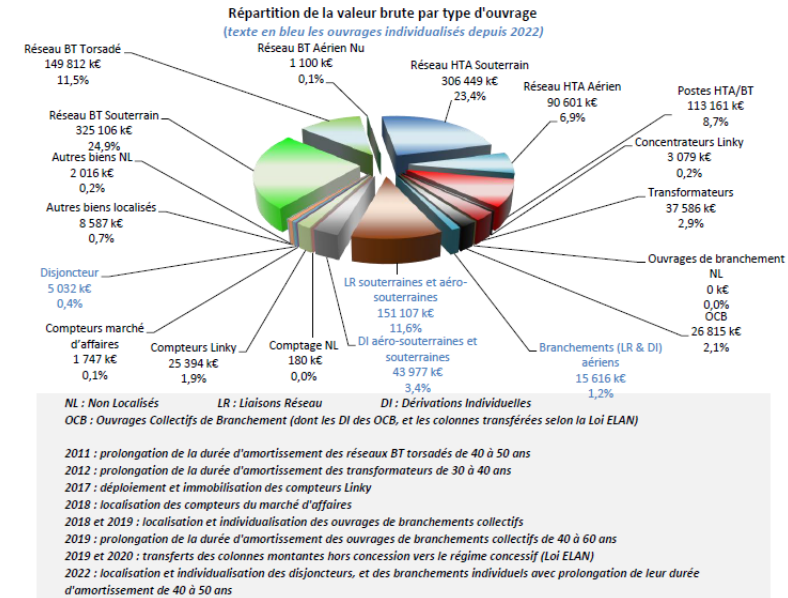
Toutefois, Territoire d'énergie Drôme – SDED reste en attente d'une solution permettant d'ajouter les numéros des affaires IEP dans les fichiers de suivi des mises en immobilisations annuelles et des retraits comptables annuels.



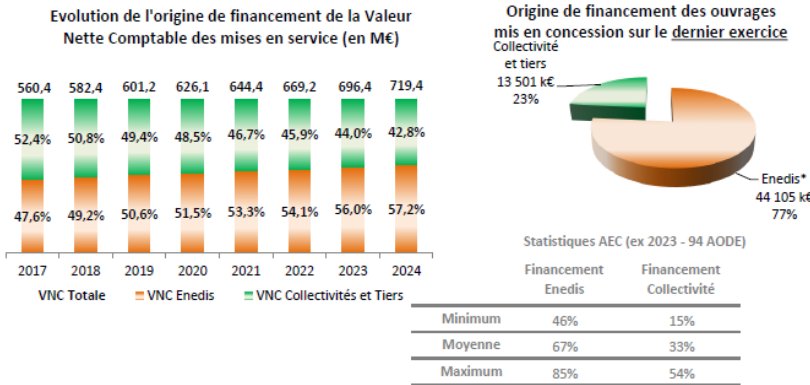
Depuis fin 2022 et la finalisation du projet ADELE (Actif Détaillé et Localisé) d'individualisation et de localisation des ouvrages, la quasi-totalité du patrimoine concédé correspond à **des ouvrages localisés**. Ces derniers représentent en effet **99,8% de la valeur brute totale** (contre 85% en 2021).

La valeur résiduelle d'actifs encore « non localisés », 2,4 M€ à fin 2024, concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » à hauteur de 2,2 M€ en valeur brute sur la concession (soit 0,2%). Il s'agit d'une dizaine de types d'ouvrages à faible valeur unitaire, dont notamment les « aménagements Linky » (ce sont les platines associées aux concentrateurs) et les « dépollutions des transformateurs au PCB ».

A noter qu'un nouveau projet « branchements » d'Enedis consistera, dans les prochains mois ou années, à compléter la démarche d'ADELE en allant au-delà de la simple localisation comptable des ouvrages. Il s'agira de repositionner avec précision les branchements individuels et collectifs (PRM, LR, DI, OCB, etc.) dans le SIG à partir d'un inventaire terrain, afin de corriger les écarts entre la cartographie et la réalité. Ces ajustements techniques devront ensuite être traduits en opérations comptables via des mises en service, retraits ou requalifications d'immobilisations. À ce stade, le calendrier et les impacts précis de ce projet ne sont pas encore connus, mais il semblerait que les conséquences comptables devraient rester très limitées.



Le concessionnaire transmet depuis 2019 un **inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe** (collectivités et tiers). Il est donc possible de suivre les taux de financement concédant (apports externes) ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer le calcul des droits du concédant. Ainsi, le taux de financement externes sur les ouvrages mis en concession lors du dernier exercice s'élève à 23%. Ainsi, la part de la collectivité et des tiers dans la valeur nette comptable des mises en service s'élève à 47,1% à fin 2024 et suit une tendance à la baisse sur les 10 dernières années.



Focus sur le « Décret inventaire »

Dans la continuité de l'inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition des origines de financement concessionnaire ou externe (tiers ou collectivités), l'arrêté du 10 février 2020 est venu fixer le contenu et les délais de production de l'inventaire détaillé et localisé des ouvrages des concessions de distribution d'électricité prévu à l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

Cet arrêté, complétant le « décret inventaire » pour les concessions de distribution publique d'électricité, était attendu depuis l'adoption de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECV).

Les biens couverts par l'inventaire et pour lesquels cela est techniquement possible disposent d'un identifiant identique dans chacun des fichiers transmis (que ce soit dans les fichiers comptables, techniques et dans la cartographie SIG), ce qui permet de largement faciliter les rapprochements entre les différentes bases.

En réalité, à ce stade ce n'est le cas de façon systématique que pour les ouvrages collectifs de branchements (colonnes montantes) et les transformateurs HTA/BT. Ces ouvrages disposent d'un identifiant commun entre l'inventaire comptable et la base technique (SIG). S'agissant des réseaux HTA et BT, représentant l'essentiel du patrimoine concédé, ce n'est pas techniquement possible pour Enedis car il n'y a pas d'identifiant unique entre les bases techniques (description des réseaux « par tronçon ») et les bases comptables (immobilisation agrégée par commune et par millésime de pose). S'agissant des postes HTA/BT et des compteurs Linky ou du marché d'affaires, ce n'est de la même façon pas possible techniquement en l'état, la description comptable de ces ouvrages étant agrégée par mois de mise en service et donc non individualisée.

A fin 2024, plus de la moitié (58%) du stock de PR de la concession (76,4 M€ à fin 2024) a été constitué sur les ouvrages HTA, 10% sur les réseaux BT et 14% pour les postes HTA/BT.

Depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession en 2022, le stock des **provisions pour renouvellement (PR)** diminue chaque année, à l'exception de 2022 qui avait été marquée par une hausse des PR du fait de la localisation des branchements. Cette baisse est de -2,3 M€ (-3%) en 2024.

Pour rappel, le nouveau modèle de contrat ne permet plus de dotation annuelle en provisions pour renouvellement. Toutefois, les affectations des PR (utilisations de la PR) lors des renouvellements d'ouvrages sont toujours possibles conformément au sens premier des PR.

L'évolution du stock de PR est la résultante de **3 flux**. Pour l'année 2024, ces flux sont :

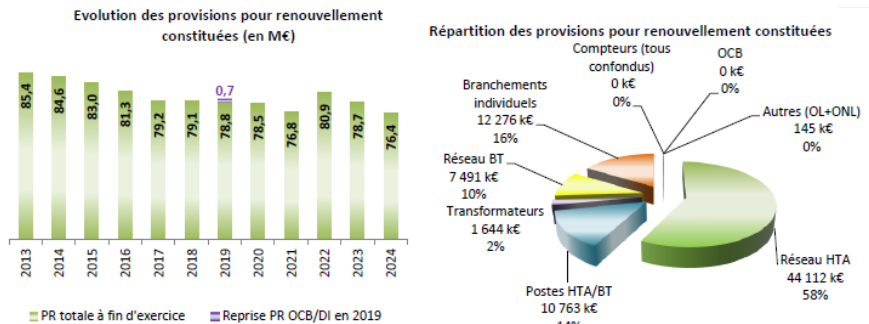
- La dotation totale aux PR est de 84 k€, essentiellement en lien avec les impacts comptables de la finalisation de l'inventaire des réseaux BT fil nu puisque le modèle de contrat en vigueur ne prévoit plus de dotation ;

- En parallèle 1 298 k€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (0,8 M€ en 2023) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés;
- 381 k€ ont été reprises et remontées au résultat d'Enedis (contre 0,2 M€ en 2023) ;

Sollicité en question complémentaire à l'audit pour fournir une liste des affaires HTA et BT qui ont mené à une reprise de PR au cours de l'exercice 2024, hors effets comptables de l'inventaire BT fils nus, Enedis précise : « Les principales typologies d'affaires ayant donné lieu à reprise de PR sur les réseaux HTA et BT au cours de l'exercice 2024 sont :

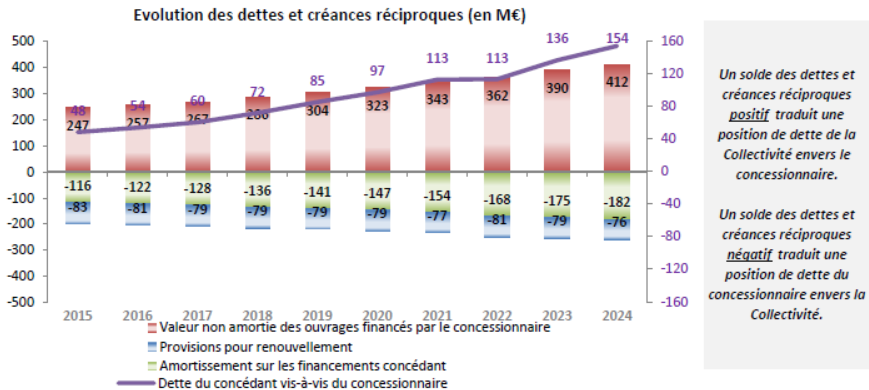
- des affaires de modification d'ouvrages à la demande de tiers ou pour motif de sécurité (déplacements d'ouvrages) ;
- des affaires de résorption de réseaux BT fils nus ;
- des affaires de dépose d'ouvrages. »

Pour rappel, dans le précédent contrat de concession, les dotations aux PR étaient prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables avant le terme du contrat de concession en vigueur, et les réseaux BT ainsi que les postes HTA/BT situés en **zone rurale au sens du FACÉ n'étaient pas concernés par ces dotations** à la maille de la concession (un mécanisme spécifique de dotation à l'échelle nationale de la part « provisions BT en zone ER » faisait office). Cela explique en partie pourquoi sur la concession de TE 26, les réseaux BT qui regroupent 37% de la valeur brute ne représentent que 15% du stock de PR.



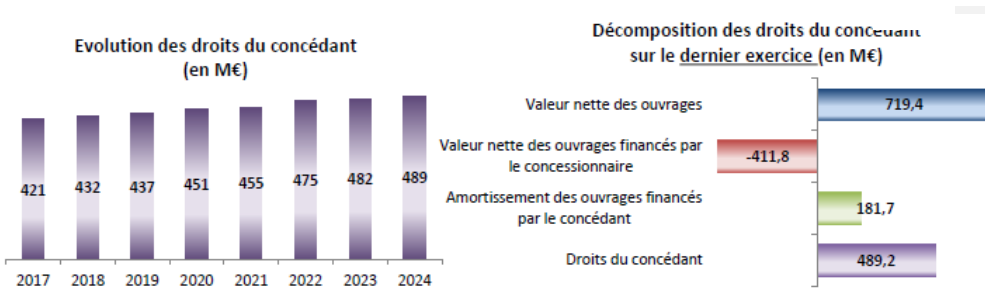
En ajoutant à cette réduction du stock de PR, un niveau conséquent d'investissements du concessionnaire, augmentant la VNC des financements d'Enedis de +3,3% sur l'exercice 2024, cela a pour effet mécanique de fortement augmenter chaque année la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire (ou indemnité de fin de contrat)**, de 136 M€ à fin 2023 à 154 M€ en 2024. À noter que cette dette potentielle du TE 26 envers Enedis s'élevait à 48 M€ 10 ans plus tôt à fin 2015.

Ce résultat ne peut être présenté sans apporter des précisions indispensables à sa lecture, car chaque composante de son calcul est assortie de divers biais : allongements des durées de vie comptable de nombreux ouvrages, sous-valorisation des ouvrages construits sous MOA concédant dans le cadre de la valorisation des remises gratuites (VRG), contributions des raccordements non considérées comme des financements externes, modifications récentes des modalités de calcul de la dotation à la provision pour renouvellement et de certaines durées de vie comptables, particularité des PR sur les « biens ER », impact sur les PR des opérations de PDV ou RP sur les ouvrages HTA, etc.



Enfin, suite au protocole d'accord FNCCR–Enedis signé à Besançon en juin 2024, un modèle d'avenant au cahier des charges de 2017 a été adopté le 20 novembre 2024, modifiant l'article 49 sur l'indemnité de fin de contrat (IFC). Ce changement remplace une approche de « revalorisation au TMO de la VNC des financements Enedis » jusque-là partiellement définie et sujette à interprétation par une méthode encadrée et normalisée. Désormais, le calcul de l'IFC intègre explicitement en cas de rupture anticipée du contrat la perte de rémunération du concessionnaire jusqu'à la fin théorique du contrat, ainsi que les frais de rupture anticipée, le tout selon des modalités de calcul précises. Cette évolution clarifie les enjeux économiques liés à une sortie anticipée et sécurise le cadre contractuel au niveau national. Toutefois, cette nouvelle clause ne sera applicable au niveau local qu'à la condition que le concédant signe effectivement cet avenant au cahier des charges.

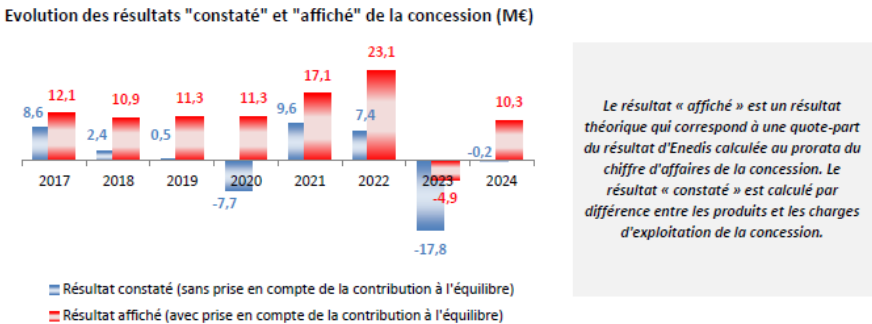
Les droits du concédant, contrepartie des biens remis gratuitement dans la concession par le concédant au concessionnaire, continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 489 M€, soit une hausse de +8 M€ sur 2024 (+2%).



5.2 Le résultat d'exploitation de la concession

Le seul **compte d'exploitation** d'Enedis étant présenté à la maille nationale, les **éléments financiers d'exploitation** présentés dans le CRAC sont un recalcul pour s'approcher d'une vision concession. Cette vision est un **cumul d'éléments financiers natifs à la concession, avec des éléments financiers nationaux auxquels des clés de répartition sont appliquées**. Sans être l'unique clé utilisée, la principale clé de répartition est le « prorata du nombre de clients », qui est de 12,6% pour le TE 26 au sein de la DR Sillon Rhodanien. Sur la concession, environ 66% des charges d'exploitation et 8% des produits d'exploitation sont calculés via des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif (essentiellement la maille DR).

Le **résultat d'exploitation** constaté sur la concession est en très forte hausse entre 2023 et 2024, tout en restant **négatif à hauteur de -0,2 M€ en 2024** et induisant un taux de marge (résultat d'exploitation rapporté au chiffre d'affaires) de -0,1%, nettement inférieur au taux de marge national de +6,6%.



En effet, le montant total des charges de 190,7 M€ est en léger recul sur un an, alors que le montant total des produits de 190,5 M€ a connu une augmentation de +16,5 M€ (+10%), ce qui provoque une hausse du résultat annuel de +17,7M€. Depuis 2016, le taux de marge constaté pour le TE 26 reste pour autant en-dessous du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la **contribution à l'équilibre**. En 2024, il est toujours inférieur, ce qui explique pourquoi la concession bénéficie ainsi systématiquement depuis a minima 10 exercices de la contribution à l'équilibre, à hauteur de +10,5 M€ en 2024.

Entre 2023 et 2024, le total des **produits** a augmenté de +16,5 M€ soit +10%, cela est notamment la résultante de :

■ **La forte hausse des recettes d'acheminement** de +6,0M€ (soit +4%), malgré une augmentation moins importante de +1,8 M€ (+2%) pour les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :

- D'une part, les hausses des tarifs d'acheminement via le TURPE : **augmentations du TURPE de de +6,51% au 1er août 2023, et de +4,81% au 1er novembre 2024 ;**
- Et d'autre part, la baisse des **consommations** (énergie acheminée) de -1,9%, qui ne compense que partiellement les hausses tarifaires.

En outre, les « autres recettes d'acheminement » augmentent quant à elles de +2,0 M€ pour atteindre 2,3 M€.

■ **La forte hausse de la production stockée et immobilisée (PSI)** de +8,9 M€ (+44%), consécutive à la hausse des investissements d'Enedis sur la concession (+30% en 2024) ;

■ **La forte hausse des recettes de raccordements** de +1,6 M€ (+14%), tirées surtout par la hausse des raccordements producteurs (+19,5% de producteurs BT > 36 kVA raccordés en 2024) ».

En parallèle, les **charges** totales sont en léger recul avec -1,2 M€ (-0,6%) entre 2023 et 2024, cette stabilité masquant en réalité des mouvements contrastés selon les postes de charges, certains en forte baisse tandis que d'autres progressent nettement :

■ **La très forte baisse de -12,3 M€** en 2024 (soit -34%) pour les **achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau**. Cette baisse s'explique par la baisse des prix de marché de l'électricité, un tiers des pertes d'Enedis étant acheté sur les marchés de l'énergie (Enedis subit donc, comme tout acteur exposé aux marchés, les variations de prix de l'électricité).

Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,8 TWh (soit un taux de 6,4%) en 2024, en hausse de +0,7 TWh. Ce poste de charge étant obtenu totalement à la maille de la concession à partir de clés de répartition, nous en déduisons que la baisse constatée des achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau sur la concession est exclusivement due à la baisse des prix de l'électricité, qui a même compensé l'augmentation du volume de ces pertes.

■ **La très forte augmentation des autres consommations externes** de +9,4 M€ en 2024 (+33%), en lien avec la croissance globale de l'activité (investissements d'Enedis en augmentation de +30% en 2024 par rapport à 2023) ;

En outre, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre **production stockée et immobilisée (PSI)** pourraient être précisés de même qu'un détail sur les méthodes d'enregistrement des **charges de maintenance préventive et curative**.

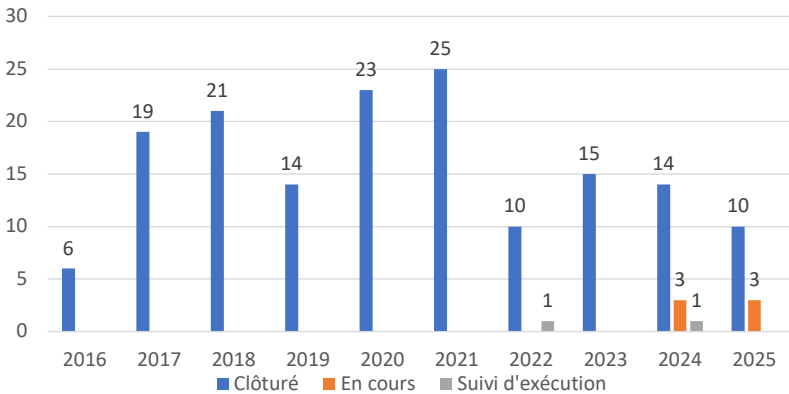
6. Le contrôle continu : bilan 2025 sur les réclamations

En tant qu'autorité organisatrice de la distribution, Territoire d'énergie Drôme peut être sollicité par les usagers du service public pour des réclamations ou pour la résolution de litiges avec les concessionnaires de distribution, Enedis et GRDF, mais aussi avec le concessionnaire de fourniture d'électricité aux tarifs réglementés, EDF

Sur l'année 2025, **13 nouveaux dossiers de réclamations ont été suivis**. Les réclamations reçues concernaient toutes le volet distribution du service public de l'électricité.

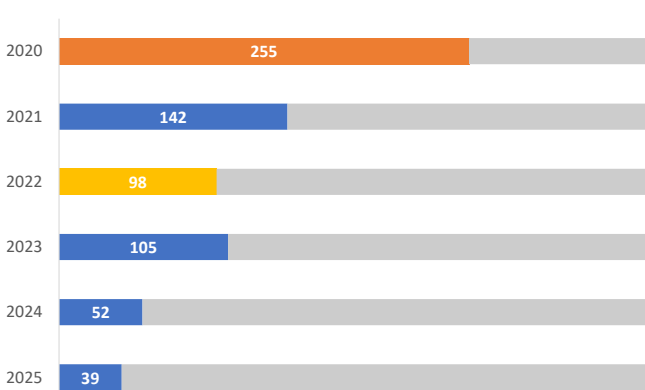
Au global, fin 2025, 8 réclamations étaient encore en cours de traitement ou en suivi d'exécution

Traitement des réclamations en Commission de médiation

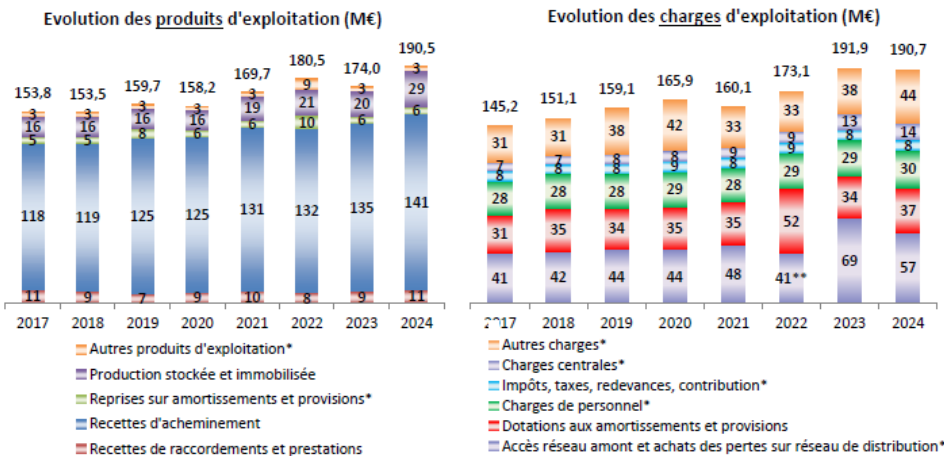


Depuis fin 2020, les modalités de fonctionnement mises en place avec Enedis : tenue de **Commissions de médiation** régulières, **a minima trimestriellement** pour les dossiers complexes, et **points mensuels** entre les services, ont permis de résorber le stock de dossiers en cours et d'optimiser les délais de traitement.

Délais moyens de traitement (en jours)

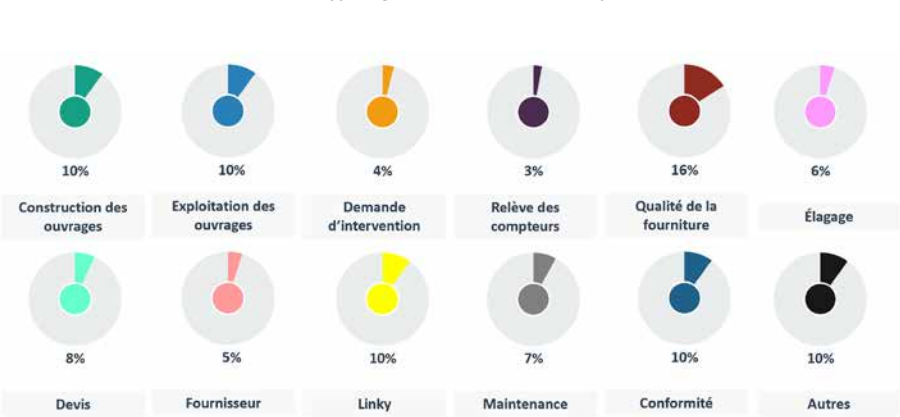


Depuis 2020, les problématiques de **qualité de fourniture** sont les causes principales des réclamations.



*Ces données sont issues d'une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supraconcessif.
** 2022 : reversement anticipé du CRCP de RTE, appliqué en déduction des charges "amont" pour Enedis

Typologie des réclamations depuis 2020



B - LE SERVICE PUBLIC DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Pour rappel, les tarifs réglementés se répartissent comme suit :

- Tarif Bleu (TB) : alimentation basse tension, puissance inférieure ou égale à 36 kVA.
- Tarif Jaune (TJ) : alimentation basse tension, puissance inférieure ou égale à 250 kVA.
- Tarif Vert (TV) : alimentation moyenne tension, puissance supérieure à 250 kVA.

Fin des TRV pour certains usagers

Depuis le 1er janvier 2016, les tarifs réglementés des usagers BT > 36 kVA ont été supprimés (Loi NOME), ces usagers ont alors souscrit des offres de marché.

Depuis le 1er janvier 2021, les TRV ont également été supprimés pour certains clients aux tarifs bleus non-résidentiels : entités légales de 10 personnes ou plus, et entités légales de moins de 10 personnes avec un chiffre d'affaires annuel de plus de 2 M€.

Plus récemment, la loi n°2024-330 du 11 avril 2024 a supprimé le critère d'une puissance souscrite maximum de 36 kVA pour bénéficier du Tarif Réglementé d'électricité (TRV). Depuis le 1er février 2025, tous les consommateurs finals respectant les critères d'éligibilité indiqués ci-dessus peuvent donc, s'ils le souhaitent, souscrire un contrat aux TRV quelle que soit la puissance de leur site.

2. Les usagers de la concession aux Tarifs Réglementés de Vente

L'érosion progressive du nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarif Règlementé de Vente) continue et s'accélère même à nouveau pour les Tarifs Bleus en 2024 avec une baisse annuelle de -3,3%.

L'accélération de l'érosion des Tarifs bleus s'explique par le niveau élevé des TRV en 2024, comparé aux offres de marché disponibles. En effet, le calcul des TRV intègre un mécanisme de lissage des prix de l'électricité sur une période de 24 mois, destiné à atténuer les fluctuations du marché. Ce lissage induit un effet de décalage, à la hausse comme à la baisse, entre les TRV et les prix de marché. En 2024, ce mécanisme s'est traduit par un niveau très élevé des TRV, encore impactés par la crise énergétique de 2022-2023, alors même que les prix de marché avaient nettement reculé, donnant lieu à des offres commerciales plus compétitives.

Sollicité par ailleurs pour commenter la dynamique du nombre de clients au TRV, EDF présente l'analyse suivante : « La baisse du nombre de clients au Tarif Réglementé de Vente (TRV) chez EDF est une tendance nationale, mais elle varie selon les territoires et les concessions. Voici une analyse fine de cette dynamique :

- Dans les zones de con EDF, la baisse est marquée mais moins rapide que dans certaines zones urbaines très concurrentielles.
- Dans les zones de forte densité urbaine (Île-de-France, PACA, Rhône-Alpes), la concurrence est plus vive, et la baisse du TRV est plus prononcée.
- À l'inverse, dans les zones rurales ou semi-rurales, notamment dans les concessions EDF, la fidélité au TRV reste plus forte, bien que la tendance soit aussi à la baisse. »

À fin 2024, près de 57,1% des usagers de la concession ont conservé un contrat TRV, ce taux a baissé seulement de -2,4 points en un an. Au total, ce taux a baissé de 26,5 points en 8 ans.

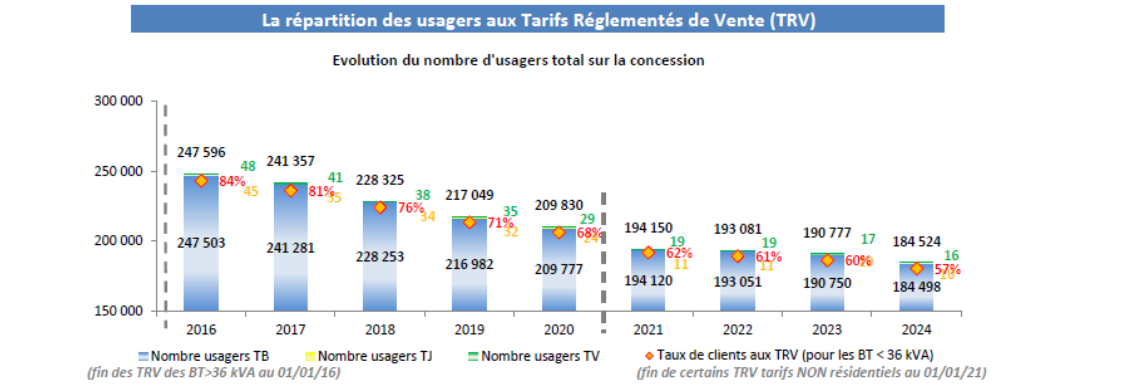
Pour rappel, depuis le 1er janvier 2021, la suppression de certains TRV a concerné « l'ensemble des consommateurs finals non domestiques qui emploient 10 personnes ou plus, et/ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels excèdent 2 M€ ». Ainsi, les usagers au TB non résidentiels ont été principalement concernés, mais aussi certains usagers aux tarifs jaunes et verts.

Tous les clients qui n'ont pas fait le nécessaire ont été basculés en CST (Contrats de Sortie de Tarif) que seul EDF peut gérer. Ce tarif n'appartient pas aux TRV, et doit devenir progressivement et théoriquement désavantageux pour les usagers afin de les inciter à choisir une offre de marché.

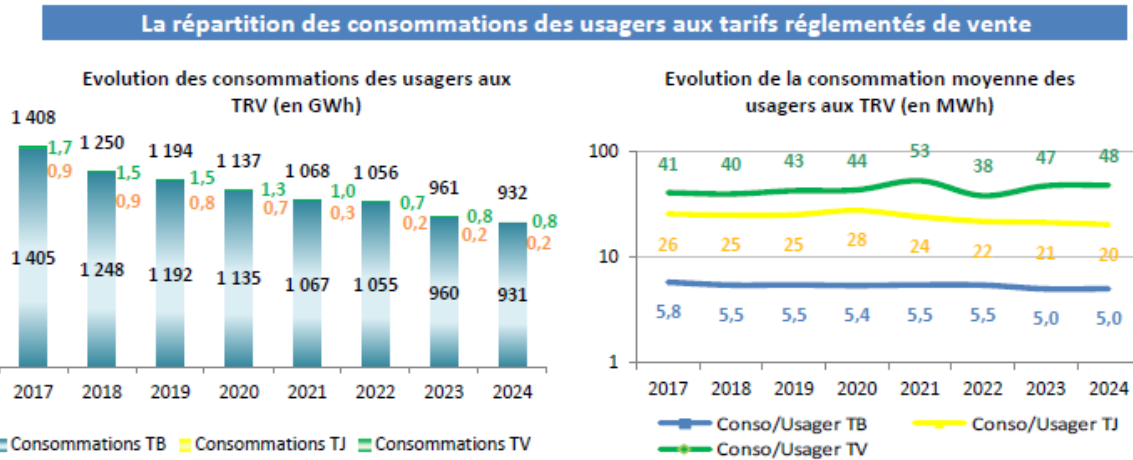
Aucune information n'est disponible sur les CST, EDF ayant répondu : « Le CST ne correspond pas à un tarif réglementé, EDF ne communique pas sur cette information ».

Auparavant et depuis le 1er janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA avaient été supprimés. Il subsistait quelques contrats spécifiques, des tarifs jaunes (TJ) et tarifs verts (TV) parmi les usagers BT inférieurs à 36 kVA.

À fin 2024, il reste sur la concession encore 10 clients aux tarifs jaunes (stable) et 16 clients aux tarifs verts (-1 en un an)



La consommation totale des clients aux TRV a baissé en 2024 de -3,0%. Cela est uniquement la résultante de la baisse du nombre total de clients aux TRV puisque la consommation moyenne par usager est stable en 2024 à 5,0 MWh/client tarif bleu.

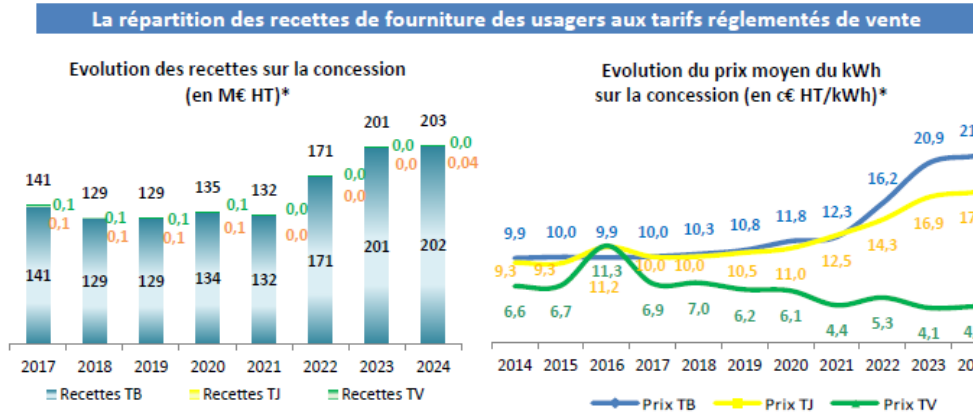


En revanche et inversement aux 2 baisses évoquées précédemment, la recette totale de fourniture a fortement augmenté de +1% en 2024 (en € HT), après celles de +17% en 2023 et de +30% en 2022, notamment à la suite des hausses des grilles tarifaires des TRV. Toutefois, les pouvoirs publics avaient plafonné cette hausse à +4% en € TTC du 1er février 2022 au 31 janvier 2023, puis à +15% en € TTC le 1er février 2023 et enfin à +10% en € TTC le 1er août 2023. La mise en place de boucliers tarifaires par l'État en 2022 a permis de lisser les tarifs d'électricité dans le temps, et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

Le bouclier tarifaire a pris fin en février 2025.

Selon les ratios calculés pour cette concession, le kWh d'électricité d'un usager au Tarif Bleu (TB) est de près de 22 c€ HT en 2024, contre 21 c€ HT en 2023 et 10,8 c€ HT en 2019 (dernière année avant la crise COVID19), soit une hausse en 5 ans de +102% en € HT.

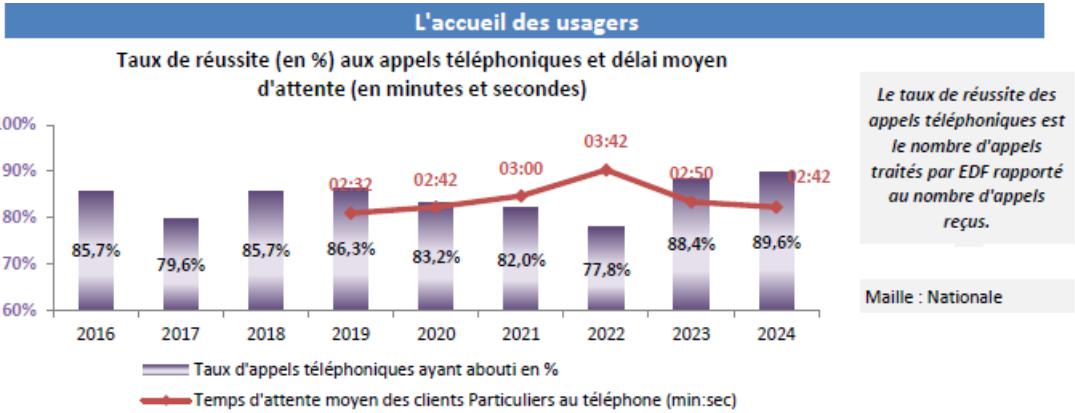
EDF a été sollicité afin de transmettre également les recettes en € TTC, afin que l'AODE puisse avoir une double lecture avec et sans les taxes, des coûts et des évolutions supportées par les usagers. Le concessionnaire a indiqué que cette demande a été remontée aux instances nationales du fournisseur.



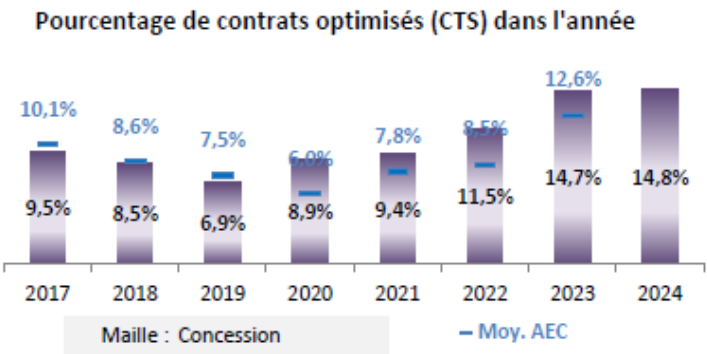
2. Les usagers de la concession aux Tarifs Réglementés de Vente

En 2022, le **taux de réussite aux appels téléphoniques** était en forte diminution par rapport à 2021 (- 4,2 points) à la maille nationale. Il s'agissait de la 3ème année de baisse consécutive. Le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais avec une répartition nationale des flux d'appels. EDF avait alors expliqué que cette forte baisse de ce taux était liée des vagues très importantes de volumes d'appels sur des durées très courtes, en fonction des annonces gouvernementales.

EDF a depuis pu redresser cet indicateur, avec 88,4% des appels qui ont pu être traités en 2023, puis 89,6% en 2024, soit le niveau maximum atteint depuis 10 ans.



Le **taux de clients ayant bénéficié de conseils tarifaires optimisés** optimisés a très peu progressé en 2024 à **14,8%** (+0,1 points par rapport à 2023).



Le conseil tarifaire

Le conseil tarifaire est un engagement d'EDF vis à vis des clients particuliers. Il consiste à aider le client, par un questionnaire adapté, à choisir l'option tarifaire qui correspond le mieux à ses équipements, à ses habitudes de consommation, et au niveau de confort qu'il souhaite. Cet engagement comporte également des conseils sur l'utilisation des différents appareils électriques dans la perspective de la maîtrise d'énergie.

Le conseil tarifaire est systématiquement réalisé lors de la souscription du contrat. En cours d'exécution du contrat, il est réalisé gratuitement, à la demande du client, en tenant compte de la consommation réelle du client.



Le volume total de **réclamations** traitées par EDF est en baisse en 2024 par rapport à 2023 avec -30% pour atteindre 5 882 réclamations.

Depuis 2016, les volumes de réclamations faites par mail sont comptabilisés par EDF dans les données de contrôle avec celles faites par courrier. Et, depuis mai 2017, c'est désormais le cas pour celles faites par Internet (AEL : Agence En Ligne) par les clients. Ce périmètre de mesure s'est ainsi grandement élargi, de plus, les canaux digitaux facilitent largement le passage à l'acte pour réclamer sur le champ, contrairement au courrier auparavant.

La concession, avec 319 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe désormais en-dessous de la moyenne d'AEC en 2023, de 370.

En 2024, près de 90% des **réclamations sont faites par mail ou Internet**. Cette proportion est systématiquement supérieure à 80% depuis 2020.

En revanche, EDF ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. L'Autorité concédante reste aveugle sur cet aspect et de ce qu'il se passe sur son territoire.

De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des clients bleus non résidentiels sont toujours manquantes.

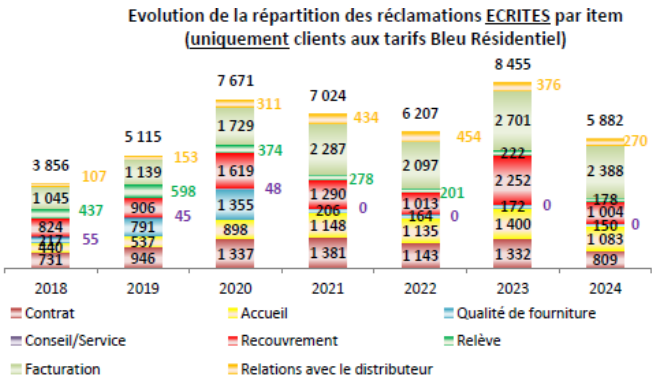
Par ailleurs, contrairement à la liste des réclamations de 1er niveau traitées par EDF, le fournisseur ne communique toujours pas la liste de réclamations traitées en instance d'appel.

Les réclamations liées à la « **facturation** » demeurent la première cause de sollicitation, représentant 41% du total (2 388 réclamations), bien qu'en baisse de -12% par rapport à 2023. Elles portent principalement sur des incompréhensions de factures, des montants de mensualisation et des contestations de consommations.

Les réclamations relatives au « **recouvrement** », qui constituaient le deuxième poste en 2023, enregistrent la plus forte baisse (-55%, soit -1 248 réclamations) et représentent désormais 17% du total. Cette évolution s'explique notamment par une amélioration des dispositifs de relance et de paiement, ainsi que par une stabilisation du contexte post-crise énergétique.

Les réclamations concernant l'« **accueil** » (1 083 réclamations, -23%) et les « **contrats** » (809 réclamations, -39%) suivent la même tendance baissière. Les autres motifs sont également en recul.

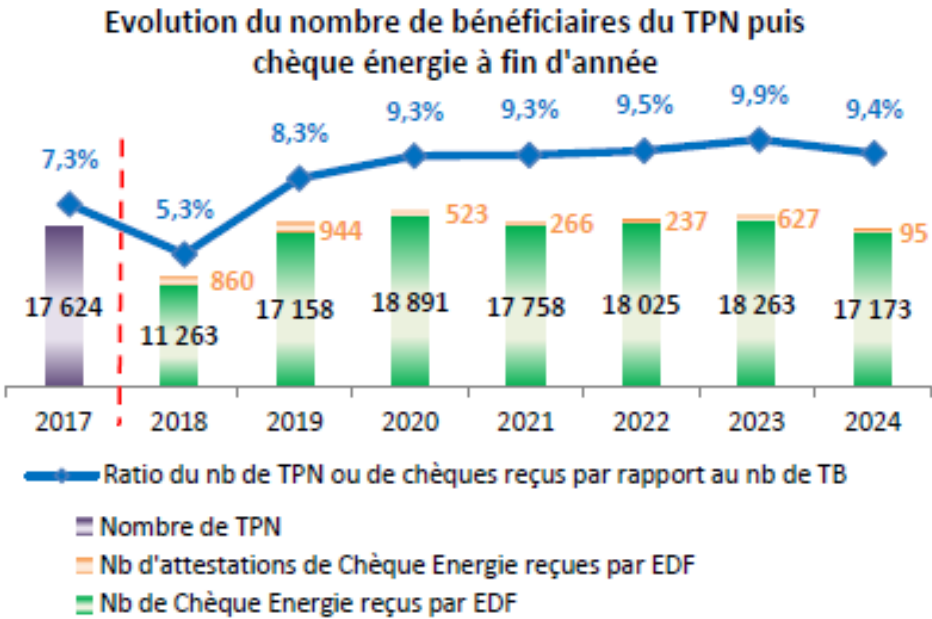
Globalement, l'année **2024 marque donc une amélioration sensible de la qualité de service du fournisseur**, avec une baisse significative du volume de réclamations sur l'ensemble des thématiques, en particulier celles liées au recouvrement.



Depuis 7 ans, le **taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94,3% et 96,4%**.

3.Les usagers en précarité énergétique

Au 31 décembre 2024, EDF a reçu 17 173 chèques énergie « annuel » de la part de ses clients au TRV, en baisse de -6,0% par rapport à 2023. Le taux de bénéficiaire est également en baisse avec -0,5 point sur un an.



Il faut rappeler qu'à fin 2017, 17 624 clients bénéficiaient du TPN. Ainsi, à fin 2024, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie sur la concession est légèrement inférieur au nombre de bénéficiaires du TPN et cela malgré un élargissement des conditions d'éligibilité.

Le « Chèque Energie »

Pour rappel, le Chèque Energie a remplacé le 1er janvier 2018 les deux tarifs sociaux de l'énergie (TPN pour l'électricité et TSS pour le gaz). Ce remplacement implique un changement du système d'attribution, mais aussi une élévation de l'équivalence du plafond de revenus permettant d'en bénéficier et une hausse des montants alloués aux bénéficiaires.

Les AODE qui étaient compétentes pour contrôler les tarifs sociaux ne le sont plus pour le Chèque Energie. Les résultats sont ainsi transmis par EDF à titre informatif, et pour permettre la connaissance des AODE sur un sujet délicat qu'est la précarité énergétique.

Selon les données d'EDF, le montant moyen du chèque énergie est de 273 € en 2024 à la maille de la concession. Cela représente sur le territoire plus de 2,5 M€ de chèques énergie crédités.

Depuis 2023, le plafond du Revenu Fiscal de Référence (RFR) donnant droit au chèque énergie est désormais de 11 000 € par an, soit une hausse de +200€ du plafond par rapport à 2022, pour une personne vivant seule, et de 23 100 € pour un couple avec deux enfants (soit 2,1 UC – Unité de Consommation).

Il existe 12 montants de chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €, ils n'ont pas évolué depuis 2019. Les chèques « annuels » sont envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril.

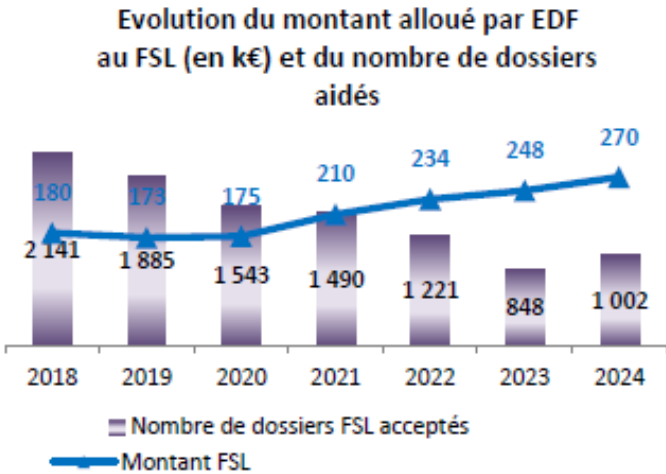
Une étude nationale de l'ONPE (Observatoire National de la Précarité Énergétique) indique que depuis 5 ans (2019 à 2024), le taux d'utilisation des Chèques Energie stagne à 80%.

En 2024, à la suite de la fin de la taxe d'habitation en France, le process a perdu son système automatique de détections et de connaissances des ayants-droits, l'Etat a alors choisi que les ayants-droits de 2024 seraient les mêmes que ceux de 2023, à défaut de pouvoir faire mieux. De plus, un guichet en ligne a été ouvert pour que les foyers nouvellement éligibles puissent demander l'attribution du Chèque Energie.

A partir de 2025, le Chèque Energie sera attribué par croisement du numéro de compteur d'électricité du logement, avec le revenu fiscal de référence et le nombre de personnes rattachées au foyer fiscal associés au numéro fiscal du titulaire du contrat de fourniture d'électricité. Cette réforme inquiète les associations d'usagers, la FNCCR et le Cnafal alertant sur une « désoptimisation » du chèque énergie et dénonçant un risque de priver une partie des foyers les plus modestes de cette aide contre la précarité énergétique

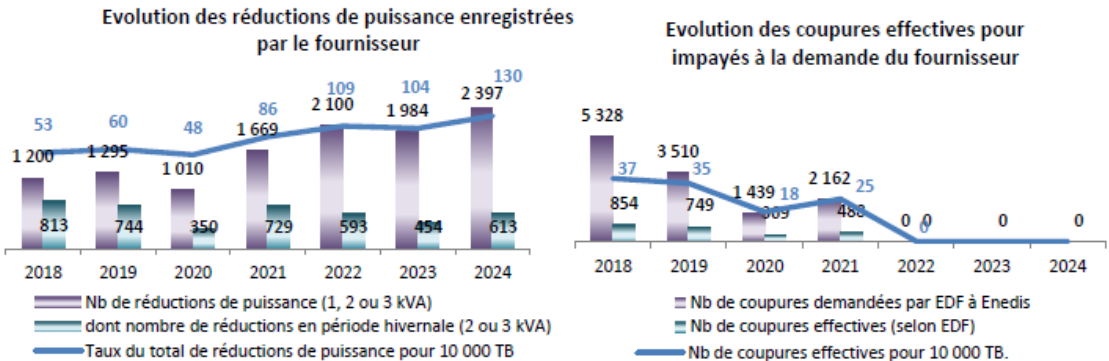
Le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental (CD). Ce dernier est de 270 k€ en 2023, en hausse de +22 k€. Le Conseil Départemental est le gestionnaire du FSL pour le département et le décideur des attributions des aides. Ainsi, EDF a principalement le rôle de contribuer au financement de ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

Le nombre de dossiers aidés pour des clients d'EDF poursuit une tendance à la baisse régulière en passant de 848 à 1 002 entre 2023 et 2024. Cette évolution reste difficilement interprétable car le contrôle de concession ne permet pas d'accéder aux chiffres relatifs aux volumes de dossiers aidés pour les clients des fournisseurs alternatifs et les clients du fournisseur historique aux offres de marché.



Depuis 2022, EDF ne demande plus de coupures pour impayés, mais uniquement des réductions de puissance. Pour rappel, en 2021, les coupures pour impayés avaient concerné près de 0,3% des clients aux TRV de la concession. Depuis 2022, le nombre de coupures pour impayés réalisés à la demande d'EDF est effectivement nul.

Le nombre de réductions de puissance est quant à lui en pleine progression, atteignant 2 397 en 2024 (1,3% des usagers). Parmi elles, 613 sont des réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale (du 1er novembre au 31 mars)

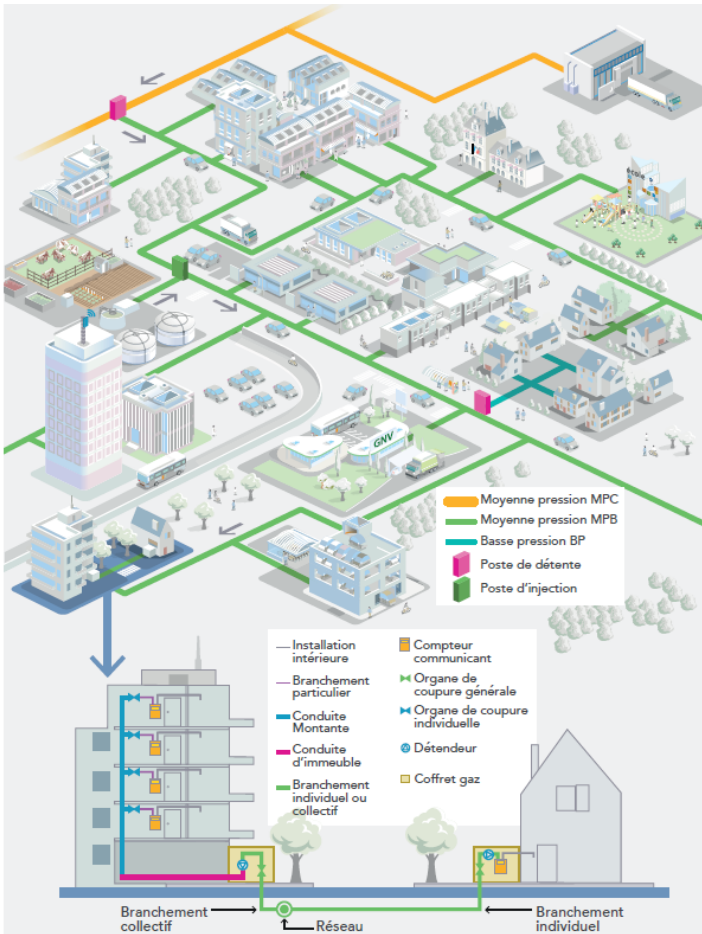


Le service public de distribution de gaz sur le département se décompose comme suit :

- Sur 62 communes, la **distribution publique de gaz naturel** est concédée à Gaz Réseau Distribution France (GRDF) :
 - o **59 communes sont desservies dans un cadre monopolistique issu de la loi de nationalisation** du gaz et de l'électricité du 8 avril 1946. Il s'agit du périmètre dit « historique » sur lequel s'applique le tarif d'acheminement péréqué (dit « ATRD ») fixé par la Commission de régulation de l'énergie à l'échelle du territoire national ;
 - o L'exploitation du service implanté sur les communes de **Hauterives, Mercurol et Châtillon-Saint-Jean** a été attribuée en 2006 et 2008 par Territoire d'Energie Drôme - SDED à la suite d'une procédure de mise en concurrence (DSP type « Loi Sapin »). Bien que ne faisant pas partie du périmètre « historique », le tarif d'acheminement pratiqué est également le tarif péréqué au niveau national.
- Territoire d'Energie Drôme - SDED a également attribué l'exploitation du **service public de distribution du gaz combustible** à Primagaz sur les communes d'Allan, Châteauneuf-du-Rhone et Malataverne (2006), à Butagaz sur la commune de Upie (2006) et à Totalgaz (désormais Finagaz) sur la commune de Saulce-sur-Rhône (2011). Le tarif d'acheminement est propre à chaque concession.

B - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION DE GAZ NATUREL CONCEDE A GRDF

Le service public de distribution de gaz fait lui aussi l'objet d'un audit annuel par les agents assermentés de Territoire d'énergie Drôme appuyés par des cabinets extérieurs. Les principales conclusions de l'audit de l'exercice 2024 de GRDF sont reprises ci-après.



1. Les chiffres clés des usagers de la concession

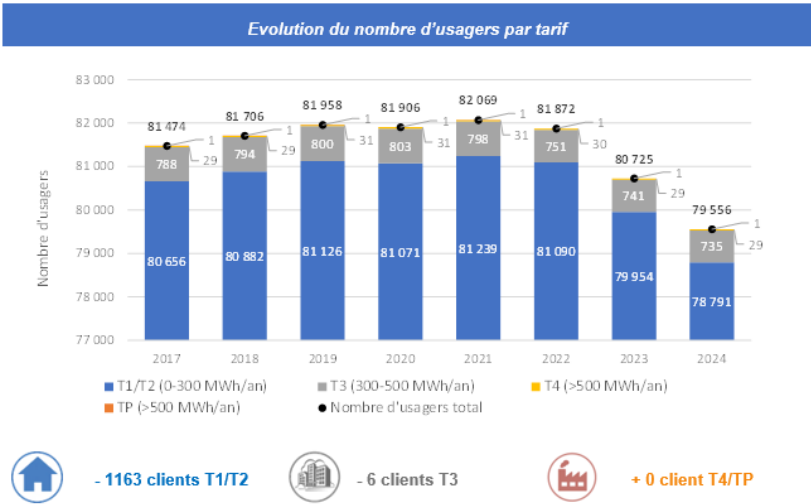
1.1 Les livraisons de gaz aux usagers

1.1.1 Nombre de points de livraison

Le nombre d'usagers des concessions poursuit sa baisse progressive pour atteindre 79 556 usagers à fin 2024 (- 1,4% par rapport à 2023, soit - 1 169 usagers). Les usagers aux tarifs T1 et T2 (usagers résidentiels avec une consommation inférieure à 300 MWh/an) représentent 99,0% des usagers du service public.

Cette baisse constatée est légèrement supérieure à celle observée au niveau national et régional. Au niveau national, depuis 2021, le concessionnaire enregistre une baisse annuelle du nombre de clients de l'ordre de -1,0%. Au niveau régional, la baisse du nombre d'usagers est légèrement plus importante (-1,1% par rapport à fin 2023), et la majorité des concessions du groupement TEARA voient leur nombre d'usagers diminuer. Le tarif d'acheminement estime une baisse annuelle du nombre d'usagers au niveau national comprise entre -1,44% et -1,66% sur la période ATRD7.

Par ailleurs, comme sur les autres concessions, une baisse du nombre de premières mises en service est observée sur l'exercice, avec 367 sur 2024, contre environ 662 en moyenne sur les exercices 2018-2022. L'apport de nouveaux usagers ralentit donc également sur la concession.



1.1.2 Énergie acheminée

Les quantités de gaz acheminées sur le territoire se stabilisent, avec 1 750 GWh acheminés en 2024 contre 1 754 en 2023, soit -0,3%. En moyenne, les quantités acheminées s'élevaient à 2 089 GWh entre 2018 et 2022.

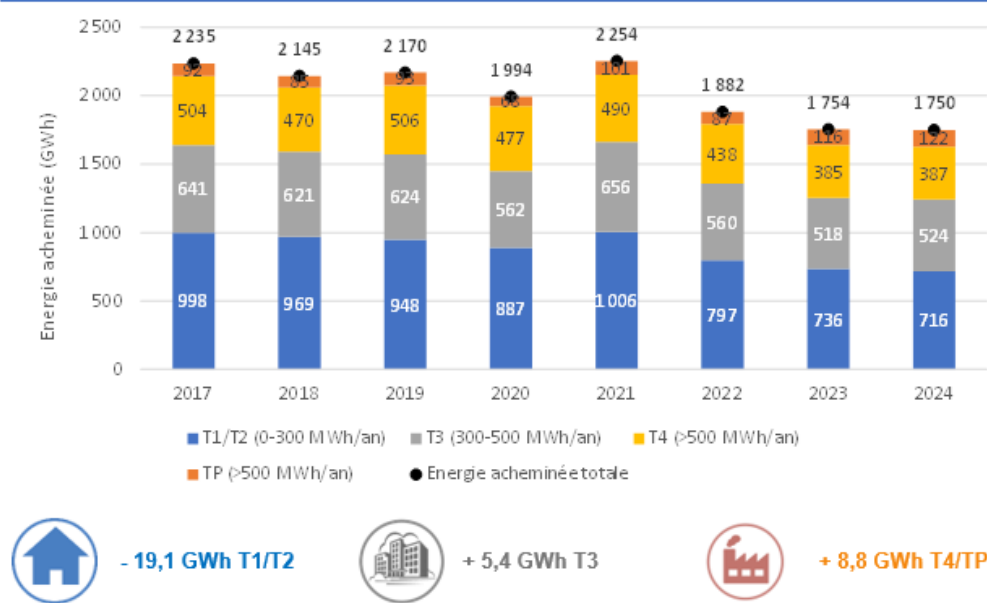
A l'instar de l'année 2023 (1 448 degrés jours unifiés - DJU), l'année 2024 (1 442 DJU) a été plus chaude qu'en moyenne (1 537 DJU sur la chronique 2019-2022).

La baisse des consommations observée est légèrement inférieure à celle observée à la maille nationale (- 0,9%) et régionale (- 1,1%) du distributeur GRDF.

La baisse des consommations est liée à celle des usagers T1/T2 (usagers résidentiels ou petits professionnels, avec une consommation inférieure à 300 MWh/an), avec -19,1 GWh par rapport à 2023 soit -2,6%. Les consommations des usagers T3 (généralement tertiaire et petits industriels), T4 (industriels) et de l'utilisateur TP (gros industriel) augmentent légèrement sur l'exercice 2024, en lien probable avec un retour des prix de marché du gaz à des niveaux plus « normaux » que sur les exercices 2022 et 2023, qui peut avoir pour effet une suspension des actions d'efficacité énergétique sur les process de production des entreprises.

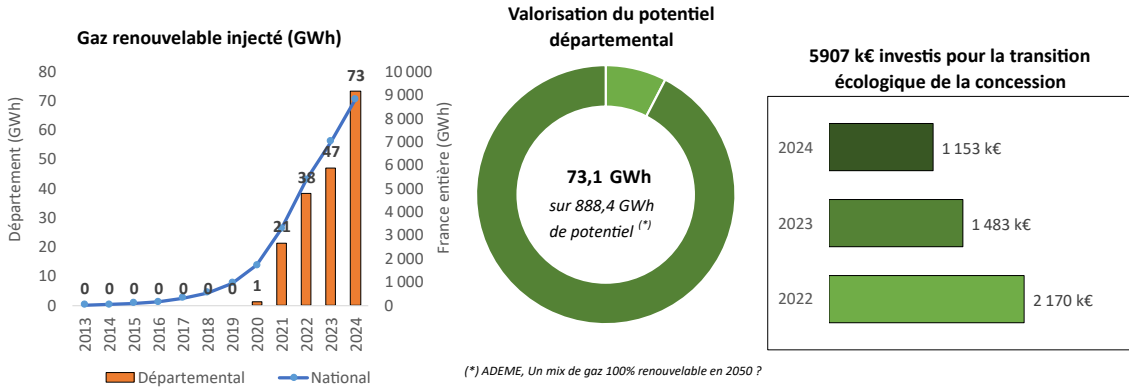
L'atténuation de la sobriété énergétique des usagers du secteur résidentiel est confirmée par la stagnation de leur consommation unitaire corrigée du climat des usagers T1/T2, qui s'établit à 9,1 MWh/an/usager (contre 11,0 MWh/an/usager en 2019).

Evolution de l'énergie acheminée par tarif d'acheminement



Evolution des quantités de biométhane injecté sur le périmètre concédé (hors convention spécifique)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Nombre de site de production (u)	0	0	1	2	3	3	5
Sur le département	0	0	1	3	4	5	7
Au niveau national	65	104	183	304	429	543	609
Quantité produite (GWh)	0,0	0,0	1,3	15,7	28,4	35,0	57,2
Sur le département	0,0	0,0	1,3	21,3	38,1	46,8	73,1
Au niveau national	533	936	1 709	3 269	5 379	6 994	8 813
Quantité consommée (GWh)	2 145	2 170	1 994	2 254	1 882	1 754	1 750
Sur le département	2 148	2 172	1 996	2 255	1 899	1 760	1 756
Au niveau national	278 906	275 356	257 125	287 904	241 540	226 011	223 966
Taux d'autoproduction de gaz (hors transport)	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	1,5%	2,0%	3,3%
Sur le département	0,0%	0,0%	0,1%	0,9%	2,0%	2,7%	4,2%
Au niveau national	0,2%	0,3%	0,7%	1,1%	2,2%	3,1%	3,9%
Potentiel de production de biométhane départemental* (GWh)	888	888	888	888	888	888	888

*Source : "Vers un gaz 100% renouvelable en France en 2050?", ADEME-SOLAGRO



1.3 Les livraisons aux usagers

1.3.1 Suivi des réclamations

Après une diminution du nombre de réclamations observée entre 2021 et 2023, une stabilité est observée en 2024 avec 365 réclamations comptabilisées, contre 353 en 2023. Le principal thème de réclamation reste l'absence de publication d'index, généralement signalée par le fournisseur et nécessaire pour réaliser sa facturation au réel : 136 réclamations en 2024. Une hausse des réclamations du thème « Gestion et réalisation des prestations » (+61,6% par rapport à 2023) est également observée, en lien avec la création d'une nouvelle classification regroupant les réclamations liées à la transmission d'index aux fournisseurs, dite problématique TECAL : 47 réclamations. Cette hausse ne traduit donc pas une baisse de la qualité des prestations rendues par GRDF.

Le taux de réclamations pour 1000 usagers s'élève ainsi à 4,6, un niveau légèrement supérieur au niveau national (4,1) et régional (4,2).

Malgré les demandes, le concessionnaire n'a pas transmis la valeur du nouvel indicateur incité « taux de réclamations multiples » à la maille de la concession. Le suivi de cet indicateur permettrait pourtant de mesurer la qualité des premières réponses apportées par GRDF lors du traitement des réclamations.

Le développement du biométhane

La loi de Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) fixe un objectif de 10 % de gaz renouvelable dans les réseaux d'ici 2030. Sur la base du scénario volontariste du bilan prévisionnel pluriannuel gaz 2017-2035, GRDF estime qu'il est possible d'atteindre 30% de gaz renouvelable dès 2030 et vise l'objectif symbolique de 100% de gaz renouvelable en 2050.

Le développement du biométhane sur le territoire permettrait à la collectivité et à GRDF d'atteindre leurs objectifs en termes de réduction de gaz à effet de serre puisque l'Agence de la Transition Écologique (ADEME) considère un facteur d'émission de 227 gCO2e/kWh PCI pour le gaz naturel de réseau contre 44 gCO2e/kWh PCI pour le biométhane d'après la Base Carbone de l'ADEME consultée en 2021.

D'après l'étude ADEME-SOLAGRO « Un mix de gaz 100 % renouvelable en 2050 ? », 888 GWh/an seraient exploitables à l'horizon 2050 sur le territoire.

Au cours de l'année 2024, 73,1 GWh ont été produits sur le département (+ 56% par rapport à 2023) par le biais de 7 sites de production, dont 5 situés directement sur le périmètre concédé. Sur le département, les sites d'injection ont fonctionné en 2024 à un niveau proche de leur capacité totale (> 80%), à l'exception de la station « STEP MAUBOULE », en service depuis juillet 2022, qui a injecté seulement 8,0 GWh en 2024 pour une capacité théorique déclarée de 15 GWh/an.

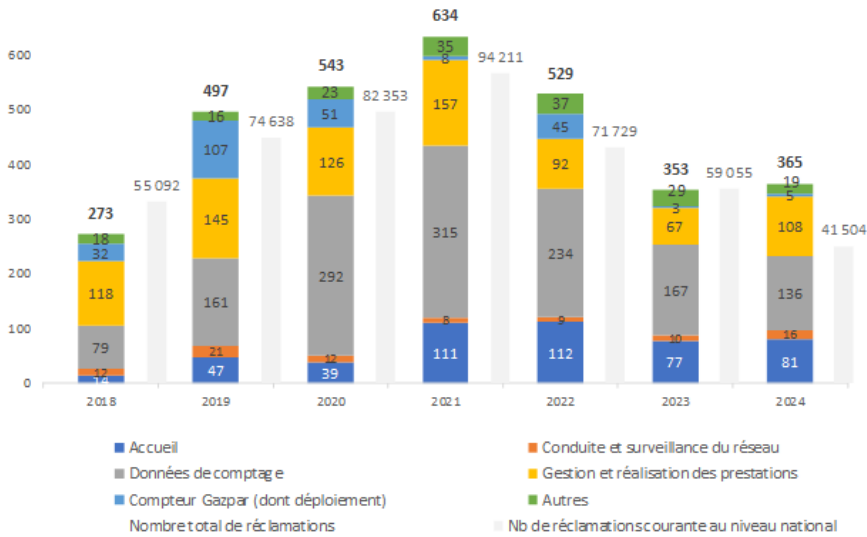
Cette production locale permet au département d'autoproduire 4,2% de sa consommation de gaz sur le réseau de distribution (contre 2,7% en 2023). Ce taux d'autoproduction varie au cours de l'année en fonction des consommations : il était de l'ordre de 1,0% en janvier 2024 jusqu'à près de 10,0% en août 2024. Au niveau national, le taux d'autoproduction s'élève à 3,9% à fin 2024.

1.3.2 Raccordement dans les délais



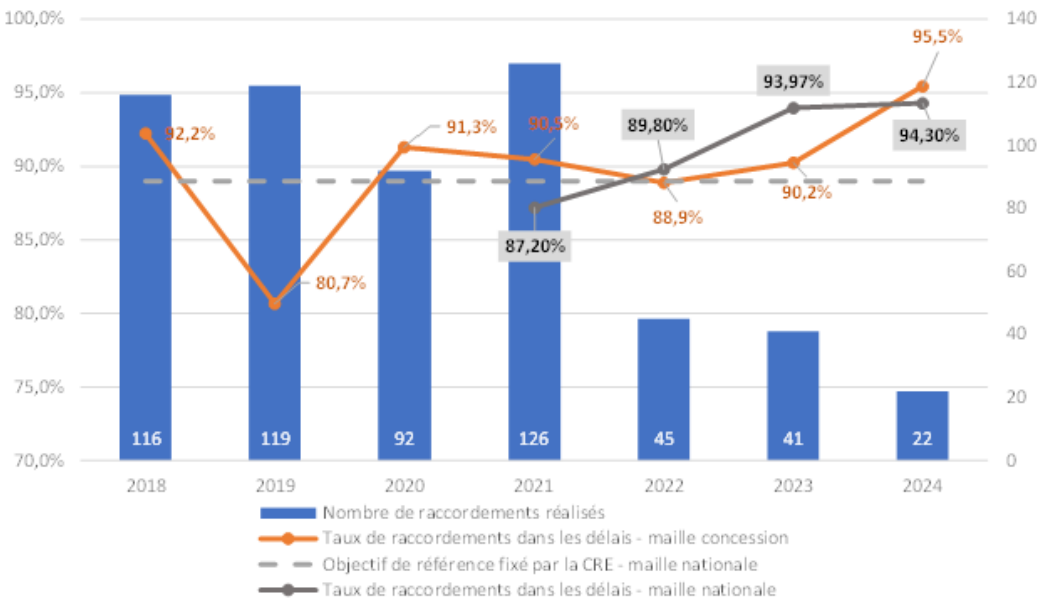
Le taux de raccordement dans les délais convenus se maintient à un niveau élevé : les 22 raccordements réalisés en 2024 ont été presque systématiquement effectués dans les délais convenus.

Evolution des réclamations clôturées



Depuis l'entrée en vigueur de l'ATRD7 au 1er juillet 2024, c'est le taux de réponse aux réclamations sous 15 jours qui est incité. Sur le territoire, il s'établit à 96,7%, supérieur à la moyenne nationale de 95,3% et supérieur à l'objectif fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie de 93,0%.

Taux de raccordement dans les délais (hors urgent)

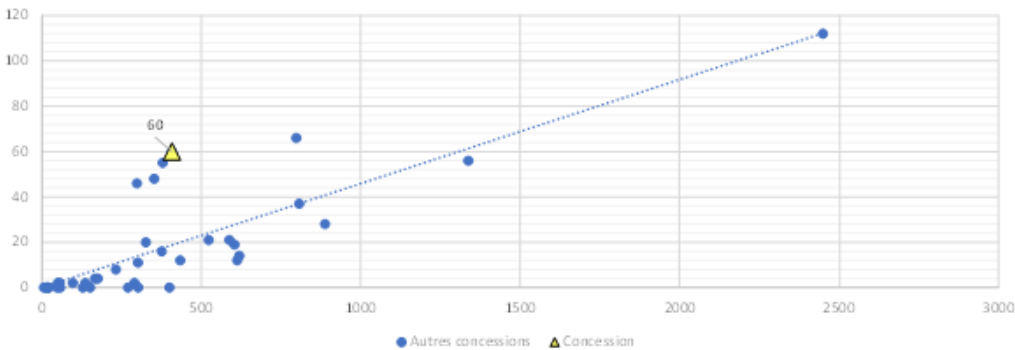


1.3.3 Diagnostics des installations intérieures

Le diagnostic des installations intérieures chômées depuis plus de 6 mois est une prestation couverte par le tarif ATRD. Pour toute installation dont la période de chômage a duré plus de 180 jours, GRDF propose un diagnostic d'installation gratuit pour le client.

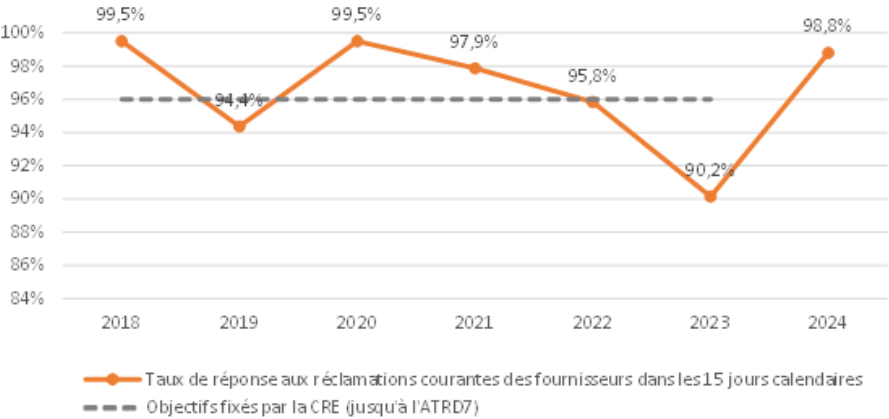
Sur la concession en 2024, **626 propositions de diagnostics ont été envoyées et 408 diagnostics sur les installations chômées depuis plus de six mois ont été réalisés, ayant conduit à la détection de 60 dangers graves et imminents – DGI –**, soit un taux de DGI de 14,7%, parmi les taux les plus élevés des concessions exploitées par GRDF. Il est de 3% au niveau national et de 4% sur la région Sud-Est.

Nombre de Dangers Graves et Immédiats en fonction du nombre de diagnostics réalisés - comparaison avec d'autres concessions

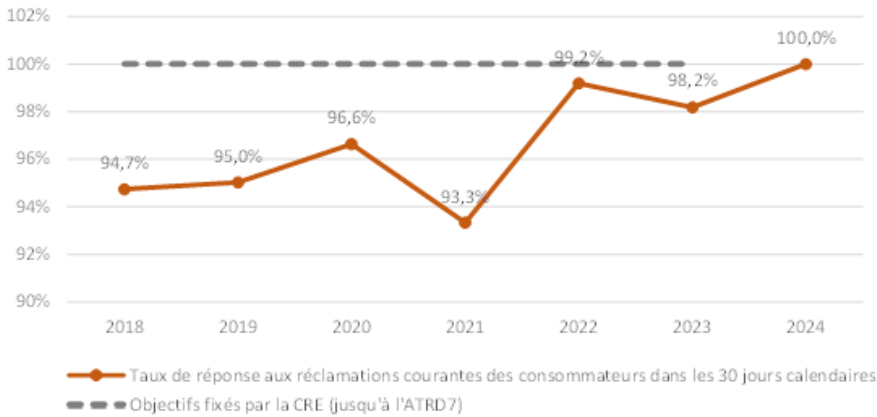


Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, le concessionnaire a confirmé qu'il s'agit d'un atypisme local et a indiqué que « Un taux de DGI atypique 2 années consécutives pour le TE26 de 16% en 2024 (14% en 2023) en particulier sur Valence 18% et 16% Romans/Isère qui ont le taux respectivement en 2ème et 3ème position de DGI sur le plan national ».

Taux de réponse aux réclamations courantes des fournisseurs dans les 15 jours calendaires



Taux de réponse aux réclamations courantes des usagers dans les 30 jours calendaires



Il conviendrait de définir des actions à mettre en œuvre pour sensibiliser les usagers de ces rues et communes à la sécurisation de leurs installations intérieures, au regard du taux important de dangers graves et immédiats mis en avant localement par les diagnostics sécurité gaz.

Le dispositif de diagnostic sur les installations gaz sédentaires depuis plus de 12 ans, qui avait permis de relever 9 diagnostics ayant révélé un danger grave et immédiat en 2023, a pris fin en décembre 2023 et n’a pas été reconduit sur l’exercice 2024.

2. Les caractéristiques des ouvrages

2.1 Les canalisations de distribution

La longueur totale de canalisations atteint les **1 824 km à fin 2024** (+ 7 km par rapport à 2023).

Linéaire de canalisation par pression et par matière (km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variation (km)
Linéaire total de canalisation	1 728	1 742	1 756	1 779	1 800	1 817	1 824	6,31
Réseau MPC (sup à 4 bar)	103,1	103,2	108,2	108,2	116,8	119,1	119,1	0,04
Dont MPC polyéthylène	9,0	9,0	14,0	14,0	22,2	23,9	24,1	0,21
Dont MPC acier	94,1	94,2	94,2	94,2	94,6	95,2	95,1	-0,16
Réseau MPB (de 0,4 à 4 bar)	1 582	1 598	1 608	1 632	1 647	1 664	1 672	8,06
Dont MPB polyéthylène	1 401	1 417	1 427	1 453	1 468	1 485	1 493	8,17
Dont MPB acier	181	181	181	179	179	179	179	-0,11
Dont MPB cuivre	0,29	0,23	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,00
Réseau BP (inf à 50 mbar)	42,56	40,48	39,78	38,51	36,58	34,40	32,60	-1,80
Dont BP polyéthylène	11,40	11,12	11,09	11,04	10,46	10,05	9,65	-0,40
Dont BP acier	8,41	8,15	7,86	7,63	7,36	7,07	6,94	-0,13
Dont BP cuivre	0,53	0,49	0,49	0,48	0,43	0,36	0,32	-0,04
Dont BP fonte ductile	22,22	20,72	20,34	19,36	18,32	16,92	15,69	-1,23

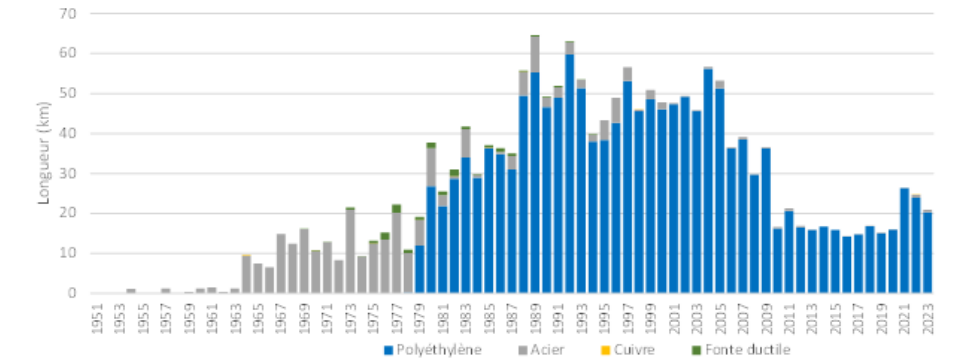
* En bleu les technologies de canalisations dont le renouvellement est priorisé

L'âge moyen des canalisations atteint les 29,8 ans (+0,8 an par rapport à 2023), équivalent aux 29 ans au niveau national. Le taux de canalisations construites après 1980 est de 87,3%, contre 83% au niveau national.

Les canalisations des concessions sont donc globalement plutôt récentes, même si des disparités locales existent, avec jusqu’à 38,5 ans en moyenne à Saint-Vallier.

Âge moyen des canalisations (ans) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variation (ans)
Age moyen	25,6	26,4	27,1	27,7	28,3	29,0	29,8	0,8
Polyéthylène	22,0	22,7	23,5	24,1	24,7	25,4	26,2	0,8
Acier	43,0	44,0	45,0	45,8	46,6	47,5	48,5	1,0
Cuivre	44,8	45,4	45,7	47,0	48,9	51,8	50,0	-1,8
Fonte ductile	38,0	39,0	40,0	41,0	42,1	43,2	44,2	1,0
BP	36,3	37,2	38,0	38,8	39,9	41,0	42,1	1,1
MPB	24,8	25,6	26,4	26,9	27,7	28,4	29,2	0,8
MPC	33,8	34,8	34,2	35,2	33,4	33,7	34,6	0,9

Linéaire de canalisations en fonction de l'année de mise en service (km)
(Source : inventaire technique)



2.2 Les postes de détente

Les postes de détente réseau sont les ouvrages qui permettent de modifier la pression du gaz transitant dans les canalisations du réseau de distribution publique de gaz. Il existe 4 niveaux de pression usuels : la Moyenne Pression C (MPC) supérieure à 4 bars, la Moyenne Pression B (MPB) comprise entre 0,4 et 4 bars, la Moyenne Pression A (MPA) comprise entre 50 et 400 mbar et la Basse Pression (BP) comprise entre 7 et 50 mbar.

Sur le territoire des concessions, à fin 2024, 140 postes de détente réseau sont en service, dont 75 sont utilisés pour desservir les 1,2% du réseau exploités en basse-pression. Parmi ces 140 postes, 70 sont télésurveillés et font remonter des alarmes au bureau d’exploitation en cas d’anomalie de pression notamment.

Caractéristiques des postes de détente (u)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variation (u)
Nombre total de poste de détente	153	150	146	145	145	142	140	-2
Dont en télé-exploitation	17	46	67	69	69	69	70	1
MPC/MPC	2	2	3	2	3	3	3	0
MPC/MPB	61	60	60	62	62	62	62	0
MPB/BP	89	87	83	81	80	77	75	-2
-/-	1	1	0	0	0	0	0	0

2.3 Les robinets de réseau

Les robinets de réseau sont des ouvrages clés de l’exploitation puisqu’ils permettent de couper certaines parties du réseau lors d’un incident ou lors de travaux importants. Leur nombre et leur positionnement impactent donc directement le nombre d’usagers coupés lors des incidents.

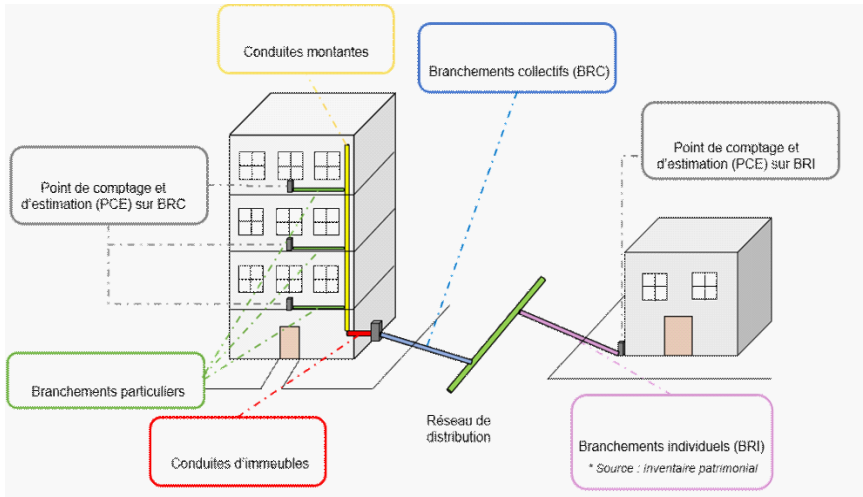
Leur mise en place constitue un investissement de l’ordre de quelques milliers d’euros. L’objectif du concessionnaire est de trouver le nombre optimal de robinets à conserver dans le schéma de vannage pour allier performance et sécurité. Il y a donc sur le réseau des robinets utiles à l’exploitation, et d’autres non utiles à l’exploitation, qui ne font pas partie du schéma de vannage utilisé par le concessionnaire pour exploiter le réseau.

Sur les 2 299 robinets disponibles sur les canalisations du territoire, le concessionnaire a choisi d’en utiliser 967 dans son schéma de vannage, contre 977 sur l’exercice 2023.

Les robinets de réseau ne sont pas immobilisés en tant que tel dans l’inventaire des immobilisations, mais sont immobilisés avec les canalisations sur lesquelles ils sont installés.

Caractéristiques des robinets	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Age moyen des robinets (ans)	26,8	27,6	28,8	29,4	30,1	30,8	31,8
Nombre de robinets	n.c.	n.c.	2 400	2 398	2 402	2 401	2 299
Dont robinets utiles à l'exploitation	952	955	961	968	973	977	967
Dont robinets non utiles à l'exploitation	n.c.	n.c.	1439	1430	1429	1424	1332
Modification du schéma d'exploitation							
Nombre de robinets devenus utiles à l'exploitation	n.c.	n.c.	n.c.	12	4	7	20
Nombre de robinets déclassés	n.c.	n.c.	n.c.	1	2	2	9

2.4 Les ouvrages de branchements



✗ A ce jour, le concessionnaire ne possède pas d'inventaire technique des **branchements individuels**. Ces derniers sont systématiquement recensés en cartographie et équipés d'un système de protection depuis le début des années 2000. Ainsi, tous les branchements individuels ne figurent pas encore en cartographie et ne sont pas protégés contre le risque d'arrachement.

Conformément à l'arrêté du 6 décembre 2021, le concessionnaire doit, d'ici à 2032, protéger contre l'arrachage ou la fusion l'ensemble des branchements existants en polyéthylène exploités en moyenne pression de type B à l'exception des branchements reportés en classe A dans la cartographie. En 2050, l'ensemble des branchements existants en polyéthylène devront être protégés contre l'arrachage ou la fusion.

D'après les données transmises par le concessionnaire, le nombre de branchements individuels concernés par cette réglementation est estimé à environ 16 800 unités d'après l'inventaire détaillé des immobilisations.

Toutefois, le concessionnaire ne met à disposition des autorités concédantes ni des indicateurs permettant de mesurer l'atteinte de cette réglementation, ni le nombre de branchements reportés en classe A dans la cartographie grande échelle.

Il est demandé à GRDF de définir des indicateurs de suivi de l'atteinte des exigences de l'arrêté du 6 décembre 2021, ainsi que de transmettre le nombre de branchements reportés dans la cartographie grande échelle en précisant ceux qui sont reportés en classe A.

Les ouvrages de branchements collectifs sont l'ensemble des ouvrages situés en amont du compteur et en aval du branchement collectif. Ces ouvrages comprennent notamment les branchements collectifs (BRC), les conduites d'immeubles (CI), les conduites montantes (CM), les conduites de coursive (CC), les nourrices de compteur (NC), les tiges cuisine (TC) et les branchements particuliers (BPIC).

Ces ouvrages peuvent être en différents matériaux, généralement en cuivre, en acier ou en fonte. Les ouvrages de branchements collectifs en acier ne sont pas protégés cathodiquement, mais grâce à un revêtement.

Sur la concession, 7 703 branchements collectifs sont recensés (+ 92 par rapport à 2023), principalement en polyéthylène, pour 5 956 conduites d'immeuble (+ 60) principalement en cuivre ou en acier et 4 541 conduites montantes (+ 63) principalement en cuivre.

Dans l'inventaire technique des ouvrages de branchements collectifs remis aux autorités concédantes, des informations jugées importantes sont manquantes (environnement, type de brasure...) afin de pouvoir estimer le nombre d'ouvrages devant faire l'objet d'une vigilance, en particulier les Cibles Principales de Traitement.

De plus, malgré des efforts, la complétude des bases de données concernant ces ouvrages doit encore être améliorée : 84% des branchements collectifs n'ont pas d'année de mise en service et 1% n'ont pas de matériau renseigné.

2.5 Les régulateurs

✓ **Sur les concessions, à fin 2024, environ 18,4% des régulateurs ont fait l'objet d'un renouvellement.**

Le régulateur, également appelé détendeur, est un équipement généralement placé en amont des compteurs dont le but est d'abaisser et de réguler la pression du gaz en maintenant un niveau constant selon les limites prescrites.

Les régulateurs sont des pièces mobiles responsables en 2024 de plus de la moitié des incidents (360 incidents sur 685) sur les ouvrages concédés exploités par le concessionnaire.

L'arrêté du 4 mars 2021 impose une durée de vie maximale pour les régulateurs fixée à 20 ans à partir de 2040, et impose donc implicitement au concessionnaire de recenser tous les régulateurs de la concession, notamment ceux sur branchements individuels.

Depuis l'exercice 2021, les régulateurs sont immobilisés séparément du compteur dans l'inventaire patrimonial.

2.6 Le report en classe A dans la cartographie

Le concessionnaire tient à jour une cartographie grande échelle des ouvrages lui permettant de réaliser ses travaux et de répondre aux déclarations de travaux (DT) et aux déclarations d'intention de commencement de travaux (DICT) des différents maîtres d'ouvrage.

Sur ces plans, le repérage des canalisations peut se faire selon 3 niveaux de précision : la classe A (fuseau d'incertitude de 50 cm), B (fuseau d'incertitude de 1,5 mètre) et C (autres cas).

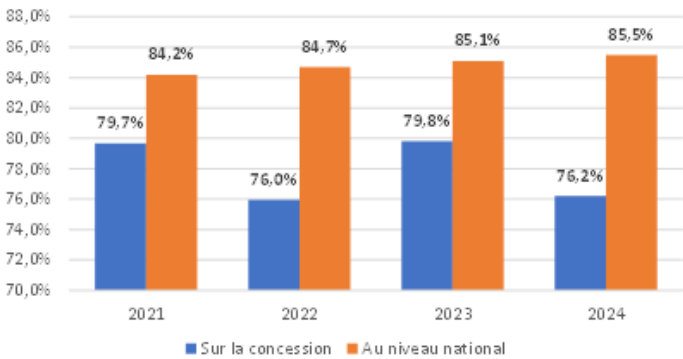
En réponse aux DT/DICT, le concessionnaire fournit le tracé des ouvrages du réseau de gaz en indiquant leur classe de précision cartographique.

Dans l'objectif de réduire les risques de dommages aux ouvrages, le concessionnaire est censé garantir une précision cartographique de classe A sur le tracé des ouvrages dans ses réponses aux DT/DICT. Dans le cas contraire, le décret anti-endommagement prévoit que les responsables des travaux réalisent eux-mêmes des investigations complémentaires (IC) pour classer le réseau en A, répercutées ensuite à la charge des gestionnaires de réseau de distribution. Ces derniers peuvent utiliser les résultats de l'IC pour mettre à jour leur cartographie.

✗ **Sur la concession, le taux de canalisations en classe A est de 76,2% à fin 2024, inférieur la moyenne nationale de 85,5%.** En 2023, il était de 79,8% : cette diminution s'explique par une modification de la méthode de calcul du taux de classe A sur la cartographie grande échelle au niveau national.

En outre, le concessionnaire ne met à disposition des autorités concédantes ni des indicateurs permettant de mesurer l'atteinte des objectifs réglementaires, ni le nombre de branchements reportés en classe A dans la cartographie grande échelle.

Taux de report en classe A des canalisations dans la cartographie grande échelle¹



Il est demandé à GRDF de transmettre le nombre de branchements reportés dans la cartographie grande échelle en précisant ceux qui sont reportés en classe A, ainsi que le linéaire de canalisations en classe A dans la cartographie grande échelle par commune.

2.7 Les ouvrages vulnérables

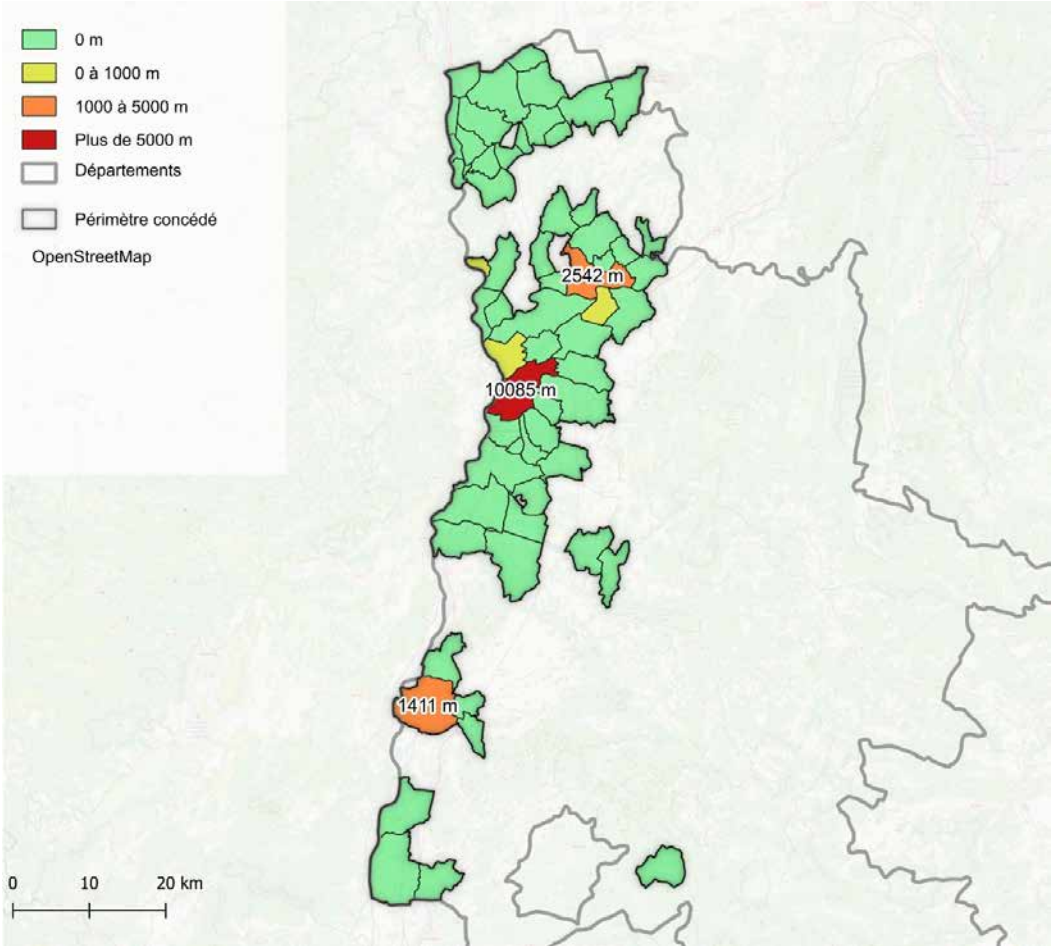
2.7.1 Canalisations et branchements en fonte ductile

Sur les concessions, **il subsiste également 15,7 km canalisations en fonte ductile** soumises à une obligation de renouvellement conformément à l’arrêté du 6 décembre 2021.

Elles se situent principalement à Valence (10,1 km), Romans-sur-Isère (2,5 km) et Montélimar (1,4 km).

L'échéance de résorption de ces canalisations est le 1er janvier 2050, à l'exception des canalisations situées en zone à risque argile moyen telle que définie par le Bureau de Recherches Géologiques et Minières qui doivent être résorber d'ici le 1er janvier 2040.

Linéaire de canalisation par matière (km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variation N/N-1	Rythme moyen
Fonte ductile	22,2	20,7	20,3	19,4	18,3	16,9	15,7	-1,2	-1 km/an
Dont BP	22,2	20,7	20,3	19,4	18,3	16,9	15,7	-1,2	-1 km/an
Dont MP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0 km/an



2.7.2 Canalisations en cuivre sur domaine public

Il subsiste également 0,5 km de canalisations en cuivre devant faire l’objet d’un renouvellement d’ici 2050, dont une grande partie est exploitée en basse pression.

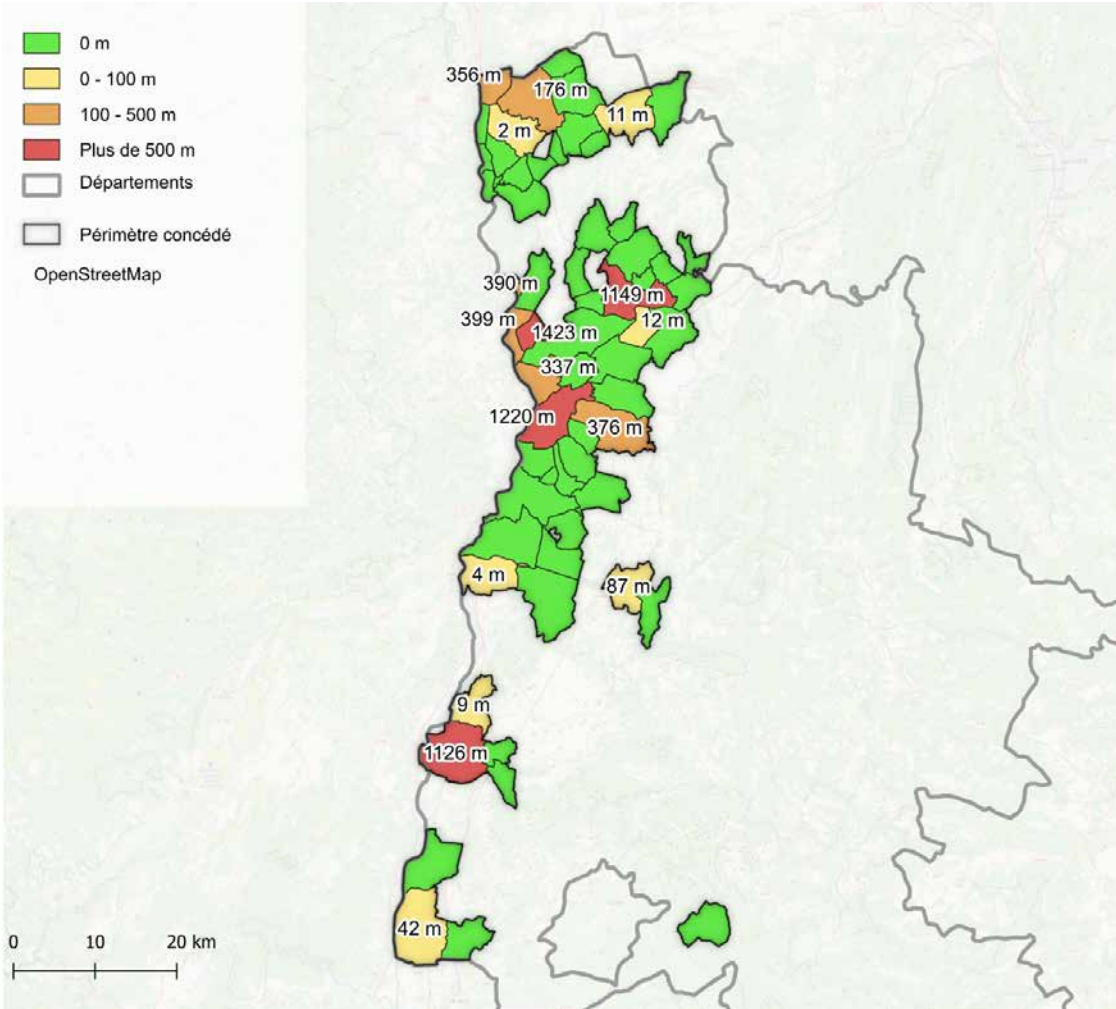
Linéaire de canalisation par matière (km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variation N/N-1	Rythme moyen
Cuivre	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	0,5	0,0	0 km/an
Dont BP	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,0	0 km/an
Dont MP	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0 km/an

2.7.3 Canalisations en acier non protégées cathodiquement

L'acier (287 km à fin 2024), s'il est non protégé, constitue un matériau vulnérable au risque de corrosion. Pour pallier ce risque, le concessionnaire équipe toutes les canalisations d'un revêtement limitant le contact avec le sol et la quasi-totalité des canalisations en acier d'une protection cathodique active, à l'exception de 7,1 km à fin 2024. Ces canalisations à surveiller particulièrement conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 sont réparties sur plusieurs communes du territoire, notamment à Pont-de-l'Isère, Valence et Montélimar.

Il est demandé à GRDF de présenter la localisation précise et le programme de traitement (résorption, mise sous surveillance...) des 7,1 km de canalisations en acier non protégé cathodiquement.

Linéaire de canalisation par matière (km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variation N/N-1	Rythme moyen
Acier non protégé cathodiquement	7,04	6,78	6,46	6,52	6,24	6,32	7,12	0,80	0,1 km/an



2.7.4 Ouvrages exploités en basse pression

? Il demeure également 32,6 km de canalisations exploitées en basse pression sur le périmètre concédé, réparties de manière éparse sur plusieurs communes pour des dessertes spécifiques.

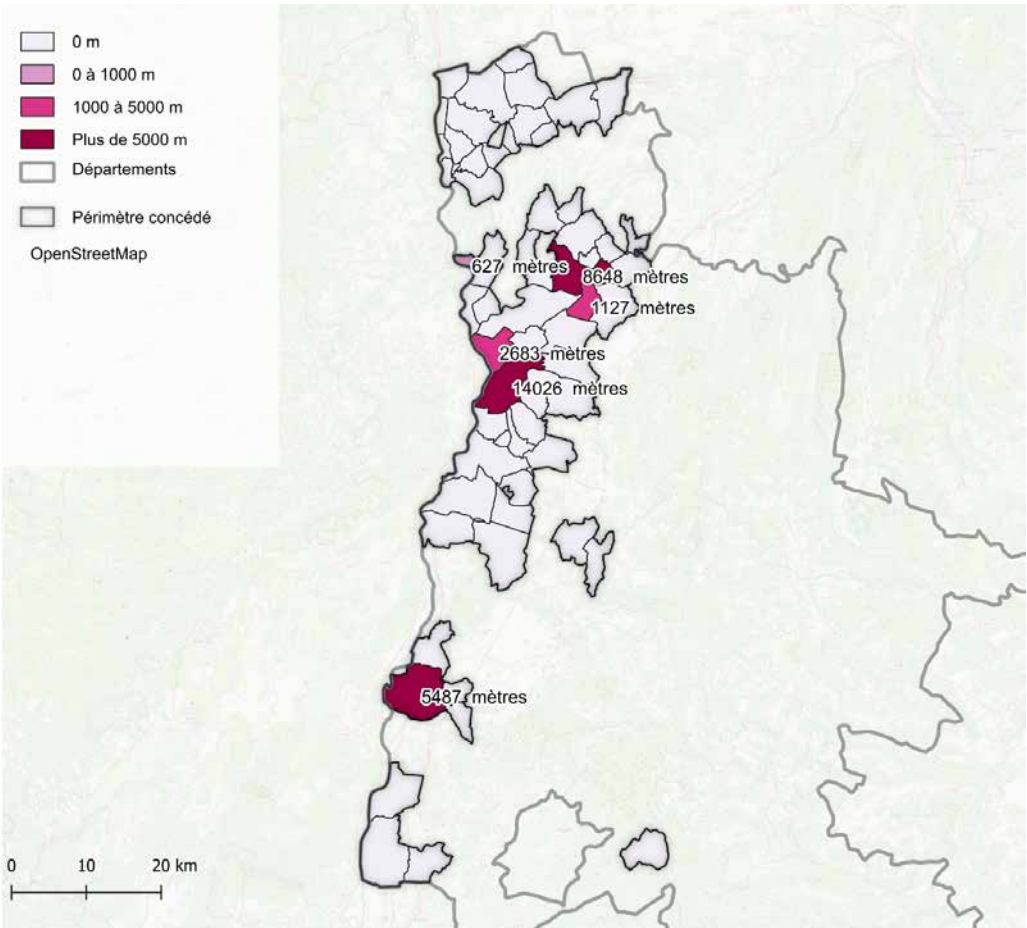
La totalité des réseaux en fonte ductile évoqués ci-avant sont exploitées en basse-pression et la résorption de la fonte ductile va donc mécaniquement impliquer la diminution de près de 50% des canalisations exploitées en basse-pression.

Les canalisations exploitées en basse pression sont associées à des taux de fuites plus importants que les canalisations moyenne pression. Par ailleurs, du fait de la faible pression dans le réseau, les fuites de gaz sont plus difficiles à détecter et le risque d'accumulation est plus important. Enfin, les installations alimentées en basse pression ne possédant pas de détendeurs, à chaque coupure, le concessionnaire doit passer chez chaque usager pour s'assurer que le gaz est fermé avant de remettre en service la poche de gaz, ce qui complexifie les remises en gaz.

Pour toutes ces raisons, le renouvellement des canalisations basse pression en moyenne pression paraît opportun sur la concession.

Linéaire de canalisation basse pression et par matière (km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Variation (km)
Réseau BP (inf à 50 mbar)	42,56	40,48	39,78	38,51	36,58	34,40	32,60	-1,80
Dont BP polyéthylène	11,40	11,12	11,09	11,04	10,46	10,05	9,65	-0,40
Dont BP acier	8,41	8,15	7,86	7,63	7,36	7,07	6,94	-0,13
Dont BP cuivre	0,53	0,49	0,49	0,48	0,43	0,36	0,32	-0,04
Dont BP fonte ductile	22,22	20,72	20,34	19,36	18,32	16,92	15,69	-1,23

* En bleu les technologies de canalisations dont le renouvellement est priorisé



3. La surveillance et la sécurité des ouvrages

En 2022, de nombreuses évolutions réglementaires ont précisé les exigences concernant l'activité de surveillance du concessionnaire, notamment :

- le Règlement de Sécurité de la Distribution de Gaz (RSDG) n° 14, mis à jour le 12 février 2022, qui fixe des fréquences de surveillance des canalisations spécifiques en fonction du matériau et la périodicité maximale de visite sur les postes de détentes, les postes biométhanés et les robinets de coupure réseau à 4 ans ;
- l'arrêté du 4 mars 2021 qui fixe la périodicité de visite des branchements collectifs à 10 ans ;
- l'arrêté du 6 décembre 2021 qui prévoit pour la protection cathodique, à partir du 1er juillet 2022, une périodicité de 15 mois pour les contrôles (évaluation générale) et une périodicité de 3 à 4 ans pour les inspections (évaluation complète et détaillée).

Dans le compte-rendu d'activité du concessionnaire, ce dernier transmet uniquement les quantités programmées selon son prescrit sur lequel il ne communique pas, et les quantités réalisées. Ces éléments ne permettent pas de juger du respect de la réglementation.

Par conséquent, le suivi des actes réglementaires de surveillance par ouvrage réalisés par GRDF doit être fiabilisé, notamment par la modification de la méthode employée pour le calcul des taux de surveillance présentés dans les comptes rendus annuels d'activité qui ne reflètent actuellement pas le respect des exigences réglementaires.

GRDF transmet néanmoins des jeux de données complémentaires au CRAC qui permettent d'effectuer certaines analyses de la surveillance et de la maintenance réalisées sur les ouvrages concédés. Sur les concessions, les taux de surveillance réglementaire à fin 2024 sont de :

- ✓ **99,99% pour les canalisations (99,97% en 2023)**, soit 191 mètres en retard de surveillance par rapport à la réglementation, situés à Beauvallon, Bourg-de-Péage et Montélimar ;
- ?** **95,76% pour les robinets de coupure réseau (contre 100,00% en 2023)**, soit 41 robinets en retard de surveillance ;
- ✓ **100,00% pour les postes de détente réseau (comme en 2023)**.
- ?** **97,58% pour les branchements collectifs, correspondant à 156 ouvrages en retard en surveillance** par rapport à la réglementation au 31 décembre 2024.

3.1 Canalisations

La surveillance des canalisations est appelée **Recherche Systématique de Fuites (RSF)** par le concessionnaire. Elle est réalisée en quasi-totalité par un **Véhicule de Sécurité Réseau (VSR)** qui détecte le gaz, même en très faible quantité, et complétée par des visites à pied.

Surveillance des canalisations	2022	2023	2024
Taux de surveillance réglementaire	99,55%	99,97%	99,99%
Linéaire concerné par la réglementation (m)	1 800 497	1 817 325	1 823 631
Linéaire en retard par rapport à la réglementation (m)	8 084	626	191

3.2 Branchements collectifs

Auparavant inexistante sur ces ouvrages, l'arrêté du 4 mars 2021 impose dorénavant **une fréquence de maintenance de 10 ans pour les ouvrages de branchement collectif** : branchements collectifs, conduites d'immeuble, conduites montantes, branchements particuliers, nourrice de compteur.

A date du contrôle sur site, il demeurait 80 branchements collectifs toujours en retard et sur lesquels une vigilance particulière sera à avoir lors du prochain contrôle. Tous leurs identifiants n'ont été pas transmis par le concessionnaire.

Maintenance des branchements collectifs	2022	2023	2024
Taux de maintenance réglementaire	n.d.	99,94%	97,58%
Nombre concerné par la réglementation (u)	n.d.	6 453	6 453
Nombre en retard par rapport à la réglementation (u)	n.d.	4	156

Territoire d'énergie Drôme demande au concessionnaire de lui transmettre tous les identifiants des branchements collectifs en retard de maintenance.

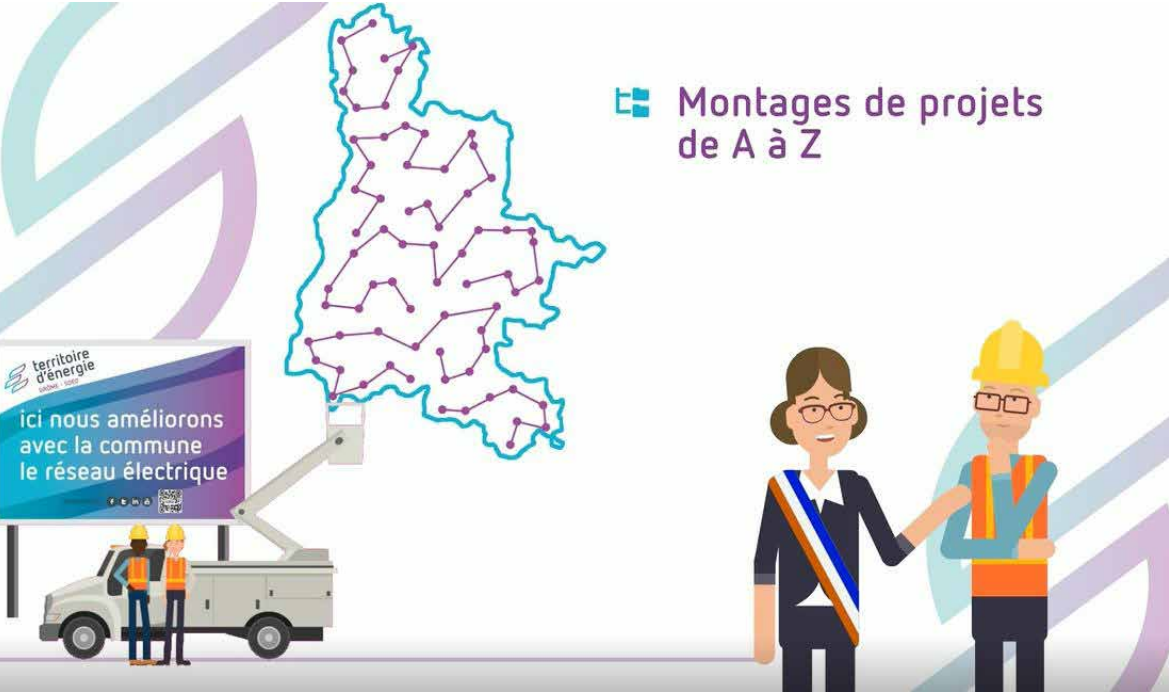
3.3 Branchements individuels

La réglementation ne fixe pas de fréquence de maintenance pour les branchements individuels. Les opérations de recherche systématique de fuite (RSF) permettent de surveiller l'étanchéité du réseau, mais également des branchements individuels qui ne sont pas surveillés par ailleurs.

3.4 Ouvrages de la protection cathodique

Malgré la demande, le concessionnaire ne transmet pas d'éléments permettant de vérifier le respect de la réglementation sur les ouvrages de la protection cathodique.

Territoire d'énergie Drôme demande au concessionnaire de lui transmettre les taux de maintenance réglementaire des ouvrages de la protection cathodique avec les identifiants des ouvrages en retard de maintenance.



4. Les incidents sur les ouvrages

Le concessionnaire intervient pour l'ensemble des incidents pour lesquels il est appelé, même s'ils concernent des installations intérieures d'usagers mises en place par leurs propres moyens. Ainsi, dans l'étude de l'incidentologie du réseau concédé, il est important de retirer du champ d'étude les incidents qui n'ont pas pour siège un ouvrage exploité par le concessionnaire.

Par ailleurs, certains incidents ne peuvent pas être imputés à la politique de maintenance ou de renouvellement du concessionnaire notamment : les dommages aux ouvrages, les actes de malveillance, les défaillances des réseaux d'électricité ou d'eau à proximité des réseaux de gaz... Ces incidents sont appelés des incidents exceptionnels ou externes.

Le Syndicat veille au suivi des indicateurs et à ce qu'aucune dérive ne soit constatée, les ouvrages devant être remis en état normal de service conformément à l'article 31 du cahier des charges du contrat de concession historique.

Dans les fichiers de contrôle, le concessionnaire ne transmet pas l'identifiant de l'ouvrage siège du défaut, ni sa localisation, ni son matériau, ni son année de mise en service, ce qui limite les possibilités d'analyse de l'Autorité concédante et sa connaissance de l'état de son patrimoine

Afin de renforcer le suivi sur les incidents du réseau de distribution et des branchements, Territoire d'énergie Drôme demande à GRDF de compléter la liste des incidents transmise avec les éléments suivants : la localisation et l'identifiant technique de l'ouvrage siège de l'incident.

4.1 Interventions pour sécurité



Le nombre d'interventions en plus de 60 minutes diminue encore en 2024 avec 7 interventions.

Les interventions pour sécurité	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Nombre d'interventions	1 504	2 357	1 463	1 374	1 402	1 265	1 277
Dont en moins de 60 minutes	1 495	2 343	1 446	1 367	1 377	1 253	1 270
Dont en plus de 60 minutes	9	14	17	7	25	12	7
Taux d'interventions en moins de 60 minutes	99,4%	99,4%	98,8%	99,5%	98,2%	99,1%	99,5%
Moyenne nationale		99,0%	99,2%	99,0%	99,0%	99,0%	99,2%

4.2 Les incidents sur les ouvrages exploités par le concessionnaire

Dès que l'« **urgence sécurité gaz** » reçoit un appel, une équipe est envoyée sur les lieux pour examiner la situation, quelle que soit l'origine de l'incident (fausse alerte, chaudière privée, ouvrages concédés...).

En 2024, 685 incidents ont eu lieu sur des ouvrages concédés au concessionnaire (contre 789 en 2023).

Répartition des incidents constatés par siège	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	% du total	Variation (%)
Total	1 298	2 010	1 237	1 159	1 287	1 214	1 090	100%	-10%
Ouvrages concédés	997	1 636	909	791	929	789	685	63%	-13%
Installations intérieures desservies par GrDF	163	202	173	174	204	261	233	21%	-11%
Autres sièges (autre distributeur, GRTGaz...)	135	165	155	193	148	160	149	14%	-7%
Non renseigné	3	7	-	1	6	1	-	0%	-100%

La majorité des incidents ont pour origine une cause matérielle, notamment les suivantes : l'usure ou la rupture des régulateurs et le déclenchement intempestif du dispositif de sécurité du régulateur, principalement sur les branchements individuels.



Hors incidents exceptionnels ou externes (dommages, malveillance, actes volontaires, effet gazpar), **le nombre d'incidents diminue sur la chronique 2018-2024 pour atteindre 440 en 2024**, un niveau inférieur à la moyenne de 542 observée sur cette période.

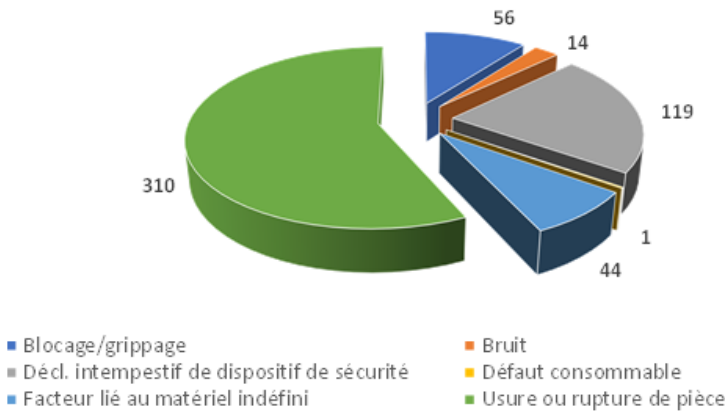
Effet GAZPAR

L'effet GAZPAR correspond aux incidents qui ont été détectés dans le cadre de la pose des compteurs GAZPAR. Dans le cadre du déploiement, la quasi-totalité des branchements sont visités. Lors de la pose, les techniciens réalisent des tests d'étanchéité sur les parties accessibles du branchement. A la moindre fuite détectée, les techniciens déclarent la fuite, qui est enregistrée ensuite comme un incident classique.

Certaines de ces fuites, notamment les plus petites, n'auraient pas été détectées sans le test d'étanchéité du technicien en charge de la pose du compteur évolué : c'est l'effet GAZPAR.

La suite de l'analyse est réalisée en mettant en lumière l'effet GAZPAR afin de pouvoir mieux juger des évolutions des incidents sur le long terme.

Causes des défaillances de matériel



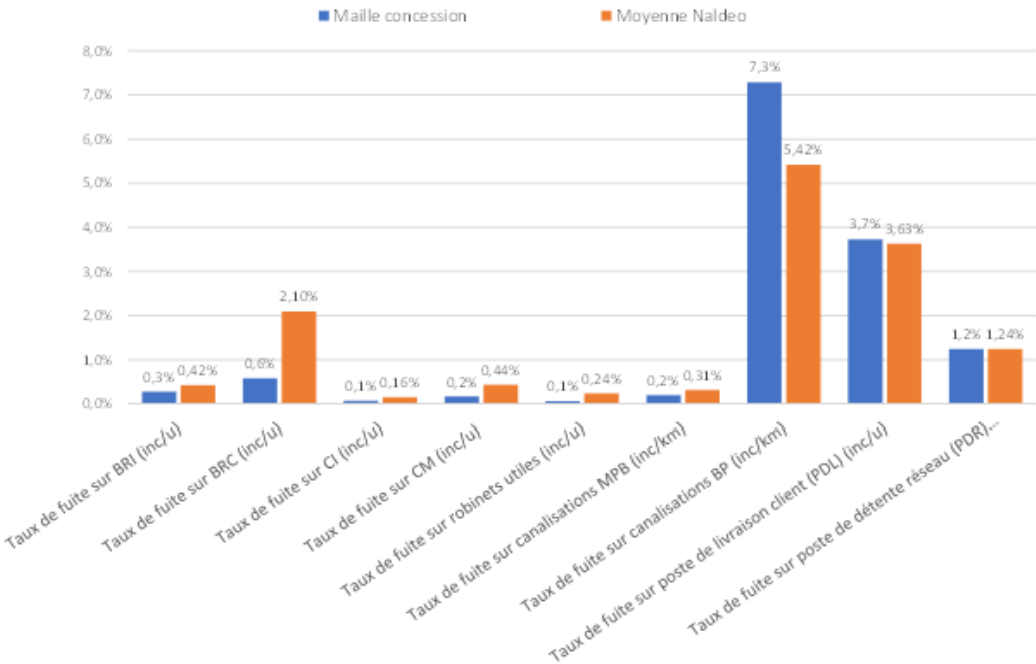
Ainsi, les incidents les plus récurrents ont lieu sur des ouvrages pour lesquels le concessionnaire ne possède pas encore d'inventaire technique (les branchements individuels et leurs régulateurs).

Répartition des incidents par type d'ouvrage - sur les ouvrages concédés -	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	% du total	Variation (%)
Total	997	1 636	909	791	929	789	685	100%	-13%
Ouvrages de réseau	43	34	25	44	36	47	45	7%	-4%
Canalisation réseau	27	23	11	15	13	25	16	2%	-36%
Poste de détente réseau (PDR)	10	9	10	8	4	1	3	0%	200%
Poste biométhane	-	-	2	21	17	19	26	4%	37%
Robinet de réseau (ROB)	6	2	2	-	1	2	-	0%	-100%
Poste de protection cathodique	-	-	-	-	1	-	-	0%	
Poste de livraison client (PDL)	99	94	78	96	109	89	91	13%	2%
Branchement individuel sur réseau (BRI)	560	1 006	608	443	553	444	374	55%	-16%
Ouvrages de branchements collectifs	295	502	198	208	231	209	175	26%	-16%
Branchement collectif sur réseau (BRC)	109	134	88	107	100	111	77	11%	-31%
Conduite d'immeuble (CI)	9	14	7	5	13	6	13	2%	117%
Branchements individuels	-	-	-	-	-	-	-	0%	
Conduite montante (CM)	28	51	12	14	29	12	9	1%	-25%
Branchement particulier sur conduite montante (BP)	127	281	82	76	80	73	69	10%	-5%
Nourrice, conduite de coursive et tiges cuisines (NO, CC, TC)	14	16	8	6	8	7	5	1%	-29%
Autre poste	8	6	1	-	1	-	2	0%	
Dont fuites avérées détectées lors du déploiement GAZPAR	124	687	204	1	148	-	-	0%	
Total hors effet GAZPAR	873	949	705	790	781	789	685	100%	-13%

Parmi les 685 incidents sur les ouvrages concédés, 256, soit près de 40%, sont des fuites de gaz. Sur la chronique 2021-2024, les fuites de gaz sont principalement liées à l'usure des détendeurs des branchements individuels et des postes de livraison client dont certains sont encore propriété des usagers hors concession. Le programme de rajeunissement des régulateurs devrait donc permettre, à terme, de limiter le nombre de fuites de gaz sur le réseau.

Pour chaque catégorie d'ouvrage, les taux de fuites de la concession (en moyenne glissante sur 5 ans) ont été comparés aux taux moyens observés sur les concessions accompagnées par Naldeo Stratégies Publiques. Les taux de fuites de la concession par catégorie d'ouvrage sont inférieurs ou similaires aux taux moyens ainsi calculés, à l'exception du taux de fuites sur canalisations basse-pression qui s'établit à 7,3 fuites pour 100 km contre 5,4 fuites pour 100 km en moyenne, ce qui renforce l'intérêt de la résorption des 32,6 km restants.

Taux de fuites (hors causes exceptionnelles et déploiement du compteur communicant) par typologie d'ouvrage – Moyenne glissante sur 5 ans



4.3 Les usagers coupés

Lors d'un incident sur le réseau de distribution publique de gaz, le concessionnaire met en sécurité l'installation et les personnes. Cette mise en sécurité peut passer par la fermeture de certains robinets de réseau et donc la coupure de l'alimentation de certains usagers. Le concessionnaire assure ensuite des visites de remise en gaz des usagers coupés.

4.3.1 Tous incidents confondus

Le nombre d'usagers coupés à cause d'incidents ayant eu lieu sur les ouvrages concédés augmente fortement à 3 481 usagers (contre 2 224 en 2023), soit le niveau le plus élevé depuis 2018, la moyenne s'établissant à 2 350 usagers coupés sur cette période.

Cette augmentation s'explique en partie par un incident survenu à Crest le 12 décembre 2024, ayant entraîné la coupure de 560 usagers, ainsi que par deux autres incidents ayant provoqué la coupure de 300 usagers à Chabeuil et de 300 usagers à Romans-sur-Isère.

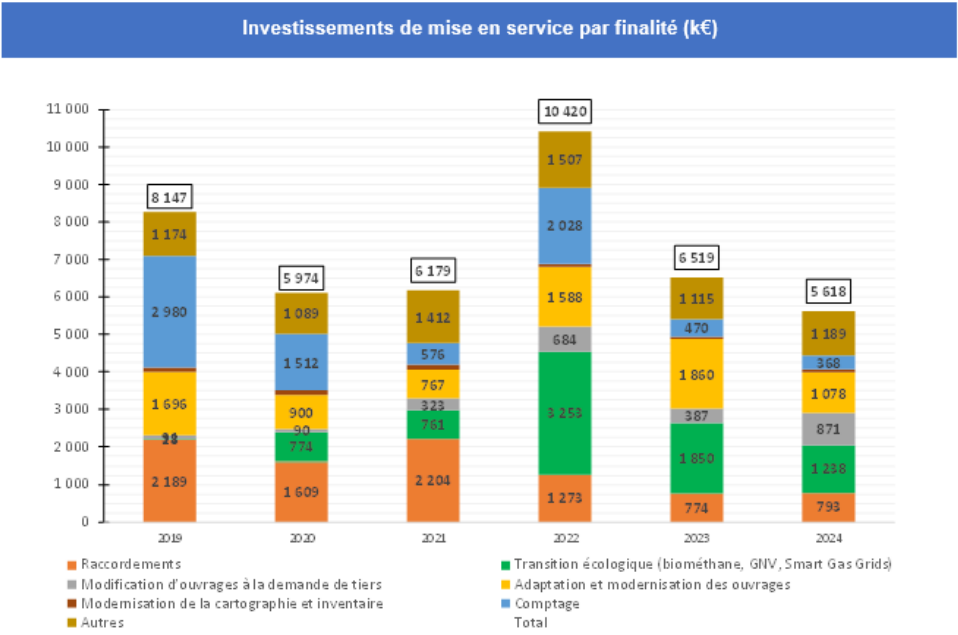
Répartition des usagers coupés par cause - sur les ouvrages concédés -	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	% du total	Variation (%)
Total	2 826	2 431	2 007	2 030	1 444	2 224	3 481	100%	57%
Dommages lors de travaux	1 314	408	403	639	214	1 066	886	25%	-17%
Autres dommages (involontaires, malveillants)	153	226	422	35	25	88	889	26%	910%
Défaut de mise en œuvre	22	52	21	2	57	12	11	0%	-8%
Fausse manœuvre	262	235	617	344	223	194	124	4%	-36%
Incendie	162	111	-	-	1	231	1	0%	-100%
Environnement	31	3	8	45	24	63	21	1%	-67%
Matériel	882	1 396	536	965	899	570	1 179	34%	107%
Défaillance d'installation à proximité	-	-	-	-	-	-	370	11%	
Non renseigné	-	-	-	-	1	-	-	0%	
Dont nombre de clients coupés en lien avec des fuites avérées détectées lors du déploiement GAZPAR	126	332	73	1	159	-	-		
Total hors effet GAZPAR	2 700	2 099	1 934	2 029	1 285	2 224	3 481	100%	57%

Hors dommages et actes de malveillance, le nombre d'usagers coupés pour 1000 usagers s'établit à 21,4, contre 14,0 en moyenne sur les concessions accompagnées par Naldeo Stratégies Publiques. Ainsi, les usagers de la concession demeurent davantage impactés par des coupures d'alimentation que les autres concessions analysées. Ce constat pourrait s'expliquer par le schéma de vannage mis en œuvre par le concessionnaire.

5. Le domaine comptable et financier

5.1 Les investissements

Les investissements du concessionnaire, en termes d'ouvrages mis en service sur l'année 2024, s'élèvent à 5,6 M€, contre 5,9 M€ en moyenne sur la chronique 2018-2024 (hors déploiement du compteur communicant). Les investissements liés à la transition écologique (raccordement de nouveaux sites de production de biométhane, renforcement des capacités d'accueil du réseau) s'élèvent à 1,2 M€ en 2024, contre 1,9 M€ en 2023 et 3,3 M€ en 2022.



La plupart des investissements de GRDF répond à des obligations (obligation de raccorder les usagers s'ils acceptent la proposition de raccordement, déploiement du compteur communicant, déplacement d'ouvrages à la demande de tiers, renouvellements réglementaires de certains ouvrages). Les investissements liés aux prestations de raccordement s'élèvent à 0,8 M€ en 2024, contre 1,5 M€ en moyenne sur la chronique 2018-2024.

Les investissements d'adaptation et de renouvellement des ouvrages s'élèvent en 2024 à 1,1 M€ (contre 1,9 M€ en 2023 et 1,6 M€ en 2022) et comprennent notamment le renouvellement de branchements individuels ainsi que des investissements curatifs et réglementaires.

Le concessionnaire n'a pas précisé la part des investissements délibérés de GRDF dans les investissements de modernisation d'ouvrages réalisés en 2024.

En 2024, les investissements délibérés de GRDF concernent principalement le renouvellement de branchements individuels.

Investissements pour adaptation et modernisation (k€) - Estimation à partir des fichiers de contrôle	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Chronique glissante 5 ans
Total	956	1 556	703	726	1 588	1 846	1 034	5 896
Investissements délibérés	775	1 276	195	243	221	511	518	1 689
Investissements de structure (y.c. schéma de vannage)	131	165	31	72	175	27	0	305
Renouvellement programmé de branchements (y.c. BI, BC et CI/CM)	304	308	68	49	25	121	345	609
Renouvellement programmé de canalisations (acier, polyéthylène)	339	734	0	122	0	341	57	519
Autres renouvellements (postes de détente, protection cathodique...)	2	69	97	0	21	22	116	256
Imposés par la réglementation	14	3	447	399	1 076	1 042	268	3 232
Renouvellement des canalisations et branchements (fonte, cuivre...)	0	0	421	344	719	990	178	2 652
Renouvellement des régulateurs	0	0	0	53	352	1	22	429
Pose de dispositifs de protection des branchements existants	14	3	25	2	4	52	68	151
Investissements correctifs (suite à incidents...)	167	277	60	84	291	292	248	975

Il serait souhaitable de modifier les libellés des postes d'investissement par finalité, afin de bien distinguer les investissements volontaires des investissements imposés par la réglementation en vue de la préparation d'un projet de schéma directeur des investissements. Pour cela, il existe par exemple une vingtaine de « codes finalités » utilisés par GRDF, mais non transmis aux AODE à date (exemple : P3 résorption de fonte ductile, P4 résorption de réseau BP, S4 branchements BP en plomb...), ce qui limite l'analyse des finalités d'investissements.

Territoire d'énergie Drôme souhaite que GRDF transmette davantage de précision sur les finalités d'investissements présentées dans le compte rendu d'activité annuel et dans les données de contrôle, en détaillant les investissements par code finalité afin de pouvoir dissocier les investissements délibérés, réglementaires et curatifs.

L'inventaire patrimonial, ou inventaire détaillé des immobilisations, est transmis chaque année à l'Autorité concédante dans le cadre du contrôle. Il recense pour tous les biens affectés au service concédé leur valeur initiale, leur valeur restant à rembourser par le tarif et les montants financés par le concessionnaire et le concédant (Autorité concédante et tiers).

D'après cet inventaire, la valeur brute des biens affectés au service concédé est de 224,5 M€, dont 204,7 M€ d'ouvrages concédés.

Cet inventaire ne distingue pas entre les biens de premier établissement et les biens de renouvellement pour les ouvrages suivants : branchements collectifs mise en service avant 2003, branchements individuels mis en service avant 2003, conduites d'immeubles mise en service avant 2003, conduites montantes mises en service avant 2003.

Il permet de suivre la valeur brute et nette comptable et les origines de financements de chaque immobilisation concédée. Il permet ainsi une description détaillée de l'actif associé aux biens concédés. De plus, il permet de calculer la valeur des ouvrages restant à couvrir par le tarif de distribution, conformément au décret n° 2016-495 du 21 avril 2016.

En revanche, cet inventaire patrimonial ne peut pas être considéré comme un inventaire comptable (au même titre que l'inventaire transmis par Enedis depuis l'arrêté du 10 février 2020 par exemple) car **il ne contient pas les informations concernant les passifs (dettes associées à l'actif) des biens concédés.**

Le Syndicat demande au concessionnaire de lui transmettre un véritable inventaire comptable avec les éléments de passifs suivants associés aux immobilisations comptables des biens de retour : amortissements techniques et provisions pour renouvellement (stocks à fin d'exercice, affectations au cours de l'exercice), ainsi que les amortissements de caducité et la valeur de remplacement.

5.4 Observations sur le régime juridique des biens

Le concessionnaire tient à jour et met à disposition de l'autorité concédante l'inventaire détaillé, localisé et valorisé des biens matériels et immatériels affectés à l'exploitation du service, qui distingue :

- les biens concédés appartenant ab initio à l'autorité concédante et constituant les biens de retour,
- les biens mutualisés, considérés comme affectés concurremment à plusieurs concessions, appartenant au concessionnaire et regroupant les biens de reprise (pouvant être repris par l'autorité concédante) et les biens propres (ne pouvant pas être repris par le concessionnaire).

Les biens concédés, tels qu'ils figurent dans la comptabilité de GRDF, sont constitués des ouvrages acquis par le concessionnaire ou financés par le concédant et les tiers (aménageurs, promoteurs, lotisseurs, ...) dans le cadre du contrat de concession, et sont définis à l'article 2 du cahier des charges des contrats de concession modèle 2010.

Depuis l'exercice 2020, le régime juridique des biens n'est plus explicite dans le compte rendu annuel d'activité, les catégories d'ouvrages « biens concédés » et « autres biens » ayant disparu des tableaux et analyses au profit des catégories plus techniques « ouvrages réseau et branchements », « ouvrages interface utilisateurs », « biens mutualisés ».

Les notions de biens concédés, de contrat de concession et d'autorité concédante disparaissent donc progressivement du principal outil de communication du concessionnaire. Cette suppression est particulièrement gênante car elle se produit dans un contexte où le concessionnaire a modifié, dans sa comptabilité, le régime juridique de certains biens.

En effet, les compteurs, postes de livraison client - hormis ceux propriétés des clients - et postes biométhanés, qui sont désignés par le concessionnaire depuis l'exercice 2020 sous la dénomination « Ouvrages interface utilisateurs », sont considérés par GRDF comme des biens de retour depuis l'exercice 2020. A la maille des concessions, ces ouvrages représentent une valeur brute d'environ 17,8 M€.

5.2 La valorisation des ouvrages concédés

Le patrimoine concédé est composé des biens matériels et immatériels nécessaires au service public et affectés exclusivement à la concession.

La valeur brute des ouvrages concédés, d'après la comptabilité de GRDF, atteint 204,7 M€ à fin 2024 (+ 2,3 M€ par rapport à 2023).

La valeur du patrimoine est répartie à 56% sur les canalisations, 20% sur les branchements individuels et 15% sur les ouvrages collectifs de branchement

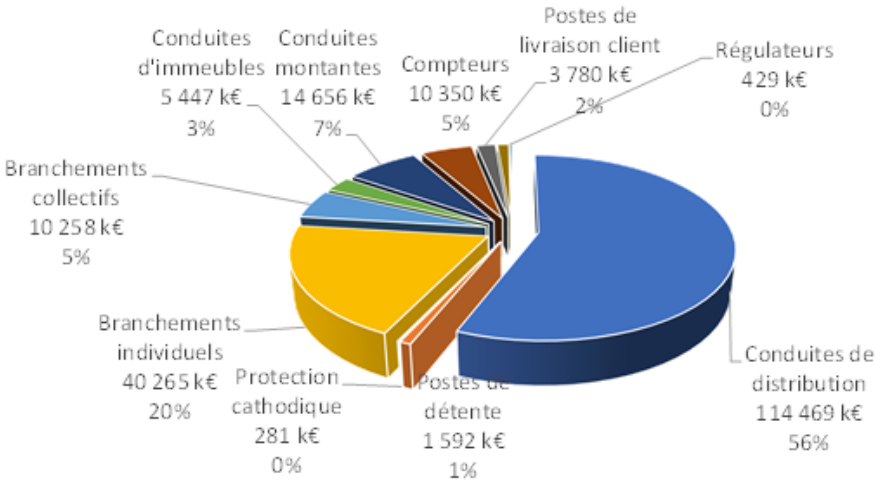
Parmi ces 204,7 M€ de valeur brute des ouvrages concédés, environ **13,6% sont enregistrés en financement concédant par le biais des remises gratuites de tiers.**

Les remises gratuites de tiers sont estimées et valorisées par le concessionnaire. Or, l'analyse des coûts unitaires réalisée à partir de l'inventaire patrimonial montre que les remises gratuites de tiers sur certains ouvrages, notamment sur les ouvrages de branchements collectifs, semblent avoir été sous-valorisées sur la chronique 1950 – 2005, diminuant ainsi le financement concédant du patrimoine concédé.

Depuis, les méthodes de valorisation des remises gratuites de tiers se sont améliorées et ont fait l'objet de plusieurs actualisations (en 2005, en 2010) mais restent encore discutables. Les pratiques régionales sont en cours d'harmonisation.

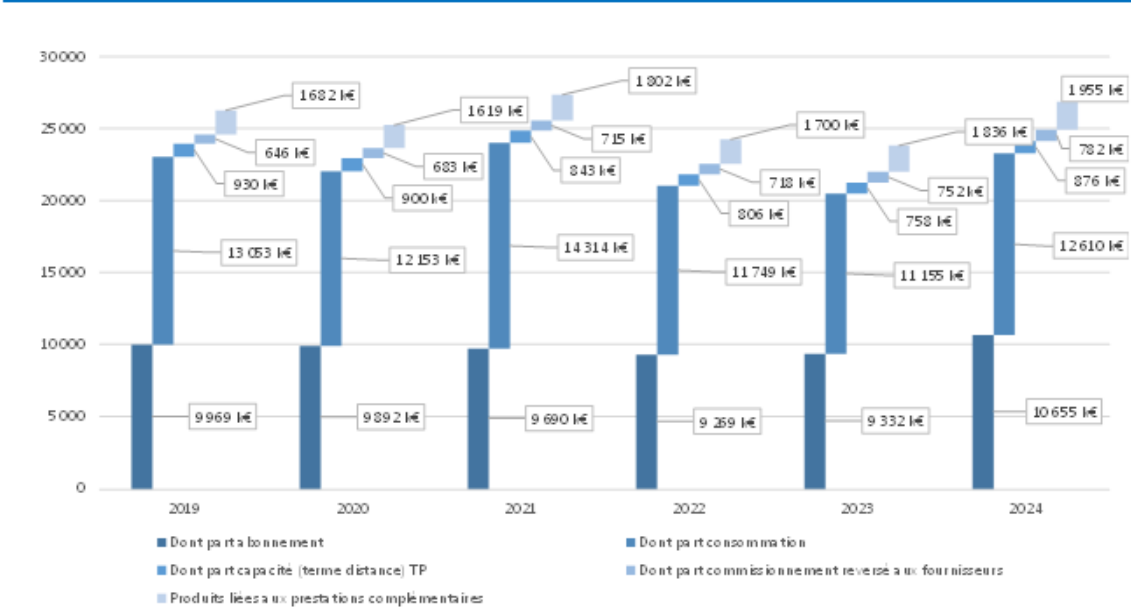
Valorisation des ouvrages concédés - bilan (k€) - D'après la comptabilité de GRDF -	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Evolution n/n-1	
								%	volume
Valeur brute (k€)	160 755	165 122	181 411	187 088	196 751	202 434	204 742	1,1%	2 308
dont investissements de GrDF (k€)	137 755	141 263	157 010	161 338	169 934	174 863	176 885	1,2%	2 022
dont investissements du concédant (k€)	0	0	0	0	0	0	0		0
dont investissements de tiers (k€)	23 000	23 859	24 401	25 749	26 817	27 571	27 857	1,0%	286
Valeur nette comptable (k€)	93 051	94 097	100 844	101 800	106 534	107 301	105 843	-1,4%	-1 458
Amortissement de dépréciation (k€)	67 704	71 025	80 567	85 287	90 217	95 133	98 899	4,0%	3 767
Taux d'amortissement de dépréciation des ouvrages (%)	42,1%	43,0%	44,4%	45,6%	45,9%	47,0%	48,3%		
Valeur nette réévaluée des financements GRDF (k€)	94 796	95 053	100 260	100 361	109 438	112 933	112 433	-0,4%	-500

Valorisation des ouvrages concédé d'après la comptabilité de GRDF (k€ et %)

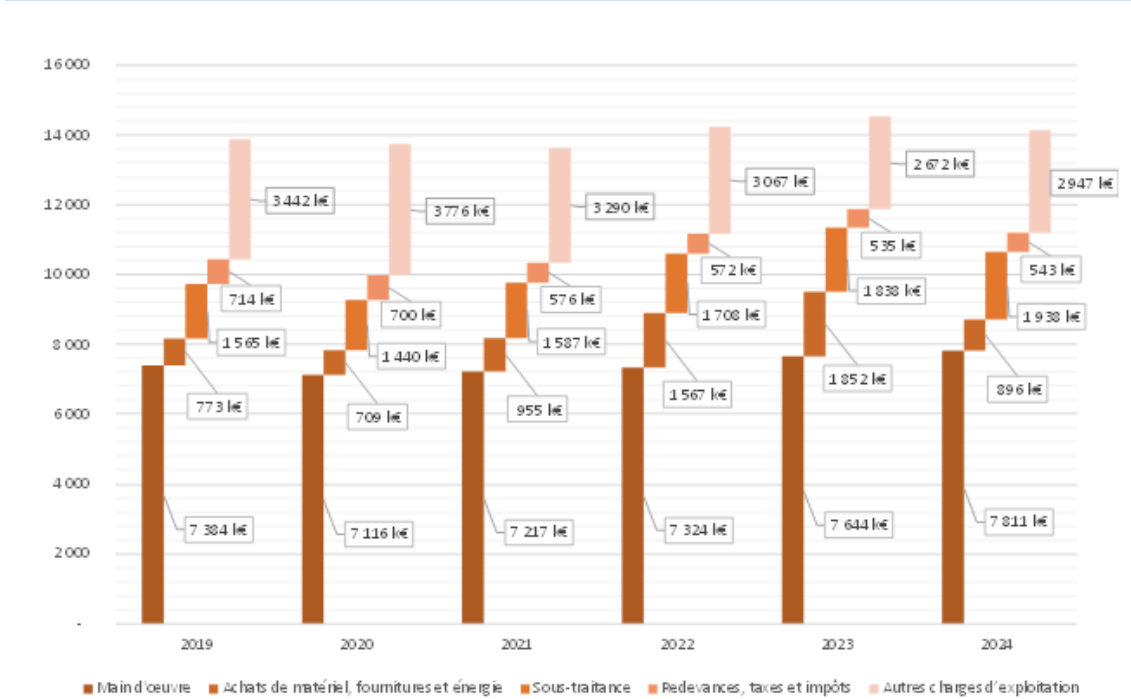


Pour l'exercice 2024, les produits sont en hausse de +12,8% par rapport à 2023 pour atteindre 26,9 M€, en lien notamment avec l'augmentation tarifaire du 1er juillet 2024. Les charges d'exploitation restent stables à 13,1 M€, tandis que les charges d'investissement diminuent à 14,1 M€..

Evolution des produits d'exploitation sur le périmètre concédé (k€)



Evolution des charges d'exploitation sur le périmètre concédé (k€)



Pour matérialiser le fait que le concessionnaire n'est pas propriétaire des ouvrages, il enregistre au passif du bilan la contrepartie de la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concessionnaire dans le compte 229 « Droits du concédant », appelé « Comptes spéciaux des contrats de concession » dans la comptabilité de GRDF.

Le ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie a autorisé Gaz de France en 1999 à constituer des provisions pour renouvellement destinées au renouvellement des ouvrages. En application du principe de permanence des méthodes, le modèle comptable mis en place par Gaz de France en 1999 n'a pas été modifié à la création de Gaz Réseau Distribution France le 1er janvier 2008. Sur le périmètre de desserte historique, le concessionnaire pratique les méthodes comptables suivantes :

- Des amortissements de caducité sur les biens de premier établissement financés par le concessionnaire, calculés sur la durée restante du contrat, et qui constituent une charge au compte de résultat du concessionnaire et créditent les droits du concédant. **L'amortissement de caducité ne fait pas l'objet d'une obligation contractuelle mais demeure une faculté du concessionnaire en lien avec ses obligations contractuelles.**
- Des amortissements techniques sur les biens renouvelables avant l'échéance du contrat et financés par le concessionnaire sur le contrat en cours, qui constituent une charge au compte de résultat du concessionnaire. Ils sont calculés sur la durée de vie utile des biens.
- Des provisions pour renouvellement sur les biens renouvelables avant le terme normal du contrat. Un bien est considéré renouvelable si sa date probable de renouvellement, calculée avec sa durée de vie technique normative, est avant l'échéance du contrat de concession qui le régit. Pour chaque immobilisation renouvelable, la provision est constituée de manière à couvrir l'écart entre le coût théorique de renouvellement et la valeur de l'immobilisation financée par GRDF. Concernant la pratique des provisions pour renouvellement, le commissaire aux comptes écrit dans le rapport annuel que « *cette provision est destinée à couvrir, à terme le renouvellement des actifs en concession* ». **Bien qu'elles ne fassent pas non plus l'objet d'une obligation contractuelle, elles demeurent une faculté du concessionnaire en lien avec ses obligations contractuelles.** Au niveau national, le montant du stock de provisions pour renouvellement est de 3,4 milliards d'euros. Sur la concession historique, le stock de provision pour renouvellement est estimé à 24 millions d'euros.

Le concessionnaire ne communique pas dans le compte rendu annuel d'activité sur les méthodes comptables employées et sur la comptabilisation des passifs associés aux ouvrages concédés.

Des interrogations demeurent sur la constitution, l'affectation et la reprise des provisions pour renouvellement ainsi que leur comptabilisation au niveau de la concession établie en considération de l'obligation contractuelle pour le concessionnaire de maintenir les ouvrages dans un état normal de service telle que stipulé au cahier des charges des contrats de concession.

Ces méthodes comptables impactent directement les droits du concédant, également appelés par GRDF « Comptes Spéciaux des Contrats de Concession », et qui correspondent à la valeur des ouvrages exigibles en nature à l'échéance du contrat de concession. Ils valent 75,1 M€ à fin 2024 (-0,8 M€ par rapport à 2023).

Contrairement à l'électricité, le concessionnaire ne fait pas figurer dans le compte rendu annuel d'activité le montant des droits du concédant et sa décomposition.

Les seuls éléments transmis par GRDF sont les éléments constitutifs des droits du concédant à la maille commune et nature d'ouvrage. Ce niveau de détail ne permet pas de contrôler la bonne constitution des passifs à la maille immobilisation.

Le Syndicat demande à GRDF de présenter les droits du concédant et ses composantes dans les comptes rendus annuels d'activité.

Avec la projection de l'équation tarifaire ainsi réalisée, le bilan « produits moins charges » s'établit à – 0,3 M€ en 2024, contre -3,7 M€ à fin 2023.

Produits et charges reconstituées (k€)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Evolution n/n-1	
								%	volume
Produits	26 176	26 281	25 247	27 364	24 242	23 833	26 876	12,8%	3044
Produits d'acheminement	24 310	24 599	23 628	25 562	22 542	21 996	24 922	13,3%	2925
Produits liées aux prestations complémentaires	1 866	1 682	1 619	1 802	1 700	1 836	1 955	6,4%	118
Charges totales	23 953	25 409	24 960	25 037	26 633	27 567	27 193	-1,4%	-374
Charges d'investissements	11 110	11 533	11 219	11 412	12 393	13 026	13 057	0,2%	31
Charges brutes d'exploitation	12 842	13 877	13 741	13 624	14 240	14 541	14 136	-2,8%	-406
Produits moins charges	2 223	872	287	2 328	-2 390	-3 734	-316	91,5%	3418
Impact climatique	841	1 022	704	2 331	786	701	1 016	45,0%	315
Contribution à la péréquation	-198	-1 550	-1 286	-1 227	-646	-658	-650	1,3%	9
Autres régularisation du tarif précédent	1 580	1 400	869	1 224	-2 530	-3 777	-683	81,9%	3094

Cette amélioration du bilan « produits moins charges » s'explique en grande partie par l'augmentation tarifaire du 1er juillet 2024, qui a permis de rehausser le niveau des produits perçus par la concession.

Le bénéfice que tire la concession du système de péréquation tarifaire se maintient à 0,7 M€ en 2024 d'après la modélisation du concessionnaire, un niveau stable depuis 3 ans, ce qui indique que la performance économique de la concession par rapport à la moyenne des concessions du périmètre historique ne s'est pas dégradée sur l'exercice malgré le bilan « produits moins charges ».

Le concessionnaire n'a pas transmis d'éléments permettant d'analyser, pour l'exercice 2024, le bénéfice ou la perte résultant du mécanisme de correction climatique intégré à la formule tarifaire de la CRE.

TE26 est membre de territoire d'énergie Auvergne-Rhône-Alpes



**territoire
d'énergie**
AUVERGNE-RHÔNE-ALPES

TERRITOIRE D'ÉNERGIE AUVERGNE-RHÔNE-ALPES

DES **ACTEURS** OPÉRATIONNELLS
DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE
& DES **PARTENAIRES** DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE





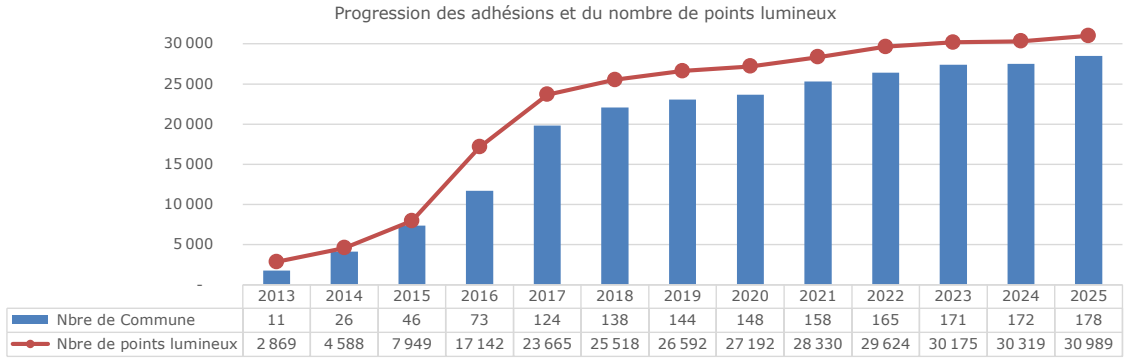
Il y a 13 syndicats d'énergies en Auvergne-Rhône-Alpes. Je vous emmène découvrir leurs compétences, obligatoires ou optionnelles, avec quelques chiffres clés !

teara.fr

COMPÉTENCE ÉCLAIRAGE PUBLIC

LES ADHÉSIONS À LA COMPÉTENCE ÉCLAIRAGE PUBLIC DE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME - SDED.

Depuis 2013 Territoire d'Energie Drôme propose aux communes de la Drôme de transférer leur compétence éclairage public. En 2025, 178 d'entre elles ont fait ce choix, ce qui représente 30 989 points lumineux et 1 676 points de commandes.

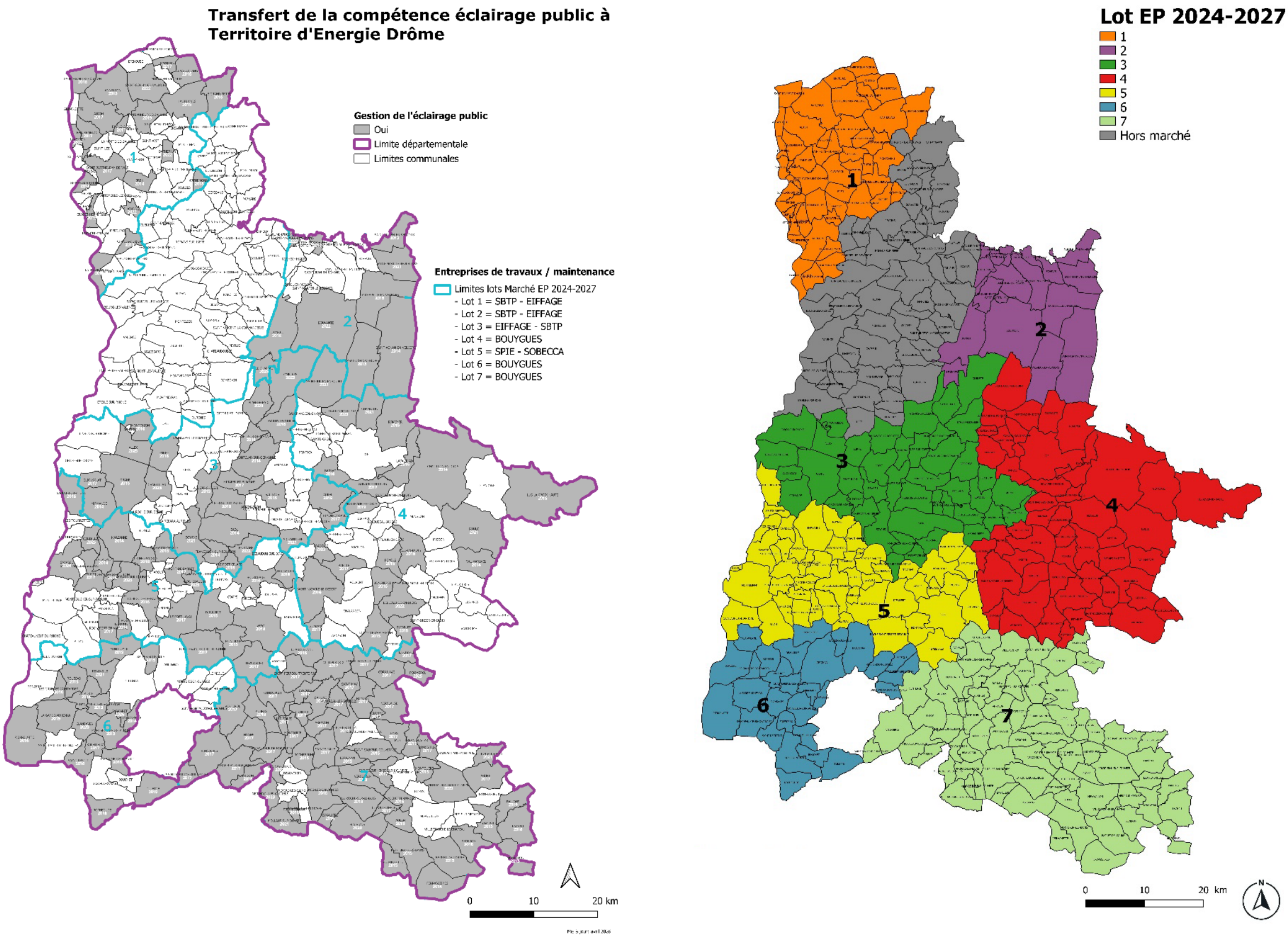


La compétence comprend :

- L'entretien et la maintenance des installations et réseau d'éclairage public.
- L'aide à la conception et à la réalisation de programme d'investissements avec une participation financière de TE26
- La gestion et mise à jour d'un système d'information géographique (SIG) afin d'apporter les réponses aux DT (déclaration de travaux) -DICT (déclaration d'intention de commencer des travaux) et ATU (Avis de travaux urgents),
- L'achat de l'énergie ainsi que le contrôle des consommations.



Carte de répartition des communes par année d'adhésion et par lot géographique :

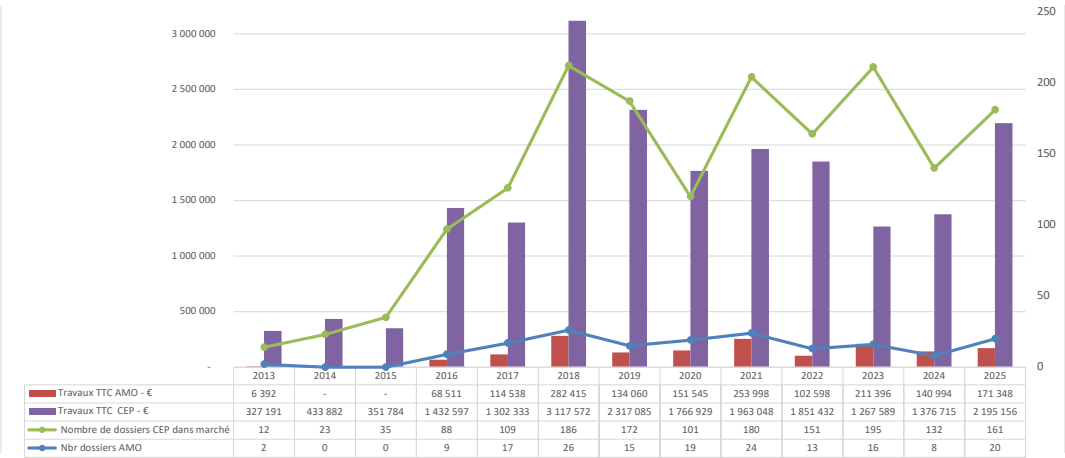


LES INVESTISSEMENTS

Bilan des investissements depuis 2013

Deux types de travaux d’investissements sont pris en charge par le budget annexe de l’éclairage public :

- AMO : Travaux de réservations souterraines réalisés en coordination avec des travaux sur le réseau de distribution, par l’entreprise du marché « réseau » aux conditions économiques de ce dernier.
- EP : travaux d’éclairage public réalisés par l’entreprise du marché d’investissement éclairage public aux conditions économiques de ce dernier.



Travaux hors marché

Durant l'année 2025, les rénovations globales des communes de St Rambert d'Albon et Pierrelatte ont été réalisées à 98%.

Ces deux opérations ont fait l’objet de deux marchés spécifiques.

Grace a une enveloppe exceptionnelle dédiée, TE26 occompagne ces deux collectivités dans la rénovaton énergétique globale des deux parcs d’éclairage public. Les investissements sont préfinancés via trois ressources : un emprunt, une avance intracting consentie par la Caisse des dépots, et des fonds propres du Syndicat. Les commune s’engageant par convention à compenser intégralement les couts afférents aux investissements pré-cites.

Le bilan ces opérations est le suivant :

	Pierrelatte	St Rambert d'Albon
Montants engagés en € TTC pour les travaux	5 353 213.54 €	1 799 782.18 €
Entreprises	Bouygues Energies et Services (Pierrelatte) co traitant Rampa Energies (Le Teil)	Eiffage (Bourg les Valence) Co traitant SBTP (Chateaufneuf sur Isère)
Taux réalisation des travaux % en 2025	95%	100%
Nombre de luminaires déposés	2995	964
Nombre de luminaires posés	2924	888
Différence de nombre de luminaires	-71	-76
Puissance déposée (kW)	391,00	120,33
Puissance posée (kW)	110,14	38,69
Economie d'énergie effectuée	71,83%	67,85%
Consommation évitée kW par an	1 179 631,70	342 901,02
Consommation après travaux en kW par an	462 585,27	162 494,64
Gain facture €/an	250 777,82 €	59 815,67 €
Basé sur le coût de l'énergie de 2024		
Emission de GES constatée	7,60	2,67
Emission de GES constatée par an	31 918,38	11 212,13
Réduction constatée d'émission de GES (CO2eq/an)	81 394,59	23 660,17
Réduction en % des émissions initiales de GES	61%	53%

FONCTIONNEMENT

Instructions des DT – DICT – ATU – DT DICT conjointes :

Dans le transfert de compétence, Territoire d’Energie Drôme est exploitant du réseau éclairage public.

A ce titre, il a l’obligation d’instruire les DT (Déclaration de travaux) et les DICT (Déclaration d’intention de Commencer des Travaux), ATU (Avis travaux urgent) sur le guichet unique national Inesis, Réseaux et Canalisations, construire sans détruire, regroupant l’ensemble des exploitants de réseaux.

	ANNÉE	DT	DICT/ DT DICT	ATU	TOTAL
Date d’entrée dans la compétence EP des communes concernées	2013	98	218	36	352
	2014	51	112	12	175
	2015	109	241	12	362
	2016	257	563	120	940
	2017	164	352	28	544
	2018	686	648	208	1 542
	2019	750	314	117	1 181
	2020	2 118	766	253	3 137
	2021	2 573	1 178	806	4 557
	2022	2 606	1 193	296	4 095
	2023	2653	1 159	259	4 071
	2024	1 486	3 204	256	4 948
	2025	1 182	2 790	276	4 248

Maintenance, entretien et interventions d’urgence : Cout global : 498 094,52 € TTC

TYPE D’INTERVENTION	TOTAL GÉNÉRAL
Dépannage EP	1 128
Divers	1
Pose de panneau	1
Programmation horloges	45
Total général	1 175





La mission Climat Energie Territoires porte une attention toute particulière sur la poursuite et l'entretien des liens privilégiés qu'elle a initiés avec les acteurs institutionnels du monde de l'énergie parmi lesquels nous pouvons citer notamment la DDT26, AURA-EE, l'ADEME, l'Etat et naturellement l'ensemble des EPCI, coordinateurs de la transition énergétique sur leur territoire.

Territoire d'énergie Drôme - est de plus en plus impliqué dans des actions de transition énergétique et se doit d'être en relation avec les acteurs de terrain qui animent, coordonnent et planifient sur leur territoire des actions de transition énergétique et écologique.

Ce sont 12 Communautés de Communes et d'Agglomération qui sont impliquées à des degrés divers dans la mise en œuvre du PCAET, projet territorial de développement durable à la fois stratégique et opérationnel et au sein duquel s'inscrivent certaines missions du syndicat d'énergie.

La mission Climat Energie Territoires poursuit dans son rôle de facilitateur tout en apportant des services, des outils et l'animation d'un réseau bi-départemental (26-07).

Dans son rôle de facilitateur, elle organise le déroulement de la Commission Paritaire Energie, pilote les conventions de partenariat qui formalisent une incitation financière et un suivi des actions réalisées par Territoire d'énergie Drôme et l'implique dans les projets globaux de planification écologique (Schéma directeur EnR par exemple).

PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE : UN PARTENARIAT RENOUVELÉ ENTRE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME ET LES EPCI

La transition énergétique d'un territoire repose sur une vision partagée et l'implication de tous les acteurs locaux. C'est dans cet esprit que TE26 et les EPCI renforcent leur collaboration à travers une nouvelle convention de partenariat. Cette convention marque la volonté conjointe de coordonner les actions, de partager l'information et de mutualiser les compétences pour concevoir et mettre en œuvre des projets en matière de planification énergétique.

Durant l'année 2025, TE26 a initié et a formalisé avec les EPCI une proposition de collaboration qui s'est concrétisée dans le courant de l'année, par la signature d'une nouvelle convention de partenariat d'une durée de 6 ans.

Ce sont 7 conventions de partenariat qui ont ainsi été signées entre TE26 et la Communauté d'agglomération Valence Romans Agglo, les Communautés de communes Dieulefit Bourdeaux, Royans Vercors, Baronnies en Drôme Provençale, Porte de DrômArdèche, Val de Drôme en Biovallée, Enclave des Papes Pays de Grignan

COMMISSION PARITAIRE ENERGIE

La Commission Paritaire Energie s'est réunie le 7 octobre 2025 à la ferme expérimentale d'Etoile-sur-Rhône. Cette réunion a permis de faire à la fois un focus sur l'agrivoltaïsme en réunissant les interventions, les retours d'expérience et témoignages de la DDT26, des représentants de la Chambre d'Agriculture, des PNR, des représentants d'une coopérative agricole de l'ouest de la France, Terrena, qui a rédigé une charte sur l'agrivoltaïsme en partant du besoin de l'agriculteur. La réunion s'est poursuivie par une visite du site de la ferme expérimentale d'Etoile-sur-Rhône.

ELABORATION DE TABLEAUX DE BORD DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES EPCI - ÉDITION 2024

En transversalité avec les services du syndicat, la mission Climat Energie Territoires poursuit son travail d'animation et de pilotage du Tableau de bord qui s'enrichit au fil des ans. Un exemplaire a été transmis également à chaque EPCI.

GROUPE DE TRAVAIL TEE BI-DÉPARTEMENTAL DRÔME-ARDÈCHE : LA CO-ANIMATION DYNAMIQUE D'UNE COMMUNAUTÉ DE TRAVAIL ENGAGÉE

En lien étroit avec la DDT de la Drôme, la Mission Climat Energie Territoires participe activement à l'animation d'un groupe de travail regroupant les structures qui œuvrent dans le domaine de la transition énergétique au sens large et avec différents outils de pilotage de transition écologique et énergétique.

En 2025, ce groupe de travail co-animé par les deux Syndicats d'énergie et les deux Directions Départementales des Territoires (Drôme et Ardèche) s'est réuni 4 fois, essentiellement en présentiel, dont une session proposée sous la forme d'atelier d'intelligence collective.

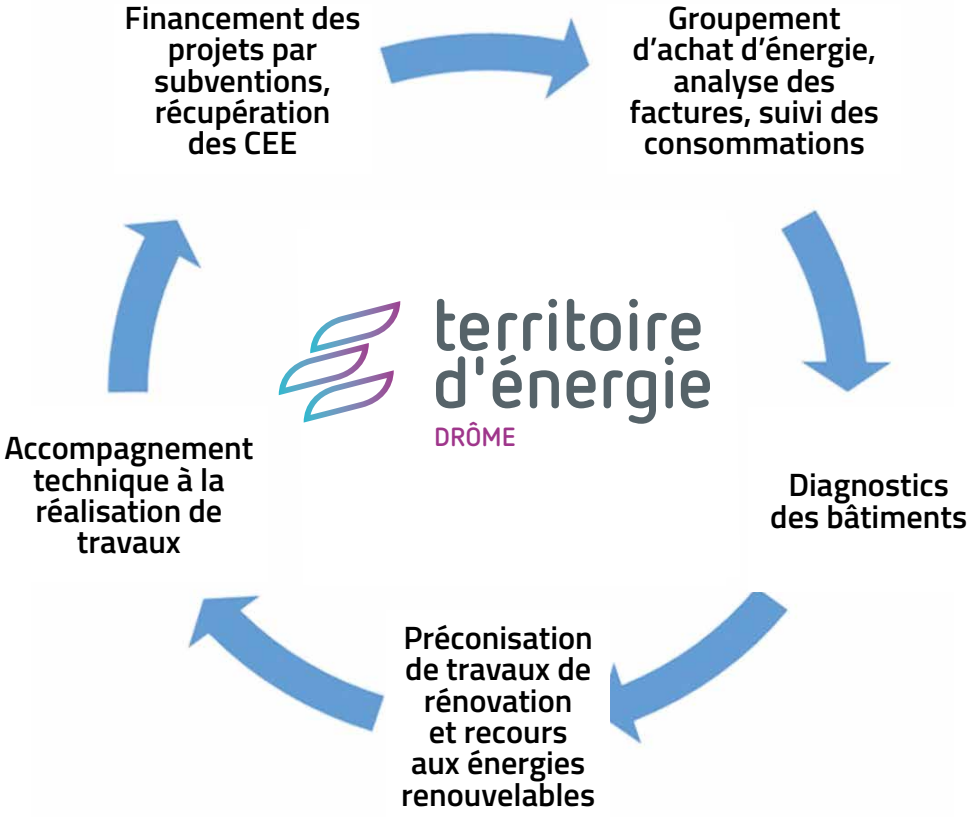


PERFORMANCE ENERGETIQUE DES BATIMENTS PUBLICS

Face aux enjeux climatiques et aux engagements internationaux et nationaux sur l'atteinte de la neutralité carbone en 2050, les collectivités sont désormais déterminées à maîtriser leur facture énergétique et à rendre plus efficaces les bâtiments et leurs systèmes.

L'approche de Territoire d'énergie Drôme consiste à leur apporter les ressources et les moyens pour comprendre et agir, notamment sur leur patrimoine bâti.

Cette activité repose sur la connaissance préalable des consommations, le diagnostic des installations, l'action sur les bâtiments et l'évaluation des résultats.



UN NOUVEAU DISPOSITIF POUR LES COLLECTIVITES : LA COMPETENCE EFFICACITE ENERGETIQUE

Entre 2017 et 2022, Territoire d'énergie Drôme a soutenu financièrement des travaux d'économies d'énergies sur le patrimoine bâti de 200 collectivités, à hauteur de plus de **2,8 M€** d'aides accordées par le Bureau syndical, en direction de plus de **500 chantiers**.

Un nouveau dispositif avait été mis en place et appliqué à compter du 1er janvier 2022. Il s'agit de la Compétence Efficacité énergétique adoptée par le Comité syndical du 28 septembre 2021.

Le règlement d'application de cette compétence a été modifié par délibération du 20 juin 2023, en vue d'appliquer les nouveaux tarifs d'adhésion à ce service à compter du 1er janvier 2024



Les quatre principaux services apportés sont les suivants :

➤ Les études d'aide à la décision, par une aide financière aux études de 70 % pour les communes rurales et 40 % pour les communes urbaines (au sens de la taxe sur les consommations finales d'électricité). Il s'agit principalement d'audits énergétiques de bâtiments et d'études de choix d'énergie. Pour cela, Territoire d'énergie Drôme passe directement commande sur la base d'un cahier des charges établi par ses soins. Un accord-cadre multi-attributaires permet de solliciter jusqu'à plusieurs prestataires, tour à tour, selon un mécanisme de commande en cascade.

➤ Le suivi et le bilan des factures d'énergie : Territoire d'énergie Drôme a lancé une plateforme numérique de collecte automatique des factures d'énergie, la plateforme Enercompil, permettant de visualiser l'évolution des dépenses sur tout le patrimoine bâti, pour toutes les énergies et en provenance de tous les fournisseurs. Il s'agit ainsi d'un espace de conservation global et pérenne.

➤ L'aide financière aux travaux d'économies d'énergie : forte de son succès depuis plusieurs années, celle-ci a été non seulement poursuivie, mais globalement augmentée.

Ainsi, les travaux ont été classés en deux catégories :

- Les « prioritaires », portant notamment sur l'isolation, les systèmes de chauffage et la protection contre les surchauffes estivales, aidés à 50 %
- Les « complémentaires » (ventilation, éclairage, nouveaux double-vitrages...), aidés à 20 %
- Lorsque l'opération associe plusieurs natures de travaux, parmi lesquelles l'isolation des murs et du toit, l'ensemble peut être aidé à 50 %.
- L'aide aux travaux peut concerner plusieurs chantiers, dans une limite de 50 000 € reçus sur trois années glissantes.

➤ L'accompagnement dans le temps d'un projet global de rénovation : à la demande, et sur la base d'un coût d'intervention évalué en fonction de sa durée, il s'agit d'assurer un rôle de conseil aux côtés de la collectivité à toutes les étapes de montage d'un projet :

- Définition des objectifs énergétiques au stade d'un programme, souvent en collaboration avec le CAUE lorsque la collectivité sollicite ce dernier,
- Participation à la sélection d'une équipe de maîtrise d'œuvre
- Suivi et lecture critique des documents d'avant-projet réalisés par la maîtrise d'œuvre
- Possibilité d'aider à la pré-réception des travaux, voire à la prise en main des équipements (mises au point à obtenir).

En 2025, 12 communes et 2 intercommunalités ont adhéré aux services d'accompagnement énergétique, portant le total à 259 adhérents cumulés, confirmant le succès de l'activité.

Concernant les nouvelles aides aux travaux d'économies d'énergie apportées en 2025, **91 chantiers** ont été soutenus financièrement pour un total de 1 047 689 € accordés.



Le programme de financement ACTEE+ « CHÊNE »

Aux programmes antérieurs organisés par la FNCCR depuis 2020, et desquels Territoire d'énergie Drôme était lauréat (ACTEE « Pilote », ACTEE « Merisier »), a succédé en 2023 le programme ACTEE+ « CHÊNE ».

Comme les précédentes éditions, ACTEE+ continue, via le Fonds

CHÊNE, à accompagner les collectivités territoriales en fournissant une aide à la décision en amont des travaux de rénovation énergétique de leur patrimoine bâti, et autres actions d'économies d'énergie. L'objectif est de les aider à lever les freins qu'elles peuvent rencontrer pour favoriser le passage à l'acte.

CHÊNE apporte un soutien financier à la pérennisation de postes d'économies de flux, à l'équipement des collectivités en matériel d'étude et de mesure, à la réalisation d'audits énergétiques, à la maîtrise d'œuvre d'opérations de rénovation énergétiques performantes.

Les aides du fonds CHÊNE sont accordées par candidatures successives, étalées de 2023 à 2026

Au cours de cette période, Territoire d'énergie Drôme a présenté une série de programmes d'actions ciblés, et a été lauréat aux 5 dernières sessions de candidatures, ouvertes entre novembre 2023 et février 2026. Les 5 premières sessions ont reçu en 2026 une confirmation d'accord financier, avec au total :

- Une aide financière, jusqu'en 2026, à deux postes d'économies de flux
- Une aide financière à 30 audits énergétiques de bâtiments (dont 16 écoles)
- Une aide à la réalisation d'un Schéma Directeur Immobilier Énergétique (SDIE pour une communauté de communes)
- Une aide à la réalisation de 10 missions de maîtrise d'œuvre de rénovation
- Une aide) à la réalisation d'une étude de choix énergétique
- Une aide à l'assistance à maître d'ouvrage pour engager deux missions de commissionnement sur des projets de rénovation

Le montant prévisionnel de ces aides, hors postes d'économies de flux, est de 608 000 €. La majeure partie, 545 000 €, revient directement aux collectivités maîtres d'ouvrage des prestations. Le reste, couvert par les aides aux audits énergétiques, reviendra à Territoire d'énergie Drôme.

Les postes d'économies de flux seront quant à eux aidés à hauteur de 40 %.

Plus d'informations ici : <https://www.programme-cee-actee.fr/>

Nous vous accompagnons



ACTEE
Action des Collectivités
Territoriales pour
l'Efficacité Énergétique

FNCCR
SERVICES PUBLICS LOCAUX
DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU,
DE L'ENVIRONNEMENT ET
DES E-COMMUNICATIONS

**territoire
d'énergie**

CEE
Les certificats
D'ÉCONOMIES
D'ÉNERGIE
Ministère de la Transition
écologique et solidaire

TE 26 structure associée de BAOBAP : Boîte à Outils pour les Bâtiments Publics

Dans le prolongement du projet européen BAPURA auquel Territoire d'énergie Drôme a participé de 2020 à 2023, l'Agence de la Transition écologique - ADEME, l'agence régionale Auvergne Rhone-Alpes Energie Environnement (AURA-EE) et l'agence régionale Energie Climat d'Occitanie (AREC Occitanie) se sont constitués porteurs du projet européen BAOBAP.

Ce programme vise à explorer et mettre en place divers modes opératoires d'accompagnement à la rénovation énergétique des bâtiments publics :

- Conseil en gestion immobilière énergétique en direction des communes rurales ;
- Assistance à la maîtrise d'usage d'un bâtiment et de ses installations ;
- Commissionnement, ou démarche de qualité globale d'un projet de rénovation ;
- Outils financiers, tel l'intracring, avec la Banque des Territoires.

En Auvergne Rhône-Alpes, 6 structures pilotes contribuent directement au programme (dont 4 syndicats d'énergie).

Pour son soutien initial apporté à la candidature de l'ADEME sur ce nouveau projet européen, Territoire d'énergie Drôme est identifié comme structure associée, et invité à ce titre à participer à des groupes de travail et à bénéficier des outils développés, dans le but de capitaliser l'expérience commune.



UN OUTIL DE SUIVI DES FACTURES D'ÉNERGIE : ENERCOMPIL

Territoire d'énergie Drôme a fait le choix de développer sa propre solution de collecte, de traitement et de restitution des données de consommation et de facturation d'énergie pour les collectivités et pour les spécialistes en performance énergétique.

énercompil

Le projet baptisé EnerCompil comporte quatre grands modules :

- Le recueil automatisé des factures depuis les espaces clients des principaux fournisseurs d'énergie et la dématérialisation des informations contenues ;
- Le retraitement et la normalisation des données ;
- La construction d'une base, complétée des données de patrimoine (noms des sites et surfaces) ;
- L'accès à ces informations via une plateforme web, et la restitution d'indicateurs pour les techniciens énergie de Territoire d'énergie Drôme.

Les premiers tests ont eu lieu en 2023, auxquels ont participé une dizaine de collectivités afin de recueillir leurs expériences d'utilisation.

Les données de consommation énergétique des communes, notamment celles adhérant aux groupements d'achat d'électricité ou de gaz naturel, peuvent être consultées sur la période du marché gaz en cours, et du marché d'électricité qui s'est achevé au 31 décembre 2023. Pour le marché de fourniture d'électricité débutant en 2024, l'intégration des nouveaux fournisseurs dans la base de données a été réalisé.

L'accès à ce service peut être proposé de deux façons : soit l'adhésion à l'ensemble de la compétence Efficacité énergétique, dans sa version révisée le 20 juin 2023, soit l'adhésion à un service spécifiquement dédiée à cet outil, selon un tarif unitaire appliqué par point de comptage.

En 2025 plusieurs améliorations de l'outil et des développements de nouvelles fonctionnalités ont été mis en œuvre. Parmi ces fonctionnalités, on peut citer par exemple :

- Import de factures via un fichier Excel multi-énergies
- Ajout de représentation graphiques
- Amélioration de l'ergonomie de l'expérience utilisateur
- Création de nouveaux connecteurs
- Module spécifique éclairage public : contrôle de cohérence des factures et système d'alertes de dépassement

Par ailleurs, le travail sur une convention de mutualisation conduit en 2024 a porté ses fruits. En effet, en 2025 l'outil Enercompil a été essaimé en Ardèche, ce partage permet d'assurer la pérennité de l'outil et de partager les coûts.

LES GROUPEMENTS D'ACHAT D'ÉNERGIE

La crise énergétique qui a débuté fin 2021 s'est caractérisée par une hausse importante des prix du gaz et de l'électricité en Europe.

Au cours des années 2023 et 2024, la diversification des approvisionnements de gaz et la reprise progressive du parc nucléaire et hydraulique français ont largement allégé les tensions sur le marché et les prix ont amorcé une baisse.

Les prix de nos achats effectués pour les volumes livrés en 2025 ont poursuivi cette baisse.

Achat de Gaz Naturel en 2025 :

- Le marché en cours pour la période 2025-2026 réunit 116 membres répartis sur la Drôme et l'Ardèche, pour un total de 1077 points de livraison et environ 137 GWh par an. Le fournisseur retenu pour la livraison de gaz sur cette période est EDF.
- Pour mémoire, les achats de gaz pour la livraison en 2025 ont été opérés entre juillet 2023 et janvier 2024. Par rapport à 2024 le coût de la molécule de gaz est en baisse de 25%. Toutefois les frais d'acheminement sont en hausse, ce qui atténue la diminution globale avec une baisse totale de l'ordre de 7% par rapport à 2024.
- Au cours de l'année 2025, TE26 a effectué 80% des achats de gaz pour la livraison en 2027 et 2028 grâce à 6 prises de positions, permettant de bénéficier de prix avantageux.

Achat d'Electricité en 2025 :

- Territoire d'énergie Drôme a notifié en septembre 2022 un accord-cadre pour la période 2024-2027, pour lequel 4 fournisseurs d'électricité ont été retenus. Cet accord cadre repose désormais sur un lot principal réunissant tous les segments de puissance (à la fois inférieurs et supérieurs à 36 kVA) et un lot spécifique pour la fourniture d'électricité verte à haute valeur environnementale.
- Le premier marché subséquent, pour la période 2024-2025, a été attribué à l'entreprise Engie pour le lot principal et à l'entreprise Volterres pour le lot électricité verte. D'avril à juin 2023, une série de prises de positions sur le marché boursier a été réalisée pour réserver la totalité des fournitures du lot n° 1 sur l'année 2025 (les prix du lot n° 2 électricité verte ayant été fixés dès la remise de l'offre).
- Au cours de l'année 2025, TE26 a clôturé les achats d'électricité pour la livraison en 2026 et 2027 (volumes couverts grâce à 7 prises de position successives).



territoire
d'énergie
DRÔME



TE26
Antenne
Baronnies - Drôme Provençale



Producteur
d'ÉNERGIES

 Régie TE26
Erôme - Gervans

RÉSEAU
eborn



te26.fr

Siège Rovaltain TGV - 3, avenue de la Gare - BP 12626 - 26958 VALENCE Cedex 9 - Tél. : 04 75 82 65 50 - contact@sded.org

Antenne de Nyons - Pépinière d'entreprise « La Ruche » 20 allée Pierre-Louis Guilliny - ZA Les Laurons - 26110 NYONS
Tél. : 04 75 26 97 75 - antenne@sded.org

Rapport d'activités 2025 - septembre 2026 - Directeur de la publication : Alain Gallu
Responsable de la rédaction : Laurent Chareyre - Crédit photos : TE26 - Réalisation : Original - Saint-Marcel-Lès-Valence

Pour toute difficulté rencontrée sur le réseau ELEC et GAZ

Ligne directe : Tél. : 04 75 82 76 17

Les dossiers de travaux en direct

Tél. : 04 75 82 65 54 / suivi-dossiers@sded.org

Service Performance énergétique

Tél. : 04 75 82 76 14 / transition-energie@sded.org

Mission climat

Tél. : 04 75 82 65 55

RSI Informatique

Tél. : 04 75 82 76 12 / informatique@sded.org

Ressources humaines

Tél. : 04 75 82 76 19 / rh@sded.org

Service urbanisme

Tél. : 04 75 82 65 56 / urbanisme@sded.org

Gestion éclairage public

Tél. : 04 75 82 65 52 / gestion-ep@sded.org

Comptabilité

Tél. : 04 75 82 65 58 / comptabilite@sded.org

Réseau eborn

Tél. : 04 23 10 03 50 / www.eborn.fr

Régie SDED Erôme-Gervans

Tél. : 09 69 32 06 46 / regiesded@sded.org

Service juridique

Tél. : 04 75 82 76 13 / commande-publique@sded.org