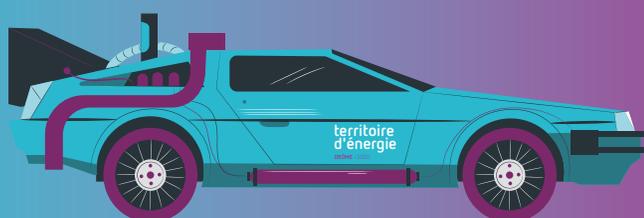


Version longue

100% électronique



1964... 2024

***UNE ANNÉE
ANNIVERSAIRE !***



Rapport d'activités



EDITO

2024 une année anniversaire !

Le 9 avril 2024 nous soufflions ensemble nos 60 bougies pour célébrer autant d'années au service des Communes, des EPCI et des usagers drômois.

A l'occasion de ce rapport d'activités 2024, un peu particulier donc, je tiens à vous remercier très sincèrement de votre soutien à ce bel outil qui est le vôtre et pour lequel vous avez témoigné votre attachement par une présence si nombreuse à cette célébration.

Alors que la mandature touche à sa fin, je tiens à saluer mon équipe de 13 vice-présidentes et vice-présidents qui représentent chaque territoire de la Drôme au sein de l'exécutif, les membres du bureau, les délégués, toujours si investis au sein du comité syndical. Merci à tous les agents du SDED, pour leur mobilisation et implication sans faille. A chacune de mes visites sur le terrain, les retours positifs des communes sont le meilleur des encouragements pour poursuivre et améliorer encore nos actions.

Que de chemin parcouru depuis 1964, que de défis surmontés ! Notre Syndicat est aujourd'hui plus que jamais un acteur majeur de l'aménagement du territoire et de la transition énergétique. Mais cet anniversaire a aussi et surtout été l'occasion de faire un « retour vers le futur » en paraphrasant le titre du film culte des années 80 et dont la machine à voyager dans le temps était l'invitée surprise.

En effet, l'année 2024 a été marquée également par l'élaboration d'un plan stratégique mettant l'accent notamment sur le renforcement de notre investissement pour l'enfouissement des réseaux, avec toujours l'objectif de les sécuriser, la sobriété énergétique avec un renforcement de nos moyens et la mobilité électrique.

Ce sujet de plus en plus prégnant fut le fil rouge de notre journée anniversaire avec une grande conférence et l'annonce d'un nouveau domaine d'action du SDED pour vous accompagner techniquement et financièrement dans vos projets d'installation de bornes électriques communales.

Enfin, parce que décidément cette année 2024 n'était pas une année comme une autre, nous avons, et ce pour la première fois depuis la création du SDED, édité un guide pratique retraçant sur un même document l'ensemble de nos missions. Il s'agit d'un véritable outil de travail pour vous et vos collaborateurs afin de vous faciliter l'énergie.

Alors pour toutes ces raisons, fidèle à nos valeurs de solidarité, de service public et de proximité, nous pouvons nous tourner vers l'avenir avec optimisme et détermination pour répondre ensemble aux enjeux énergétiques locaux et nationaux de demain.

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.8	■ 60 ANS 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.83
■ ÉNERGIE RHÔNE VALLÉE	p.15	■ PLAN CLIMAT	p.87
■ TECHNICIENS RÉSEAUX	p.16	■ TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	p.90

Nathalie NIESON

Présidente, Maire de Bourg de Péage



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 32 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.

Tout le SDED en un coup d'oeil, il fallait l'inventer...

c'est chose faite depuis l'automne 2024 avec ce petit guide pratique distribué lors du congrès des Maires de la Drôme.

Document de travail plus que de communication, il rassemble les principales compétences de votre syndicat d'énergie pour vous accompagner dans vos projets.

Issu des orientations définies lors de l'élaboration du plan stratégique 2024-2026, ce document sera mis à jour régulièrement pour mieux vous servir face à un secteur de l'énergie très technique et en constante évolution.

Avec pour seule ambition de vous simplifier l'énergie !



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 (363 en 2024) se fait 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.

172 COMMUNES NOUS FONT CONFIANCE pour la gestion de leur éclairage public ce qui représente 30 175 points lumineux et 1 912 points de commandes.

148 BORNES
296 POINTS DE CHARGE

DANS LA DRÔME AVEC NOTRE RESEAU EBORN



Nathalie NIESON
Maire de Bourg de Péage
Présidente



Alain GENTHON
Conseiller municipal de ANNEYRON
Administration générale, achat public et groupements d'achat



Sébastien CHOUPAS
Conseiller municipal de AOUSTE SUR SYE
Distribution de gaz et prospective



Jean ASTORGA
Conseiller municipal de CHATEAUNEUF DU RHONE
Eclairage public et télécommunications



Eric PHELIPPEAU
Adjoint de MONTELIMAR
Ressources humaines



Christelle RUYSSCHAERT
(territoire Baronnies Drôme Provençale) Maire de SAINT-SAUVEUR-GOUVERNET
Formation des élus



Franck SOULIGNAC
Adjoint de VALENCE
Distribution d'électricité et prospective



Alain GALLU
Maire de PIERRELATTE
Communication



Robert ARNAUD
(territoire Val de Drôme) Conseiller municipal de GRANE
Mobilité décarbonnée



Anne PERRIN
(territoire Arche Agglo) Conseillère municipale de LARNAGE
Expérimentations, énergie et chaleurs renouvelables



Norbert PERRIN
(territoire Enclave des Papes Pays de Grignan) Maire de REAUVILLE
Finances



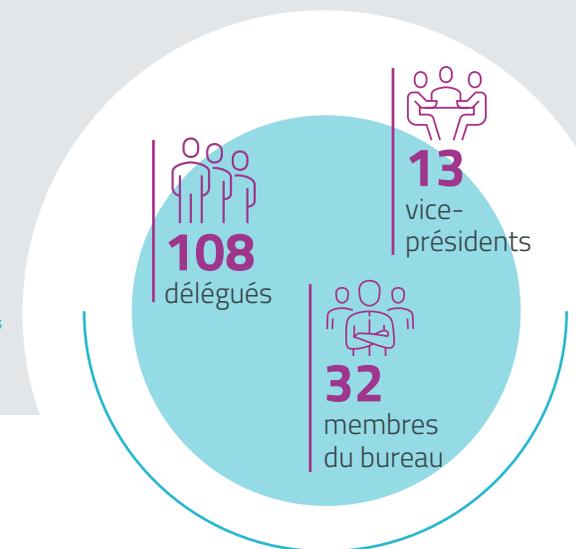
Yvon TILLOY
(territoire Dieulefit Bourdeaux) Conseiller municipal de TEYSSIERES
Rénovation énergétique et qualité environnementale des bâtiments



Olivier TOURRENG
(territoire Diois) Maire de BOULC
Médiation, relations usagers et associations de consommateurs



Pierre-Louis FILLET
(territoire Royans Vercors) Maire de SAINT-JULIEN-EN-VERCORS
Transition énergétique, relations intercommunalités et territoires



9 AVRIL 2024 : Une journée anniversaire studieuse avec une grande conférence sur la mobilité décarbonée

Le point de vue des entreprises : Échanges avec Yannick Saint Roch, délégué général du SERCE. Le SERCE est une organisation professionnelle créée en 1922 qui regroupe 260 entreprises de la transition énergétique et numérique (PME, ETI, groupes)

La Mobilité électrique dans la Drôme : quelles perspectives ?

Table-ronde 1 : état des lieux et évolution de la mobilité électrique. Avec :

- Antoine Herteman, Président de l'Avere-France ;
- Charles-Antoine Gautier, directeur général de la FNCCR ;
- Yannick Saint Roch, délégué général du SERCE.

Les thèmes

État des lieux de la mobilité électrique en 2024	Complémentarité avec le secteur public qui a initié l'essor des IRVE / stratégie des collectivités
Rôle des SDE : objectif 400.000 bornes	Et demain ? Véhicule to grid / ombrières et IRVE / centres de stockage / rôle croissant de la data
Les SDIRVE : premiers enseignements	La wature pour tous ? Démocratisation : prix des voitures, marché de l'occasion, enjeux de formation...
Les acteurs privés des IRVE	Conclusion : vision de la mobilité électrique en France d'ici 5 ans
IRVE : un parc disparate	
Typologie des bornes, disponibilités, grilles tarifaires...	
Émergence du secteur privé	

Depuis les premiers déploiements de bornes de charge dans les années 2010, le paysage de la mobilité électrique a considérablement changé. Avec plus d'un million de véhicules électriques en circulation et un objectif de 400.000 bornes, c'est désormais un marché de masse qui s'ouvre. La démocratisation de la voiture électrique va-t-elle se poursuivre ? Comment l'essor d'un secteur privé très actif peut-il se concilier avec les principes d'aménagement du territoire ?

Table-ronde 2 : quelle évolution de l'offre d'IRVE dans la Drôme pour répondre aux attentes des consommateurs ? Avec :

- Pascal Hureau , président de FFauve (Fédération française des associations d'utilisateurs de véhicules électriques ;
- Philippe Ledésert, maire des Pilles ;
- Eric Mendels, directeur général d'Easy Charge ;
- Louis Prévost, consultant senior à Tactis.

Les thèmes

Présentation du SDIRVE de la Drôme	Besoins en recharge : maillage à 30 km / lieux de loisirs / zones d'activités (y compris micro)
Le réseau e-Born dans la Drôme / vision du SDIRVE / DSP 2020 – 2028 : modèle et équilibre économique	Plug In : airbNb de l'IRVE ?
Positionnement des collectivités par rapport à l'après SDIRVE : y aller ou pas ?	Le « passage » à l'électrique pour les automobilistes : coûts, disponibilité des IRVE, marché de l'occasion...
IRVE et « village rue » (garages, prime Advenir...) / bornes les plus proches / électrique ou gazole ?	Conclusion : vision de la mobilité électrique dans la Drôme d'ici 5 ans
Solutions pour un « village rue »	
L'automobiliste électrique en 2024 : portrait, attentes	

Après avoir créé le premier réseau de bornes de recharge drômois (eborn), territoire d'énergie Drôme a établi un schéma directeur des IRVE (infrastructures de recharge des véhicules électriques) pour anticiper la montée en puissance de la mobilité électrique dans le département. Depuis trois ans, l'électrification du parc automobile s'accélère : désormais une voiture vendue sur cinq est électrique. D'une approche pionnière à la conduite banalisée, l'automobiliste a changé et ses exigences vont croissant, qu'il s'agisse de la disponibilité des IRVE ou de la compétitivité des tarifs. Comment passer d'une offre publique à un parc d'IRVE diversifié ? Quelles nouvelles solutions pour répondre aux micro-besoins de recharge ?

C'est à l'issue de cette matinée et au vu de ses enjeux pour les communes que la Présidente Nathalie Nieson a présenté le nouveau domaine d'intervention de TE SDED : Un accompagnement technique et financier à l'installation de bornes communales.

2024 fut une année dense en matière d'activité Ressources Humaines et Stratégies :

Dans le cadre de la mise en œuvre du Schéma stratégique votée par le Comité syndical le 6 février 2024, les ressources en personnels ont été renforcées cette année encore avec **un effort majeur en matière de recrutements** (9 sur 2022 et 5 sur 2023, 5 sur 2024) sur les postes créés par l'augmentation de l'activité dans les domaines de l'Eclairage public, la Performance énergétique et la gestion des données énergétiques, les ressources humaines, mission support. D'autres postes restent à pourvoir afin de donner tous les moyens de satisfaire les attentes des communes de la Drôme, au titre de l'expertise attendue et leur accompagnement dans leurs décisions sur les territoires drômois.

Un accompagnement des managers que sont les directeurs et les chefs de service a été mené sur une année avec le support un coach externe, afin de les accompagner dans leurs missions d'encadrant et d'acteur dans la mise en œuvre du Schéma stratégique. Cette mission a été étendue à tous les agents de TE26 SDED pour une meilleure prise en considération de leurs expressions et partage des enjeux prospectifs de la collectivité.

La mise en place de cette nouvelle organisation du travail qu'est le **télétravail**. Un bilan de fin d'année a été établi à partir d'un questionnaire adressé à tous les agents d'une part, les retours d'expérience et l'analyse des managers de Territoire d'Energie SDED : 82% des agents bénéficient d'une journée fixe de télétravail, 86% d'entre eux sollicitent les journées de télétravail flexibles. Un nouveau logiciel « LUCCA » permet de gérer avec plus d'autonomie et de réactivité les plannings de congés et de travail à distance. Les outils informatiques et de communication ont été mis en place pour tous les agents.

Des « **entretiens de carrière** » sont menés 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.

Un effort reste toujours très marqué sur **la formation des agents** dont le budget poursuit sa progression : Professionnalisation tout au long de la carrière, accompagnement dans la préparation des examens et concours de la FPT, les habilitations nécessaires. Deux sessions exceptionnelles ont été mises en place en « Intra » :

Formation avec le CNFPT Drôme Ardèche, sur appel à projet, TE26 SDED a candidaté sur « les droits et obligations des agents de la FPT ». Tous les agents ont pu bénéficier de 2 jours de formation en Intra, dans les locaux de TE26 SDED sur la connaissance de l'environnement statutaire et réglementaire des agents contractuels et titulaires de la FPT, le statut et leur responsabilisation.

Les « gestes de 1er secours » avec l'intervention de l'Union Départementale des Sapeurs-Pompiers de la Drôme : 32 agents sur 48 ont suivi cette formation et ont tous obtenu leur diplôme PSC 1.

TE26 SDED maintient **sa politique sociale**, attractive en faveur de ses agents : Le Comité syndical a :

> Mis en place la Prime de Pouvoir d'Achat Exceptionnelle (PPAE) prévue par le décret n° 2023-1006 du 31 octobre 2023, réglée dès le début de l'année 2024

> Revalorisé la valeur faciale de ses titres-restaurant, valeur inchangée depuis 2026, à hauteur de 10€, à compter du 1er mars 2024, avec une participation de l'employeur maintenue à 60%,

> Actualisé les bases de remboursement des frais professionnels des agents en mission, au regard de leurs frais engagés,

> Augmenté le montant mensuel forfaitaire de sa participation à la Protection sociale complémentaire (Maintien de salaire), à compter du 1er janvier 2025, comme suit

- Agents de Cat. A : 7 €
- Agents de Cat. B : 10 €
- Agents de Cat. C : 18 €



EFFECTIF AU 31 DECEMBRE 2024

Masse salariale 3 006 637.98 €

48 personnes dont 14 contractuels, 2 CDI et 2 agents titulaires en disponibilité. +1 apprenti



REPARTITION DES AGENTS PAR SEXE

Activité principale répartition par sexe	Hommes	Femmes	Total
Direction Générale	1	2	3
Direction Ressources - Projets stratégiques	3	3	6
Direction Services Techniques	20	10	30
Direction Finances Juridique et Concessions	1	6	7
Direction Communication et Antenne Nyons	1	0	1
Cabinet	0	1	1
Total	26	22	48

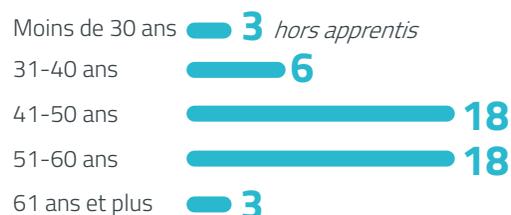
REPARTITION DES AGENTS PAR DIRECTION

Désignation	Année 2024
Direction Générale	3
Direction Ressources - Projets stratégiques	6
Direction Services Techniques	30
Direction Finances Juridique et Concessions	7
Direction Communication et Antenne Nyons	1 (+2 comptabilisés dir. services tech)
Cabinet	1
Total	48

REPARTITION DE L'EFFECTIF PAR TRANCHE D'AGE



moyenne d'âge
47 ans



REPARTITION DU TEMPS DE TRAVAIL

Temps partiel sur autorisation	Hommes	Femmes	Taux
Catégorie A	0	2	90%
Catégorie B	1	1	90%
Catégorie C	0	3	80%
	0	1	50%
Total	1	7	

Les 40 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	43 agents
Total de jours de formation	250 jours
Professionalisation tout au long de la carrière	40 agents 109 jours
Formation d'intégration	1 agent dispensé
Formation professionnelle certifiante (CFP)	1 agents 74 jours
Préparations aux concours	5 agents 37 jours
Perfectionnement des connaissances	1 agents 33 jours
Formation / Habilitation	3 agents 3 jours
Prévention des risques (PSC1)	27 agents 27 jours

Budget annuel versé aux organismes de formation, hors CNFPT et hors dépenses logistiques (frais de déplacements, hôtels, repas, etc...) : **17 686.66€**



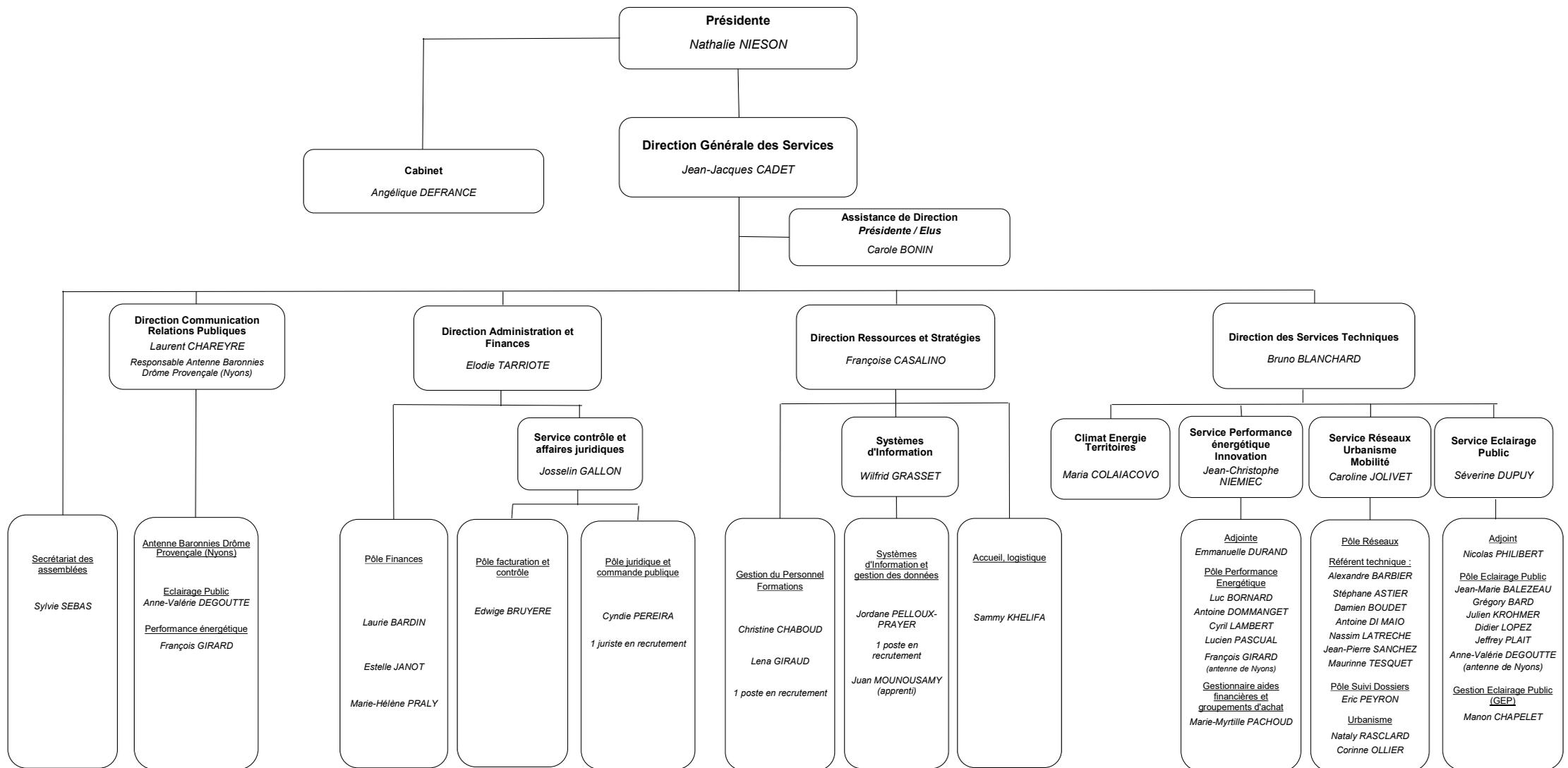
Soyez informés, retrouvez toute l'info du SDED sur le site internet et les réseaux sociaux sur lesquels vous pouvez quotidiennement découvrir une nouvelle actualité.

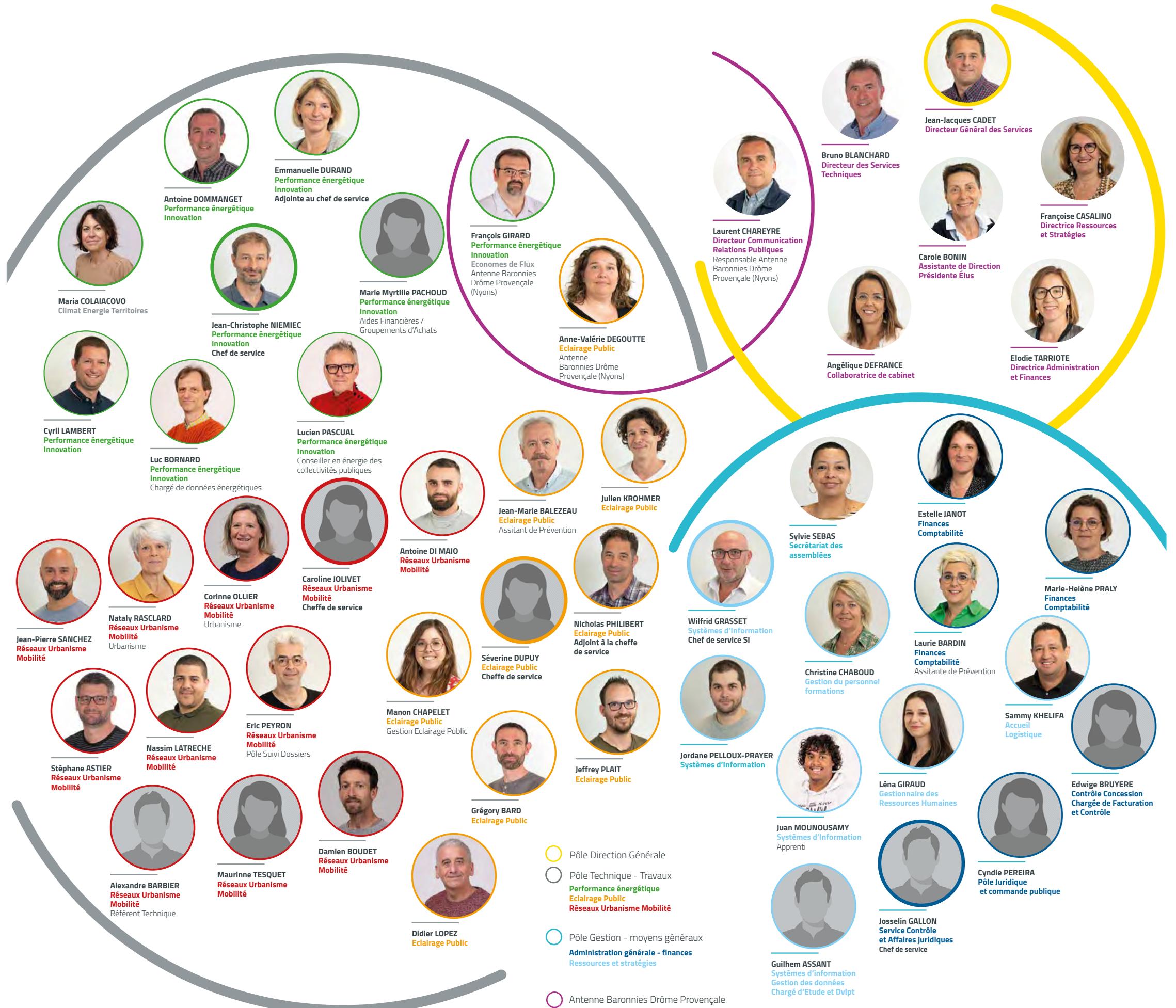
te26.fr

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



**Organigramme
Décembre 2024**





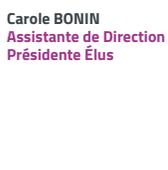
Jean-Jacques CADET
Directeur Général des Services



Bruno BLANCHARD
Directeur des Services Techniques



Françoise CASALINO
Directrice Ressources et Stratégies



Carole BONIN
Assistante de Direction Présidente Élus



Elodie TARRIOTE
Directrice Administration et Finances



Angélique DEFRANCE
Collaboratrice de cabinet



Laurent CHAREYRE
Directeur Communication Relations Publiques
Responsable Antenne Baronnies Drôme Provençale (Nyons)



Anne-Valérie DEGOUTTE
Eclairage Public
Antenne Baronnies Drôme Provençale (Nyons)



François GIRARD
Performance énergétique Innovation
Economies de Flux Antenne Baronnies Drôme Provençale (Nyons)



Marie Myrtille PACHOUD
Performance énergétique Innovation
Aides Financières / Groupements d'Achats



Emmanuelle DURAND
Performance énergétique Innovation
Adjointe au chef de service



Antoine DOMMANGET
Performance énergétique Innovation



Jean-Christophe NIEMIEC
Performance énergétique Innovation
Chef de service



Lucien PASCUAL
Performance énergétique Innovation
Conseiller en énergie des collectivités publiques



Luc BORNARD
Performance énergétique Innovation
Chargé de données énergétiques



Maria COLAIACOVO
Climat Energie Territoires



Cyril LAMBERT
Performance énergétique Innovation



Jean-Marie BALEZEAU
Eclairage Public
Assitant de Prévention



Julien KROHMER
Eclairage Public



Antoine DI MAIO
Réseaux Urbanisme Mobilité



Caroline JOLIVET
Réseaux Urbanisme Mobilité
Cheffe de service



Corinne OLLIER
Réseaux Urbanisme Mobilité
Urbanisme



Nataly RASCLARD
Réseaux Urbanisme Mobilité
Urbanisme



Jean-Pierre SANCHEZ
Réseaux Urbanisme Mobilité



Nicholas PHILIBERT
Eclairage Public
Adjoint à la cheffe de service



Séverine DUPUY
Eclairage Public
Cheffe de service



Manon CHAPELET
Eclairage Public
Gestion Eclairage Public



Eric PEYRON
Réseaux Urbanisme Mobilité
Pôle Suivi Dossiers



Nassim LATRECHE
Réseaux Urbanisme Mobilité



Stéphane ASTIER
Réseaux Urbanisme Mobilité



Jeffrey PLAIT
Eclairage Public



Grégory BARD
Eclairage Public



Damien BOUDET
Réseaux Urbanisme Mobilité



Maurinne TESQUET
Réseaux Urbanisme Mobilité



Alexandre BARBIER
Réseaux Urbanisme Mobilité
Réfèrent Technique



Didier LOPEZ
Eclairage Public



Sylvie SEBAS
Secrétariat des assemblées



Estelle JANOT
Finances Comptabilité



Marie-Hélène PRALY
Finances Comptabilité



Wilfrid GRASSET
Systèmes d'Information
Chef de service SI



Christine CHABOUD
Gestion du personnel formations



Laurie BARDIN
Finances Comptabilité
Assistante de Prévention



Sammy KHELIFA
Accueil Logistique



Jordane PELLOUX-PRAYER
Systèmes d'Information



Léna GIRAUD
Gestionnaire des Ressources Humaines



Edwige BRUYERE
Contrôle Concession
Chargée de Facturation et Contrôle



Juan MOUNOUSAMY
Systèmes d'Information
Apprenti



Cyndie PEREIRA
Pôle Juridique et commande publique



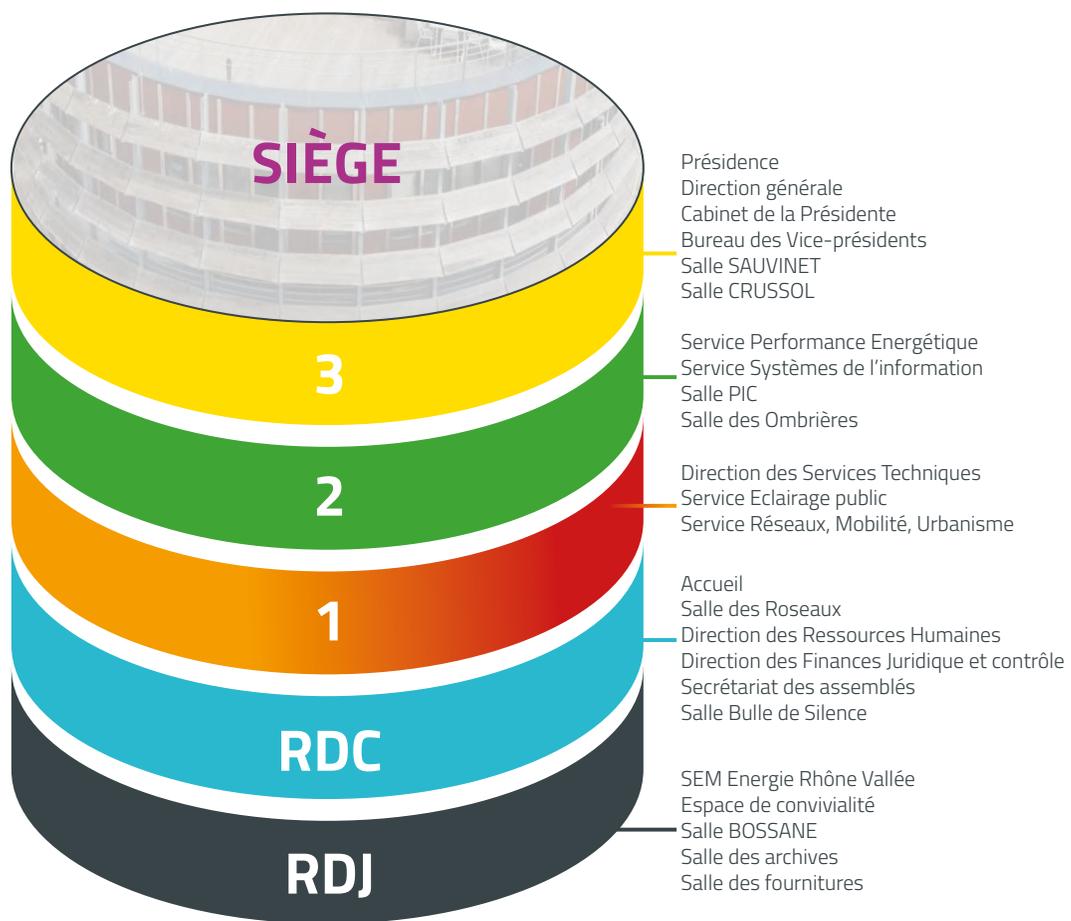
Josselin GALLON
Service Contrôle et Affaires juridiques
Chef de service



Guilhem ASSANT
Systèmes d'information
Gestion des données
Chargé d'Etude et Dvlpt

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





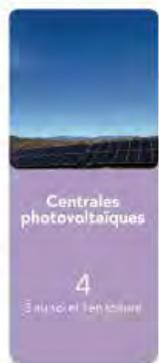
- Pôle Direction Générale
- Pôle Gestion - moyens généraux
- Pôle Technique - Travaux
- Performance énergétique
- Eclairage Public
- Réseaux Urbanisme Mobilité



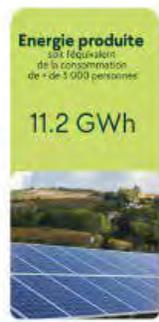
Parc en propre



Parc en SPV - Société de projets



Cumul



Comment la SEM accompagne-t-elle les collectivités ?

Energie Rhône Vallée est le partenaire de référence pour la réalisation de leurs projets d'énergies renouvelables, en particulier photovoltaïques. Les communes et les intercommunalités bénéficient d'un accompagnement complet, de l'étude à la mise en œuvre, en passant par la gestion des dossiers administratifs et le conseil technique. Notre SEM est l'opérateur privilégié au service des collectivités. Qu'elles n'hésitent pas à faire appel à Energie Rhône Vallée pour examiner ensemble la faisabilité de leur projet.

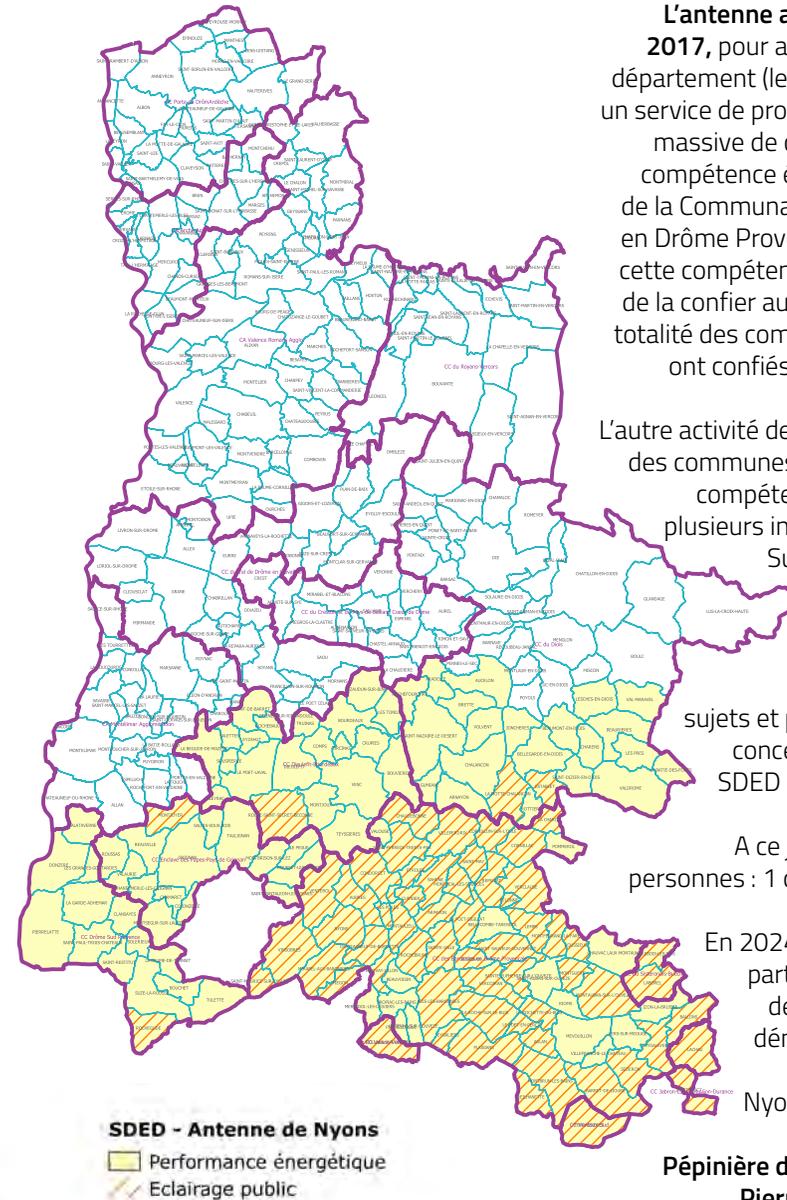
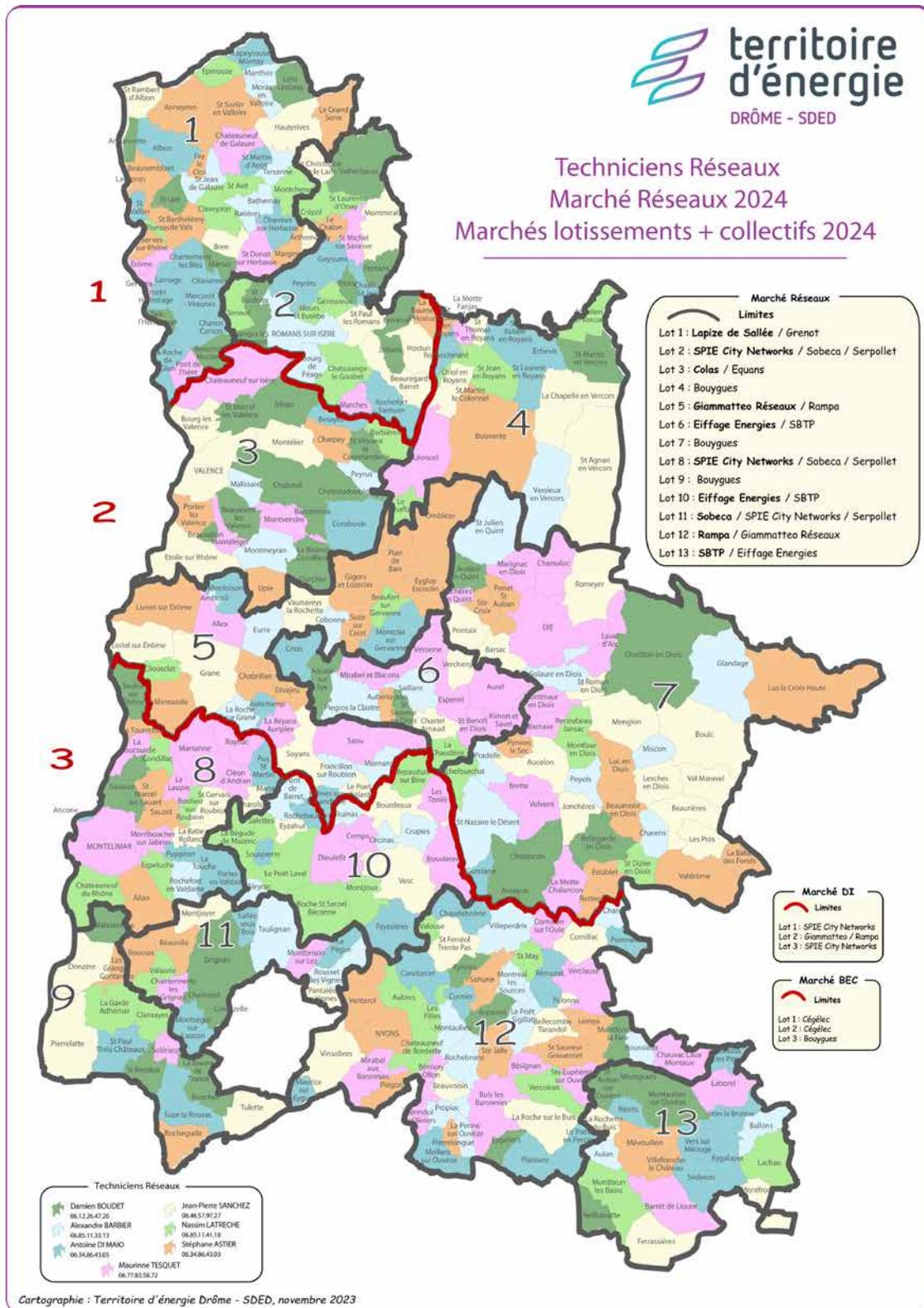


contact@energierhonevallee.com

www.energierhonevallee.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 au SDED. Ainsi aujourd'hui, la quasi-totalité des communes du périmètre de la CCBDP ont confiés au SDED 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 du SDED 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 Guilliny ZA Les Laurons

Activité de l'Antenne en 2024 :

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

53 communes accompagnées sur les dispositifs d'économies d'énergie pour **113 dossiers**.

9842 points lumineux (+586).

TE.Sded
Antenne
Baronnies - Drôme Provençale

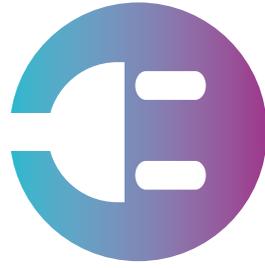
CONTACT :

Pépinière d'entreprise « La Ruche »
20 allée Pierre-Louis Guilliny ZA Les Laurons
26 110 NYONS
Tél. 04 75 26 97 75
antenne@sded.org



ELECTRICITÉ

- Chiffre d'affaires : **147 M€**
- Patrimoine : **1 257 M€ (Valeur brute d'actifs)**
- **325 580** utilisateurs
- **10 520** producteurs
- **8 855** postes de transformation
- **17 576 km** de lignes électriques
- **3 049 GWh** consommés



GAZ NATUREL (tous contrats)

- Chiffre d'affaires : **23,8 M€**
- Patrimoine : **202 M€ (Valeur brute d'actifs)**
- **80 725** consommateurs
- **3** producteurs de biométhane
- **1 802 km** de canalisations
- **1 754 GWh** consommés



473 DOSSIERS DE TRAVAUX



POUR UN TOTAL DE **22 805 441 € TTC** D'INVESTISSEMENTS POUR L'AMENAGEMENT DU TERRITOIRE ET LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE



180 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.

- 65 raccordements - 2 241 164 € TTC
- 88 renforcements - 9 863 448 € TTC
- 16 dessertes intérieures - 596 936 € TTC
- 11 branchements collectifs - 247 522 TTC

➤ **12 949 070 € TTC**

66 EN EFFACEMENT

- 9 programmes Enedis (Article 8) - 1 495 093 € TTC
- 24 programmes Face C + SDED - 3 542 393 € TTC
- 33 Telecom - 1 750 677 € TTC

➤ **6 788 163 € TTC**

140 EN ÉCLAIRAGE PUBLIC

➤ **2 194 054 € TTC**

87 EN RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE : en 2024, 32 communes et 4 intercommunalités ont adhéré aux services d'accompagnement énergétique portant le total à 243 adhérents cumulés confirmant le succès de l'activité.

➤ **874 154 € TTC**



1964

27 avril 1964 : signature de l'arrêté préfectoral constituant le SDED Syndicat Départemental d'Électrification de la Drôme.



1991

Le Sénateur Jean Besson succède au Sénateur Maurice PIC, fondateur du SDED, ancien Ministre. Depuis 2020, Nathalie Nieson est la 3^{ème} présidente du syndicat d'énergie en 60 ans.



2003

REVOLUTION : la transformation du syndicat d'électricité en syndicat d'énergies.



CONSTRUCTION DU SIÈGE ACTUEL 1^{er} bâtiment installé sur la zone de Rovaltain TGV et 1^{er} bâtiment public de la Drôme équipé de panneaux photovoltaïques.



2011

Création de la Société d'Économie Mixte ÉNERGIE RHÔNE VALLÉE pour produire de l'énergie verte.

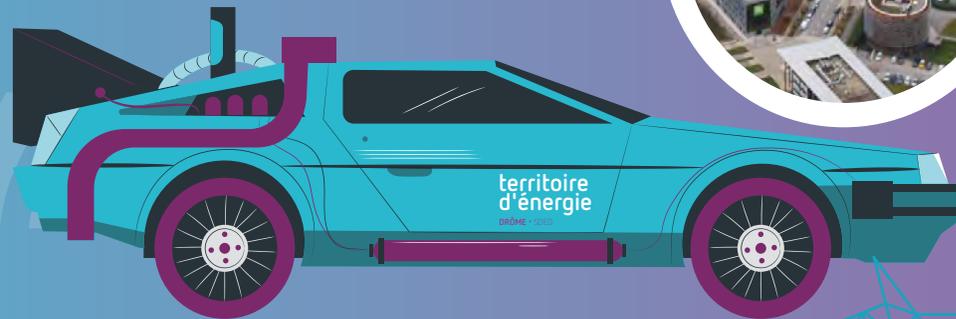


2012

Participation à une entente des Syndicats d'Énergie de Rhône-Alpes (USÉRA) qui devient TEARA en 2017.



1964...2024



60 ANS D'ÉNERGIE

2016

Adhésion à la marque nationale de notre fédération la FNCCR.



2017

Co-fondation du réseau de bornes de recharges pour véhicules électriques.

Création d'une antenne territoriale Baronnies - Drôme Provençale.



AUJOURD'HUI ET DEMAIN

Territoire d'énergie Drôme-SDED est devenu un acteur opérationnel de la transition énergétique aux côtés des communes et EPCI, avec la création du service performance énergétique et la mission climat énergie territoires. Le SDED n'en reste pas moins fidèle à ses missions historiques d'autorité organisatrice de la distribution d'électricité dans la Drôme.



2024

Le 9 avril lors de la célébration des 60 ans une conférence sur la mobilité électrique a lancé une nouvelle action du syndicat pour aider à la création de bornes de recharge communales.

REVIVEZ EN VIDÉO NOS 60 ANS D'ÉNERGIE COMMUNE ET RETROUVEZ TOUTES LES PHOTOS DE L'ÉVÈNEMENT ANNIVERSAIRE SUR NOTRE SITE TE26.FR



UNE MOBILITÉ DÉCARBONNÉE AVEC DE L'ÉLECTRICITÉ 100% VERTE

En 2024, le réseau eborn dans la Drôme a connu une avancée significative, marquée par le déploiement de la première borne de recharge E-City du réseau. Ce nouveau modèle, conçu par E-Totem, permet l'installation de six nouveaux points de charge accélérée (jusqu'à 22 kW). Implantée Place de Dunkerque à Valence, cette borne offre la possibilité aux utilisateurs de véhicules électriques, de récupérer jusqu'à 100 km d'autonomie en moins d'une heure.

Ce déploiement vient renforcer le maillage du réseau eborn dans notre département, qui atteint aujourd'hui un total de **148 bornes de recharge**, assurant une couverture optimale avec une borne tous les **30 kilomètres** environ :

- 140 bornes de recharge accélérée (jusqu'à 22 kW)
- 8 bornes de recharge rapide (jusqu'à 60 kW)

En parallèle, l'année écoulée témoigne d'une adoption croissante de l'électromobilité. Le réseau eborn a enregistré **73 627 sessions de recharge (contre 65 216 en 2023)**, effectuées par près de **18 000 utilisateurs** (contre 14 000 en 2023) de véhicules électriques ou hybrides rechargeables. Cela représente une **consommation énergétique globale de 1 211 470 kWh** (contre 1 024 300 en 2023), soulignant l'importance du réseau eborn dans l'accompagnement de la transition énergétique du département de la Drôme.



Cette dynamique témoigne du rôle essentiel du réseau eborn dans l'écosystème de la mobilité électrique de la Drôme. En s'adaptant aux besoins des usagers et en poursuivant son développement, il contribue activement à faciliter l'adoption de la mobilité électrique, tout en garantissant un accès facilité à des infrastructures de recharge performantes et fiables.

148

BORNES

296

POINTS DE CHARGE

DANS LA DRÔME AVEC NOTRE RESEAU EBORN



Vos bornes de recharge au cœur des territoires



Le réseau eborn, c'est



1300 bornes de recharge publiques accélérées et rapides



Un réseau maillé sur **11 départements**



Un service public de recharge, **accessible 24/7** avec ou sans abonnement

Le pass eborn vous donne accès à



100 000 points de charge en Europe



Un **tarif préférentiel** sur le réseau eborn



A - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

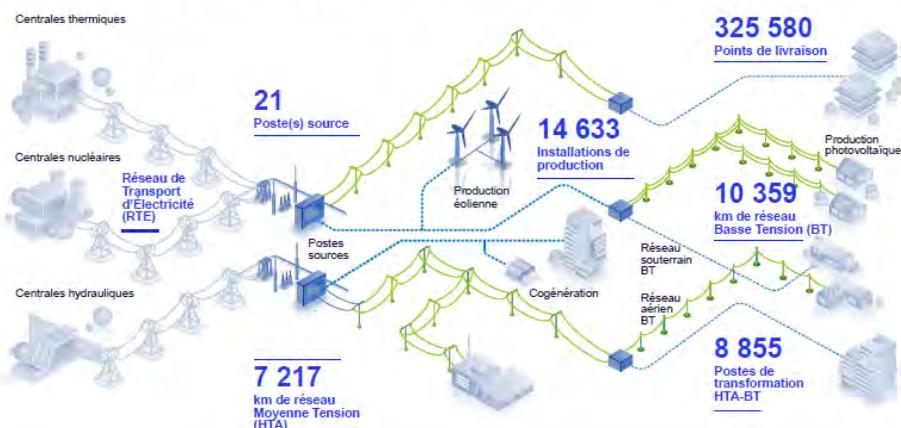
En électricité, le service public est scindé en deux composantes : la partie « distribution » est concédée à ENEDIS et la « fourniture » aux tarifs réglementés de vente (TRV) est déléguée à EDF Branche Commerce.

En tant qu'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE), Territoire d'énergie Drôme - SDED 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 2023 contrôlées en 2024.

Le développement et l'exploitation du réseau public de distribution d'électricité en 2023

Le réseau public de distribution d'électricité



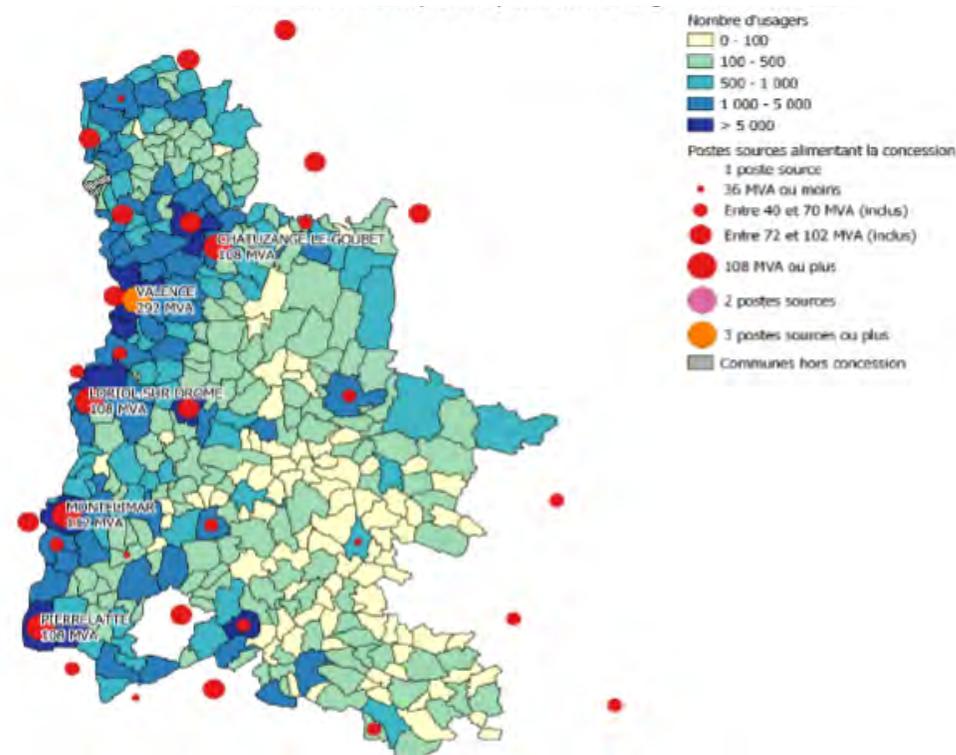
Source : ENEDIS – CRAC 2023



Nouveau poste à Buis les Baronnies

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 (+1,0% en 2023 contre +1,2% en 2022) pour atteindre près de 326 000 usagers.

La consommation électrique totale est en forte baisse en 2023 avec -6,4%, malgré un hiver 2023 aussi rigoureux que le précédent, et surtout due aux résultats de nombreuses campagnes de sobriété énergétique ciblées, alors que le système énergétique était sous tension (disponibilité réduite du parc nucléaire, sécurité d'approvisionnement de gaz naturel d'Europe de l'Est, hausses générales des tarifs, etc.).

Les usagers C5 (BT ≤ 36 kVA) représentent 53% de cette consommation totale en 2023, et les 968 usagers HTA, 34%.

La consommation moyenne d'électricité d'un usager C5 de la concession est de 5,0 MWh/an en 2023, en baisse de -13% en 2 ans. À titre informatif, la moyenne nationale calculée par AEC (93 AODE) est de 4,8 MWh/an (avec un minimum de 3,3 et un maximum de 6,4 MWh/an/us.). 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 2022 et 2023, la forte baisse des volumes consommés conjuguée aux augmentations des grilles tarifaires induit néanmoins une hausse des recettes totales d'acheminement de +2 M€ HT, soit +1,5% en 2023 (contre +0,7 M€ l'année antérieure). Le TURPE 6 HTA/BT (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité appliqué par les gestionnaires de réseau de distribution) est entré en vigueur en août 2021, pour une durée de 4 ans. Le TURPE 7 en cours de négociation devrait s'appliquer à partir d'août 2025.

Les producteurs (y compris les autoconsommateurs) représentent 14 633 installations, en forte augmentation en nombre (+39%) et en puissance (+8%). Les producteurs photovoltaïques représentent 99,5% du nombre d'installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale s'établit à 534 MVA à fin 2023 selon la répartition suivante : 61% pour les installations photovoltaïques, 28% pour les installations éoliennes, 4% pour les installations hydrauliques et 7% pour les « autres ».

Selon Enedis, les autoconsommateurs doivent déclarer leurs productions. Toutefois, le site d'Enedis n'indique pas quel formulaire remplir.

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.

Évolution des puissances des installations de productions (en MVA)



NB : En fonction des exercices et des données secrétisées, les nombres d'installations et leurs puissances, pour les cogénérations et les biogaz/biomasse, sont présentées à part entière, ou alors confondues dans «Autres» dans les données d'ENEDIS.

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

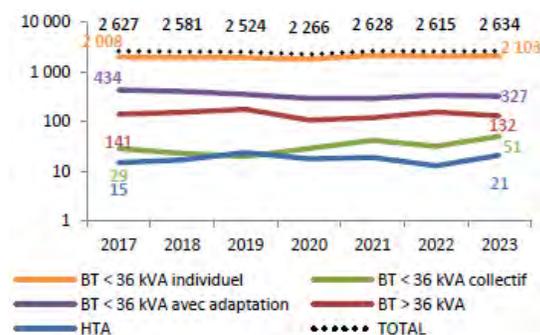
2.1 Les raccordements

Depuis le 20 juillet 2023, le barème de raccordement dans sa version 7, succédant au 6.2, est entré en vigueur. Il s'appliquait donc en partie durant l'exercice 2023. Depuis le 3 août 2024, il a été remplacé par le barème v7.2.

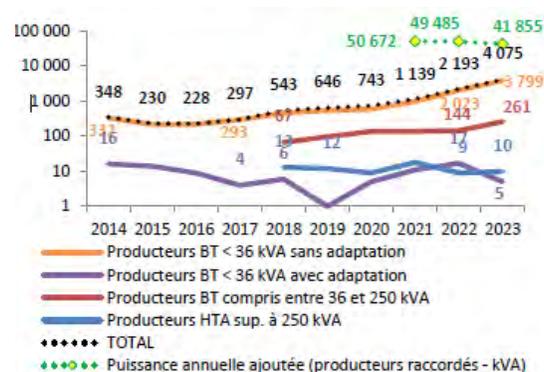
Le volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) est en légère hausse de +0,7% en 2023 avec 2 634 raccordements réalisés, soit 19 de plus que l'année précédente.

La tendance est à la forte hausse pour les raccordements en injection avec +86% en 2023 et 4 075 nouvelles installations de productions raccordées au réseau (tous segments confondus). Enedis communique désormais une nouvelle donnée dans le CRAC. Il s'agit de la puissance cumulée des producteurs raccordés dans l'année. Cette dernière a néanmoins diminué entre 2022 et 2023 (-15%), passant de +49 MW à +42 MW.

Évolution du nombre de raccordements (HTA et BT) en soutirage dans l'année

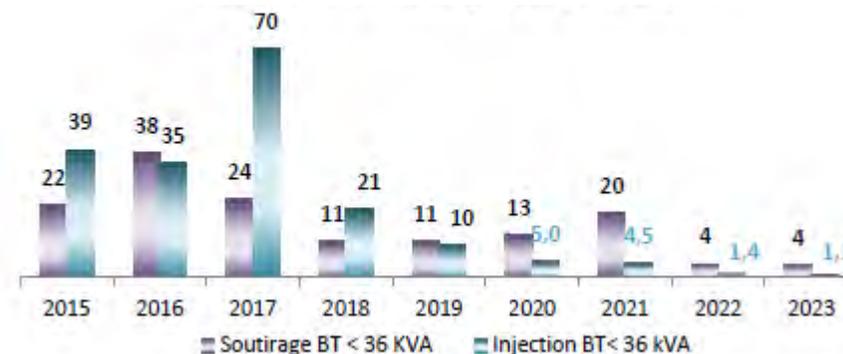


Évolution du nombre de raccordements en injection et de la puissance dans l'année



Les délais moyens de production d'un devis de raccordement (pour les raccordements BT < 36 kVA sans adaptation) pour les soutirages sont quasiment stables entre 2022 et 2023 passant de 4,1 à 3,8 jours, de même que pour les injections (1,4 jour en 2022, 1,1 jours en 2023).

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



Enedis indique comprendre le souhait de l'AODE d'auditer les activités relatives au raccordement et confirme qu'il n'y a aucune volonté d'Enedis de restreindre l'accès à ces informations. Toutefois, le concessionnaire fait valoir la charge de travail trop importante que ce suivi représente pour rassembler les données figurant dans deux SI différents selon la puissance de raccordement du client.

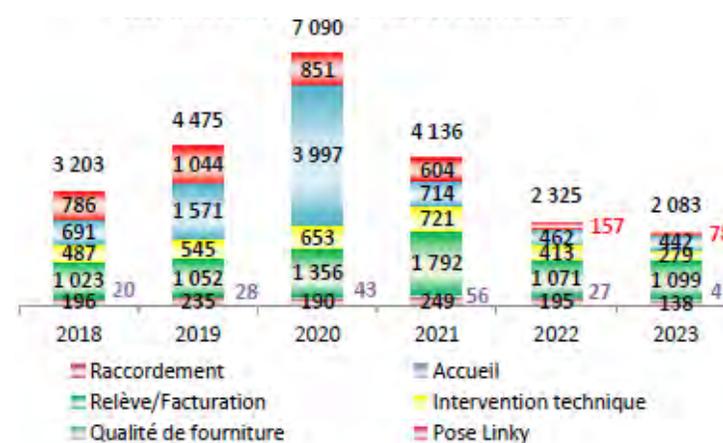
La liste détaillée des raccordements reste toujours inaccessible et ne permet pas à l'AODE d'auditer plus en détails cette activité.

2.2 Les réclamations



Le nombre de réclamations des clients faites au distributeur était en forte baisse sur un an de -44% en 2022 (soit -1 811 réclamations). En 2023, ce volume a atteint 2 083 réclamations, soit à nouveau une baisse de -10%. La concession présente désormais un ratio de réclamations par usager de 64 réclamations pour 10 000 usagers.

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



Les réponses aux réclamations sont visées sous 15 jours maximum depuis 2014. En 2023 ce taux de réponse dans les délais est de 97,0%, stable par rapport à 2022. Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky.

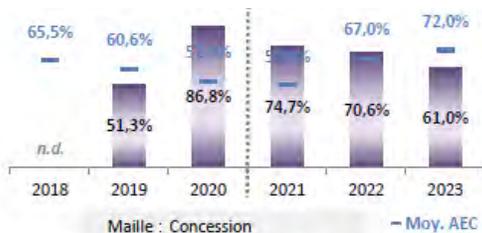


2.3 Les coupures pour impayés

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

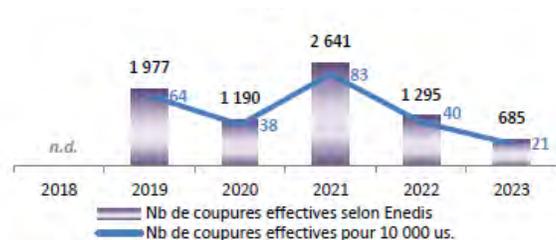
Selon les données d'Enedis, **le nombre de coupures effectives pour impayés réalisées en tant que GRD, et pour le compte de tous les fournisseurs, a diminué de -47% en 2023, après une baisse de -51% en 2022.**

Evolution du taux d'intervention pour impayés dans les délais catalogues ou convenus pour les usagers C5*



*Le taux d'intervention pour impayés affiché concerne que l'ancien SI DISCO jusqu'en 2020 pour les compteurs "non Linky". A partir de 2021, la valeur indiquée concerne le SI GINKO pour tous les compteurs. Enedis ayant terminé la migration de ses 2 SI fin 2020.

Evolution du nombre de coupures effectives pour impayés réalisées par le distributeur pour les usagers C5**



**Jusqu'en 2020, le nombre de coupures effectives pour impayés est le cumul des valeurs des 2 SI d'Enedis: DISCO et GINKO. A partir de 2021, la valeur est issue de GINKO pour tous les compteurs.

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

Sur l'exercice 2023, 35 postes sources (PS) alimentent la concession (avec une puissance totale de 2 260 MVA) dont 21 sont situés sur la concession. La quantité de PS alimentant le territoire est stable depuis 5 ans. La puissance totale installée dans les PS est également identique par rapport à celle à fin 2022.

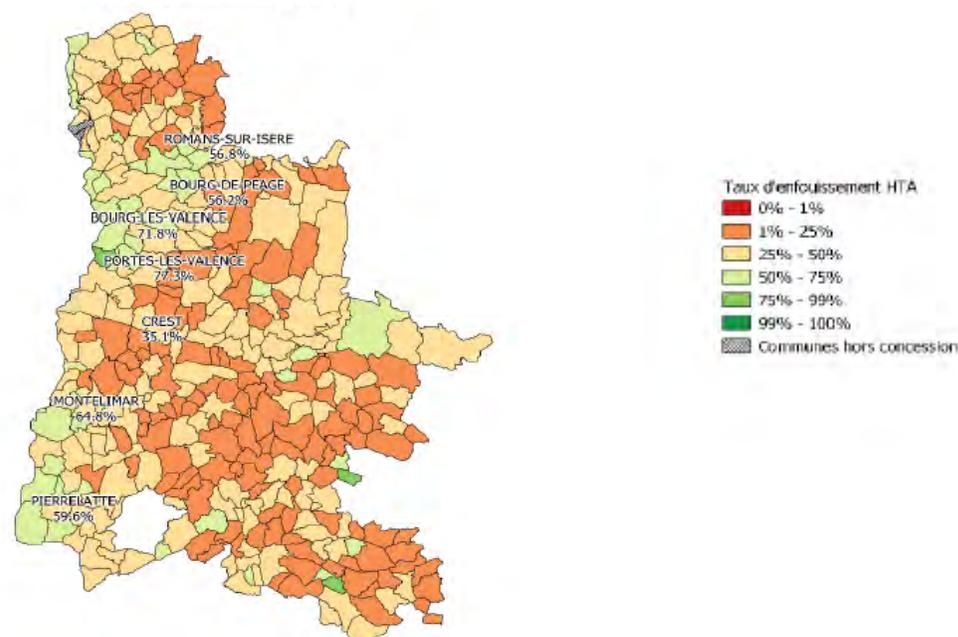
Ces postes sources alimentent les usagers de la concession via le réseau HTA d'une longueur totale de 7 217 km, qui a augmenté de +26 km en 2023 (soit +0,4%), une évolution bien inférieure à la moyenne des 10 exercices précédents de +72 km/an.

Cette hausse en 2023 est notamment la résultante d'une part de +118 km de mises en service de réseaux HTA souterrains et d'autre part, de la résorption de -91 km de réseaux HTA.



Le taux d'enfouissement HTA s'établit à 55,1%, à fin 2023. Ce taux dépasse de 3,2 points le taux national moyen de 51,9% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2023). Considérant la densité d'usagers relativement élevée 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 +1,4 point par rapport à l'exercice 2022. Un rythme élevé pour ce territoire, puisque lors de la dernière décennie, le rythme était en moyenne de +1,2 point/an de taux d'enfouissement HTA.

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



Parmi les réseaux souterrains, **la concession compte 173 km de Câbles à Isolation Papier Imprégné (CPI).** Le taux associé s'élève à 2,4% et est relativement limité puisqu'il se situe légèrement en deçà de la moyenne à 2,9% constatée sur quarantaine d'AODE en 2023.

Sur la concession Enedis met en œuvre depuis plusieurs années un programme de renouvellement des réseaux HTA. Ce programme priorise les besoins de renouvellement sur les départs HTA les plus incidentogènes.

En 2023 et selon l'inventaire du concessionnaire à date, au total 54 communes au total sont concernées par la présence de CPI. Toutefois, 10 communes rassemblent 85% du total. Notamment, 30% des CPI sont situés à Valence (52 km), 21% à Romans-sur-Isère (36 km) et 10% à Pierrelatte (18 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.

Le concessionnaire a indiqué faire remonter ces points pour une possible évolution.

Représentant 2,4% des réseaux HTA de la concession, ou 4,3% des réseaux HTA souterrains, **les câbles CPI contribuent très faiblement au critère B incidents HTA du TE 26.**

En complément de ce risque, les câbles CPI sont le siège de nombreux incidents HTA, en 2023 sur les 83 incidents souterrains HTA HIX (hors événements exceptionnels) du territoire, 26 ont eu lieu sur des câbles CPI soit 31% du nombre incidents souterrains. Cela représente une incidentologie de 15 incidents pour 100 km de réseaux, soit 10 fois plus que les câbles souterrains synthétiques avec 1,5 inc./100 km. **Ce potentiel risque de double défaut 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.**



Aussi, selon le rythme annuel moyen de résorption des câbles CPI constaté depuis 2017 (environ -3 km/an, soit un total de -18 km en 6 ans), ces réseaux seraient entièrement traités à l'horizon 2080. En outre, le **PPI 2022-2025** prévoit une résorption de -20 km de CPI en 4 ans.

Il existe une incertitude de l'ordre de 25% sur la nature de certains câbles synthétiques datés antérieurement à 1980 selon Enedis. Cette incertitude a pour conséquence une sous-représentation des CPI dans les inventaires par rapport aux présences réelles sur le terrain. Les trois départements de la DR Alpes sont particulièrement et historiquement touchés par cette incertitude importante de qualification.

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). Pour cela, le distributeur a opté pour une approche à partir d'un Big Data afin de cibler les renouvellements de câbles selon leur probabilité de défaillance, pour un gain d'efficacité.

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, d'autre part à des priorisations techniques en fonction des concessions les plus impactées.

Sur la concession Enedis met en œuvre depuis plusieurs années un programme de renouvellement des réseaux HTA. Ce programme priorise les besoins de renouvellement sur les départs HTA les plus incidentogènes.

Depuis 2022, la liste des incidents HTA répertoriés par Enedis comprend désormais une nouvelle cause « **Cause forte chaleurs** (canicule ou chaleur estivale) ». **Au total, la concession a été concernée par 23 incidents avec cette cause en 2022 et 9 incidents en 2023.**

3.1.2 Les réseaux HTA aériens

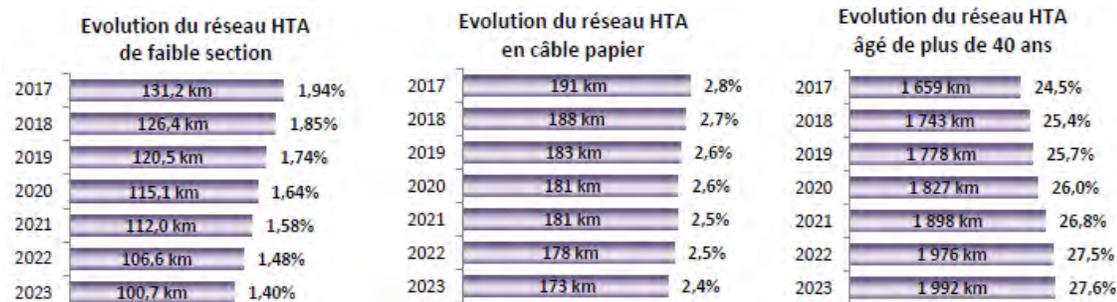
Le réseau HTA de la concession est constitué à 44,9% de réseaux aériens. **Les réseaux aériens nus HTA** restent la source majeure de discontinuité de distribution électrique de la concession du TE 26, notamment en raison de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.).

À fin 2023, la concession compte près de 3 238 km de **réseaux HTA aériens (regroupant les câbles nus et torsadés)**, contre 3 514 km en 2017, soit une résorption de -276 km en 6 ans ou -46 km/an en moyenne. Le réseau HTA nu a diminué de -91 km en 2023.

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 229 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 101 km (soit une part de 1,4% du total) sont de **faible section (FS)**. Il s'agit de réseaux dont les conducteurs en cuivre ont des sections $\leq 14 \text{ mm}^2$ et ceux en aluminium des sections $\leq 22 \text{ mm}^2$. **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 2022 et 2023, le linéaire FS HT a diminué de -6,0 km, soit environ -6%.

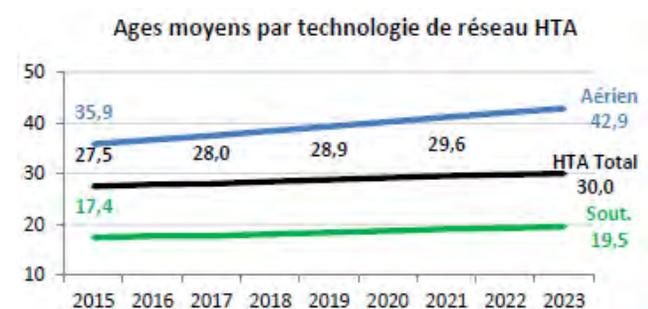
Le linéaire total des HTA FS n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC. S'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le CRAC en fasse état.



 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 (l'âge moyen des réseaux HTA du TE 26 est de 30,0 ans, contre une moyenne AEC de 31,5 ans, statistiques AEC 2023).

 Avec **19,5 ans de moyenne d'âge pour les réseaux souterrains**, le TE 26 est également en deçà de la moyenne relevée par AEC de 21,1 ans (statistiques AEC 2023).

 **Le réseau HTA aérien est quant à lui en moyenne âgé de 42,9 ans,**



Face à cela, une partie de la politique industrielle du concessionnaire est d'opérer un renouvellement partiel des ouvrages HTA aérien via des opérations de maintenance lourde dénommées **Prolongation de la Durée de Vie (PDV)**.

La politique PDV a ensuite 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.

Les 1ères affaires RP ont débuté en 2022 sur la concession, mais la comptabilisation des affaires RP a débuté qu'à partir de 2023.

Enedis a précisé que dans le fichier relatif aux CAPEX transmis dans le cadre du contrôle, certains libellés d'affaires en « rénovation programmée » sont encore des affaires PDV. Le concessionnaire a également précisé que les affaires débutées en PDV se termineront en PDV, et que les affaires RP sont catégorisées RP si le diagnostic initial a été réalisé dans le cadre prévu de la RP.

Entre 2014 et 2022, environ 128 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités par de la PDV (dont 29 km en 2021, et 8 km en 2022), et en complément 43 km ont été fiabilisés (sans travaux). En cumulant les linéaires traités et fiabilisés (171 km), la part de réseaux HTA concernés par de la PDV est ainsi de 5,1% à fin 2022, par rapport au linéaire aérien HTA total.

En 2023, les linéaires traités augmentent avec 9 km supplémentaire (probablement en majorité des affaires RP, mais la requête d'Enedis ne permet pas de distinguer les affaires RP et PDV, courant 2023, année charnière qui enregistre la fin des dernières affaires PDV et les premières affaires RP) **portant le total de réseau HTA aérien nu traité en PDV/RP à 137 km à fin 2023.**

Point de satisfaction : certaines AODE obtiennent désormais un inventaire HTA enrichi des linéaires situés dans des zones Plan d'Aléas Climatique (risques bois, neige et givre, ou vent, etc.). En 2023, et pour la 1ère fois, TE26 bénéficie de ce niveau de détail. C'est un point de satisfaction de cet audit, il restera nécessaire d'obtenir ce détail chaque année.



Focus sur les opérations de Prolongation de la Durée de Vie (PDV) et la Rénovation Programmée (RP)

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.

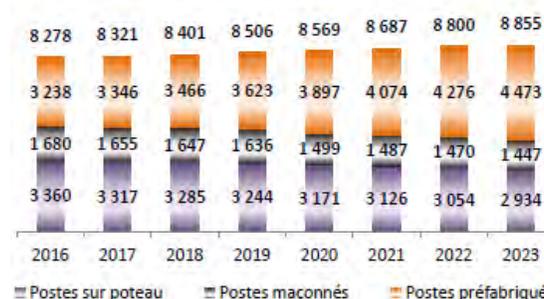
Enedis a présenté un objectif d'accélération de la fiabilisation des km de réseaux HTA aériens de plus de 25 ans pour passer de 4 000 km/an de PDV à 7 500 km/an de RP en 2025 sur le territoire national. Le programme RP engagera 2,1 Md€ de 2019 à 2035 avec un rythme cible de 150 M€ par an pour permettre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



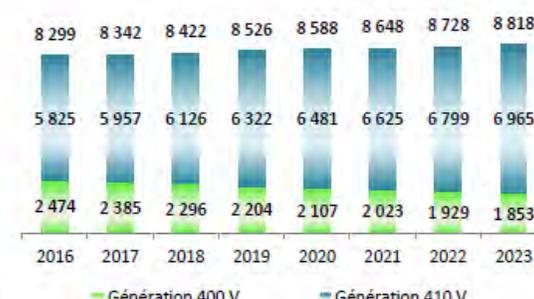
Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené le nombre de **postes HTA/BT à croître de +55 unités en 2023** (+18 pour des communes en zone RU et +37 en ER).

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 51% pour le TE 26. Parallèlement, le nombre de **transformateurs continue d'augmenter** (+90 unités en 2023). Désormais 79% 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%.

Evolution de la répartition des postes HTA/BT



Répartition des transformateurs par génération



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

Concernant le réseau BT, le taux d'enfouissement (39,9%, en hausse de +0,9 point par rapport à 2022) est en deçà de la moyenne des valeurs observées de 48,4% (statistiques nationales à partir de l'Opendata Enedis à fin 2023). Néanmoins, en considérant la densité d'usagers relativement faible sur la concession (31 usagers/km de BT), le taux d'enfouissement BT se situe au niveau de la tendance constatée sur les autres concessions de densités d'usagers comparables.

En outre, ce réseau est constitué à 1,8% de lignes aériennes nues, dont le taux d'incidents est 5 à 9 fois supérieur aux câbles torsadés et souterrains, sur la concession en 2023. Néanmoins, leur présence sur le territoire de la concession est extrêmement faible eu égard à leur proportion, qui est le minimum des taux observés au niveau national (moyenne de 5,7%, statistiques Opendata Enedis 2023).

À fin 2023, il restait 190 km de réseau BT aérien nu. Entre 2017 et 2023, le rythme de résorption moyen du réseau BT aérien nu s'établit à environ -29 km/an. Plus précisément, depuis 2017, le rythme est de -19 km/an en zone ER et de -10 km/an 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 94 km de réseau BT de faible section à fin 2023, **ce qui représente 0,9% 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 20,0% (2 070 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 -0,4 point entre 2022 et 2023.

Les cabines hautes sont en cours de suppression. À fin 2023, il reste 253 ouvrages de ce type, soit environ 2,9% des postes HTA/BT. Cette valeur a diminué de 11 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 a présenté son programme « Data Poste » 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 compléteront progressivement l'inventaire en délibéré. **A fin 2022 (n.c. pour 2023), 87% des équipements avait été inventoriés sur la concession** (les postes H61 et les postes compacts ne sont pas concernés par cet inventaire, car les concentrateurs ne peuvent pas être installés dans le poste). 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. Pour l'instant le concessionnaire indique que « la fourniture de ces données non prévues dans le décret inventaire fera l'objet d'une instruction nationale par Enedis ».

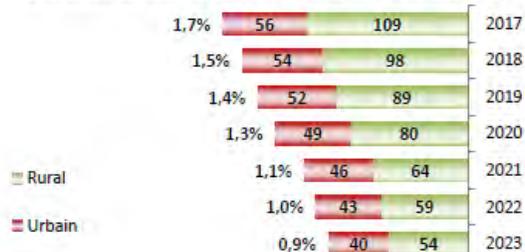
La panoplie des compteurs prend en compte depuis 2016 le déploiement en masse des **compteurs communicants Linky** qui a débuté fin 2015 sur le plan national d'Enedis. Le déploiement en masse selon son programme initial a pris fin en décembre 2021, toutefois le déploiement des compteurs s'est poursuivi 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 307 600 compteurs sur la concession, soit un taux de **déploiement de 92,3%** à fin 2023 (légèrement inférieur à la moyenne d'AEC de 93,7% pour l'exercice 2023).

Répartition du réseau BT aérien nu (km)



Evolution du réseau BT aérien de faible section (km)



4. La qualité d'alimentation électrique et les investissements

4.1 La continuité d'alimentation

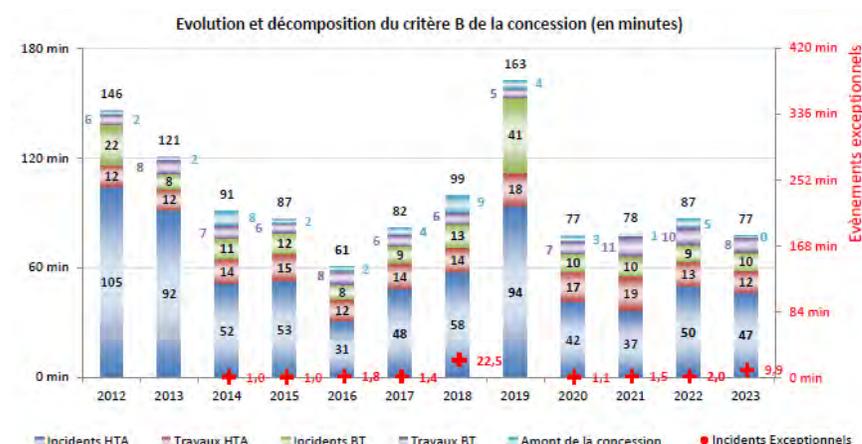
4.1.1 La durée annuelle moyenne de coupure par usager (critère B)

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

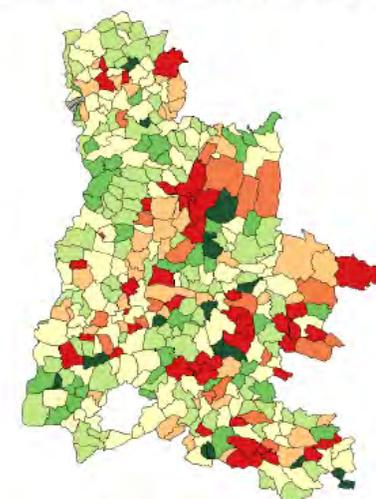
Les événements exceptionnels sont notamment les incidents ayant affecté plus de 100 000 clients sur des territoires contigus et dont la probabilité d'occurrence est supérieure à 20 ans (définition non contractuelle). Le **critère B TCC (toutes causes confondues)** prend en compte ces aléas, à l'inverse du **critère B HIX (hors événements 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).

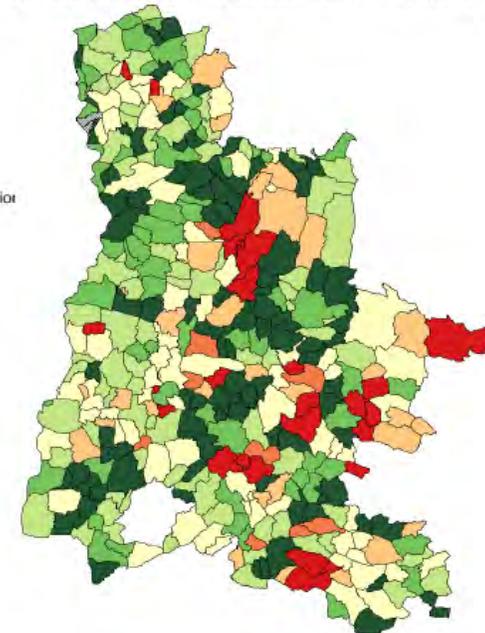
Par ailleurs, jusqu'en 2020, la liste des interruptions sur le réseau BT comportait le code GDO des départs BT, depuis ce niveau de détail n'est plus communiqué. Il est nécessaire que l'AODE puisse obtenir les données avec tous les détails existants. Le concessionnaire n'a pas transmis de fichier complété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



Critère B TCC par commune - moyenne des exercices 2021 à 2023 (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 2021 à 2023 (comprenant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)



? Le **critère B HIX (Hors Evènement Exceptionnel)** de la concession après 2 années consécutives de hausse, est en diminution **en 2023 : il est en baisse de -10 minutes pour atteindre 77,4 minutes**. Parmi les 10 dernières années, l'année 2023, reste toutefois la 3ème année la moins élevée en termes de critère B HIX.

Le critère B HIX du TE 26 se situe 4,2 minutes au-dessus de la valeur moyenne nationale qui est de 73,2 min (HIX et hors RTE). Depuis la tempête de neige de novembre 2019, la concession a été moins concernée par des temps de coupures conséquents classés « exceptionnels » sur les 3 dernières années (moyenne de 4,5 minutes, 10 minutes en 2023), c'est pourquoi les critères B HIX et critères B TCC (Toutes Causes Confondues) sont relativement proches.

La part des incidents HTA dans le critère B est majoritaire avec 60%, soit 47 minutes de coupure en 2023. Le reste du critère B HIX de 2023 est réparti entre les coupures pour incidents BT (10 minutes, soit 13% du total), les coupures pour travaux HTA (12 min, soit 15% du total) et les coupures pour travaux BT (8 min, soit 11% du total).

A noter que l'année 2023 a été marquée par plusieurs évènements climatiques d'ampleurs :

- l'épisode de vent et neige de février 2023,
- l'épisode vents et orages de fin octobre 2023 (tempête Aline).

Dans une moindre mesure, les mois de juin et juillet ont été marqués par des phénomènes orageux localement intenses : ces épisodes représentent près de 30 % du critère B Concession pour l'année 2023. A noter que la tempête Ciaran du 31 octobre 2023 n'a pas perturbé le département de la Drôme.

Avec 0,3 minute de critère B, l'amont rassemblant les coupures aux niveaux des postes sources et du réseau de transport RTE, représente moins de 1% du total en 2023.

Les réseaux aériens HTA représentent en moyenne depuis 2010, environ les deux tiers des temps de coupure sur indicent HTA HIX. Ils restent donc la **cible prioritaire** d'actions pour réduire le niveau de discontinuité de la concession.

Le concessionnaire ne communique toujours pas les résultats du critère B travaux « évité » grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Electrogènes). Cela permettrait à l'AODE de suivre la gestion du critère B travaux total du concessionnaire et de rendre perceptible les temps de coupures évités pour les travaux. Bien que le concessionnaire ait expliqué qu'il n'existait pas à ce jour de moyens internes pour le calculer automatiquement, Territoire d'Énergie Drôme – SDED demande à Enedis de mettre en place à terme un enregistrement de ces résultats afin de pouvoir mieux appréhender sur une année entière les effets consécutifs aux efforts financiers en TST et GE (uniquement sur travaux).

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

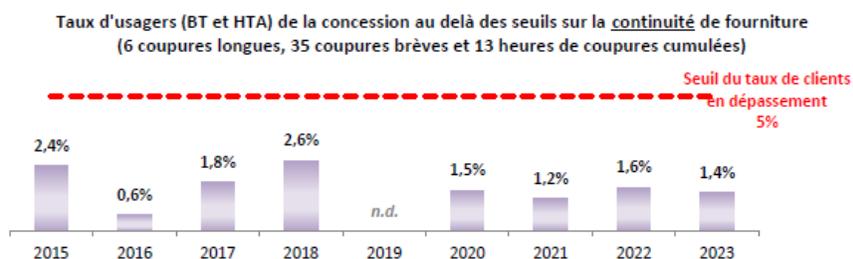


4.1.2 Les autres indicateurs

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.

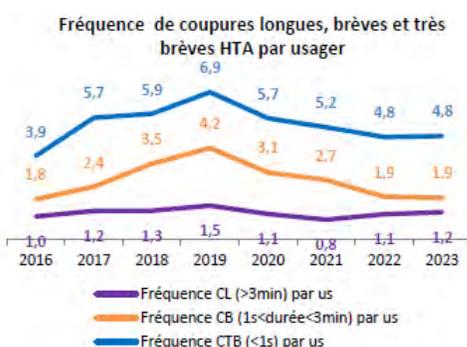
Le taux d'utilisateurs présentant des indicateurs hors seuil du « décret qualité » a légèrement diminué en 2023 pour atteindre 1,4% après avoir atteint 1,6% en 2022.

Durant les 9 dernières années, ce taux n'a pas dépassé la limite de 5% fixée par ce décret. Dans le cas contraire, cela aurait impliqué qu'Enedis présente à l'AODE et mette en place un programme de travaux permettant de résorber ce dépassement.



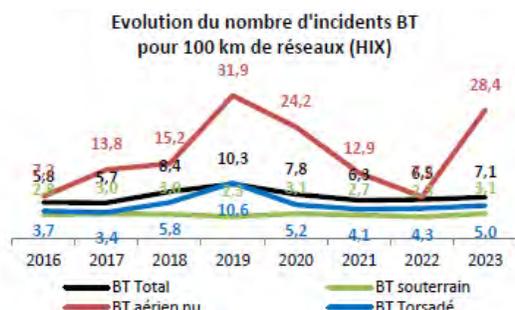
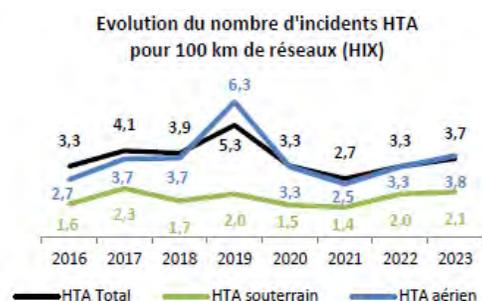
La fréquence des coupures longues est de 1,2 coupure longue en moyenne par usager en 2023. Il s'agit d'un niveau supérieur à la moyenne d'AEC sur les autres concessions auditées (1,0 en 2023).

En outre, la fréquence de coupures brèves présente une valeur de 1,9 coupures brèves par usager en 2023, en deçà de la moyenne (2,4 en 2023). La fréquence de coupures très brèves atteinte en 2023 sur le territoire du TE 26 se situe à 4,8, une valeur qui se situe au-dessus de la moyenne d'AEC de (3,8 en 2023) mais en baisse régulière depuis 4 ans.



Avec 3,7 incidents pour 100 km de réseau HTA, le TE 26 présente un taux d'incidents légèrement inférieur à la moyenne (4,2 incidents en 2023) des concessions auditées par AEC. Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains (CPI et synthétiques confondus) pour 100 km qui atteint 2,1 en 2023 est également supérieur à la moyenne AEC (1,9 en 2023) alors que le taux d'incidents HTA aériens se situe à 3,8 et est en deçà de la moyenne AEC (4,2 en 2023).

Il est à noter que depuis l'exercice 2021, le concessionnaire transmet la liste des incidents sur le réseau HTA, avec les détails des coordonnées GPS (X-Y) du lieu de la coupure. Ce qui est un point de satisfaction.



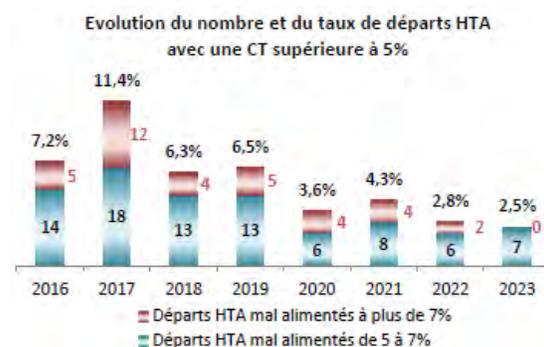
4.2 La qualité de tension

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

Au total 7 départs HTA en contrainte ont été répertoriés sur l'exercice 2023, soit 1 de moins que l'année précédente. Parmi ces 7 départs HTA en contrainte, plus aucun n'a une chute de tension maximale (CT HTA) supérieure à 7% (contre 2 en 2022, il s'agissait des départs ETOILE et STCHRI). S'agissant du départ STCHRI, des équilibrages de charge entre BEAUREPAIRE et PIZANCON ont été réalisés en mai/juin 2023 et permettent de lever ces contraintes. S'agissant du départ ETOILE, il n'y a plus de contraintes de tension suite aux manœuvres faites en février 2023 pour équilibrer l'ensemble des départs du PS Etoile.



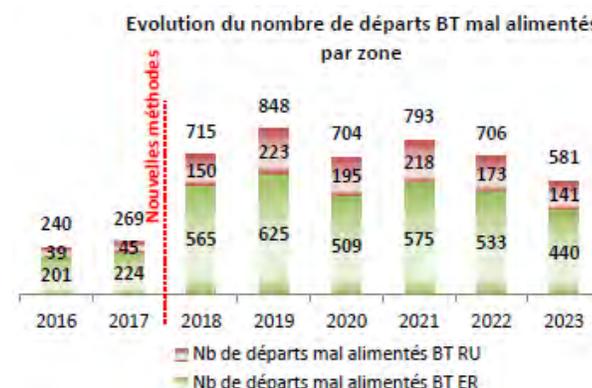
Les 7 départs HTA en contrainte à fin 2023 ont tous été identifiés par Enedis et font ou feront l'objet d'actions spécifiques visant à faire diminuer cette chute de tension.

En outre, le taux de départs HTA de la concession dont la chute de tension maximale excède 5% est supérieur à la moyenne des valeurs constatées par ailleurs (2% contre 0,7%, statistiques AEC 2023).

En ce qui concerne les contraintes de tension sur le réseau BT, **le nombre de clients considérés comme mal alimentés (CMA) est de 2 984 CMA en 2023, et a fortement baissé de -27% par rapport à 2022.** Plus précisément, de -27% en zone ER et -30% en RU, l'essentiel de cette baisse étant lié à la mise à jour par Enedis du référentiel de température utilisé par le modèle de calcul (ndlr : changement de décennie de température de référence).

Le taux associé s'établit désormais à 0,9% et se situe au-dessus de la moyenne de 2023 de 0,7%.

Parallèlement à cela, le nombre de **départs mal alimentés (DMA)** a naturellement diminué avec 581 en 2023 contre 706 en 2022 (sur un total de 24 686 départs BT existants).



A l'avenir, Territoire d'énergie Drôme – SDED souhaite qu'Enedis précise les « types de résorption des DMA » et les quantités associées. Notamment, il s'agirait d'indiquer par zone ER et RU, les DMA résorbés par des actes d'exploitation ; des travaux de renforcements ; l'affinage du modèle d'estimation ; la conséquence de la baisse des charges électriques.

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 16,7 M€ en 2023 sur la performance et la modernisation des réseaux (en baisse de -2,6 M€ par rapport à 2022), auxquels s'ajoutent 26,2 M€ imposés par les opérations de raccordement, et 5,9 M€ pour les exigences réglementaires, ce qui produit un total d'investissements en 2023 de 49,3 M€, en baisse de -3,9 M€ (-7,3%).

En 2023, les raccordements représentent 53% des dépenses totales d'investissements, et sont en augmentation chaque année depuis 4 exercices, dont une hausse de +9% en 2023. Avec 15,2 M€ les consommateurs BT représentent 58% des dépenses de raccordements. Les dépenses de raccordements pour les producteurs HTA et BT sont quant à elles en hausse respectivement +22% (0,6 M€ en 2023) et +60% (6,3 M€).

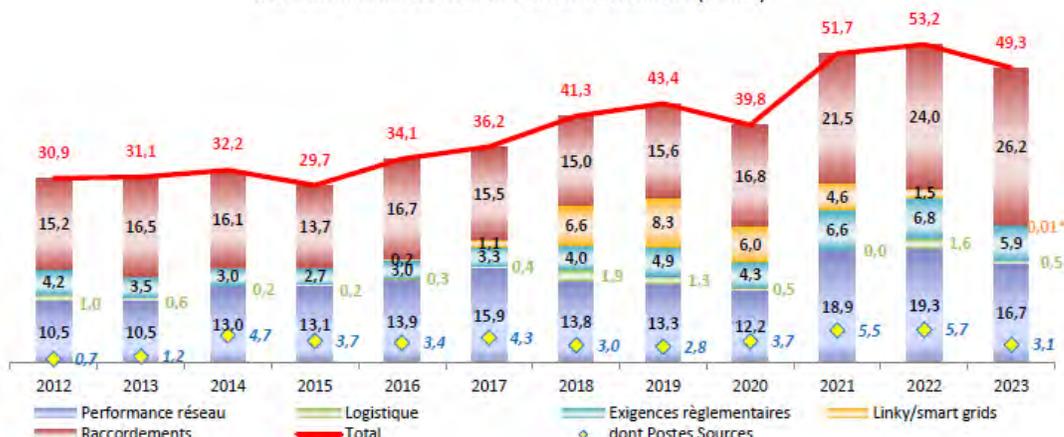
Dans le cadre du déploiement des compteurs Linky, Enedis a enregistré les dernières dépenses en 2022. Depuis 2023, elles sont incluses dans les dépenses de raccordements (car les Linky sont posés pour les nouveaux PDL). Toutefois l'ordre de grandeur reste important même si cela est moins facilement lisible dans le CRAC. Alors qu'en 2022, les investissements Linky étaient de 1,5 M€, les immobilisations des compteurs Linky en 2023 étaient encore de 1,2 M€ soit un montant comparable, en termes d'ordre de grandeur de dépenses annuelles.

Depuis 2019, les investissements sur la concession « performance et modernisation du réseau » ont augmenté régulièrement de 32 à 54 €/usager, avant de baisser sur 2023 à 51 €/usager. Ce ratio est bien supérieur au ratio national de 31 €/usager en 2023.

Il s'agit d'un ordre de grandeur, et d'un ratio « brut » et discutable, mais il permet une observation à titre indicatif, et par exemple, de positionner la moyenne des investissements [2020-2023], par rapport au critère B HIX moyen de la période précédente [2017-2019].

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.

Montants des investissements du concessionnaire (en M€)



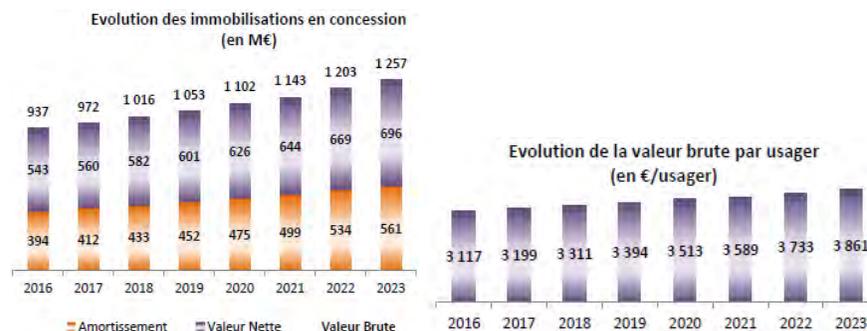
*A partir de 2023, la catégorie "Linky/Smart grids" ne contient plus que les dépenses pour les Smart Grids. Enedis a fait le choix d'inclure dans les "raccordements" les dépenses liées aux compteurs Linky posés depuis la fin du déploiement en masse.

5. Le domaine comptable et financier

5.1 Le patrimoine comptable de la concession

✓ Le patrimoine concédé était valorisé à 1 257 M€ à fin 2023 en valeur brute, en augmentation de +54 M€ sur un an (+4%). La valeur brute par usager est égale à 3 861 €/usager en et se situe au-dessus des ratios moyens constatés par AEC (3 105 €/usager en 2023).

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.



✓ La proportion des ouvrages localisés (OL) avait fortement augmenté en 2022 et représentait alors plus de 99,7% du patrimoine, contre 80% à fin 2021. C'était l'un des faits majeurs de l'année 2022. Enedis a terminé son projet pluriannuel ADELE (Actif Détaillé et Localisé) d'individualisation et de localisation des ouvrages. En 2023, ce taux est désormais de 99,8%.

La valeur d'actif non localisée concerne essentiellement la catégorie des « autres ouvrages non localisés » à hauteur de 2,1 M€ 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 ».

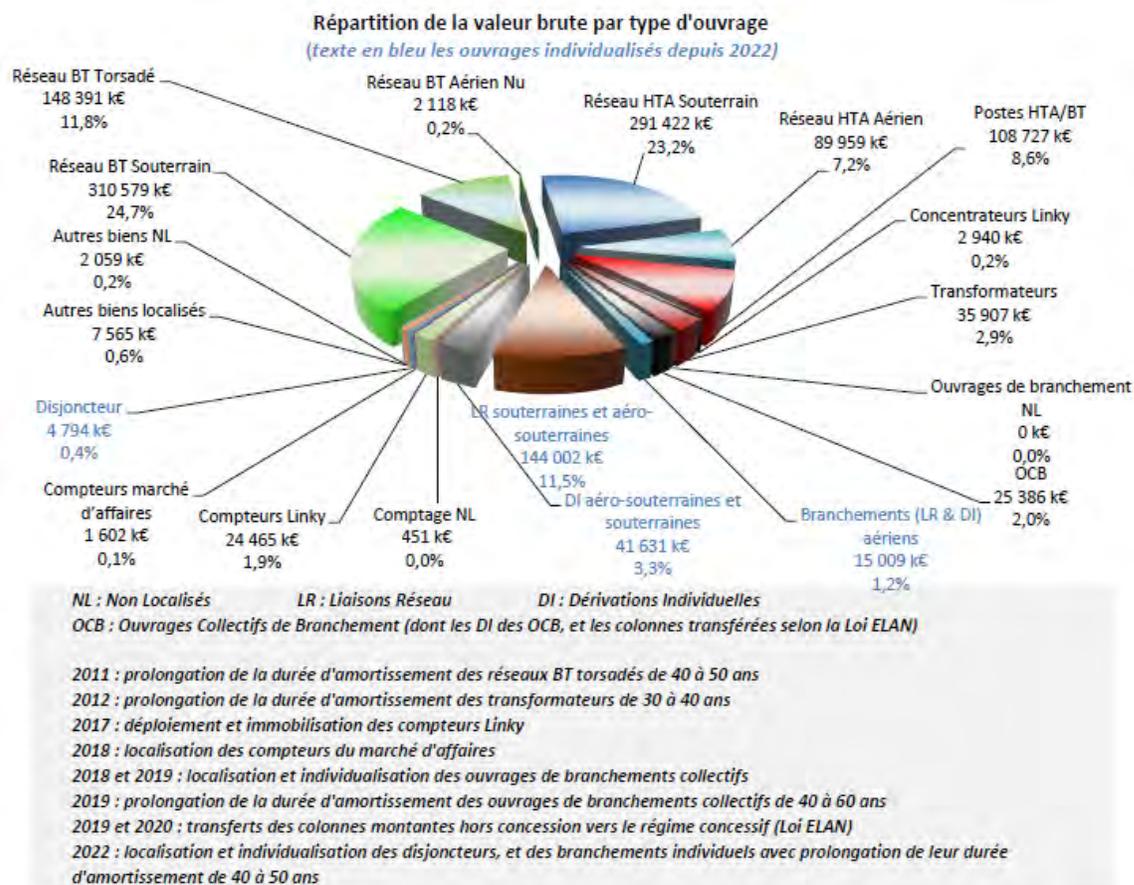
Pour rappel, le programme ADELE s'est déroulé ainsi :

- De 2015 à 2022 : le déploiement massif des compteurs Linky a permis un remplacement progressif des anciens compteurs et leurs localisations au fil des poses ;
- 2018 : les compteurs marchés d'affaires (C1 à C4) ont été intégralement localisés ;
- 2018 et 2019 : les Ouvrages Collectifs de Branchements (OCB) et les Dérivations Individuelles (DI) associées (le tout étant couramment appelé Colonnes Montantes (CM)) ont été localisés ;
- 2022 : ce sont les branchements individuels (Liaisons Réseaux (LR) et dérivations individuelles) et les disjoncteurs qui ont été concernés.

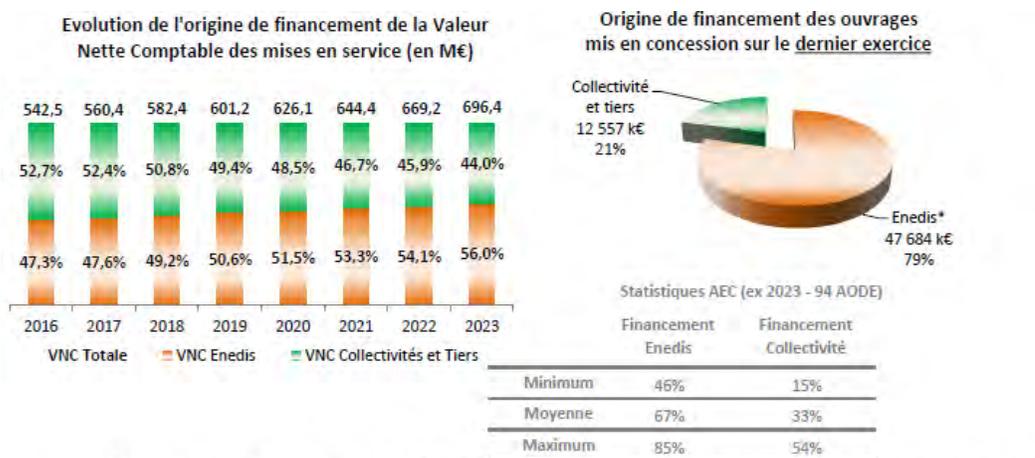
Aussi l'exercice 2023, est la 1ère année depuis plus de 5 ans, sans modification comptable majeure et sans impact du programme ADELE. En effet, depuis plusieurs années le suivi des évolutions comptables est perturbé par de nombreux nouveaux éléments tels que la localisation des ouvrages ou l'entrée en concession des colonnes montantes qui étaient auparavant hors concession. Afin de traduire ces évolutions, le concessionnaire remet à l'AODE un rapport de fiabilité, sur demande explicite de l'AODE.

Territoire d'énergie Drôme – SDED souhaite que le rapport de fiabilité soit systématiquement remis avec le CRAC, puisque ce rapport complète la lecture de ce dernier.





Le concessionnaire transmet un inventaire des ouvrages précisant ouvrage par ouvrage la décomposition du financement entre son financement propre et le financement externe (tiers ou collectivités). Il est donc possible de suivre les taux de financement concédant ouvrage par ouvrage dans le temps, et d'auditer les résultats aux droits du concédant.



* il est possible que cette valeur diffère de celle du CRAC, car les valeurs des ONL sont parfois manquantes dans les requêtes de contrôle

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.

Depuis l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession en 2022, le stock des **provisions pour renouvellement (PR)** est en diminution régulière. Cette baisse est de -2,2 M€ (-2,7%) en 2023, contre une baisse moyenne annuelle de 0,7 M€/an sur la période 2019-2022.

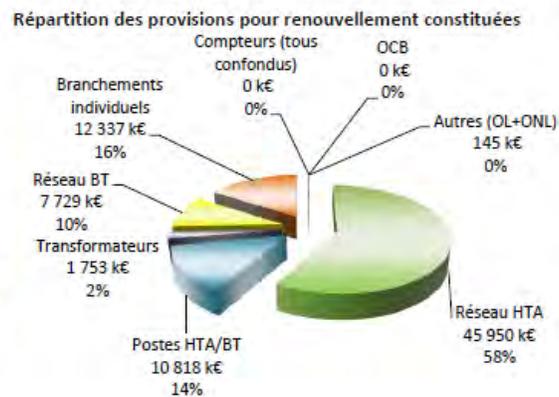
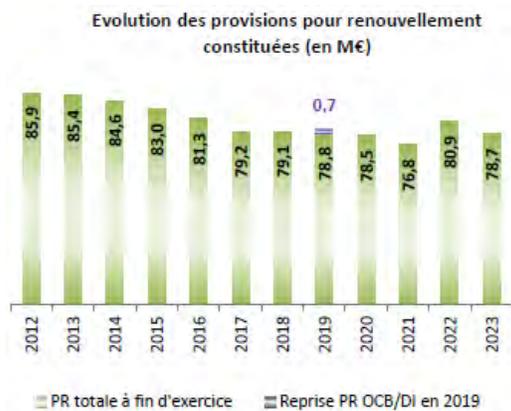
Pour rappel, le nouveau modèle de contrat ne prévoit plus de dotation annuelle en provisions pour renouvellement. Toutefois, les affectations des PR (utilisations de la PR) lors des renouvellements d'ouvrages sont toujours possibles conformément au sens premier des PR.

L'évolution du stock de PR est la résultante de **3 flux**. Pour l'année 2023, ces flux sont :

- La dotation totale aux PR est nulle en 2023 (vs +3 452 k€ en 2022 consécutifs à la localisation des branchements individuels) ;
- En parallèle 801 k€ de PR ont été utilisées pour financer les ouvrages renouvelés (-883 k€ en 2022) et affectées en tant que financement concédant sur les ouvrages renouvelés ;
- 206 k€ ont été reprises et remontées au résultat d'Enedis (contre -222 k€ en 2022).

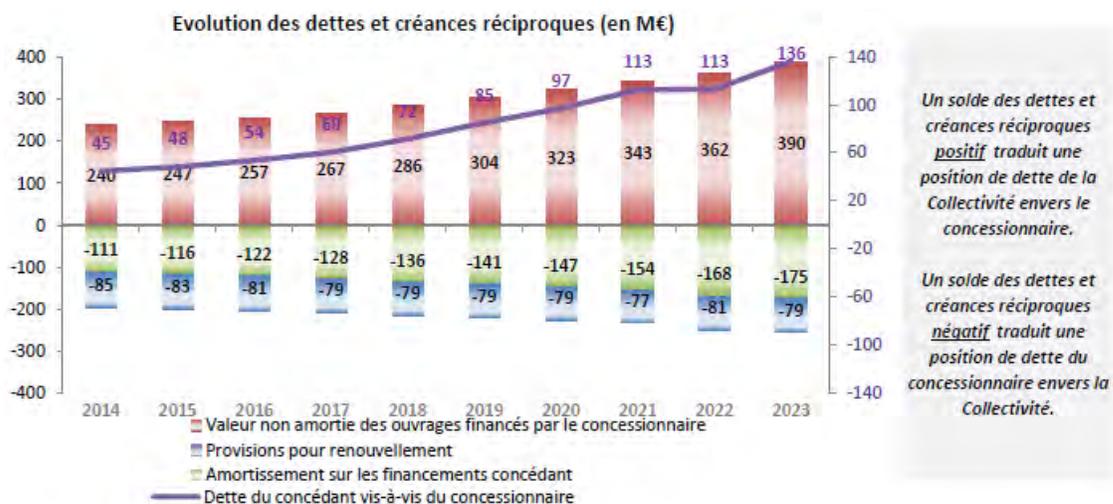
Fin 2023, plus de la moitié (58%) du stock de PR de la concession a été constitué sur les ouvrages HTA, 16% pour les branchements individuels et 10% sur les réseaux BT. Pour rappel, dans le précédent contrat de concession, les dotations aux PR étaient prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables 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. Cela explique en partie pourquoi sur la concession du TE 26, les réseaux BT qui regroupent 37% de la valeur brute ne représentent que 10% 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 +3,5%) sur l'exercice 2023, cela a pour effet mécanique de fortement augmenter chaque année la **dette potentielle du concédant envers le concessionnaire, de 113 M€ à fin 2022 à 136 M€ à fin 2023**. À noter que cette dette potentielle du TE 26 envers Enedis s'élevait à 45 M€ à fin 2014.

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

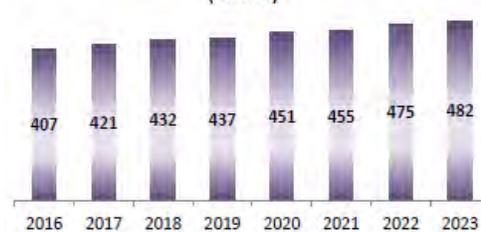


Un solde des dettes et créances réciproques **positif** traduit une position de dette de la Collectivité envers le concessionnaire.

Un solde des dettes et créances réciproques **négatif** traduit une position de dette du concessionnaire envers la Collectivité.

Les droits du concédant continuent quant à eux d'augmenter, pour s'établir à 482 M€, soit une hausse de +6 M€ sur 2023 (+1,3%).

Evolution des droits du concédant (en M€)



Décomposition des droits du concédant sur le dernier exercice (en M€)



5.2 Le résultat d'exploitation de la concession

Le seul **compte d'exploitation** de la société 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 **13% pour le TE 26 au sein de la DR Sillon Rhodanien**. Sur la concession, plus des deux tiers des charges d'exploitation et moins de 10% des produits d'exploitation sont calculées via des clés de répartition appliquées à des montants collectés à un périmètre supraconcessif (essentiellement la maille DR), du même ordre que ce qui est constaté par ailleurs.

Le **résultat d'exploitation** constaté sur la concession est en très forte baisse entre 2022 et 2023, pour atteindre un résultat négatif de -18 M€ et **induisant un taux de marge de -12%, à nouveau inférieur au taux de marge national** lui-même négatif pour la 1ère fois depuis de nombreuses années (avec -3,3%).

Evolution des résultats "constaté" et "affiché" de la concession (M€)

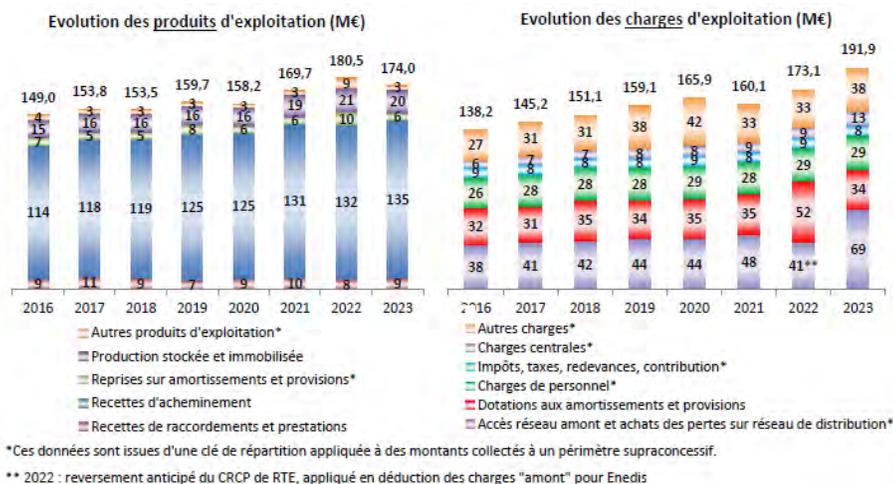


Le résultat « affiché » est un résultat théorique qui correspond à une quote-part du résultat d'Enedis calculée au prorata du chiffre d'affaires de la concession. Le résultat « constaté » est calculé par différence entre les produits et les charges d'exploitation de la concession.

Le résultat national avait fortement augmenté (+4,3 points) de +11,9% à +16,2% entre 2021 et 2022 principalement dû au **versement anticipé, et exceptionnel, de la part du gestionnaire de réseau de transport RTE d'un surplus du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) à ses clients, dont principalement Enedis à hauteur de 1,7 milliards d'euros**, sous forme d'une déduction de charges. A l'inverse, ce résultat a fortement chuté entre 2022 et 2023, avec une perte de -19,5 points (ou de -15,2 points entre 2021 et 2023, pour ignorer l'effet reversement du CRCP), passant donc de +16,2% à -3,3%, principalement en raison des prix de l'énergie très élevés qui ont fortement impactés les charges.

En effet, à la maille de la concession, le montant total des charges de 192 M€ est en hausse de +19 M€ (+11%) sur un an, alors que le montant total des produits de 174 M€ a connu une diminution de -6,5 M€ (-3,6%), ce qui provoque une forte baisse du résultat annuel de -25 M€. Depuis a minima 2016, le taux de marge constaté pour le TE26 reste en-dessous du taux de marge affiché dans le CRAC après application de la **contribution à l'équilibre**. En 2023, il est toujours inférieur, ce qui explique pourquoi la concession bénéficie ainsi toujours de la contribution à l'équilibre mais à hauteur de 13 M€.





L'année 2022 était une année singulière, marquée par 2 faits marquants majeurs détaillés ci-dessous (reversement anticipé du CRCP de RTE, et fin du programme de localisation des ouvrages « ADELE »), qui perturbent grandement la lecture des résultats, par rapport aux années précédentes.

L'année 2023 est à son tour une année singulière pour le concessionnaire, avec un résultat négatif, ce qui n'était pas arrivé depuis 2020.

Entre 2022 et 2023, le total des produits a diminué de -6,5M€ soit -3,6%, cela est notamment la résultante de :

- La hausse des recettes d'acheminement de +3,2 M€ (soit +2,5%), dont +2,4 M€ (+2,7%) pour les usagers BT<36 kVA, qui s'explique par 2 principales composantes :
- D'une part, la baisse des consommations (énergie acheminée) de -6,4% principalement liée aux actions de sobriété énergétique, car les DJU sont relativement stables entre 2022 et 2023
- Mais surtout d'autre part, les hausses des tarifs via le TURPE : augmentations du TURPE de +2,26% au 1er août 2022, et de +6,51% au 1er août 2023.
- Cette hausse est largement compensée par la forte baisse en 2023, consécutive à la fin du programme ADELE en 2022, avec -4,8 M€ en 2023 en reprises des AFC et de PR (-45,9%) ;

En parallèle les charges totales ont très fortement augmenté avec +18,8 M€ soit +11% entre 2022 et 2023, cela est notamment la résultante de :

- La très forte augmentation de +13,5 M€ en 2023, soit +60,3% (après déjà +9 M€ et +66% en 2022) pour les achats d'énergie pour couvrir les pertes sur le réseau. Au niveau national, ces pertes sont estimées à 23,1 TWh (soit un taux de 6,5%), et ont coûté 3,8 milliards d'€ en 2023. Ce poste est fortement impacté par la conjoncture énergétique et la hausse des prix de marché de l'électricité puisqu'un tiers des pertes d'Enedis est acheté sur les marchés énergétiques ;
- La très forte augmentation de +14,8 M€ en 2023, soit +80,9% pour l'accès réseau amont, mais par rapport à 2021, dernière année comparable (2022 : reversement du CRCP RTE), ce poste est finalement en baisse de -1 M€ ;
- Ces 2 hausses sont partiellement compensées par la forte baisse en 2023 de -11 M€, consécutive à l'augmentation temporaire importante en 2022 des dotations aux AFC (+56% en 2022) lors de la fin du programme ADELE.

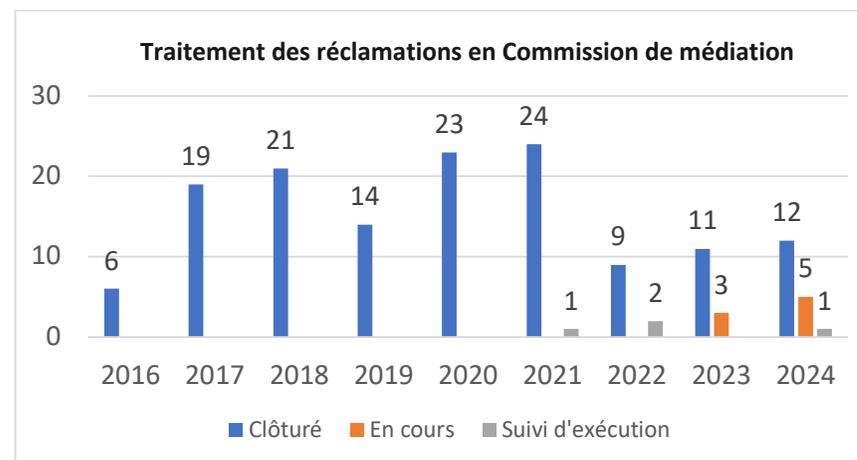
En outre, la volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amène à une certaine prudence dans leur lecture. En particulier, certains postes comme le coût de l'accès au réseau amont et la distinction entre production stockée et immobilisée (PSI) pourraient être précisés (dans les comptes sociaux nationaux d'Enedis, la valeur de la PSI de 2023 est partagée en 58% pour le « matériels » et 42% pour la « main d'œuvre »).

6. Le contrôle continu : bilan 2024 sur les réclamations

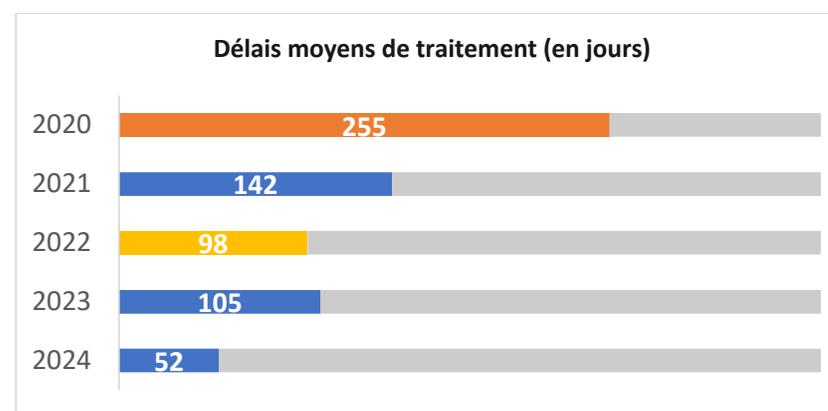
En tant qu'autorité organisatrice de la distribution, Territoire d'énergie Drôme - SDED peut être sollicité par les usagers du service public pour des réclamations ou pour la résolution de litiges avec les concessionnaires de distribution, Enedis et GRDF, mais aussi avec le concessionnaire de fourniture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

Sur l'année 2024, **18 nouveaux dossiers de réclamations ont été suivis**. Les réclamations reçues concernaient toutes le volet distribution du service public de l'électricité.

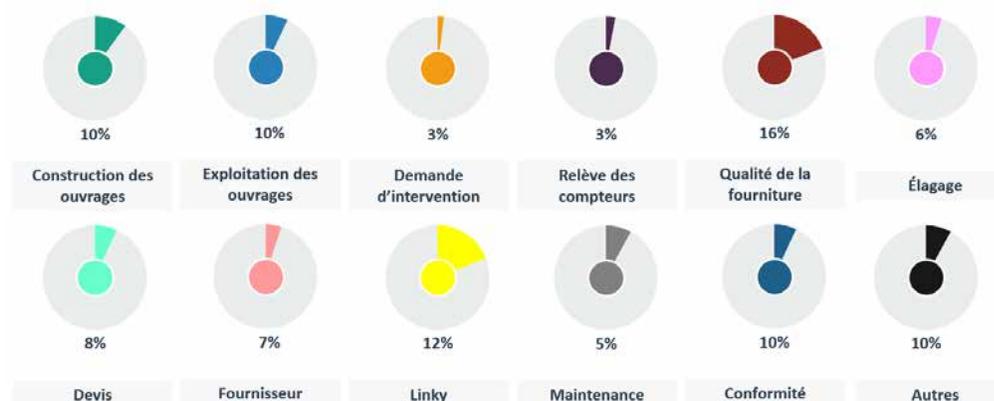
Au global, fin 2024, seules 6 réclamations étaient encore en cours de traitement ou en suivi d'exécution.



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.



Depuis 2020, hormis les réclamations liées à la pose du compteur Linky, les problématiques de **qualité de fourniture et de construction des ouvrages** sont les causes principales des réclamations.



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

Comme en 2022, l'érosion du nombre d'usagers bénéficiant d'un TRV (Tarifs Réglementés de Vente) s'est ralentie pour les Tarifs Bleus en 2023 avec une baisse annuelle de -1,3%.

Ce ralentissement est principalement dû aux fortes tensions sur le marché de l'énergie, notamment aux fortes hausses appliquées par certains fournisseurs alternatifs (en raison d'un marché de gros ayant atteint des pics records de prix du kWh), et ainsi les TRV ont été considérés pendant quelques temps comme une « valeur refuge ».

De plus, contrairement aux règles en vigueur, le fournisseur EDF a été autorisé par les pouvoirs publics à faire la promotion de l'offre « Tempo » des TRV, permettant des gains pour le client, et un effacement diffus sur les réseaux. Et depuis le 1er février 2023, l'offre tempo est désormais accessible aux clients ayant 6 kVA de puissance souscrite.

Sur la concession, le nombre de clients « Tempo » a augmenté de +138% entre 2022 et 2023, passant de 2 741 à 6 534 contrats, dont 1 825 nouveaux « Tempo » avec 6 kVA de puissance souscrite (soit 28% des nouveaux « Tempo » de 2023)

EDF a précisé que la dérogation pour faire la publicité de l'option « Tempo » des TRV a duré de juillet 2022 à décembre 2023.

À fin 2023, 60% des usagers de la concession ont conservé un contrat TRV. Ce taux a baissé seulement de -1,3 point en un an et de 25 points en 8 ans.

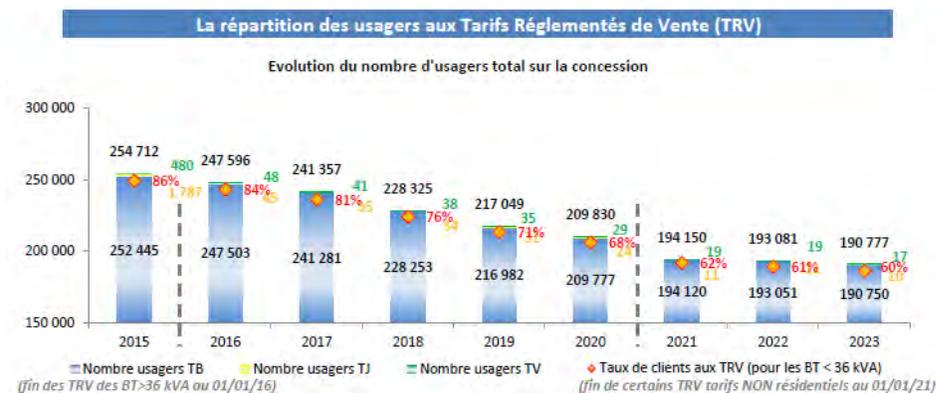
Depuis le 1er janvier 2021, la suppression de certains TRV a concerné « l'ensemble des consommateurs finals non domestiques qui emploient 10 personnes ou plus, et/ou dont le chiffre d'affaires, les recettes ou le total de bilan annuels excèdent 2 M€ ». Ainsi, les usagers au TB non résidentiels ont été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

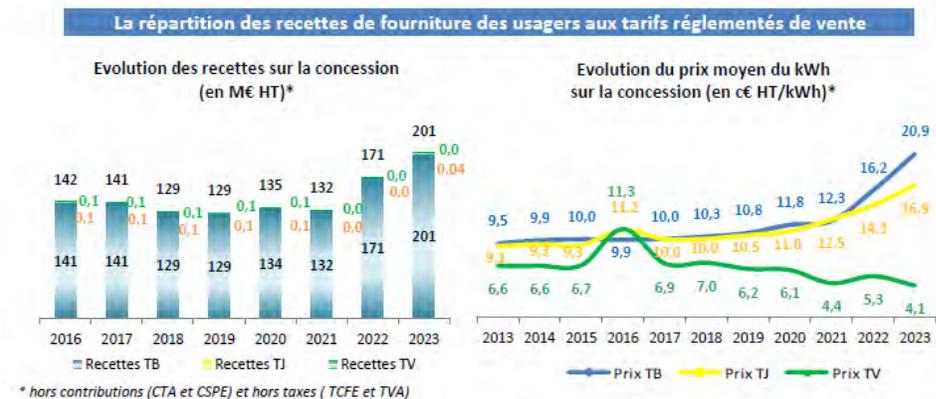
Aucune information n'est disponible sur les CST, EDF ayant répondu lors du contrôle que le CST ne correspond pas à un tarif réglementé.

En outre, depuis le 1er janvier 2016, les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA avaient d'ores et déjà 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 2023, il reste sur la concession encore 10 clients aux tarifs jaunes (-1 sur un an) et 17 clients aux tarifs verts (-2 sur un an).



La consommation totale des clients aux TRV a baissé en 2023 de -9,0%. Cela est la résultante, d'une part, de la baisse du nombre total de clients aux TRV, et aussi des baisses unitaires de consommation moyenne par usager, qui est passée sur la concession de 5,7 MWh/client tarif bleu en 2016, à 5,0 MWh/client tarif bleu en 2023.



En revanche et inversement aux 2 baisses évoquées précédemment, la recette totale de fourniture a fortement augmenté de +17% en 2023 (en € HT), après celle de 2022 de +30%, 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. Depuis 2022, la mise en place de boucliers tarifaires par l'Etat permet de lisser les tarifs d'électricité dans le temps, et d'éviter de trop fortes augmentations des factures des clients aux TRV.

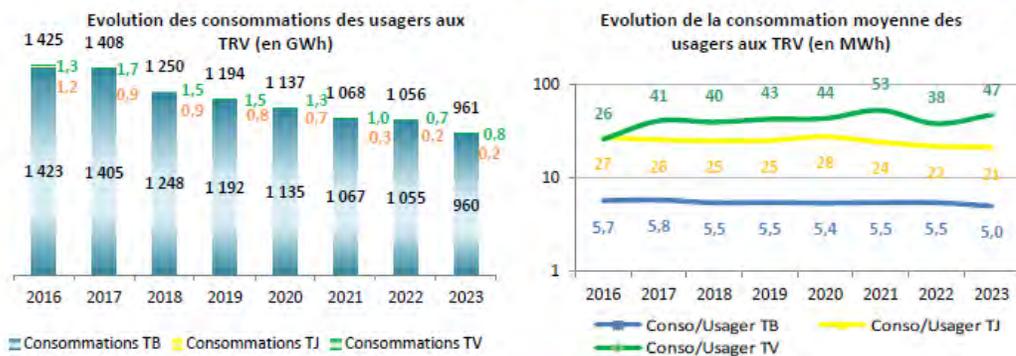
La fin du bouclier tarifaire est envisagée pour début février 2025.

Selon les ratios calculés pour la concession, le kWh d'électricité d'un usager au Tarif Bleu (TB) est de près de 21 c€ HT en 2023, contre 16 c€ HT en 2022 et 10,8 c€ HT en 2019 (dernière année avant la crise COVID19), soit une hausse en 4 ans de +94% 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.



La répartition des consommations des usagers aux tarifs réglementés de vente



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 volume d'appels sur des durées très courtes, en fonction des annonces gouvernementales.

En 2023 et comme annoncé l'année passée, EDF a pu redresser cet indicateur, avec 88,4% des appels qui ont pu être traités, soit une hausse de +10,6 points, et un niveau maximum atteint depuis 9 ans.

Conformément aux attentes formulées par les AODE les années précédentes, EDF transmet désormais le temps moyen d'attente téléphonique dans les données de contrôle depuis l'exercice 2023. Ce temps est de 2 min. 50 sec. en 2023, soit un gain de presque 1 minute par rapport à l'année précédente.



Le taux de clients ayant bénéficié de conseils tarifaires optimisés a progressé en 2022 à 14,7% (+3,2 points par rapport à 2021).



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.

Par ailleurs, le volume total de réclamations traitées par EDF est à la hausse en 2023 par rapport à 2022 avec +36% pour atteindre 8 455 réclamations.

Pour rappel, 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.

AEC a comparé cette forte hausse des réclamations aux autres concessions, sur la même période 2023/2022 : sur un total de 79 AODE, la hausse moyenne annuelle est de +35%, comparable donc à celle de TE26 (avec une fourchette nationale de [+9% ; +64%])

La concession, avec 443 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu, se situe toujours très au-dessus de la moyenne d'AEC en 2023, de 370.

En 2023, près de 86% des réclamations sont faites par mail ou Internet. Cette proportion est stable entre 2021 et 2023, alors qu'elle était en hausse rapide avec +45 points entre 2016 et 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.

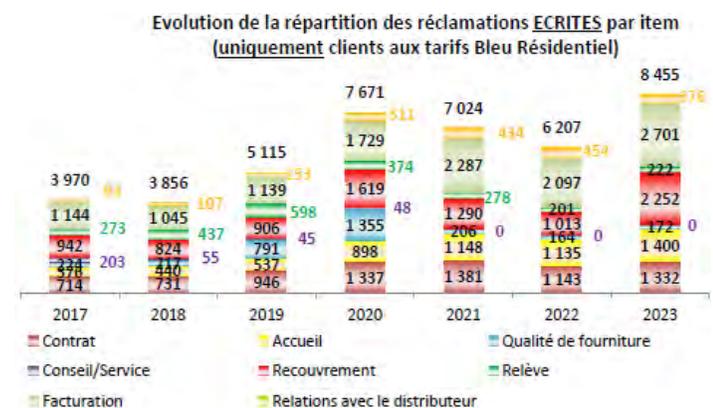
De plus, seules les réclamations des clients bleus résidentiels sont comptabilisées. Ainsi, celles des clients bleus non résidentiels sont toujours manquantes.

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.

Dans le détail, les réclamations relatives à la « facturation » rassemblent la plus grande part avec 32% du total, et sont en hausse de +29%. Puis les réclamations sur le « recouvrement » regroupent 27% du total, et sont en très forte hausse avec +122%. Les réclamations sur l'« accueil » rassemblent 17% du total, et sont en hausse avec +23%. Hormis la thématique « relations avec le distributeur » avec -17%, toutes les catégories de réclamations sont en hausse sur la concession.

La hausse des réclamations relatives à la « facturation » est principalement liée à des contestations de consommations relevées, à des montants des mensualisations et à des compréhensions de factures.

L'augmentation des réclamations relatives au « recouvrement » est principalement liée aux modes de paiement et aux relances sur impayés.

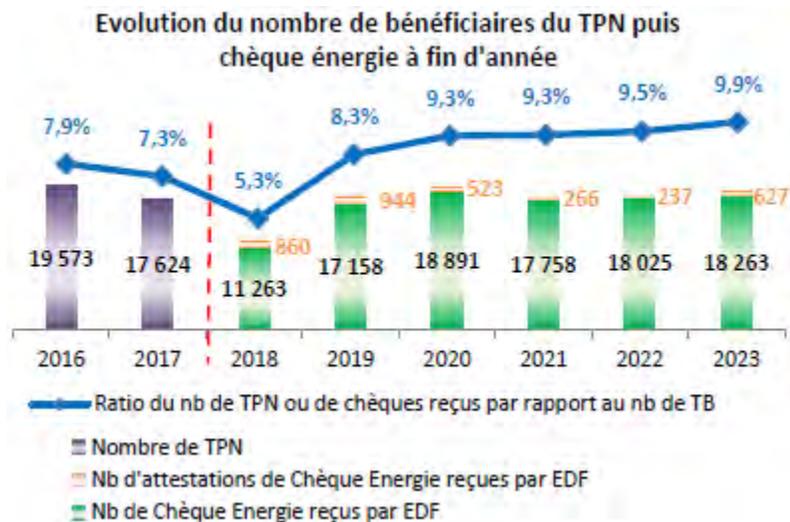


Depuis 7 ans, le taux de réponse sous 30 jours aux réclamations par EDF est quasiment stable et est compris entre 94,3% et 96,4%.



3. Les usagers en précarité énergétique

Au 31 décembre 2023, EDF a reçu 18 263 chèques énergie « annuel » de la part de ses clients, en hausse de +1,3% par rapport à 2022. Le taux de bénéficiaire est en hausse avec +0,4 point sur un an à 9,9% des clients au tarif bleu.



Il faut rappeler qu'à fin 2017, 17 624 clients bénéficiaient du Tarif de Première Nécessité. Ainsi, à fin 2023, le nombre de bénéficiaires du chèque énergie sur la concession est supérieur au nombre de bénéficiaires du TPN, notamment en raison d'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.

Contrairement aux 2 années précédentes, il n'y a pas eu de « chèque énergies exceptionnel » en 2023, toutefois les millésimes de 2022 étaient toujours utilisables en 2023.

Selon les données d'EDF, le montant moyen du chèque énergie est de 136.45 € en 2023 à la maille concession. Cela représente sur le territoire plus de 2,6 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 3 ans (2019 à 2021), le taux d'utilisation des Chèques Energie stagne à 80%.

En 2023, le Chèque Energie était encore attribué selon le process prévu initialement. En 2024, à la suite de la fin de la taxe d'habitation en France, le process a perdu son système automatique de détection et de connaissance des ayants-droits. L'Etat a alors décidé que les ayants-droits de 2024 seraient les mêmes que ceux de 2023. Pour 2025, l'Etat envisage que le Chèque Energie soit attribué sur demandes des ayants-droits. TE26 considère que

cela reviendrait à utiliser la 1ère version du process du TPN et tous les défauts déjà connus, avant que son automatisation apparaisse indispensable pour améliorer le taux d'attribution.

Depuis le 1er octobre 2022, et après une expérimentation nationale de 7 mois chez 5 000 usagers, le service gratuit « InfoWatt » d'EDF est proposé à tous les bénéficiaires du chèque énergie. Il s'agit d'une « clé Wifi » qui s'installe sur le compteur Linky, et qui permet avec une application sur Smartphone de suivre la consommation instantanée du logement (en € et en kWh), avec un décalage d'une heure. Ce service est une obligation pour tous les fournisseurs et remplace « les afficheurs déportés » qui n'ont jamais été déployés depuis la Loi TECV de 2015.

EDF précise toutefois que le matériel « InfoWatt » est envoyé uniquement aux ayants-droits qui en font la demande, et non à tous les bénéficiaires du Chèque Energie.

Sur la concession en 2023, 431 clients particuliers d'EDF ont souscrit la solution Info Watt (soit +189% sur une année), dont 43 l'ont utilisé au cours des 12 derniers mois.

Par ailleurs, le Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL) est un montant alloué par EDF au Conseil Départemental (CD). Ce dernier est de 248 k€ en 2023, en hausse de +14 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 1 221 à 848 entre 2022 et 2023. En 6 ans, le nombre de dossiers FSL pour des clients d'EDF a été divisée par 2,4. Cette évolution est 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.

Evolution du montant alloué par EDF au FSL (en k€) et du nombre de dossiers aidés



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. En 2022 et 2023, le nombre de coupures pour impayés est effectivement nul.

Ainsi, le nombre de réductions de puissance est de 1 984 en 2023 (1,0% des usagers). Parmi elles, 454 sont des réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale (du 1er novembre au 31 mars).

Evolution des réductions de puissance enregistrées par le fournisseur



Evolution des coupures effectives pour impayés à la demande du fournisseur



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) :

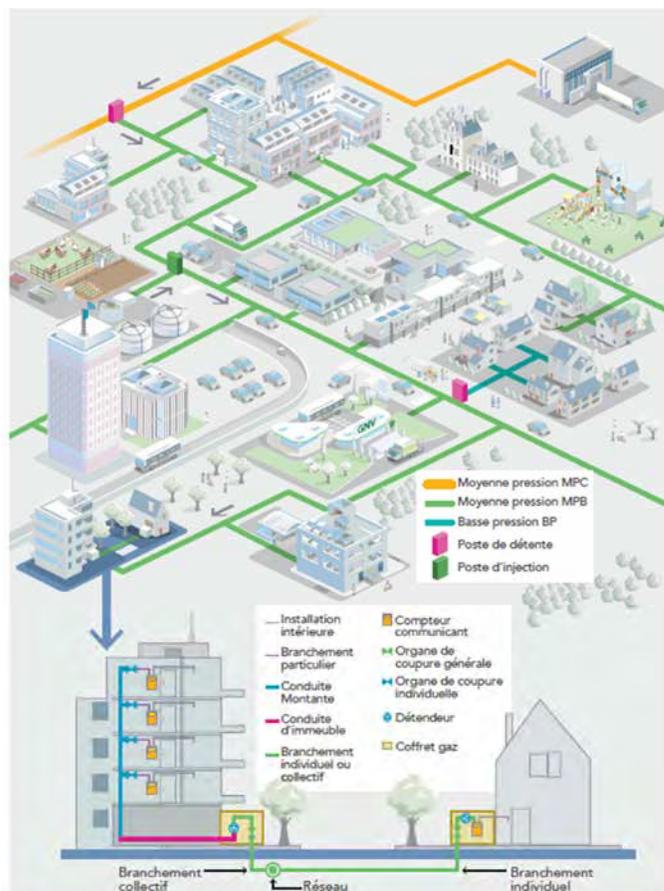
- o **59 communes sont desservies dans un cadre monopolistique issu de la loi de nationalisation** du gaz et de l'électricité du 8 avril 1946. Il s'agit du périmètre dit « historique » sur lequel s'applique le tarif d'acheminement péréqué (dit « ATRD ») fixé par la Commission de régulation de l'énergie à l'échelle du territoire national ;

- o L'exploitation du service implanté sur les communes de **Hauterives, Mercuroil et Châtillon-Saint-Jean** a été attribuée en 2006 et 2008 par Territoire d'Énergie 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.

- o Territoire d'Énergie Drôme - SDED a également attribué l'exploitation du **service public de distribution du gaz combustible** à Primagaz sur les communes d'Allan, Châteauneuf-du-Rhône 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 - SDED appuyés par des cabinets extérieurs. Les principales conclusions de l'audit de l'exercice 2023 de GRDF sont reprises ci-après.



Source : CRAC 2023 GRDF

1. Les chiffres clés des usagers de la concession

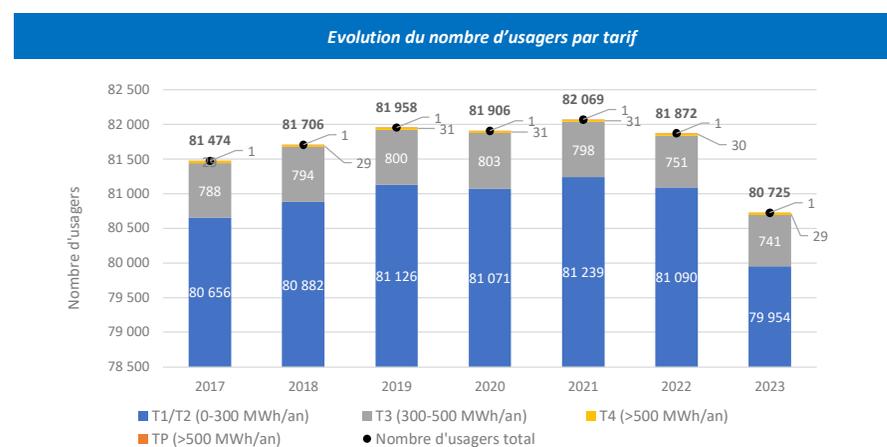
1.1 Les livraisons de gaz aux usagers

1.1.1 Nombre de points de livraison

Le nombre d'usagers des concessions diminue sensiblement pour atteindre 80 725 usagers à fin 2023 (-1,4% par rapport à 2022, soit -1147 usagers). Cette baisse est principalement portée par celle du nombre d'usagers aux tarifs T1 et T2 (usagers résidentiels avec une consommation inférieure à 300 MWh/an) qui représente 98,0% des usagers du service public.

Cette baisse n'est pas une particularité locale. Au niveau national, depuis 2022, le concessionnaire enregistre une baisse annuelle du nombre de clients de l'ordre de -0,8%. Au niveau régional, la baisse du nombre d'usagers est légèrement plus importante, et la plupart des concessions du groupement TEARA (13 syndicats de Rhône-Alpes Auvergne) voient leur nombre d'usagers diminuer en 2023.

Par ailleurs, comme sur les autres concessions, une baisse du nombre de premières mises en service est observée sur l'exercice, avec 398 sur 2023, contre environ 662 en moyenne sur les exercices 2018-2022. Ainsi, sur les concessions, l'apport de nouveaux usagers ne compense plus la perte d'usagers liée aux changements d'énergie.



- 1 136 clients T1/T2

- 10 clients T3

- 1 client T4

1.1.2 Énergie acheminée

Les quantités de gaz acheminées sur le territoire diminuent également, avec 1 754 GWh acheminés en 2023 contre 1 882 en 2022, soit -6,8%.

Sur le département, le SDES (Service des données et études statistiques) a enregistré 1 448 de degrés jours unifiés (DJU), similaires aux 1 446 DJU de 2022 et inférieurs aux 1 518 DJU constatés en moyenne sur la chronique 2018-2023. Ainsi, à l'instar de l'année 2022, l'année 2023 a également été plus chaude qu'en moyenne. Toutefois, l'impact climatique n'explique que très peu la différence de consommations entre 2022 et 2023.

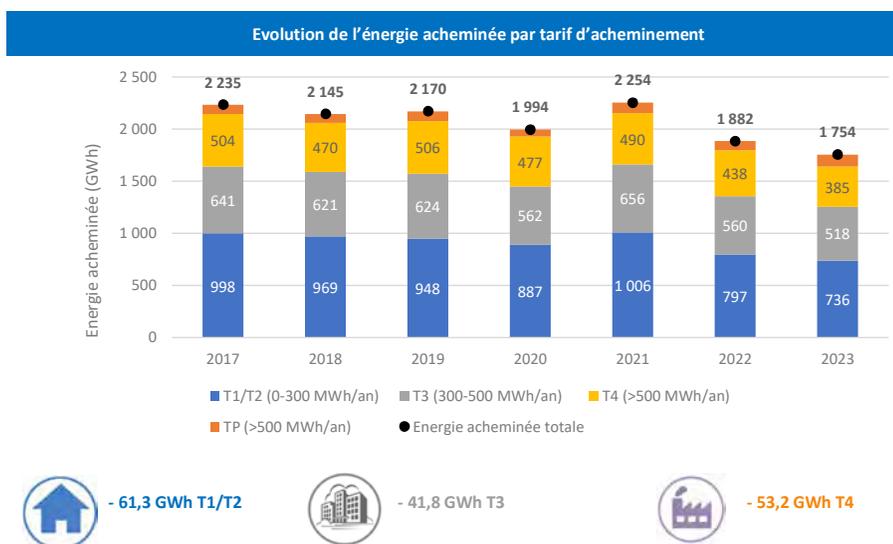
En effet, la baisse des consommations observée est plus importante que les baisses corrigées du climat observées à la maille nationale (- 6,5%) et régionale (- 5,9%).

Ainsi, la baisse des consommations est particulièrement liée à celle des usagers T3 (généralement tertiaire et petits industriels, consommation entre 300 à 500 MWh/an) de - 42 GWh et celle des usagers T4 (industriels) de -53 GWh, en lien avec la sobriété des acteurs dans un contexte de prix de l'énergie important, les actions d'efficacité énergétique sur les processus de production des entreprises ou la diminution de l'activité.

La poursuite de la sobriété et de l'efficacité énergétique des usagers du secteur résidentiel est confirmée par la diminution de leur consommation unitaire corrigée du climat qui passe de 12,0 MWh/an/usager en 2018 à 9,6 MWh/an/usager en 2023, soit une réduction importante de -20%.



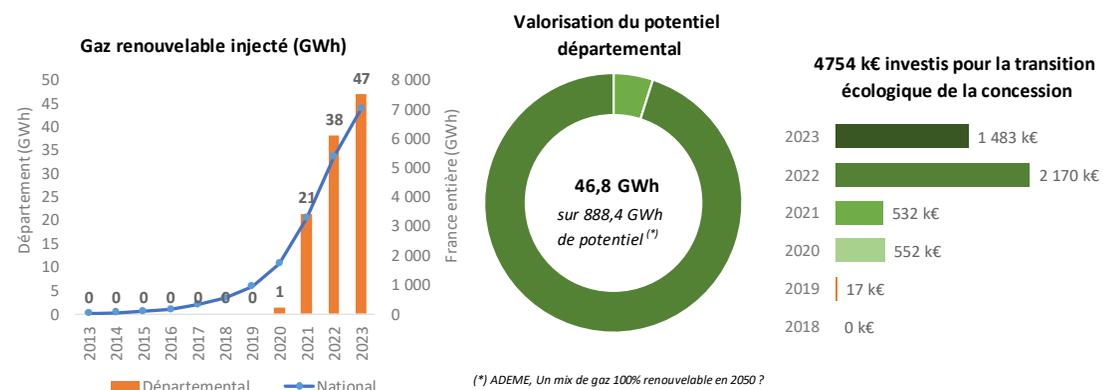
Cette diminution peut notamment être mise en parallèle avec le projet Maîtrise de l'Énergie (MDE), mis en place par GRDF en accord avec la CRE (Commission de Régulation de l'Énergie) et les fournisseurs, qui a permis de contacter, au niveau national, 350 000 usagers propriétaires d'un appartement présentant une consommation anormalement élevée. Dans le CRAC, le concessionnaire indique que 10 000 usagers ont été accompagnés à fin 2023 au niveau national, sans préciser le nombre de clients contactés ou accompagnés sur les concessions.



Evolution des quantités de biométhane injecté sur le périmètre concédé (hors convention spécifique)

	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre de site de production (u)	0	0	1	2	3	3
<i>Sur le département</i>	0	0	1	3	4	5
<i>Au niveau national</i>	65	104	183	304	429	543
Quantité produite (GWh)	0,0	0,0	1,3	15,7	28,4	35,0
<i>Sur le département</i>	0,0	0,0	1,3	21,3	38,1	46,8
<i>Au niveau national</i>	533	936,5	1 708,6	3 269,2	5 378,5	6 993,9
Quantité consommée (GWh)	2 145	2 170	1 994	2 254	1 882	1 754
<i>Sur le département</i>	2 148	2 172	1 996	2 255	1 899	1 760
<i>Au niveau national</i>	278 906	275 356	257 125	287 904	241 540	226 011
Taux d'autoproduction de gaz (hors transport)	0,0%	0,0%	0,1%	0,7%	1,5%	2,0%
<i>Sur le département</i>	0,0%	0,0%	0,1%	0,9%	2,0%	2,7%
<i>Au niveau national</i>	0,2%	0,3%	0,7%	1,1%	2,2%	3,1%
Potentiel de production de biométhane départemental* (GWh)	888	888	888	888	888	888

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



1.2 Le gaz renouvelable injecté sur la concession

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 2023, **46,8 GWh ont été produits sur le département (+ 22,8% par rapport à 2022) par le biais de 5 sites de production**. Sur le département, 1 nouveau site de production a été mis en service au cours de l'exercice, l'installation agricole « Métha Collines » située à Geysans.

Cette production locale permet au département d'autoproduire environ 2,7% de sa consommation de gaz sur le réseau de distribution. Au niveau national, le taux d'autoproduction s'élève à 3,1% à fin 2023.

1.3 Les livraisons aux usagers

1.3.1 Suivi des réclamations

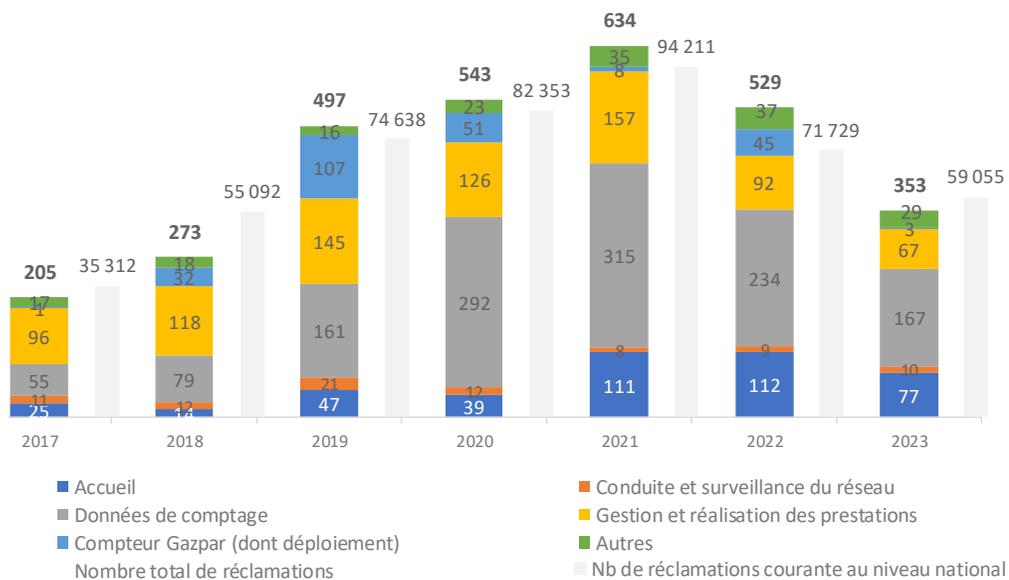
La diminution du nombre de réclamations enregistrées amorcées depuis 2021 se confirme. En 2023, 353 réclamations clôturées ont été comptabilisées, contre 529 en 2022, soit une baisse de - 33%. A fin 2023, le taux de points de comptage et d'estimation (PCE) actifs ou inactifs équipés d'un compteur communicant s'élève à 99%. La phase finale du déploiement intensif des compteurs communicants menée sur l'exercice 2023 est à l'origine de seulement 3 réclamations en 2023.

Hors impact du compteur communicant, le taux de réclamations pour 1000 usagers s'élève ainsi à 4,3 et est inférieur à la moyenne nationale de 5,6.

Dans les données de contrôle, parmi les 29 réclamations classées en « Autres », 21 ont un thème et un domaine non définis (valeur N\D) sans aucune autre précision. Le concessionnaire a indiqué qu'il s'agissait d'une erreur de SI, sans pouvoir apporter de correction aux fichiers transmis.

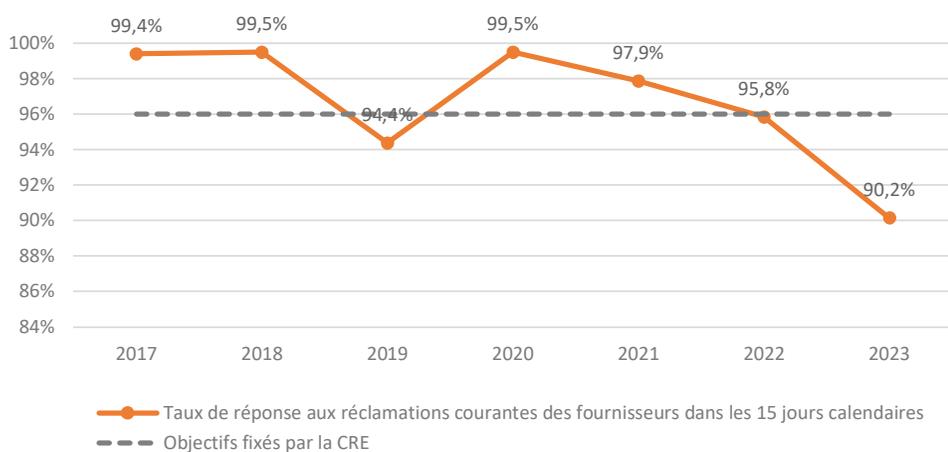
Il est demandé au concessionnaire de porter une attention particulière au classement des réclamations.

Evolution des réclamations clôturées



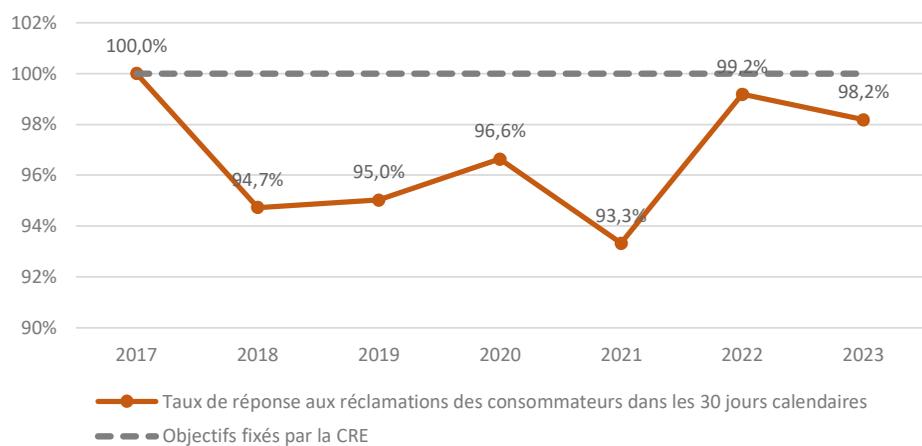
Le taux de réponse aux réclamations courantes en provenance des usagers sous 30 jours est de 98,2%, proche de l'objectif incitatif fixé par la CRE. Le taux de réponse aux réclamations courantes en provenance des fournisseurs sous 15 jours baisse néanmoins à 90,2%, en dessous de l'objectif incitatif fixé par la CRE de 96,0%.

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



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

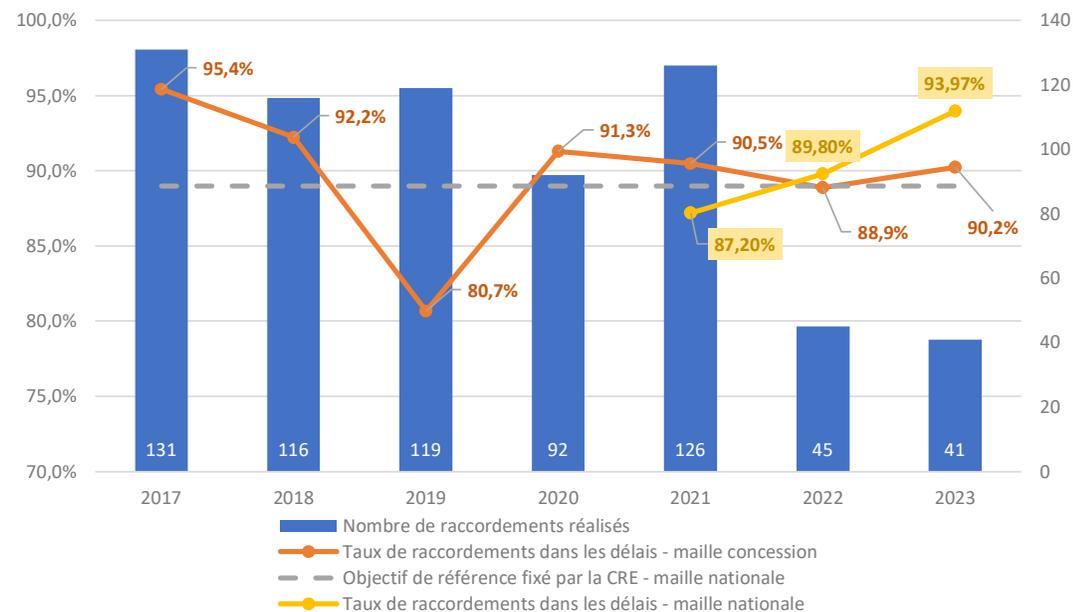
Taux de réponse aux réclamations courantes des usagers dans les 30 jours calendaires



1.3.2 Raccordement dans les délais

Le taux de raccordement dans les délais convenus se maintient depuis 2020 à un niveau supérieur à l'objectif incitatif fixé par la CRE.

Taux de raccordement dans les délais (hors urgent)

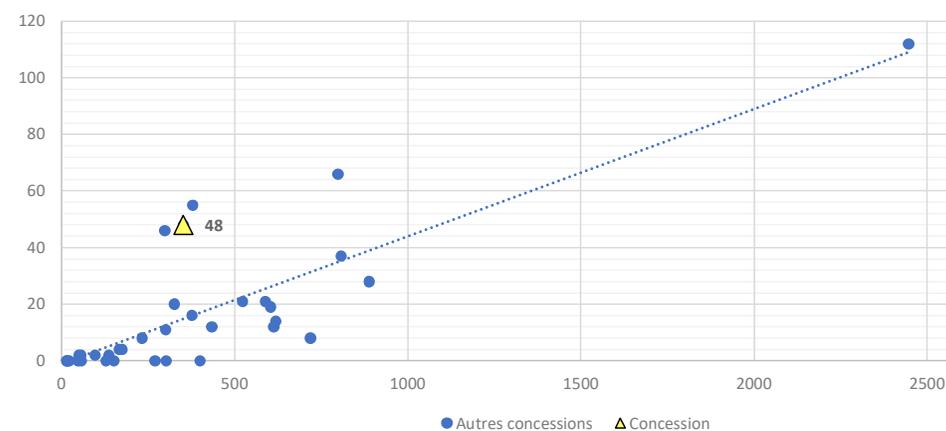


1.3.3 Diagnostics des installations intérieures

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 2023, **716 propositions de diagnostics ont été envoyées et 352 diagnostics sur les installations chômées depuis plus de six mois ont été réalisés (contre 379 en 2021), ayant conduit à la détection de 48 dangers graves et imminents – DGI – (contre 55 en 2021),** soit un taux de DGI de 13,6%, plus élevé que la moyenne des concessions accompagnées par Naldeo Stratégies Publiques depuis plusieurs années.

Nombre de Dangers Graves et Immédiats en fonction du nombre de diagnostics réalisés



Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, le concessionnaire a confirmé qu'il s'agit d'un atypisme local, les moyennes régionales et nationales étant respectivement de 3% et 2,5%. Le concessionnaire a indiqué que « cette particularité est visible sur Valence qui représente 55% des DGI et sur Romans-sur-Isère. Des redondances de DGI pour rue Berthelot (3), rue Jean Mermoz (2) et rue Pierre Loti (2) ».



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.

Concernant les diagnostics sur les installations gaz sédentaires depuis plus de 12 ans, le concessionnaire a indiqué avoir réalisé sur les concessions 9 diagnostics ayant permis de relever un danger grave et immédiat. Ce type de diagnostic va prendre fin en décembre 2023.

2. Les caractéristiques des ouvrages

2.1 Les canalisations de distribution

La longueur totale de canalisations atteint les **1 817 km à fin 2023** (+ 17 km par rapport à 2022).

Linéaire de canalisation par pression et par matière (km) - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variation (km)
Linéaire total de canalisation	1 715	1 728	1 742	1 756	1 779	1 800	1 817	16,83
Réseau MPC (sup à 4 bar)	103	103	103	108	108	117	119	2,28
Dont MPC polyéthylène	9	9	9	14	14	22	24	1,69
Dont MPC acier	94	94	94	94	94	95	95	0,58
Réseau MPB (de 0,4 à 4 bar)	1 567	1 582	1 598	1 608	1 632	1 647	1 664	16,73
Dont MPB polyéthylène	1 386	1 401	1 417	1 427	1 453	1 468	1 485	16,67
Dont MPB acier	181	181	181	181	179	179	179	0,06
Dont MPB cuivre	0,29	0,29	0,23	0,17	0,17	0,17	0,17	0,00
Réseau BP (inf à 50 mbar)	44,26	42,56	40,48	39,78	38,51	36,58	34,40	-2,18
Dont BP polyéthylène	11,43	11,40	11,12	11,09	11,04	10,46	10,05	-0,41
Dont BP acier	8,83	8,41	8,15	7,86	7,63	7,36	7,07	-0,30
Dont BP cuivre	0,55	0,53	0,49	0,49	0,48	0,43	0,36	-0,07
Dont BP fonte ductile	23,46	22,22	20,72	20,34	19,36	18,32	16,92	-1,40

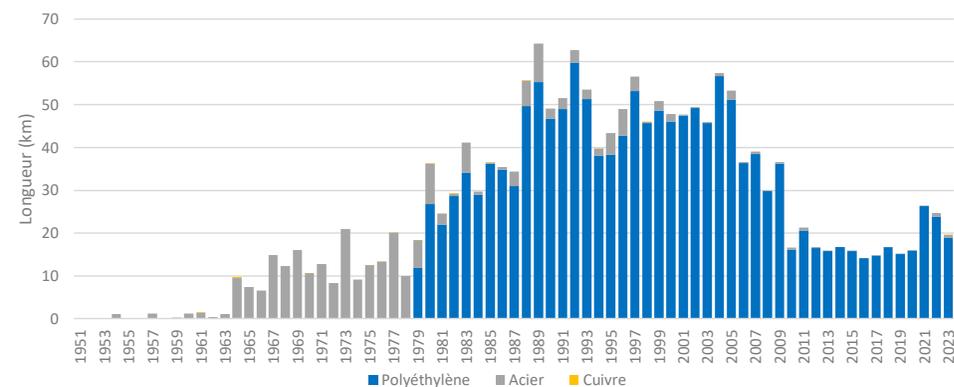
* En bleu les technologies de canalisations dont le renouvellement est prioritaire

L'âge moyen des canalisations atteint les 29,0 ans (+0,7 an par rapport à 2022), équivalent au niveau national. Le taux de canalisations construites après 1980 est de 87,7%, contre 83% au niveau national.

Âge moyen des canalisations (ans) - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variation (ans)
Age moyen	24,9	25,6	26,4	27,1	27,7	28,3	29,0	0,7
Polyéthylène	21,2	22,0	22,7	23,5	24,1	24,7	25,4	0,7
Acier	42,1	43,0	44,0	45,0	45,8	46,6	47,5	0,9
Cuivre	43,7	44,8	45,4	45,7	47,0	48,9	51,8	2,9
Fonte ductile	36,9	38,0	39,0	40,0	41,0	42,1	43,2	1,1
BP	35,4	36,3	37,2	38,0	38,8	39,9	41,0	1,1
MPB	24,1	24,8	25,6	26,4	26,9	27,7	28,4	0,7
MPC	33,1	33,8	34,8	34,2	35,2	33,4	33,7	0,4

Les canalisations des concessions sont donc globalement plutôt récentes, même si des disparités locales existent : 37,7 ans à Saint-Vallier, 35,0 ans à Granges-les-Beaumont, contre 14,1 ans d'âge moyen à Châteauneuf-sur-Isère.

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



2.2 Les postes de détente

En 2022, la concession comporte **145 postes de détente** au total, comme en 2021, dont 62 MPC/MPB, et 80 MPB/BP.

Caractéristiques des postes de détente (u)	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variation (u)
Nombre total de poste de détente	156	153	150	146	145	145	142	-3
Dont en télé-exploitation	16	17	46	67	69	69	69	0
MPC/MPC	2	2	2	3	2	3	3	0
MPC/MPB	61	61	60	60	62	62	62	0
MPB/BP	89	89	87	83	81	80	77	-3
-/-	3	1	1	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.

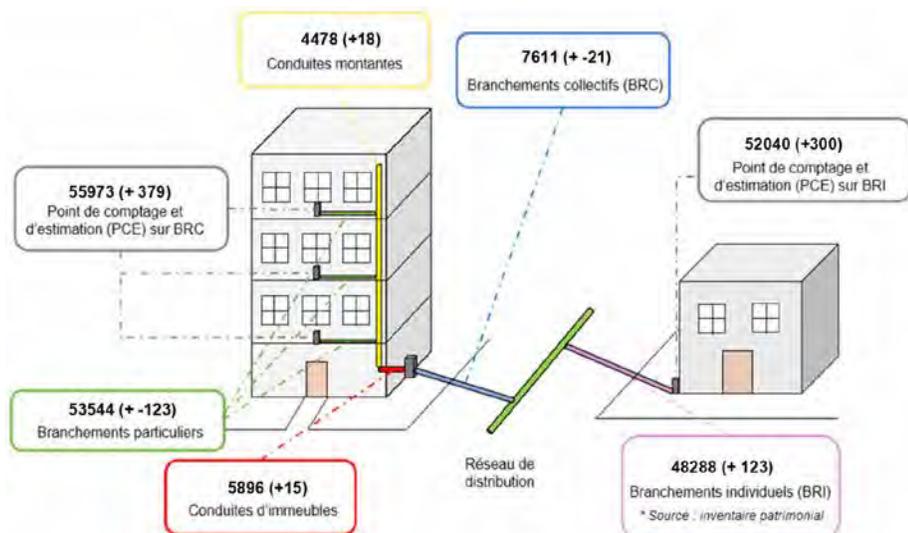
Sur les 2401 robinets disponibles sur les canalisations du territoire, le concessionnaire a choisi d'en utiliser 977 dans son schéma de vannage (+4 par rapport à 2022).

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	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variation (unité)
Nombre de robinets	n.c.	n.c.	n.c.	2 400	2 398	2 402	2 401	-1
Dont robinets utiles à l'exploitation	966	952	955	961	968	973	977	4
Dont robinets non utiles à l'exploitation	n.c.	n.c.	n.c.	1439	1430	1429	1424	-5
Age moyen des robinets (ans)	26,1	26,8	27,6	28,8	29,4	30,1	30,8	0,7



2.4 Les ouvrages de branchements



À 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'arrachement 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'arrachement ou la fusion.

D'après les données transmises par le concessionnaire, le nombre de branchements individuels concernés par cette réglementation est estimé à environ 20 000 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 course (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.

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 : 85,1% des branchements collectifs n'ont pas d'année de mise en service et 4,8% n'ont pas de matériau renseigné.

2.5 Les régulateurs

Sur les concessions, à fin 2023, environ 17,9% des régulateurs ont fait l'objet d'un renouvellement.

Le régulateur, également appelé détenteur, 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 2023 de plus de la moitié des incidents (413 incidents sur 789) 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.

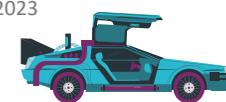
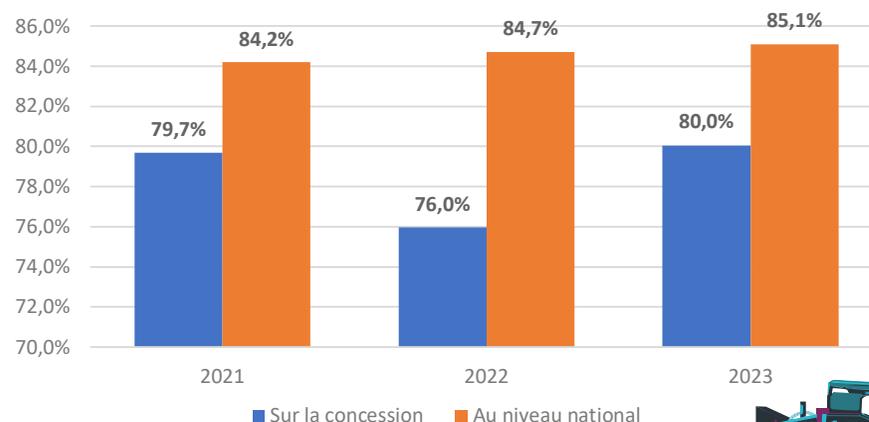
Dans l'objectif de réduire les risques de dommages aux ouvrages, le concessionnaire est censé garantir une précision cartographique de classe A sur le tracé des ouvrages dans ses réponses aux DT/DICT. Dans le cas contraire, le décret anti-endommagement prévoit que les responsables des travaux réalisent 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 les concessions du territoire, **le taux de canalisations en classe A s'améliore progressivement pour atteindre 80,0%. Il reste néanmoins inférieur à la moyenne nationale de 85,1% à fin 2023.**

En outre, le concessionnaire ne communique ni le taux ni le nombre de branchements en classe A dans la cartographie grande échelle, alors que ces derniers sont le siège de près de 80% des dommages aux ouvrages.

Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, le concessionnaire a simplement indiqué que 456 branchements avaient été reportés en classe A dans la cartographie en 2023, amenant leur nombre à 1 750 depuis le début de la démarche volontariste engagée par GRDF en 2020.

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



2.7 Les ouvrages vulnérables

2.7.1 Canalisations et branchements en fonte ductile

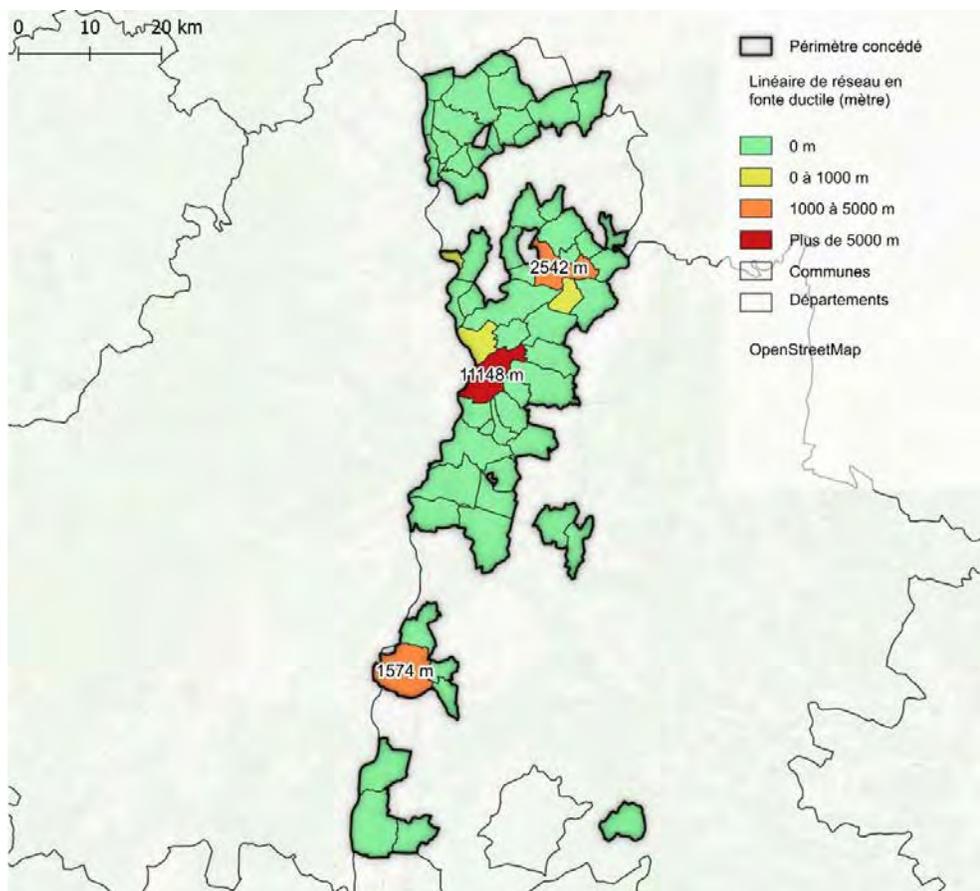
Sur les concessions, **il subsiste également 16,9 km canalisations en fonte ductile** soumises à une obligation de renouvellement conformément à l'arrêté du 6 décembre 2021.

Elles se situent principalement à Valence (11,1 km, 45 ans de moyenne d'âge), Romans-sur-Isère (2,5 km, 39 ans en moyenne), Montélimar (1,6 km, 44 ans en moyenne) et Bourg-lès-Valence (1,0 km, 46 ans en moyenne).

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 résorbées d'ici le 1er janvier 2040. Sur la concession, 1 052 mètres de canalisations en fonte ductile sont concernés : 922 mètres à Montélimar et 131 mètres à Valence.

Afin d'anticiper au mieux ces échéances et limiter les perturbations liées aux travaux, il faudrait que le concessionnaire saisisse l'ensemble des opportunités de voiries permettant de renouveler ces canalisations.

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



Il subsiste également **0,5 km de canalisations en cuivre** devant faire l'objet d'un renouvellement d'ici 2050, réparties principalement entre Saint-Vallier (168 mètres), Valence (165 mètres), Bourg-lès-Valence (83 mètres) et Montélimar (79 mètres), dont une grande partie est exploitée en basse pression.

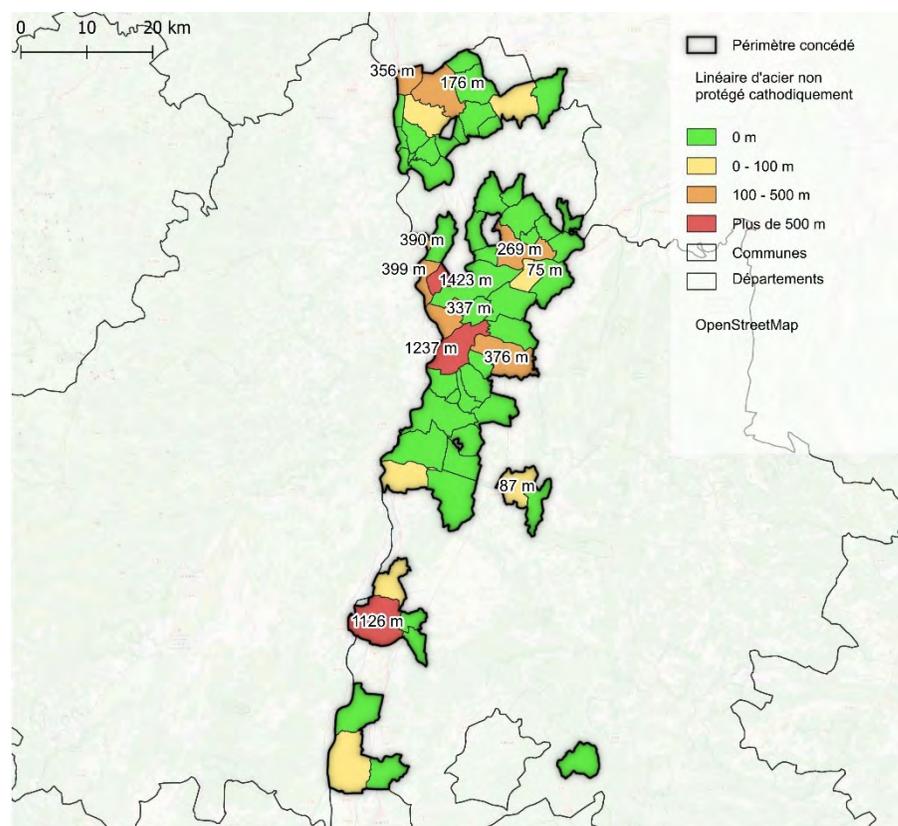
Linéaire de canalisation par matière (km) - Inventaire technique	2019	2020	2021	2022	2023	Variation N/N-1	Rythme moyen
Cuivre	0,7	0,7	0,7	0,6	0,5	-0,1	-0,1 km/an
Dont BP	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	-0,1	0 km/an
Dont MP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0	0 km/an

2.7.3 Canalisations en acier non protégées cathodiquement

L'acier (281 km à fin 2023), 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 **6,3 km à fin 2023**. Ces canalisations à surveiller particulièrement conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000 sont principalement réparties sur 16 communes différentes, principalement à Pont-de-l'Isère (1,4 km), Valence (1,2 km) et Montélimar (1,1 km) (cf. recommandation n° 5).

Il est demandé à GRDF de présenter la localisation précise et le programme de traitement (résorption, mise sous surveillance...) des 6,3 km de canalisations en acier non protégé cathodiquement.

Linéaire de canalisation par matière (km) - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variation N/N-1	Rythme moyen
Acier non protégé cathodiquement	7,15	7,04	6,78	6,46	6,52	6,24	6,32	0,08	-0,1 km/an



2.7.4 Ouvrages exploités en basse pression

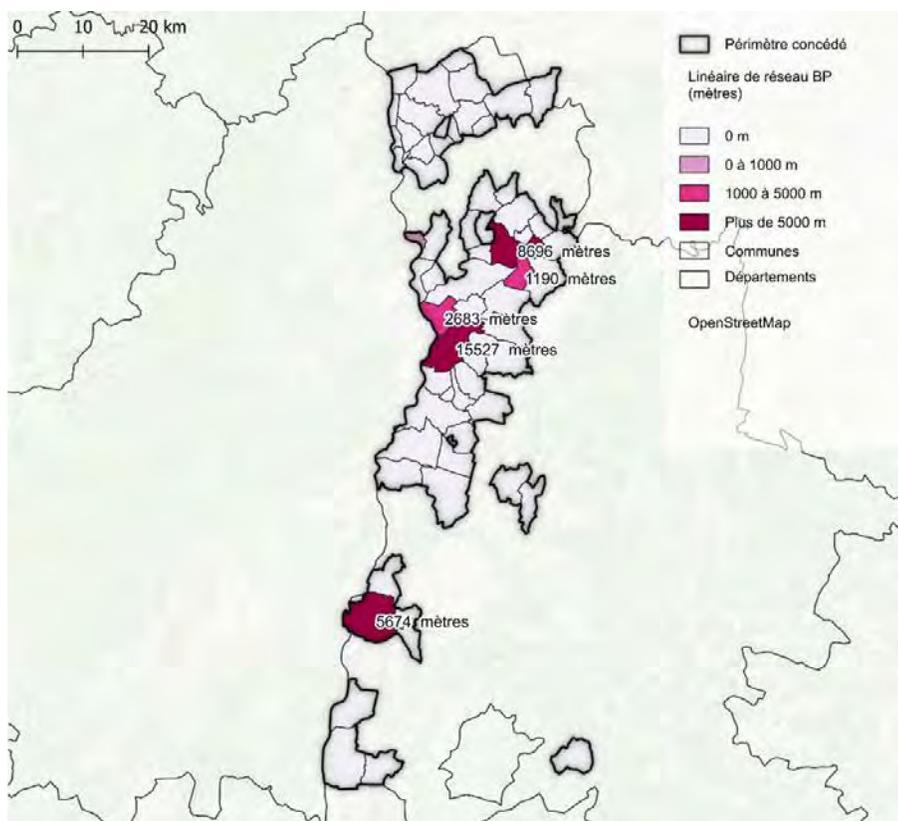
? Il demeure également **34,4 km de canalisations exploitées en basse pression** sur le périmètre concédé, à Valence (15,5 km), Romans-sur-Isère (8,7 km), Montélimar (5,7 km), Bourg-lès-Valence (2,7 km), Bourg-de-Péage (1,2 km) et Tain-l'Hermitage (0,6 km).

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 autres réseaux exploités en basse-pression sont en polyéthylène (10,0 km), en acier (7,1 km) et en cuivre (0,4 km).

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 par matière (km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Variation (km)
Réseau BP (inf à 50 mbar)	42,56	40,48	39,78	38,51	36,58	34,40	-2,18
Dont BP polyéthylène	11,40	11,12	11,09	11,04	10,46	10,05	-0,41
Dont BP acier	8,41	8,15	7,86	7,63	7,36	7,07	-0,30
Dont BP cuivre	0,53	0,49	0,49	0,48	0,43	0,36	-0,07
Dont BP fonte ductile	22,22	20,72	20,34	19,36	18,32	16,92	-1,40



2.7.5 Cibles prioritaires de traitement (CPT)

Les Cibles Principales de Traitement (CPT) sont définies nationalement sur la base des retours d'expérience de l'exploitant comme les ouvrages à traiter en priorité car ayant le couple risque d'incident et impact de l'incident le plus fort. Lorsque ces ouvrages sont détectés sur le territoire, ils intègrent directement le plan de renouvellement du concessionnaire et sont décrits dans les SI du concessionnaire.

Cibles Principales de Traitement (CPT)		Nombre de CPT :		
Famille	Description de la cible principale de traitement	recensées à fin 2022	recensées à fin 2023	traitées en 2023
CICM plomb	Conduites d'immeuble en plomb avec répétitivité d'incidents avec accumulation > 20% LIE ou avec présence visible de signes de vétusté	n.c.	n.c.	2
CICM Cuivre	Conduites d'immeuble en cuivre à brasure tendre traversant des locaux privatifs fermés	n.c.	0 à date	n.c.
CICM Acier	Conduites d'immeuble en acier vissé avec répétitivité d'incidents avec accumulation > 20 % LIE	n.c.	0 à date	n.c.
BR particulier Plomb	Branchements particuliers en plomb qualifiés de vétuste	n.c.	n.c.	n.c.
BR particulier Cuivre	Branchements particuliers en cuivre à piquage direct sur la CM avec répétitivité d'incidents avec accumulation > 20 % LIE	n.c.	n.c.	n.c.
BR individuel acier ou cuivre	Branchement individuel en acier/solacier/cuivre MPB avec régulateur à l'intérieur d'un local	n.c.	10 à date	2

Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, **le concessionnaire n'a pas indiqué le nombre de CPT recensées sur la concession, à l'exception de la présence de 10 branchements acier ou cuivre avec détente intérieure**, ce qui est dommageable compte tenu du fait qu'il s'agit du principal programme de la politique de gestion du risque industriel mise en œuvre par le concessionnaire au niveau national. Cette absence de communication peut s'expliquer par les difficultés à recenser ces cibles, en particulier pour les deux raisons suivantes :

- L'absence d'un inventaire technique des branchements individuels ne permet pas au concessionnaire de quantifier de manière exhaustive les Cibles Prioritaires de Traitement (CPT) sur ce type d'ouvrage. Sans possibilité de requêter un inventaire technique exhaustif, ces ouvrages sont donc renouvelés au gré de leur détection.
- L'outil de Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur (GMAO) utilisé à date par le concessionnaire ne possède pas tous les champs permettant de renseigner l'ensemble des qualificatifs constitutifs des CPT, notamment les informations concernant la répétitivité d'incident avec accumulation de gaz et les signes de vétusté.

Il est demandé au concessionnaire d'améliorer le dénombrement des Cibles Principales de Traitement (CPT) et de procéder aux renouvellements de celles connues à date.

3. La surveillance et la sécurité des ouvrages

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.

Sur le territoire en 2022, la surveillance des réseaux a permis de détecter 4 fuites de gaz sur les canalisations (contre 6 en 2021).

Dans le CRAC, le concessionnaire présente un taux de surveillance des canalisations supérieur à 100%. Or, pour calculer ce taux, certains tronçons surveillés par plusieurs tournées sont comptés plusieurs fois, et peuvent masquer le fait que certains tronçons à surveiller ne l'ont pas été. Ainsi, le taux de surveillance présenté dans le CRAC n'est pas le reflet des exigences de maintenance réglementaire.



Les ouvrages sensibles situés en zones inondables sont les suivants :

Ouvrages en zones inondables	Probabilité d'occurrence forte	Probabilité d'occurrence moyenne
Réseau BP (mètres)	3 482	10 332
Postes de détente réseau (unité)	5	13
Postes de livraison client (unité)	12	107

2.10.5 Cibles prioritaires de traitement (CPT)

La politique de gestion du risque industriel du concessionnaire consiste à identifier et hiérarchiser les familles d'ouvrages en fonction de leur vulnérabilité potentielle, puis à identifier les sous-ensembles d'ouvrages à moderniser en priorité en fonction de leurs caractéristiques techniques et/ou de leur environnement spécifique.

La démarche de priorisation des ouvrages à moderniser par le concessionnaire vise à :

- Déterminer, parmi les ouvrages exploités, les familles de couples « ouvrage-matière » sur lesquelles cibler les actions de renouvellement ;
- Au sein de chaque famille, rechercher des sous-ensembles d'ouvrages à traiter en priorité en fonction de leurs caractéristiques techniques et/ou d'un environnement spécifique : ce sont les Cibles Principales de Traitement (CPT).

Cette méthode a conduit à identifier, à date, au niveau national, sept cibles principales de traitement. Elles concernent les ouvrages en immeubles (CICM et branchements particuliers) et branchements avec régulateur situé à l'intérieur d'un local.

Les cibles principales de traitement (ouvrages / matière / configuration / environnement) sont intégrées au programme d'investissements. L'analyse des CPT est reconduite périodiquement, à partir d'un retour d'expérience pluriannuel, permettant de les faire évoluer le cas échéant.

Les 7 cibles principales de traitement sont décrites dans le tableau ci-après :

Famille d'ouvrages	Description du sous-ensemble
CICM Plomb	Conduite d'Immeuble en plomb avec répétitivité d'incident avec accumulation > 20% LIE ou avec présence visible de signes de vétusté
CICM Cuivre	Conduite d'Immeuble en cuivre à brasure tendre traversant des locaux privatifs fermés
CICM Acier	Conduite d'Immeuble en acier vissé avec répétitivité d'incidents avec accumulation > 20% LIE
BR PART Plomb	La grande majorité des événements observés se situe sur les robinets (traitement dans le cadre de la maintenance corrective). Les éventuels branchements particuliers en plomb qualifiés de « vétustes » sont soit remplacés individuellement (OPEX), soit renouvelés en même temps que la CICM en fonction de l'analyse de l'ouvrage
BR PART Cuivre	La grande majorité des événements observés relève de la maintenance corrective (fuites sur robinets notamment). Branchement particulier cuivre à piquage direct réalisé sur la CM (hors CM préfabriquée d'usine), avec répétitivité d'incidents avec accumulation > 20% LIE.
BRI en Acier ou Cuivre	Branchement individuel acier / solacier / Cuivre MPB, avec régulateur situé à l'intérieur d'un local



Interrogé sur le sujet lors du contrôle, le concessionnaire n'a pas transmis le nombre de cibles principales de traitement recensées sur la concession. Il a indiqué que ces ouvrages étaient traités dès qu'ils sont découverts, soit en maintenance curative, soit en investissements.

Ainsi, le concessionnaire n'a pas recensé de traitement de CPT au cours de l'exercice 2022 sur la concession.

2.10.6 Ouvrages collectifs de branchement en plomb

L'utilisation du plomb pour la réalisation des ouvrages collectifs de branchements (conduites d'immeuble, conduites montantes, conduites de coursive) n'est plus autorisée, quelle que soit la configuration ou l'environnement.

GRDF s'est engagé à sécuriser rapidement des conduites d'immeubles en plomb alimentées par un réseau basse pression et sensibles au risque incendie qui seraient identifiées dans le cadre d'inventaires, de maintenance ou de transfert en concession des ouvrages collectifs.

Ouvrages collectifs de branchements en plomb - Inventaire technique	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Variation N/N-1 (u)
Branchements collectifs en plomb	27	25	23	23	24	20	-4
Conduites d'immeuble en plomb	245	238	233	233	229	224	-5
dont alimentées en BP	245	238	233	233	228	223	-5
Conduites montantes en plomb	168	163	162	160	159	156	-3

2.10.7 Branchements non protégés hors classe A

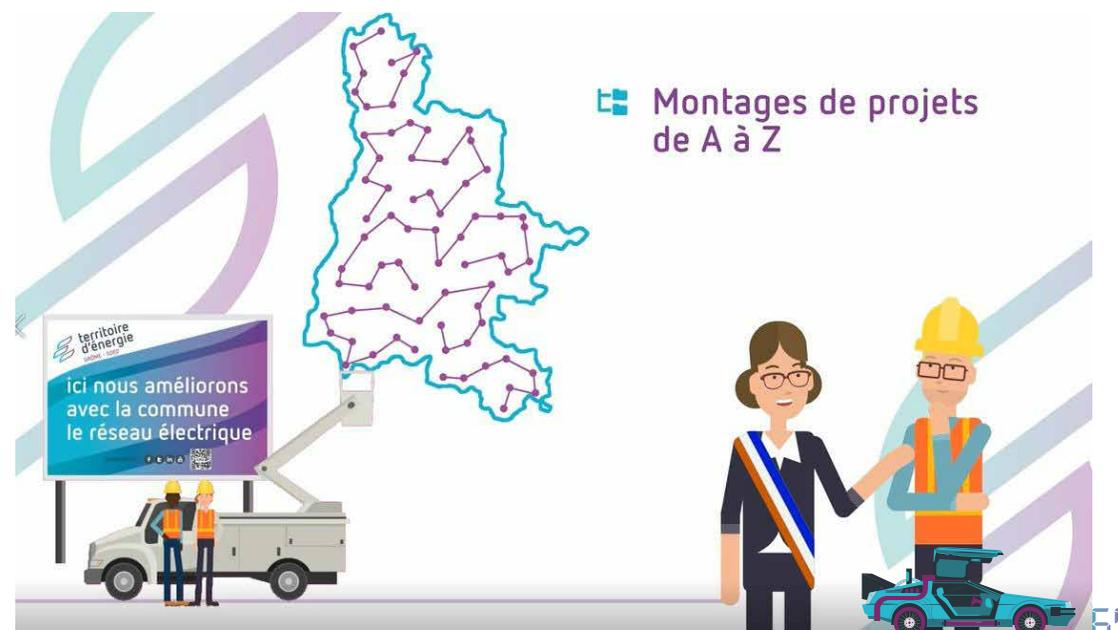
Conformément à l'arrêté du 13 juillet 2000, modifié par l'arrêté du 6 décembre 2021, tous les branchements existants de diamètre standard en polyéthylène doivent être soit reportés en classe A dans la cartographie grande échelle, soit protégés par un dispositif de protection des branchements existants, d'ici 2032.

Etant donné l'absence d'inventaire technique complet des branchements individuels et l'obligation de report systématique des branchements dans la cartographie grande échelle intervenue seulement à partir du 13 juillet 2000, de nombreux branchements individuels ne sont pas connus par le concessionnaire.

2.10.8 Détendeurs défectueux Francel B6FF et B10FF

Environ 260 000 détendeurs défectueux du modèle B6 ont été approvisionnés en France entre 2007 et 2015. Pour repérer les clients équipés de ces détendeurs, GRDF croise des données techniques et utilise de l'IA de reconnaissance d'image pour exploiter les photos prises par les prestataires de poses de compteurs GAZPAR.

Le concessionnaire ne transmet pas le nombre de détendeurs B6FF ou B10FF en service ou remplacés sur la concession



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 2023 sont de :**

 **99,97% POUR LES CANALISATIONS (99,55% EN 2022), SOIT 626 MÈTRES EN RETARD DE SURVEILLANCE PAR RAPPORT À LA RÉGLEMENTATION :**

 **100,00% pour les robinets de coupure réseau (contre 97,94% en 2022),**

 **100,00% pour les postes de détente réseau (contre 98,62% en 2022).**

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.

Concernant les canalisations en retard de surveillance, le concessionnaire a transmis le détail des rues concernées. Il est donc possible pour l'Autorité Concédante de vérifier d'une année à l'autre que ce ne sont pas toujours les mêmes zones qui sont en retard de surveillance par rapport à la réglementation.

Interrogé sur le sujet lors du contrôle sur site, le concessionnaire a précisé l'origine des retards et indiqué qu'ils avaient été résorbés à date du contrôle sur site, à l'exception de 2 tronçons problématiques qui n'ont pas pu être surveillé : un tronçon passant sur un terrain devenu inaccessible à la suite de la pose d'un portail par un habitant à Bourg-de-Péage, les tronçons de la ZA Bois des Lots sont inaccessibles car la zone a été encombrée par un industriel.

Surveillance des canalisations au 31/12	2021	2022	2023
Taux de surveillance réglementaire	n.c.	99,55%	99,97%
Linéaire concerné par la réglementation (m)	n.c.	1 800 497	1 817 325
Linéaire en retard par rapport à la réglementation (m)	n.c.	8 084	626

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.

 Concernant les branchements collectifs, le concessionnaire a indiqué en séance que 4 branchements collectifs sont en retard de surveillance.

Malgré la demande, le concessionnaire n'a pas transmis les identifiants des ouvrages en retard de surveillance.

Territoire d'énergie Drôme – SDED demande au concessionnaire de lui transmettre les taux de maintenance réglementaire des branchements collectifs avec les identifiants des ouvrages en retard de maintenance.

3.3 Branchements individuels

Les opérations de recherche systématique de fuite permettent de surveiller l'étanchéité du réseau, mais également des branchements individuels qui ne sont pas surveillés par ailleurs.

 Malgré la demande, le concessionnaire transmet uniquement le type des fuites ayant eu lieu sur les canalisations.

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 – SDED 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'utilisateurs 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 – SDED demande à GRDF de compléter la liste des incidents transmise avec les éléments suivants : le type de fuite tel que défini au RSDG n° 14, 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 significativement en 2023 avec 12 interventions, en cohérence avec la moyenne observée depuis 2017.

Les interventions pour sécurité	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Nombre d'interventions	1 255	1 504	2 357	1 463	1 374	1 402	1 265
Dont en moins de 60 minutes	1 249	1 495	2 343	1 446	1 367	1 377	1 253
Dont en plus de 60 minutes	6	9	14	17	7	25	12
Taux d'interventions en moins de 60 minutes	99,5%	99,4%	99,4%	98,8%	99,5%	98,2%	99,1%

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 2023, 789 incidents ont eu lieu sur des ouvrages concédés au concessionnaire (contre 929 en 2022).

Répartition des incidents par siège	2018	2019	2020	2021	2022	2023	% du total	Variation (%)
Total	1 298	2 010	1 237	1 159	1 287	1 214	100%	-6%
Installations intérieures desservies par GrDF	163	202	173	174	204	261	21%	28%
Ouvrages concédés	997	1 636	909	791	929	789	65%	-15%
Autres sièges (autre distributeur, GRTGaz...)	135	165	155	193	148	160	13%	8%
Non renseigné	3	7	-	1	6	1	0%	-83%

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 est stable sur la chronique 2018-2023, entre 492 (en 2022) et 636 (maximum atteint en 2019).

Répartition des incidents par cause - sur les ouvrages concédés -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	% du total	Variation (%)
Total	785	997	1 636	909	791	929	789	100%	-15%
Dommages lors de travaux	19	22	23	23	9	22	25	3%	14%
Autres dommages	54	78	81	50	36	53	41	5%	-23%
Défaut de mise en œuvre	22	30	59	38	15	40	25	3%	-38%
Fausse manœuvre	79	81	86	73	86	73	68	9%	-7%
Incendie	7	2	4	5	1	2	3	0%	50%
Environnement	13	22	26	22	22	24	15	2%	-38%
Matériel	591	762	1 357	698	622	713	612	78%	-14%
Défaillance d'installation à proximité	-	-	-	-	-	1	-	0%	-100%
Non renseigné	-	-	-	-	-	1	-	0%	-100%
Dont effet GAZPAR	1	124	687	204	1	148	-	0%	-100%
Total hors effet GAZPAR	784	873	949	705	790	781	789	100%	1%

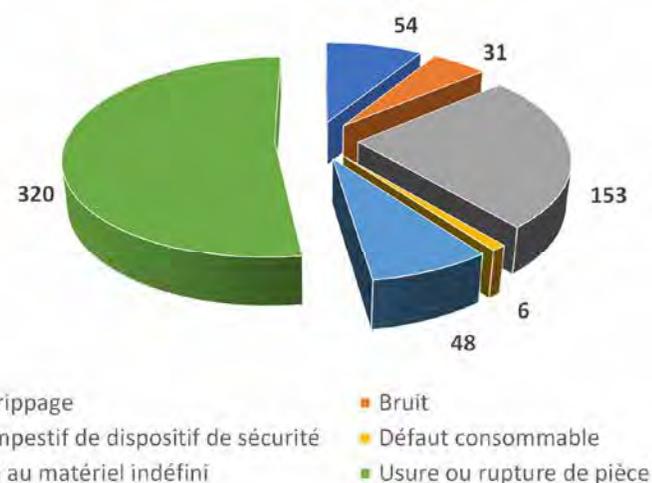
Effet GAZPAR

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).

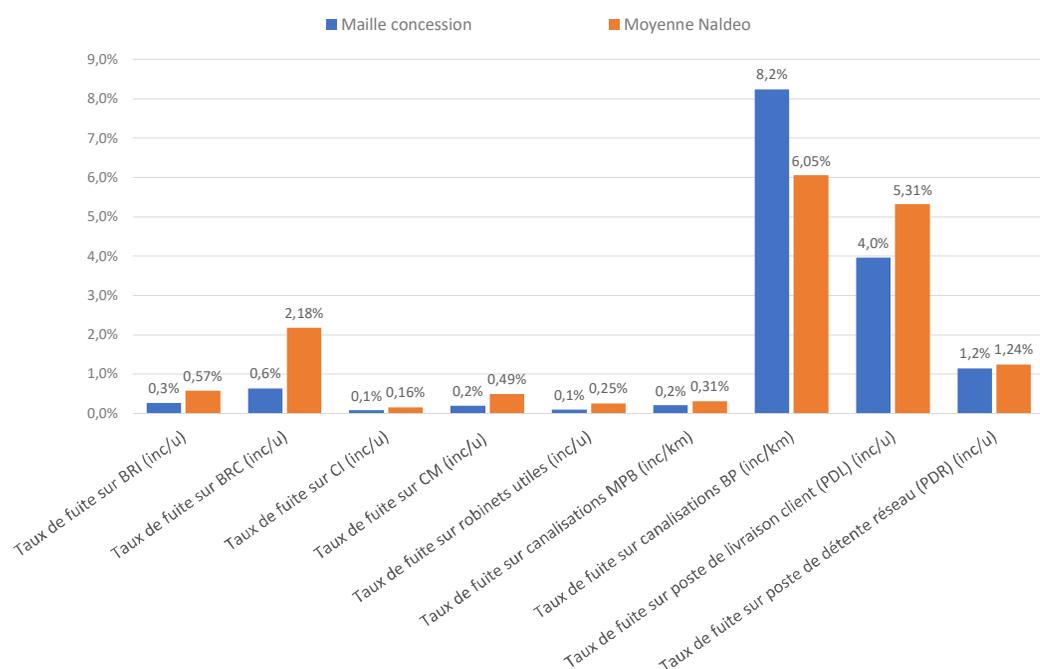
Répartition des incidents par type d'ouvrage - sur les ouvrages concédés -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	% du total	Variation (%)
Total	785	997	1 636	909	791	929	789	100%	-15%
Canalisation réseau	18	27	23	11	15	13	25	3%	92%
Poste de détente réseau (PDR)	2	10	9	10	8	4	1	0%	-75%
Poste biométhane	-	-	-	2	21	17	19	2%	12%
Robinet de réseau (ROB)	6	6	2	2	-	1	2	0%	100%
Poste de protection cathodique	3	-	-	-	-	1	-	0%	-100%
Branchement individuel sur réseau (BRI)	455	560	1 006	608	443	553	444	56%	-20%
Poste de livraison client (PDL)	99	99	94	78	96	109	89	11%	-18%
Branchement collectif sur réseau (BRC)	90	109	134	88	107	100	111	14%	11%
Conduite d'immeuble (CI)	8	9	14	7	5	13	6	1%	-54%
Branchements individuels	-	-	-	-	-	-	-	0%	0%
Conduite montante (CM)	19	28	51	12	14	29	12	2%	-59%
Branchement particulier sur conduite montante (BP)	78	127	281	82	76	80	73	9%	-9%
Nourrice (NO)	2	6	6	2	1	2	1	0%	-50%
Conduite de course (CC)	-	-	-	-	-	-	-	0%	0%
Tige cuisine (TC)	3	8	10	6	5	6	6	1%	0%
Autre poste	2	8	6	1	-	1	-	0%	-100%
Non renseigné	-	-	-	-	-	-	-	0%	0%
Dont fuites avérées détectées lors du déploiement GAZPAR	1	124	687	204	1	148	-	0%	-100%
Total hors effet GAZPAR	784	873	949	705	790	781	789	100%	1%

Parmi les 789 incidents sur les ouvrages concédés, 293, soit près de 40%, sont des fuites de gaz. Sur la chronique 2021-2023, 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.

Les taux de fuites par catégories d'ouvrages sont inférieurs aux moyennes observées sur les concessions accompagnées par Naldeo Stratégies Publiques, à l'exception des taux de fuites pour 100 km de réseau BP, qui s'élève à 8,2 pour 100 km, contre 6,1 pour 100 km en moyenne Naldeo Stratégies Publiques.



Taux de fuites (hors causes exceptionnelles et déploiement du compteur communicant) par typologie d'ouvrage sur la chronique 2021-2023



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

En 2022, 1 447 usagers, soit 1,8% des usagers du service, ont subi une coupure d'alimentation à la suite d'un incident sur les ouvrages concédés. Ce niveau d'usagers coupés est le niveau le plus bas observé sur la chronique 2017-2022.

Le nombre d'usagers coupés à cause d'incidents ayant eu lieu sur les ouvrages concédés augmente à 2 224 usagers (contre 1 444 en 2022 et 2 030 en 2021) et retrouve son niveau le plus haut depuis 2019 (2 431 usagers coupés).

Cette augmentation s'explique en partie par le dommage sur le réseau lors de travaux tiers qui a provoqué la coupure de 450 usagers à Romans-sur-Isère le 12 janvier, mais également par un incendie de coffret qui a nécessité une coupure de l'alimentation en gaz de 228 usagers à Bourg-de-Péage le 20 avril 2023.

Répartition des usagers coupés par cause - sur les ouvrages concédés -	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	% du total	Variation (%)
Total	1 698	2 826	2 431	2 007	2 030	1 444	2 224	100%	54%
Dommages lors de travaux	339	1 314	408	403	639	214	1 066	48%	398%
Autres dommages (involontaires, malveillants)	206	153	226	422	35	25	88	4%	252%
Défaut de mise en œuvre	7	22	52	21	2	57	12	1%	-79%
Fausse manœuvre	380	262	235	617	344	223	194	9%	-13%
Incendie	19	162	111	-	-	1	231	10%	23000%
Environnement	5	31	3	8	45	24	63	3%	163%
Matériel	742	882	1 396	536	965	899	570	26%	-37%
Défaillance d'installation à proximité	-	-	-	-	-	-	-	0%	-
Non renseigné	-	-	-	-	-	1	-	0%	-100%
<i>Dont nombre de clients coupés en lien avec des fuites avérées détectées lors du déploiement GAZPAR</i>	1	126	332	73	1	159	-	-	-
Total hors effet GAZPAR	1 697	2 700	2 099	1 934	2 029	1 285	2 224	100%	73%

Le nombre d'usagers coupés pour 1000 usagers s'établit à 27,5, contre 14,3 en moyenne sur les concessions accompagnées par Naldeo Stratégies Publiques. Ainsi, les usagers de la concession sont 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.

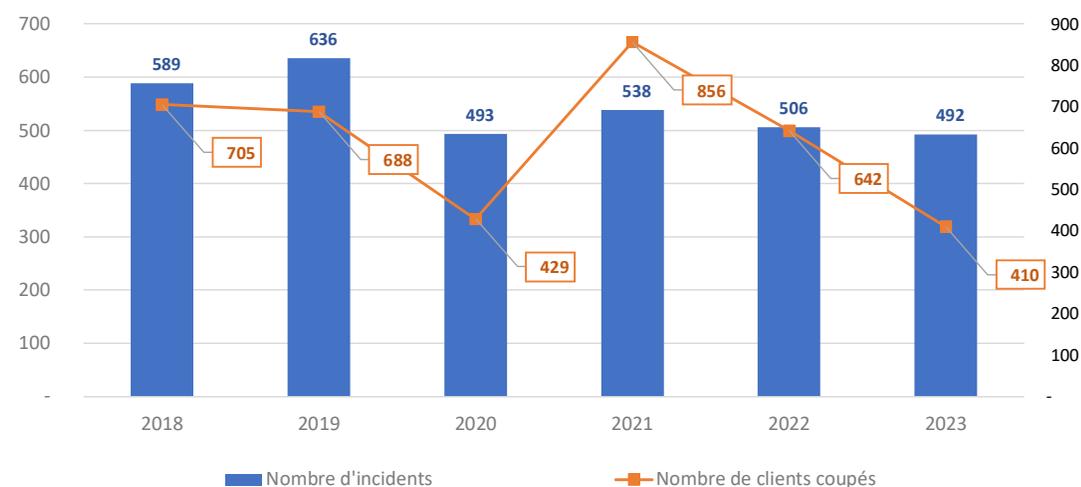
4.3.2 Hors incidents exceptionnels



Néanmoins, hors incidents exceptionnels ou externes (y compris effet gazpar), le nombre d'usagers coupés diminue sur les 3 dernières années pour atteindre le niveau le plus bas depuis 2018.

Malgré la demande, le concessionnaire n'a pas indiqué le temps moyen de coupure par usagers sur la concession.

Nombre d'incidents et de clients coupés par des incidents sur des ouvrages concédés – hors causes exceptionnelles et effet Gazpar

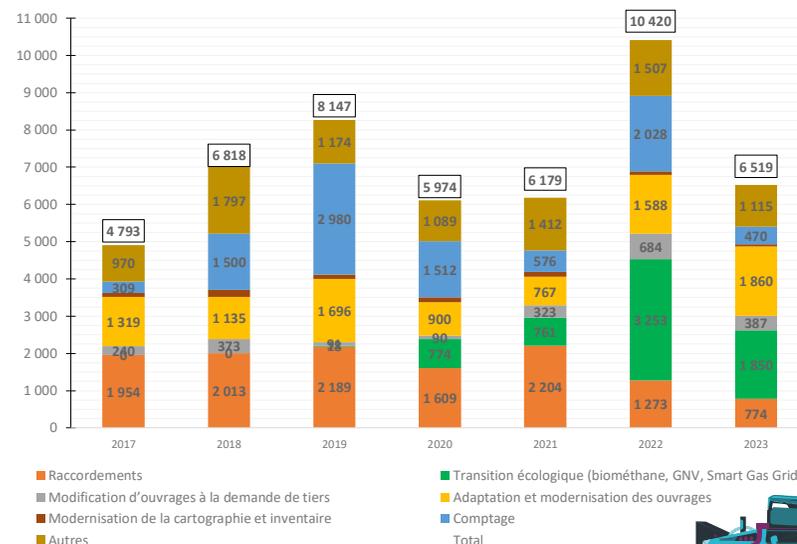


5. Le domaine comptable et financier

5.1 Les investissements

Les investissements du concessionnaire, en termes d'ouvrages mis en service sur l'année 2023, sont en importante diminution à 6,5 M€, contre 10,4 M€ en 2022. Le niveau important d'investissements de 2022 s'explique par le déploiement des compteurs communicants (2,0 M€ en 2022, 0,5 M€ en 2023) et par d'importants travaux liés à l'amélioration des capacités d'accueil du biométhane dans le réseau (3,3 M€ en 2022 contre 1,9 M€ en 2023).

Investissements de mise en service par finalité (k€)



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). **En moyenne, les investissements obligés du concessionnaire s'élèvent à 6,0 M€ sur la chronique 2018-2023.**

Les investissements de modernisation des ouvrages s'élèvent en 2023 à 1,9 M€ (+0,3 M€ par rapport à 2022) et comprennent, sur la base d'estimation : des investissements délibérés de GRDF (environ 0,5 M€), les investissements curatifs, principalement à la suite d'un incident (environ 0,3 M€) et les investissements réglementaires (environ 1,0 M€).

Sur la chronique 2018-2023, le niveau moyen des investissements délibérés de GRDF est estimé à 0,5 M€, soit environ 42% des investissements de modernisation d'ouvrages et environ 8% des investissements totaux du concessionnaire sur la même période.

En 2023, les investissements délibérés de GRDF concernent principalement deux finalités : le renouvellement des canalisations en acier ou en polyéthylène et le renouvellement de branchements.

Focus sur la modernisation des ouvrages	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total	955 882	1 556 387	702 704	725 874	1 588 047	1 844 912
Investissements délibérés	749 908	1 276 149	172 339	243 106	125 773	511 196
Investissements délibérés pour schéma de vannage	105 445	165 375	7 535	72 370	79 481	27 081
Investissements délibérés pour renouvellement des ouvrages	644 463	1 110 774	164 804	170 736	46 292	484 115
<i>Sur canalisations</i>	339 092	734 051	0	121 527	0	340 542
<i>Sur branchements</i>	303 804	307 898	68 044	49 209	25 093	121 250
<i>Sur autres ouvrages (postes de détente, protection cathodique...)</i>	1 567	68 825	96 760	0	21 199	22 323
Investissements curatifs (suite à incident...)	167 012	276 814	60 414	84 106	290 822	292 071
Investissements réglementaires (fonte, cuivre, régulateurs...)	38 962	3 424	469 951	398 662	1 171 452	1 041 645
<i>Pour renforcement des ouvrages en vue d'une augmentation de puissance</i>	25 252	0	23 086	0	95 411	0
<i>Sur canalisations et branchements associés</i>	0	0	421 444	344 008	719 452	989 672
<i>Sur régulateurs</i>	0	0	0	53 104	352 225	0
<i>Sur les dispositifs de protection des branchements existants</i>	13 710	3 424	25 421	1 550	4 364	51 973

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 – SDED 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.

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 202,4 M€ à fin 2023 (+ 5,7 M€ par rapport à 2022).

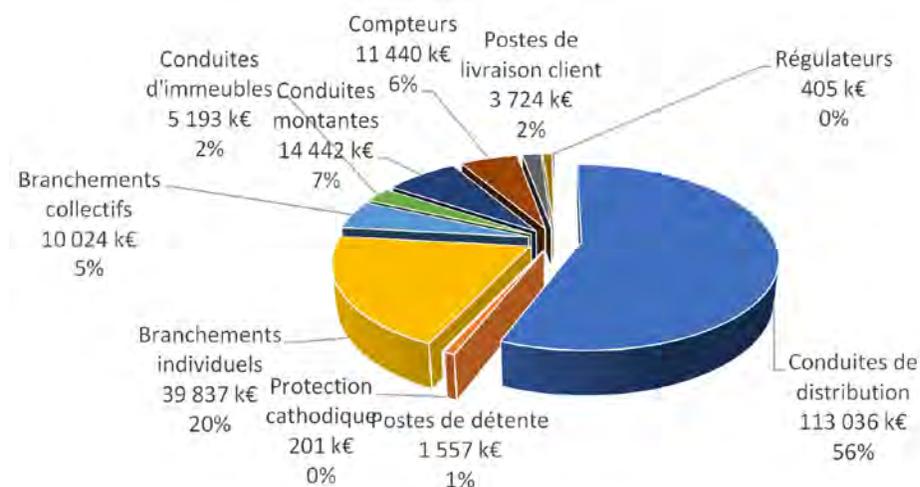
Le taux d'amortissement du patrimoine concédé est de 47,0%. La valeur du patrimoine est répartie à 56% sur les canalisations, 20% sur les branchements individuels et 16% sur les ouvrages collectifs de branchement

Parmi ces 202,4 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 d'après la comptabilité de GRDF (k€ et %)



5.3 L'inventaire patrimonial

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 221,6 M€, dont 202,4 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 17,3 M€.

Le Syndicat demande à GRDF de clarifier le régime juridique des biens affectés à la distribution publique de gaz dans les comptes rendus annuels d'activité, et notamment la distinction entre les biens de retour, les biens propres et les biens de reprise.

5.5 Méthodes comptables et droits du concédant

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 4,0 milliards d'euros. Sur la concession historique, le stock de provision pour renouvellement est estimé à 31,1 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 75,9 M€ à fin 2023 (+0,1 M€ par rapport à 2022).

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.

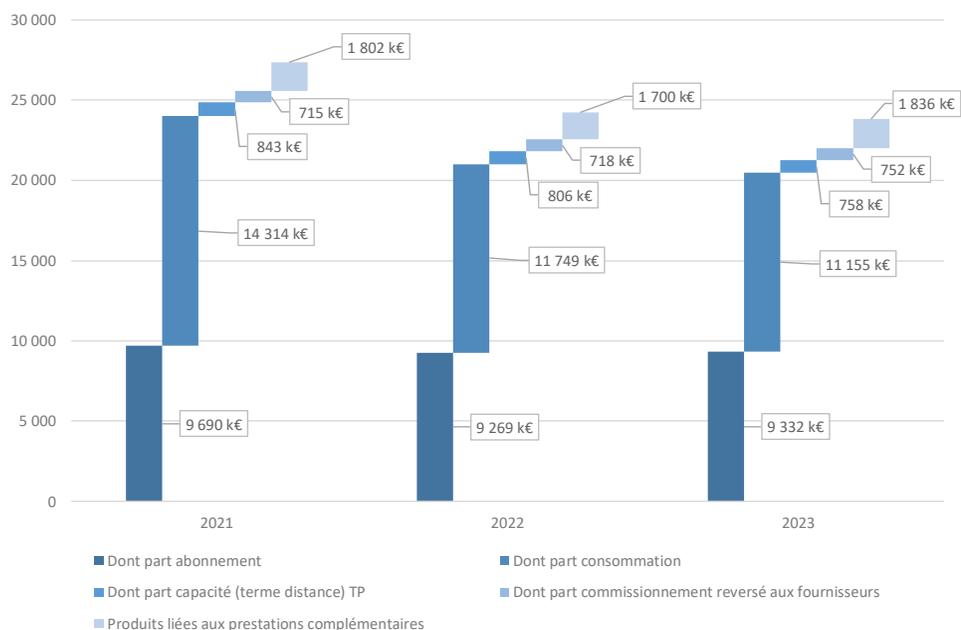
Le Syndicat demande à GRDF de présenter les droits du concédant et ses composantes dans les comptes rendus annuels d'activité.

5.6 Le compte d'exploitation

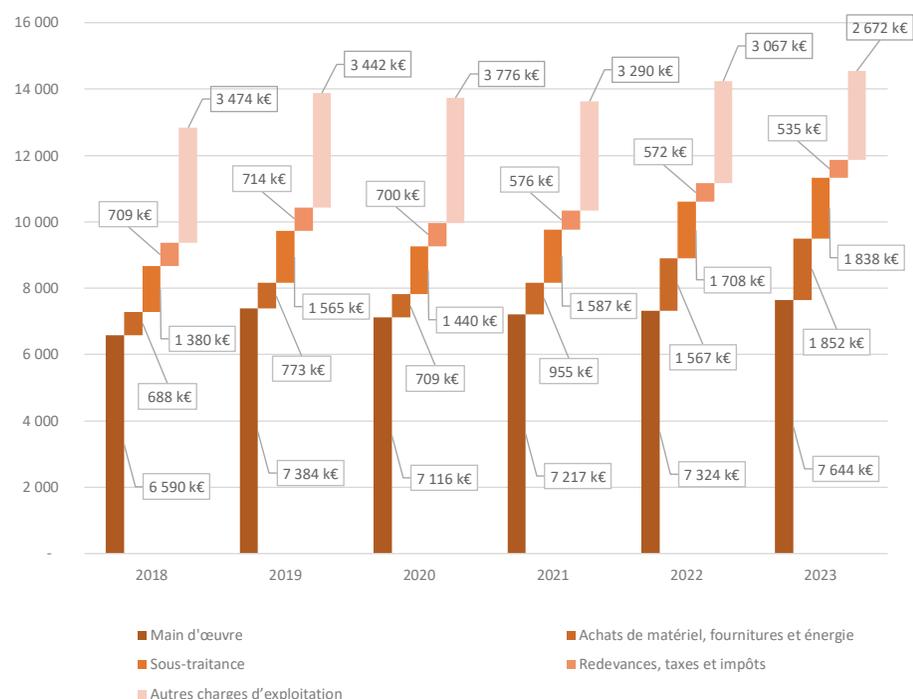
5.6.1 Synthèse des produits et charges d'exploitation reconstitués

Pour l'exercice 2023, les produits sont en baisse de -1,7% par rapport à 2022 pour atteindre 23,8 M€, tandis que les charges augmentent de +3,5% pour atteindre 27,6 M€. Cette hausse des charges s'explique aussi bien par une hausse de charges d'exploitation (+0,3 M€) et notamment de main d'œuvre (+0,3 M€) et d'achats de fourniture et d'énergie (+0,3 M€), que par une hausse des charges d'investissements (+0,6 M€) en lien avec l'augmentation de la base d'actifs régulés et sa rémunération.

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



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



Avec la projection de l'équation tarifaire ainsi réalisée, le bilan « produits moins charges » s'établit à - 3,7 M€ en 2023, contre -2,4 M€ à fin 2022.

Produits et charges reconstitués (k€)	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Evolution n/n-1	
							%	volume
Produits	26 176	26 281	25 247	27 364	24 242	23 833	-1,7%	-410
Produits d'acheminement	24 310	24 599	23 628	25 562	22 542	21 996	-2,4%	-546
Produits liées aux prestations complémentaires	1 866	1 682	1 619	1 802	1 700	1 836	8,0%	136
Charges totales	23 953	25 409	24 960	25 037	26 633	27 567	3,5%	935
Charges d'investissements	11 110	11 533	11 219	11 412	12 393	13 026	5,1%	633
Charges brutes d'exploitation	12 842	13 877	13 741	13 624	14 240	14 541	2,1%	301
Produits moins charges	2 223	872	287	2 328	-2 390	-3 734	-56,2%	-1344
Impact climatique	841	1 022	704	2 331	786	701	-10,8%	-85
Contribution à la péréquation	-198	-1 550	-1 286	-1 227	-646	-658	-1,9%	-12
Autres régularisation du tarif précédent	1 580	1 400	869	1 224	-2 530	-3 777	-49,3%	-1247

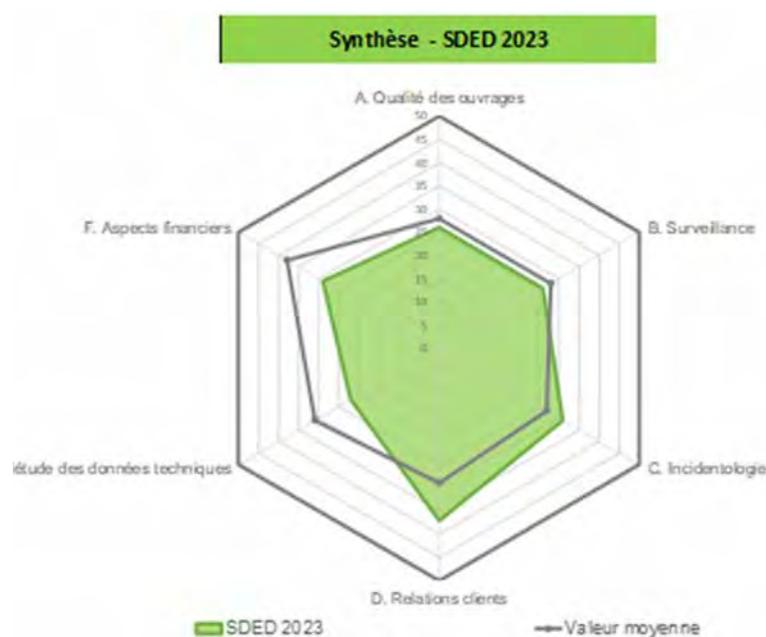
Cette baisse s'explique par un niveau de tarif inférieur à ce qu'il aurait dû être au regard des baisses de consommation observées au niveau national.

Néanmoins, le bénéfice que tire la concession du système de péréquation tarifaire se maintient à 0,66 M€ en 2023 d'après la modélisation du concessionnaire, contre 0,65 M€ en 2022, 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 ».

D'après la modélisation du concessionnaire, la concession bénéficie depuis 2018 de recettes supplémentaires à celles qui auraient dû être perçues si le climat avait été conforme aux prévisions de la CRE (entre +0,7 M€ en 2023 et +2,3 M€ en 2021). Cette modélisation interroge puisque l'analyse des degrés jours unifiés enregistrés montre que les années 2022 et 2023 ont été plus chaudes qu'en moyenne sur le département : 1446 en 2022, 1448 en 2023, pour une moyenne 1996-2023 à 1627 DJU. Interrogé sur le sujet, le concessionnaire n'a pas apporté d'éléments probants permettant de justifier les résultats de la modélisation.

6. Synthèse

L'objectif est de situer la concession dans le panorama des autres concessions accompagnées par le consultant externe de Territoire d'énergie Drôme – SDED, le cabinet NALDEO Stratégies Publiques, selon 6 thèmes différents couvrant l'ensemble des champs concessifs : la qualité des ouvrages, la surveillance, l'incidentologie, la relation client, la complétude des données techniques et les aspects financiers.



C - LES RECETTES DE FONCTIONNEMENTS DE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME – SDED

Territoire d'Énergie Drôme – SDED perçoit trois recettes majeures :

- la Taxe Communale sur la Consommation d'Électricité (TCCFE) ;
- les redevances de concessions ;
- les recettes du FACE.

1. L'accise sur l'électricité

1.1 Cadre général

Territoire d'Énergie Drôme - SDED a instauré la Taxe Locale sur l'Électricité (TLE) sur 347 communes le 17 décembre 1974, avec un taux uniforme de 8 %. Le 1er janvier 2011, en application de la loi portant Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité (NOME), la TLE a été remplacée par la Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE) avec un coefficient de 8. Ce coefficient multiplicateur a progressivement été porté à 8,5.

Du 1er janvier 2016 jusqu'à la fin de l'année 2022, le montant de la taxe a été actualisé annuellement en fonction de l'évolution des deux tarifs de base prévus à l'article L. 3333-3 de Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT), auxquels est appliqué un coefficient multiplicateur.

La TCCFE a été supprimée au 1er janvier 2023. Elle est désormais intégrée à l'accise sur l'électricité.

L'article 54 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 a en effet prévu l'introduction d'une part communale à l'accise sur l'électricité.

L'accise sur l'électricité est acquittée par les fournisseurs d'électricité sur la base des quantités d'électricité livrées aux consommateurs finals. La majoration communale demeure affectée aux communes ou à leurs syndicats d'énergie, en fonction des quantités d'électricité qui sont consommées sur leur territoire. Toutefois, la gestion de la taxe a été transférée à la direction générale des finances publiques (DGFiP), Territoire d'Énergie Drôme - SDED perdant la possibilité d'en assurer directement le contrôle depuis 2023.

Territoire d'Énergie – SDED reste toutefois particulièrement attentif à la mise en œuvre de cette réforme, notamment s'agissant des modalités de calcul et des montants reversés par les services de l'Etat. En effet, la **TICFE-C est une source fondamentale de revenu pour Territoire d'Énergie Drôme - SDED. En 2024, elle représente 60 % des recettes réelles de fonctionnement, soit 7,248 M€.**



2. Les autres recettes de fonctionnement de TE Drôme - SDED

Au-delà de la TICFE-C, Territoire d'Énergie Drôme – SDED perçoit deux autres recettes majeures :

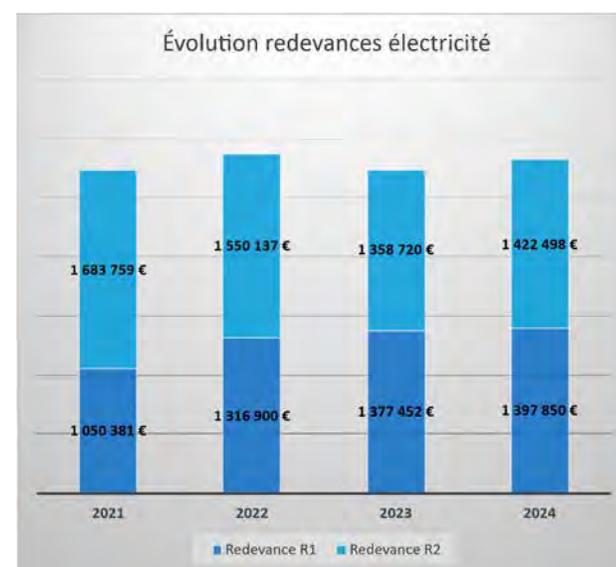
- les redevances de concessions,
- les recettes du FACE

1.2 Les redevances de concessions

En tant qu'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE), Territoire d'Énergie Drôme – SDED perçoit d'Enedis, conformément au cahier des charges, une redevance de concession qui se divise en deux parties :

- Redevance R1 de fonctionnement qui participe aux dépenses d'organisation et de contrôle du service public ;
- Redevance R2 d'investissement qui vient abonder les fonds mobilisés par ailleurs pour le développement du réseau concédé.

En 2024, ces redevances « électricité » se sont élevées à 1 397 850 € pour le R1 et à 1 422 498 € pour le R2.



Depuis 2003, Territoire d'Énergie Drôme – SDED s'est transformé en syndicat d'énergie en élargissant ses compétences à la distribution publique de gaz. Ainsi, le contrat syndical conclu en 2006 avec GRDF prévoit également le versement d'une redevance de la part du concessionnaire historique. En 2024, le montant de la redevance « gaz » perçu s'est élevé à 286 350 € TTC.



Pour l'année 2023/24 les autres concessionnaires de distribution de gaz combustible, sur les 3 Délégations de Service Public (DSP) en cours, ont également versé une redevance globale de 10 585 €.



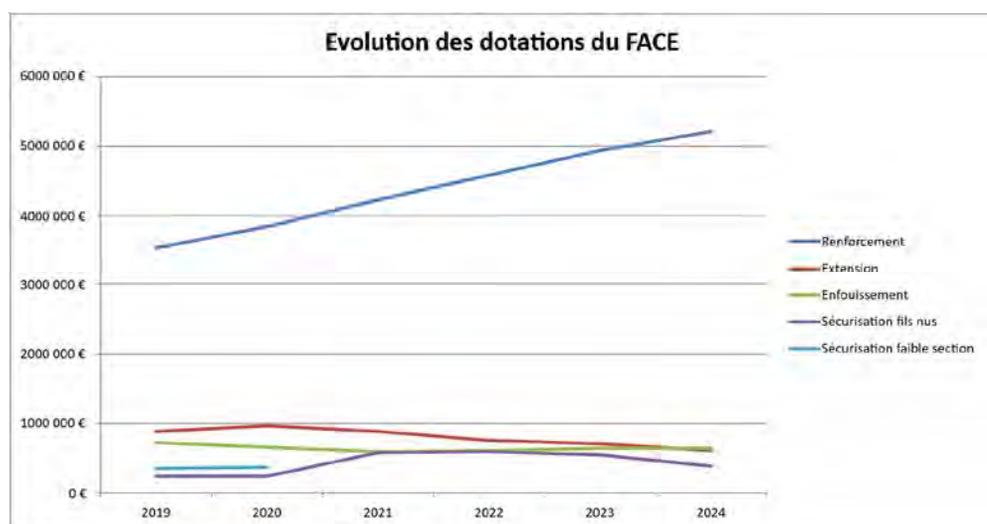
1.3 Les recettes du FACE

Le Fond d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE), institué en 1936, est un instrument national de solidarité et de péréquation du financement des investissements d'électrification rurale.

Il est alimenté par un prélèvement sur les recettes liées à l'acheminement, encaissées par les distributeurs d'électricité.

Les crédits du CAS FACE (Compte d'Affectation Spéciale) sont attribués annuellement par une dotation à chaque département qui comprend en 2024 les sous- programme suivants :

- Renforcement : 5 200 k€HT
- Extension : 616 k€HT
- Enfouissement : 649 k€HT
- Sécurisation : 381 k€HT



1.4 Le partenariat TE Drôme-SDED – ENEDIS pour l'environnement

L'article 8 du contrat de concession prévoit le versement annuel d'une contribution par le concessionnaire Enedis pour le financement de travaux d'aménagement esthétique réalisés sous maîtrise d'ouvrage de Territoire d'Énergie Drôme – SDED.

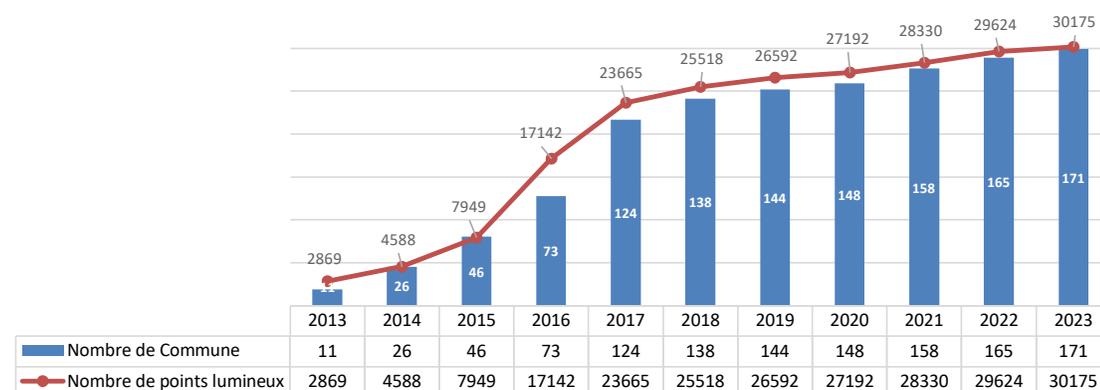
Avec la signature du nouveau cahier des charges, le montant versé par Enedis à compter du 1er janvier 2022 a été de 500 000 €, dont 100 000 € dédiés à la suppression des fils nus BT.

COMPÉTENCE ÉCLAIRAGE PUBLIC

Une année marquée par le lancement de deux opérations exceptionnelles de rénovation totale sur les communes de St Rambert d'Albon (1 287 points lumineux) et Pierrelatte (3033 points lumineux).

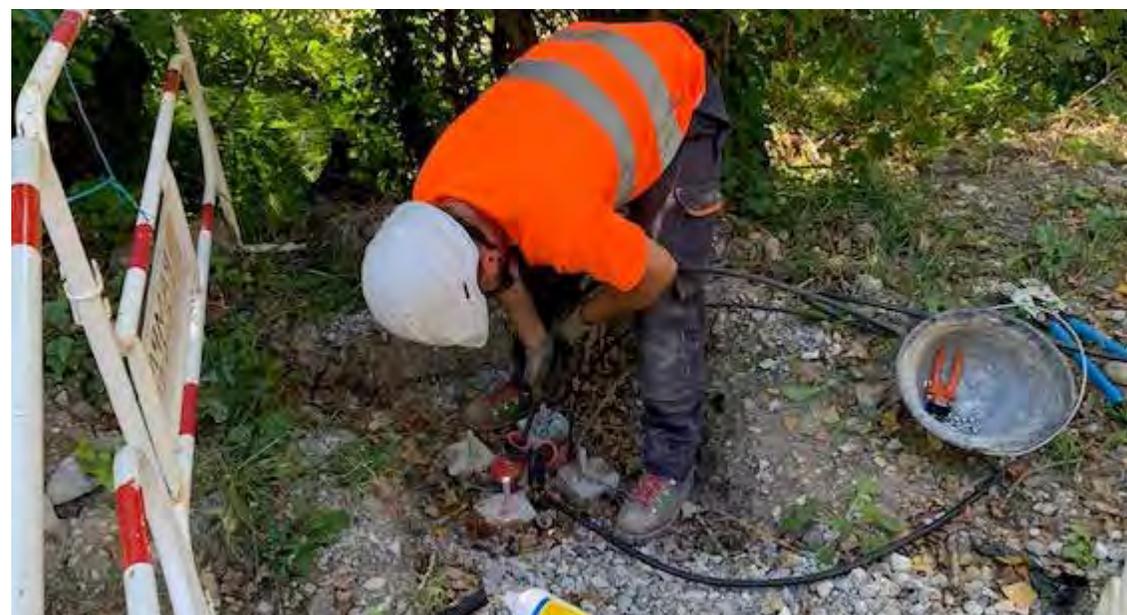
LES ADHÉSIONS À LA COMPÉTENCE ÉCLAIRAGE PUBLIC DE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME - SDED.

Depuis 2013 Territoire d'Énergie Drôme – SDED propose aux communes de la Drôme de transférer leur compétence éclairage public. En 2024, 172 d'entre elles ont fait ce choix, ce qui représente 30 175 points lumineux et 1 912 points de commandes.



La compétence comprend :

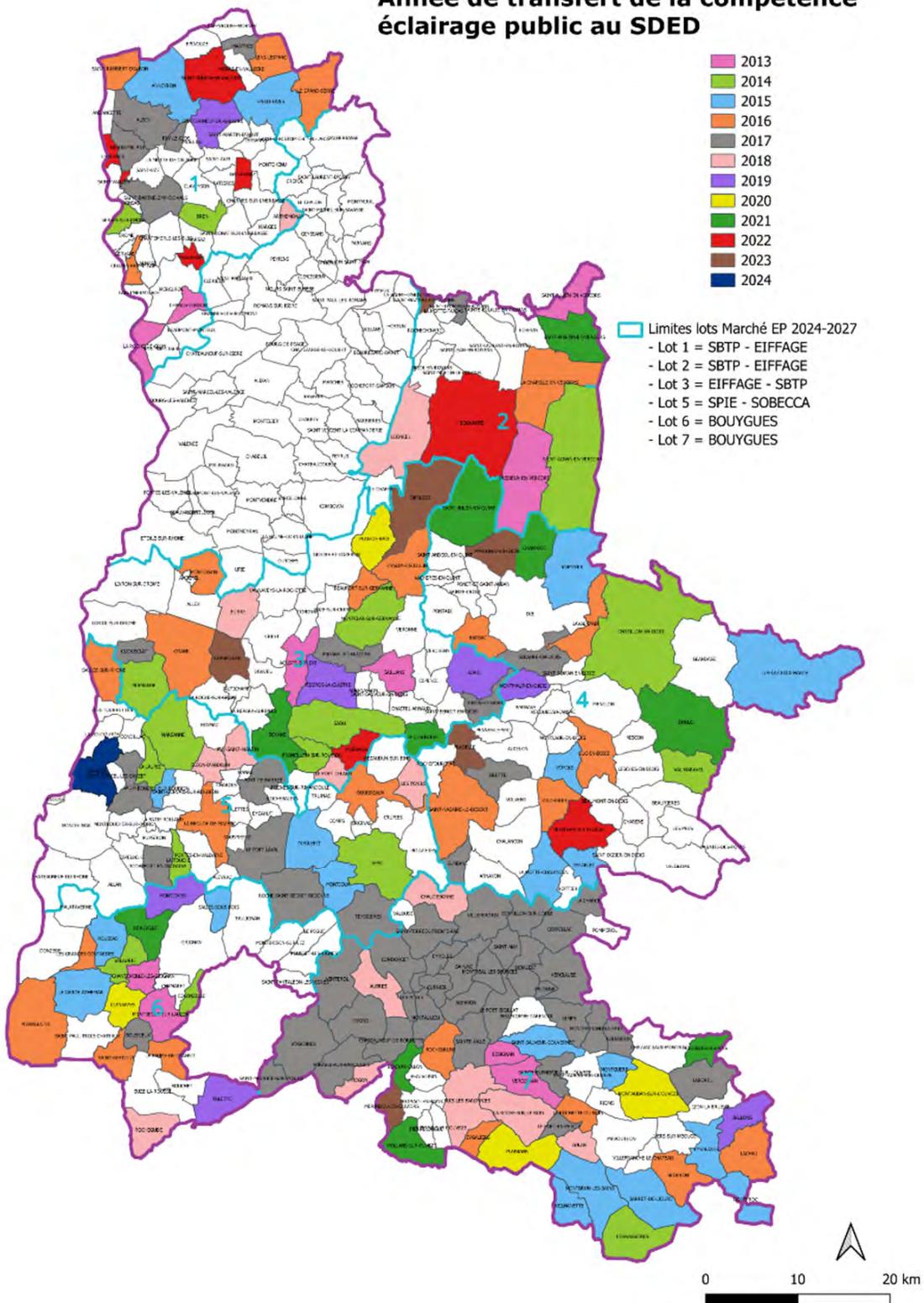
- L'entretien et la maintenance des installations et réseau d'éclairage public.
- L'aide à la conception et à la réalisation de programme d'investissements avec une participation financière de TE26
- La gestion et mise à jour d'un système d'information géographique (SIG) afin d'apporter les réponses 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.



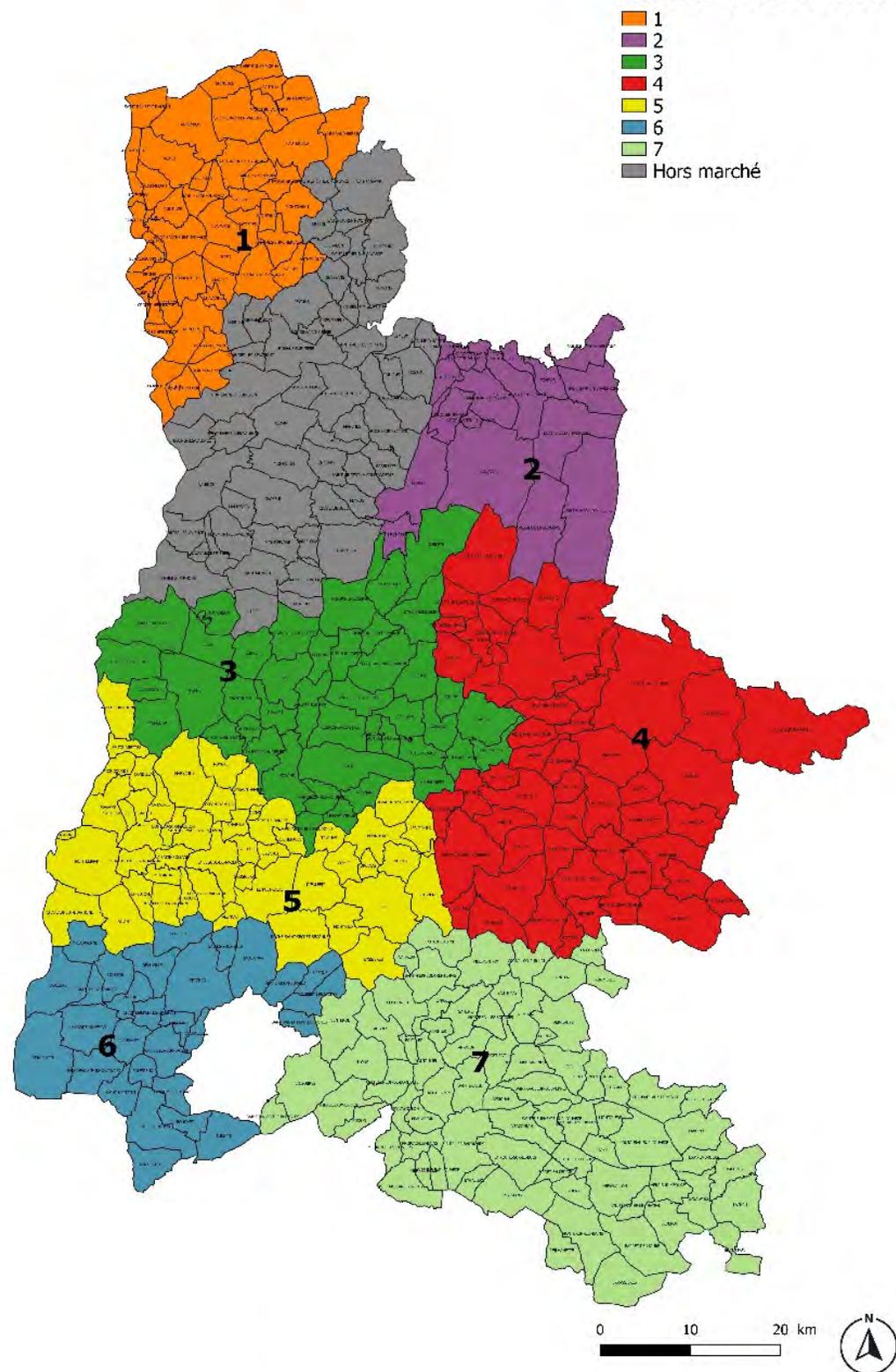
Cablage d'un futur mat d'éclairage public à Rémuzat

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

Année de transfert de la compétence éclairage public au SDED



Lot EP 2024-2027

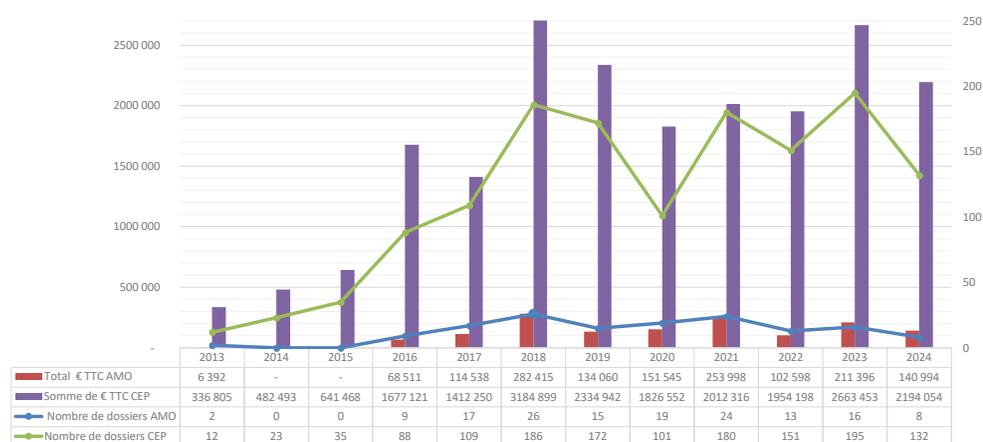


LES INVESTISSEMENTS

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

L'année 2024 est marquée par le lancement de la réalisations de deux opérations exceptionnelles : les rénovations des communes de St Rambert d'Albon (1 287 points lumineux) et Pierrelatte (3033 points lumineux). Ces deux opérations ont fait l'objet de deux marchés spécifiques : (photos).

Commune	Coût € TTC de l'opération	Entreprises titulaires du marché
Pierrelatte	5 353 213.54 €	Bouygues Energies et Services (Pierrelatte) co traitant Rampa Energies (Le Teil)
Saint Rambert d'Albon	1 799 782.18 €	Eiffage (Bourg les Valence) Co traitant SBTP (Chateauneuf sur Isère)

Travaux hors marché

Grâce a une enveloppe exceptionnelle dédiée, TE Drome - SDED occompagne ces deux collectivités dans la rénovation énergétique globale des deux parcs d'éclairage public. Les investissements sont préfinancés par le TE Drome - SDED via trois ressources : un emprunt, une avance intracting consentie par la Caisse des dépôts, et des fonds propres du Syndicat. Les commune s'engageant par convention à compenser intégralement les couts afférents aux investissements.

FONCTIONNEMENT

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

Dans le transfert de compétence, Territoire d'Énergie Drôme - SDED 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
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	2 653	1 159	259	4 071
2024	1 486	3 204	256	4 948

Maintenance, entretien et interventions d'urgence : Cout global : 568 146 € TTC

TYPE D'INTERVENTION	TOTAL GÉNÉRAL
Dépannage EP	1 087
Divers	1
Pose de panneau	3
Programmation horloges	30
Total général	1 121



La compétence EP prend en charge également les terrains de sport. Ici lors de la rénovation des projecteurs des tennis de Nyons



La mission Climat Energie Territoires poursuit son objectif de créer et d'entretenir un lien privilégié avec les intercommunalités. Territoire d'énergie Drôme - SDED est de plus en plus impliqué dans des actions de transition énergétique aux côtés des territoires en charge de la transition énergétique et écologique.

Pour la Drôme ce sont 12 Communautés de Communes et d'Agglomération qui sont impliquées à des degrés divers dans la mise en œuvre du PCAET 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 contribue également au fonctionnement 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).

Dans l'esprit d'accompagner efficacement les EPCI tout en remplissant ses missions variées, la mission CET a entamé début 2024 des discussions avec le CEREMA. Ces échanges ont abouti à une adhésion de TE26 au CEREMA, validée lors de leur Conseil d'Administration en octobre 2024.

AFFIRMATION DU RÔLE DE TE26 EN MATIÈRE DE PLANIFICATION ÉNERGÉTIQUE ET ÉCOLOGIQUE EN LIEN AVEC LA DDT26 ET EN PARTENARIAT AVEC LES INTERCOMMUNALITÉS

Au cours de l'année 2024, lors de sa réunion du 6 février, le comité syndical de TE26 a validé un plan stratégique. Celui-ci inclut l'accompagnement des intercommunalités dans leurs documents de planification. L'objectif ambitionné par TE26 est d'assurer un rôle de coordinateur de la planification énergétique et écologique en Drôme dans le cadre d'une relation de partenariat avec les intercommunalités à qui il sera ensuite proposé la signature d'une nouvelle convention globale de partenariat.

Dans ce cadre, un travail de refonte des conventions globales de partenariat existantes avec les EPCI depuis quelques années déjà, a été mené. Une mission en mode projet qui s'est échelonnée sur plusieurs mois avec un retro planning permettant de suivre et valider chaque étape du processus initié au cours du premier trimestre 2024. Quelques étapes importantes :

- réunion de l'Exécutif de TE26 le 24.09.2024 : présentation du projet de refonte.
- réunion du Comité syndical le 8.10.2024 : adoption du projet de règlement fixant le cadre de partenariat entre TE 26 et les intercommunalités et le projet des nouvelles conventions globales qui en découlera.

AMIEFFICACITY: APPEL À MANIFESTATION D'INTÉRÊT SUR LES DÉMARCHES DE PLANIFICATION CLIMAT-ÉNERGIE

La FNCCR a lancé courant 2ème semestre 2024 un Appel à Manifestation d'Intérêt sur les démarches de planification climat-énergie pour les syndicats départementaux d'énergie et les EPCI avec Efficacity organisme national de R&D dédié à la décarbonation des villes, et avec l'appui technique d'Energies Demain. L'objectif étant d'aider les EPCI et les syndicats d'énergie à concevoir une stratégie énergétique et plans d'actions bas carbone opérationnels, de dimensionner et optimiser leur programme d'actions et le piloter.

La Communauté de communes Dieulefit Bourdeaux qui a élaboré un PCAET volontaire, adopté en septembre 2021 a candidaté à cet AMI par délibération de son conseil communautaire. Le programme de travail de l'AMI se déroulera sur les années 2025-2026, portant notamment sur la réalisation d'un bilan à mi-parcours du PCAET, dispositif adapté à la CCBD de suivi-évaluation, etc.. le tout en articulation avec TE26 et Energies Demain.

LE CENTRE DE RESSOURCE RÉGIONAL

Dans le courant du premier semestre 2024 une rencontre avec la direction d'Auvergne Rhône-Alpes Energie Environnement à eu lieu. Cette rencontre avait comme finalité la réflexion autour d'un centre de ressources départementale. Avec la refonte du centre de ressources des territoires en transition AURA-EE a sollicité la mission afin de réfléchir à la création de pages départementales afin que celles-ci reflètent aux mieux les acteurs qui travaillent sur le département et qu'elles présentent aussi les ressources pertinentes qui existent. A cette fin, la mission climat énergie territoires a contribué activement à la rédaction d'éléments de présentation du contexte drômois en lien avec la DDT26.

COMMISSION PARITAIRE ENERGIE : 2 RÉUNIONS EN 2024

Une première réunion le 26.03.2024, au siège de TE26, au cours de laquelle fut notamment présenté aux élus le travail de Déclinaison territoriale des objectifs du SRADDET en comparaison avec les stratégies territoriales connues au moyen de l'outil Prosper Actions et une seconde réunion en visioconférence le 10.09.2024, qui fut principalement consacrée à la présentation aux élus d'une proposition de nouvelle convention globale de partenariat. Ce nouveau cadre de partenariat global entre TE26 et les EPCI visant à affirmer le rôle de TE26 sur la planification écologique en partenariat avec les intercommunalités.

POURSUITE DE L'APPUI FINANCIER DE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME-SDED AUX TERRITOIRES VIA LE PCAET ET/OU LE SCHÉMA DIRECTEUR DE DÉVELOPPEMENT DES ENR

Les EPCI bénéficient de la part de TE26 d'une aide financière (20 k€) pour l'élaboration de leur Plan Climat Air Energie Territorial, PTE, ... ou pour la réalisation d'un Schéma Directeur de Développement des EnR. L'aide financière a été mobilisée pour les Intercommunalités qui l'ont sollicitée en contrepartie d'un document récapitulatif et de documents financiers à l'appui.

En 2024, la quasi-totalité des Communautés de Communes qui le pouvaient avaient sollicité le versement total ou partiel de l'aide financière mentionnée ci-dessus.

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

En transversalité avec les services du syndicat, la mission Climat Energie Territoires anime et pilote depuis 2020 un Tableau de bord qui s'enrichit au fil des ans. Après présentation en exécutif par Pierre-Louis FILLET, Vice-président en charge de la Transition énergétique et de la relation aux Intercommunalités, un exemplaire a été remis à chaque VP et transmis également à chaque EPCI.

LE CAHIER DES CHARGES POUR LE SCHÉMA TERRITORIAL D'ORIENTATION POUR LE DÉVELOPPEMENT DES ENR

Le cahier des charges proposé aux intercommunalités par TE26 pour le développement des EnR est le fruit d'une méthodologie partenariale rédigée et réalisée en lien avec le Scot du grand Rovaltain, la DDT26, le CAUE, AURA-EE, le Cabinet d'Un Monde à l'Autre.

En 2021, deux territoires ont commencé à exploiter ce document pour se l'approprier (Biovallée et CC DrômArdèche). Le travail s'est poursuivi jusqu'en 2024. Ainsi, les communautés de communes du Val de Drome et du Crestois et du Pays de Saillans se sont associées pour réaliser un Schéma Directeur des énergies Renouvelables (SDER). La mission Climat Energie Territoires en a suivi l'évolution tout au long du processus.

Groupe de travail PCAET bi-départemental 26-07 –L'animation d'un réseau qui fonctionne, se renforce et essaime (SIEL, Syndicat de la Loire)

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 en activant les différents outils de pilotage de transition écologique et énergétique tels que les Plans climat, les CRTE, les Contrats TEPOS, les démarches Cit'ergies, ...



En 2024, 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 2 fois : février et juin 2024 (une troisième réunion ayant finalement été reportée en raison d'incertitudes notamment budgétaires, autour des sujets relatifs à la transition écologique et énergétique en fin 2024).

Durant l'année 2024, les chargé.es de missions et chefs de projets 26-07 se sont impliqués sur de nombreux sujets de réflexions parmi lesquels :

- Les zones d'accélération des EnR
- Programme Lait et Fruits à l'Ecole
- Le cadre d'intervention des CCI auprès des entreprises en direction de la TEE
- Les PCAET
- La méthanisation Drôme-Ardèche
- Les mobilités solidaires et inclusives avec REX CCBDP
- Réseau "Elus pour agir" de l'ADEME



Plus d'infos : 04 75 82 65 55
TE26 - Mission Climat Energie Territoires

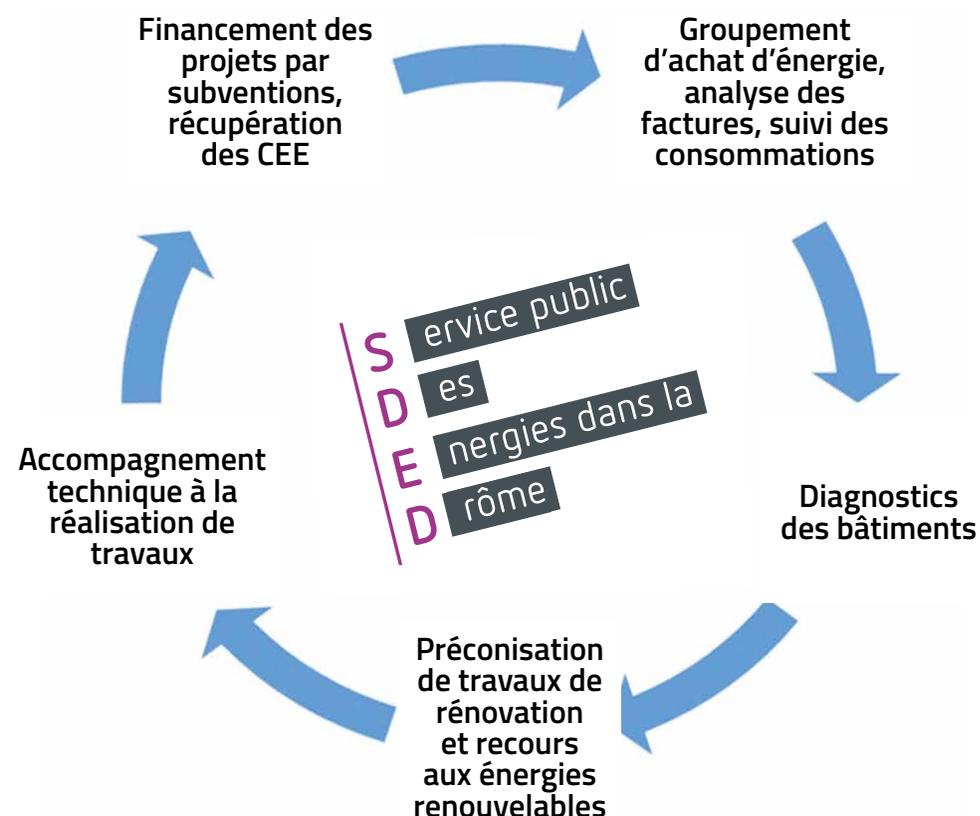


PERFORMANCE ÉNERGETIQUE DES BATIMENTS PUBLICS

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-SDED 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 COMPÉTENCE EFFICACITÉ ÉNERGETIQUE

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.



Image : storyset sur Freepik

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 2024, 32 communes et 4 intercommunalités ont adhéré aux services d'accompagnement énergétique, portant le total à 243 adhérents cumulés, confirmant le succès de l'activité.

Concernant les nouvelles aides aux travaux d'économies d'énergie apportées en 2024, 87 chantiers ont été soutenus financièrement pour un total de 874 154 € 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 2025 (voire 2026 selon disponibilités financières).

Au cours de cette période, Territoire d'énergie Drôme a présenté une série de programmes d'actions ciblés, et a été lauréat aux 4 dernières sessions de candidatures, ouvertes entre novembre 2023 et février 2025. Les 3 premières sessions ont reçu en 2024 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 23 audits énergétiques de bâtiments (dont 12 écoles)
- Une aide à la réalisation d'un Schéma Directeur Immobilier Énergétique (SDIE pour une communauté de communes)
- Une aide à la réalisation de 5 missions de maîtrise d'œuvre de rénovation
- Une aide à l'assistance à maître d'ouvrage pour mettre en œuvre une mission de commissionnement sur un projet de rénovation

Le montant prévisionnel de ces aides, hors postes d'économies de flux, est de 475 000 €. La majeure partie, 434 000 €, 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

BDans le prolongement du projet européen BAPURA auquel Territoire d'énergie Drôme--SDED 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-SDED 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.

Plus d'informations ici : <https://bapaura.fr/>



Coordonné par



UN OUTIL DE SUIVI DES FACTURES D'ENERGIE : ENERCOMPIL

Territoire d'énergie Drôme - SDED 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.

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 2024, un marché visant à améliorer l'outil et à développer ses fonctionnalités a été lancé. 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, en 2024 TE26 SDED s'est attaché à retravailler sur les droits de propriété intellectuelle du logiciel, sur les conditions générales d'utilisation et sur une convention de mutualisation. Ce travail lui permettra à l'avenir de partager l'outil à d'autres syndicats d'énergie.

LES GROUPEMENTS D'ACHAT D'ENERGIE

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 2024 sont donc en nette baisse.

Achat de Gaz Naturel en 2024 :

- Le marché en cours pour la période 2022-2024 réunit 116 membres répartis sur la Drôme et l'Ardèche, pour un total de 1000 points de livraison et environ 130 GWh par an.
- Pour mémoire, les achats de gaz pour l'année 2024 ont été opérés en 2022 et 2023, et permettront une diminution globale de 25% par rapport à 2022.
- Au cours de l'année 2024, TE26 SDED a clôturé les achats de gaz pour la livraison en 2025 et 2026 permettant de bénéficier de prix avantageux, en nette baisse.

Achat d'Electricité en 2024 :

- Territoire d'énergie Drôme a notifié en septembre 2022 un nouvel 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 2024 (les prix du lot n°2 électricité verte ayant été fixés dès la remise de l'offre).
- Au cours de l'année 2024, TE26 SDED a attribué le second marché subséquent 2026-2027 à l'entreprise Engie pour le lot principal et à l'entreprise Enercoop pour le lot électricité verte. Durant l'année 2024, TE26 SDED a couvert une large partie du volume 2026 et une partie du volume 2027.





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

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