



territoire
d'énergie

DRÔME • SDED

version longue
100% électronique

Rapport d'activités 2022





S O M M A I R E

■ ORGANES DÉLIBÉRANTS	p.4	■ LES CHIFFRES CLÉS	p.18
■ FORMATION DES ÉLUS	p.6	■ GROUPEMENT D'ACHAT	p.19
■ LES COMMISSIONS	p.7	■ 12 MOIS D'ÉNERGIE	p.20
■ BILAN SOCIAL	p.9	■ EBORN	p.22
■ ORGANIGRAMME	p.10	■ SYSTÈMES DE L'INFORMATION	p.24
■ TROMBINOSCOPE	p.12	■ DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE	p.26
■ LES SERVICES	p.14	■ TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	p.86
■ ÉNERGIE RHÔNE VALLÉE	p.15	■ PLAN CLIMAT	p.92
■ ANTENNE TERRITORIALE	p.17	■ ÉCLAIRAGE PUBLIC	p.94

ÉDITORIAL

TOUTE NOTRE ÉNERGIE, POUR VOUS ET AVEC VOUS

Cher(e)s collègues, cher(e)s partenaires,

A la lecture de ce rapport d'activités 2022 et de ses chiffres, nous pouvons mesurer l'ampleur du travail accompli pour garantir et développer le service public de l'électricité et du gaz qui est notre cœur de métier, mais également nos autres compétences comme l'éclairage public, les infrastructures de recharges pour véhicules électriques, et plus globalement notre forte implication dans la transition énergétique.

Des actions d'autant plus nécessaires aujourd'hui face à la crise de l'énergie. Pour nos collectivités, il est devenu urgent d'agir en investissant pour maîtriser et réduire les consommations énergétiques. TE SDED est au rendez-vous de ce défi avec des moyens humains et financiers consacrés à ces nouveaux métiers.

Toutes ces évolutions de votre syndicat d'énergie qui, de syndicat d'électrification devenu un grand service public de l'énergie, fêtera ses 60 ans l'année prochaine, nous les menons en concertation avec vous. Je suis très attachée à ce travail de terrain et cette relation de proximité.

Ainsi l'année 2022 a été marquée par l'organisation de 12 réunions territoriales, entre avril et novembre, dans 10 territoires et que nous avons poursuivi début 2023 pour un total de 14 réunions dans 12 territoires. Nous y avons échangé, débattu, partagé informations et retours d'expériences.

J'ai entendu vos difficultés, que je connais bien étant moi-même Maire, mais aussi votre dynamisme à travers les projets pour lesquels nous vous accompagnons.

La vocation de territoire d'énergie Drôme-SDED est de contribuer à l'aménagement du territoire. Cette mission ne peut aboutir sans votre participation, notamment avec vos représentants au comité syndical, au bureau, à l'exécutif et sans l'ensemble du personnel.

Je veux à nouveau toutes et tous les remercier pour leur implication avec la volonté d'innover de toute notre énergie, pour vous et avec vous.



Nathalie NIESON
Présidente
Maire de Bourg de Péage

- 530 000 habitants sur le territoire TE SDED
- Un des principaux donneurs d'ordres du département de la Drôme
- Un patrimoine à plus d'1 milliard d'euros (électricité et gaz)
- Suivi énergétique de 600 bâtiments publics
- 204 chantiers d'éclairage public en 2022
- 45 agents en majorité techniques
- Gestionnaire de 29 624 points lumineux pour 165 communes
- 1 régie d'électricité (Erôme - Gervans)
- 1 chaufferie bois et réseau de chaleur (Vassieux en Vercors)
- Actionnaire fondateur d'une SEM pour la production d'énergies renouvelables
- Groupement d'achat d'énergies pour 160 collectivités ou établissements
- 816 000 euros de subventions pour 105 dossiers de performance énergétique
- 131 bornes de recharges pour véhicules électriques dans la Drôme (réseau eborn)
- Une antenne territoriale dans les Baronnies et la Drôme Provençale (Nyons) en charge de 59 communes en éclairage public et 64 communes en accompagnement d'économies d'énergies
- 640 dossiers travaux d'électrification et d'éclairage public.

ORGANES DÉLIBÉRANTS

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 actuellement 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. Le Bureau contribue à la réflexion prospective. Il conçoit collégialement et propose au Comité les actions nouvelles à mettre en place pour satisfaire les besoins exprimés par les communes adhérentes, en fonction de l'évolution des moyens financiers du SDED.

Le bureau est composé des membres de l'exécutif ainsi que des délégués suivants :

Claude AURIAS (LORIOLE), François BELLIER (Valence Romans Agglo), Sébastien BERNARD (BUISS-LES-BARONNIES), Christian BORDAZ (GENISSIEUX), Gaël BRESCIANI (MERCUROL-VEAUNES), Noak CARRAU (DIOIS), Stéphane PLANTA (CHABEUIL), Gérard ESCOFFIER (Arche Agglo), Aurélien FERLAY (Porte de DrômArdèche), Robert GIVAUDAN (Enclave des Papes Pays de Grignan), Philippe LABADENS (ROMANS SUR ISERE), Ludovic LACROIX (SAINT-SORLIN EN VALLOIRE), Claude LOVERINI (SAINT-PAUL TROIS CHATEAUX), Gérard ORIOLE (SAINT-RAMBERT D'ALBON), Patrick REYNAUD (CHATEAUNEUF SUR ISERE), Frédéric ROUX (VAISON VENTOUX), Henri VARACCA (MONTELLIER) et Jean-Luc ZANON (MONTELIMAR Agglo).

12 REUNIONS TERRITORIALES

RÉUNIONS TERRITORIALES ENTRE AVRIL ET NOVEMBRE 2022 SUR 10 TERRITOIRES

Royans Vercors, Arche Agglo, Crestois Pays de Saillans, Diois (2 réunions), Baronnies (2 réunions), Dieulefit, Bourdeaux, Enclave des Papes-Pays de Grignan, Drôme Sud Provence, Val de Drôme en Biovallée, Valence-Romans Agglo 300 élus participants dont 130 Maires.



Séderon dans les Hautes Baronnies

4 RÉUNIONS DU COMITÉ SYNDICAL

Cette assemblée délibérative réunit tous les délégués désignés ou élus pour représenter les communes. 4 comités sont organisés par an, à tour de rôle dans une commune des 4 circonscriptions de la Drôme. Les décisions importantes du Comité syndical marquent les temps forts de la vie du Syndicat : approbation des statuts et du règlement intérieur, fixation des règlements d'intervention du SDED, votes des budgets et des comptes administratifs, délégation de la distribution publique d'électricité, les rapports sur les ressources humaines, les comptes rendus d'activités annuels des concessionnaires, ...

Le Comité issu du renouvellement général des conseils municipaux de mars 2020 compte 108 délégués titulaires et 108 suppléants. La représentation de l'ensemble des communes de la Drôme (à ce jour 363) 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 .



Saint Donat sur l'Herbasse pour le territoire Arche Agglo

L'EXECUTIF

Présidente

Nathalie NIESON
Maire de Bourg de Péage



13 Vice-président(e)s :



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



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



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



Alain GALLU
Maire de PIERRELATTE
Communication



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



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



Eric PHELIPPEAU
Adjoint de MONTELIMAR
Ressources humaines



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



Franck SOULIGNAC
Adjoint de VALENCE
Distribution d'électricité et prospective



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



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

FORMATIONS DES ÉLUS

Une offre de formation en matière d'énergie permet de développer les connaissances, compétences des élus du territoire.

Notre collectivité ayant développé de nombreux partenariats, soit en tant qu'adhérent, soit sous la forme d'objectifs contractualisés ou avérés, est d'ores et déjà reconnu comme l'interlocuteur légitime et expert sur ces sujets.

Dans la poursuite des sessions proposées en 2021 et au regard de l'importance des sujets d'actualité de TE Drôme SDED, priorité a été donnée sur des sujets qui ont abouti à la mise en place des journées suivantes :

➤ Le 20 juin 2022

« Organisation du système électrique à l'aune de l'actualité nationale et internationale, les notions essentielles pour comprendre l'électricité, les échelles de coûts, les marges de manœuvre de nos organisations » par le Pr Nouredine HADJSAID, Grenoble Inp. SA.
Lieu : TE Drôme



La Vice-présidente en charge de la formation Chrystelle RUYSSCHAERT et Pr Nouredine HADJSAID, Grenoble Inp. SA.

➤ Le 23 juin 2022

Journée Autoconsommation collective -programme Alpgrid, organisée en partenariat avec AURAE. Restitution de travaux et ouverture aux élus de TE Drôme SDED, au titre de l'information sur les projets innovants ou mise en commun d'expériences.
Lieu : INEED.

➤ Le 21 septembre 2022

« Les prémices d'une mobilité décarbonée non polluante et de son système » : Intervention Joël DANROC – universitaire, ingénieur au CEA, Directeur scientifique Laboratoire des Energies, Guillaume TRAVERS, du Pôle de compétitivité CARA et Bruno RENARD, Président de la FNAPM (Fédération Nationale des Acteurs des Plans Mobilité), Président du PDIE Grenoble Presqu'île/Giant.
Lieu : SDED.

Ces sessions ont donné une grande satisfaction aux élus présents tant sur le contenu, que par les échanges riches et le format proposé.

LES COMMISSIONS

En plus des commissions obligatoires : Commission d'appel d'offres, de délégation de service public, commission consultative des services publics locaux, commission consultative énergie, des nouvelles commissions thématiques se sont réunis en 2021 :

La Commission de Délégation de Service Public

Cette commission dont la création est prévue à l'article L.1411-5 du Code Général des Collectivités Territoriales (CGCT), procède à l'ouverture et à la vérification des offres de candidatures, à l'analyse des offres, à l'établissement de la liste des candidats retenus dans un rapport transmis à l'organe délibérant, et elle émet, associé à son rapport, un avis motivé qui ne lie pas l'organe exécutif lorsqu'il engage des négociations.

La Commission d'appel d'offres

La commission d'appel d'offres des collectivités territoriales (prévue par l'article 22 du Code des marchés publics) est une commission composée de membres à voix délibérative qui sont issus de l'assemblée délibérante. Elle examine les candidatures et les offres en cas d'appel d'offres, choisit l'offre économiquement la plus avantageuse et elle attribue le marché.

Commission Consultative des Services Publics Locaux (CCSPL)

Elle est composée de 6 titulaires et de 6 suppléants élus par le Comité syndical et de 6 représentants d'associations locales : UDAF26 (Union Départementale des Associations Familiales), l'ADIL26 (Association Départementale d'Information pour le Logement), le CEDER (Centre pour l'Environnement et le Développement des Energies Renouvelables), la CLCV (Association Consommation Logement et Cadre de Vie), la CNL (Confédération Nationale du Logement), l'Association de défense des Consommateurs UFC que Choisir.

Les Chambres consulaires de la Drôme sont invitées.

Cette commission doit être saisie, pour avis, pour tous les projets de création de régie et de délégation de service public (DSP), avant la décision du Comité syndical. Elle examine chaque année les rapports d'activités des délégataires des services publics, ainsi que le bilan d'activités des services exploités par les régies.

4 commissions thématiques :

- Finances/administration générale, ressources, communication
- Services publics électricité et gaz/éclairage public, médiation
- Transition énergétique/environnement
- Expérimentation /mobilité

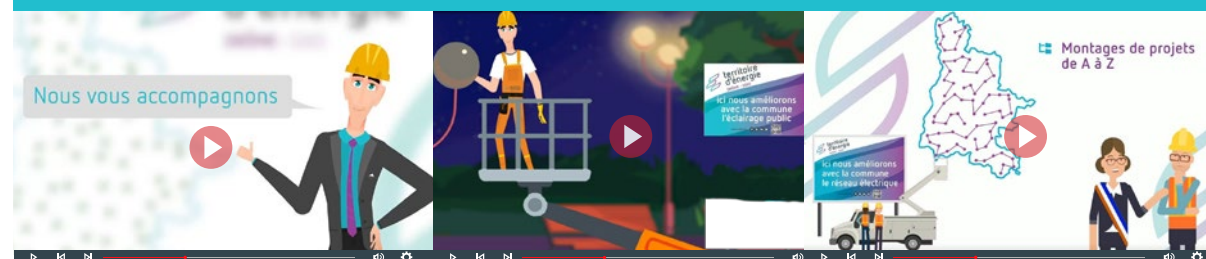
Commission Paritaire Energie

Créée dans le cadre de la loi TECV pour une mise en oeuvre efficace de la transition énergétique, cette instance vise à coordonner les actions de ses membres, garantir la cohérence des politiques d'investissements et faciliter l'échange de données (voir page 92).

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

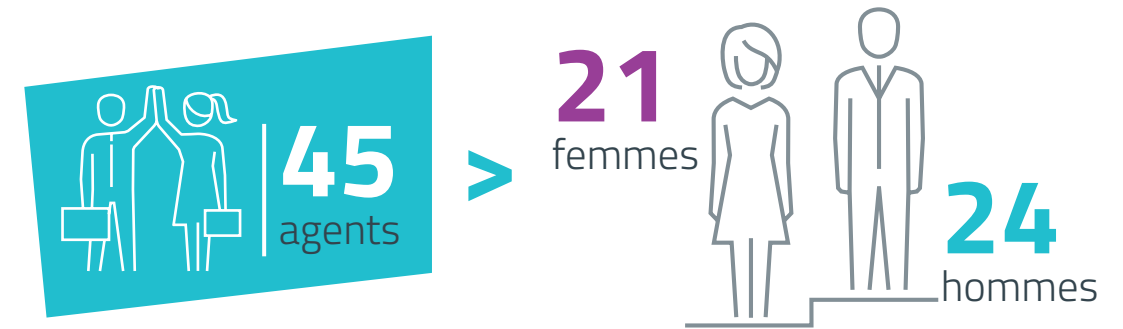


Des vidéos de présentation de nos métiers sont disponibles sur notre chaîne YouTube

BILAN SOCIAL

EFFECTIF AU 31 DECEMBRE 2022

45 personnes dont 12 contractuels, 1 CDI et 1 agent titulaire en disponibilité + 1 apprentie. 3 personnes sont affectées à l'antenne territoriale Baronnies-Drôme provençale à Nyons



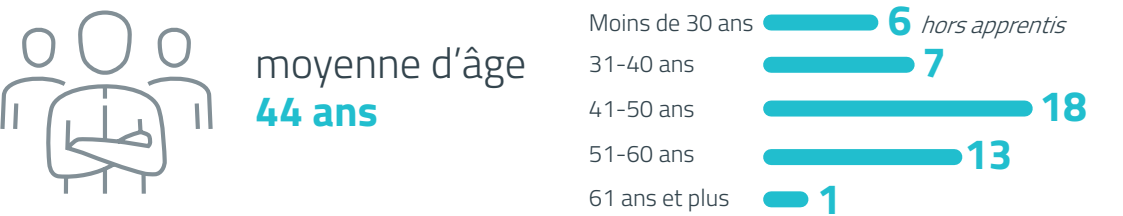
REPARTITION DES AGENTS PAR SEXE

Activité principale répartition par sexe	Hommes	Femmes	Total
Direction Générale	1	2	3
Direction Ressources - Projets stratégiques	4	2	6
Direction Services Techniques	17	10	27
Direction Finances Juridique et Concessions	1	6	7
Direction Communication et Antenne Nyons	1	0	1
Cabinet	0	1	1
Total	24	21	45

REPARTITION DES AGENTS PAR DIRECTION

Désignation	Année 2022
Direction Générale	3
Direction Ressources - Projets stratégiques	6
Direction Services Techniques	27
Direction Finances Juridique et Concessions	7
Direction Communication et Antenne Nyons	1
Cabinet	1
Total	45

REPARTITION DE L'EFFECTIF PAR TRANCHE D'AGE



EVOLUTION STATUTAIRE DES AGENTS

Situation antérieure	Nouvelle situation
Agent contractuel	Suite réussite au concours de Technicien de la FPT,
Agent en disponibilité de sa collectivité, sous statut contractuel	inscription sur liste d'aptitude au 01,10,22. Mutation à TE Drôme SDED au 01,04,2022

ARRIVÉES

- Direction des Services techniques
 - Service Efficacité énergétique et innovation :
 - Emmanuelle DURAND, gestionnaire de flux, recrutée par voie de mutation, au 01/04/2022, titulaire Cat B,
 - Thomas CHAMPOMMIER, recruté en contrat de projet pour le programme ACTEE MERISIER depuis le 04/04/2022, cat B,
 - Cyril POCACHARD recruté au le 05/12/2022 et jusqu'au 05/04/2023.
 - François GIRARD, gestionnaire de flux – Antenne à Nyons, recruté par voie contractuelle depuis le 12/12/2022
 - Service « Réseaux- Urbanisme- Mobilité »:
 - Nassim LATRECHE, technicien Réseaux, recruté par voie de mutation, au 14/03/2022, titulaire Cat C
- Direction Finances, juridique, concessions
 - Service juridique :
 - Cyndie PEREIRA, assistante juridique et administrative, Cat C, recrutée par voie contractuelle, au 01/03/2022
 - Service Contrôle Concession et gestion :
 - Josselin GALLON, responsable contrôle et gestion, Cat A, recruté par voie contractuelle à compter du 01/10/2022
- Direction Ressources, Projets stratégiques
 - Accueil, logistique :
 - Sammy KHELIFA, recruté par voie de mutation de, au 01/01/2022, titulaire Cat C
 - Service des Systèmes de l'Information :
 - Jordane PELLOUX PRAYER, développeur informatique, recruté par voie contractuelle, Cat C, par voie contractuelle, à compter du 01/05/2022
- Apprentissage :
 - Léna GIRAUD, le 01/09/2022, apprentie en Mastère au service RH, Direction Ressources

DÉPARTS

- Emmanuel EYNARD, technicien « Réseaux », le 08/09/2022, contractuel, Cat B
- Départ par voie de mutation :
 - Julien GARCON, à compter du 09/07/2022, juriste, responsable du service Achat public et affaires juridiques, titulaire, Cat B,

MISE EN DISPONIBILITE POUR CONVENANCE PERSONNELLE

- Corentin COURTIAL, Service Performance énergétique – Antenne à Nyons- en disponibilité à compter du 15/12/2022
- Myriam DARDARD, service Performance énergétique fin de la disponibilité au 01/02/2022

REPARTITION DU TEMPS DE TRAVAIL

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

Les 38 autres agents tous statuts confondus travaillent à 100 %.

ABSENCES

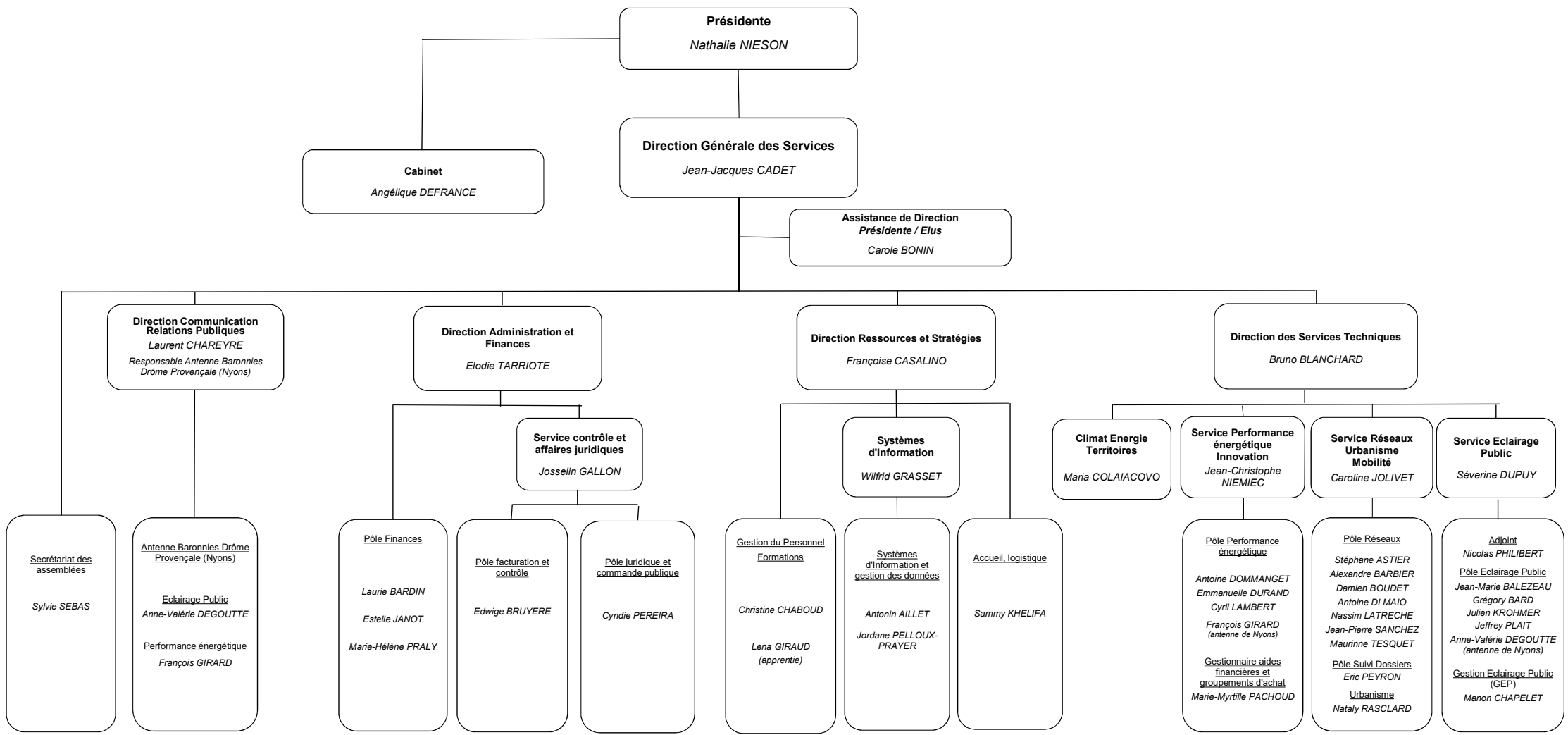
Arrêts maladie : 340 jours de maladie ordinaire, soit 235 jours ouvrés.

FORMATION

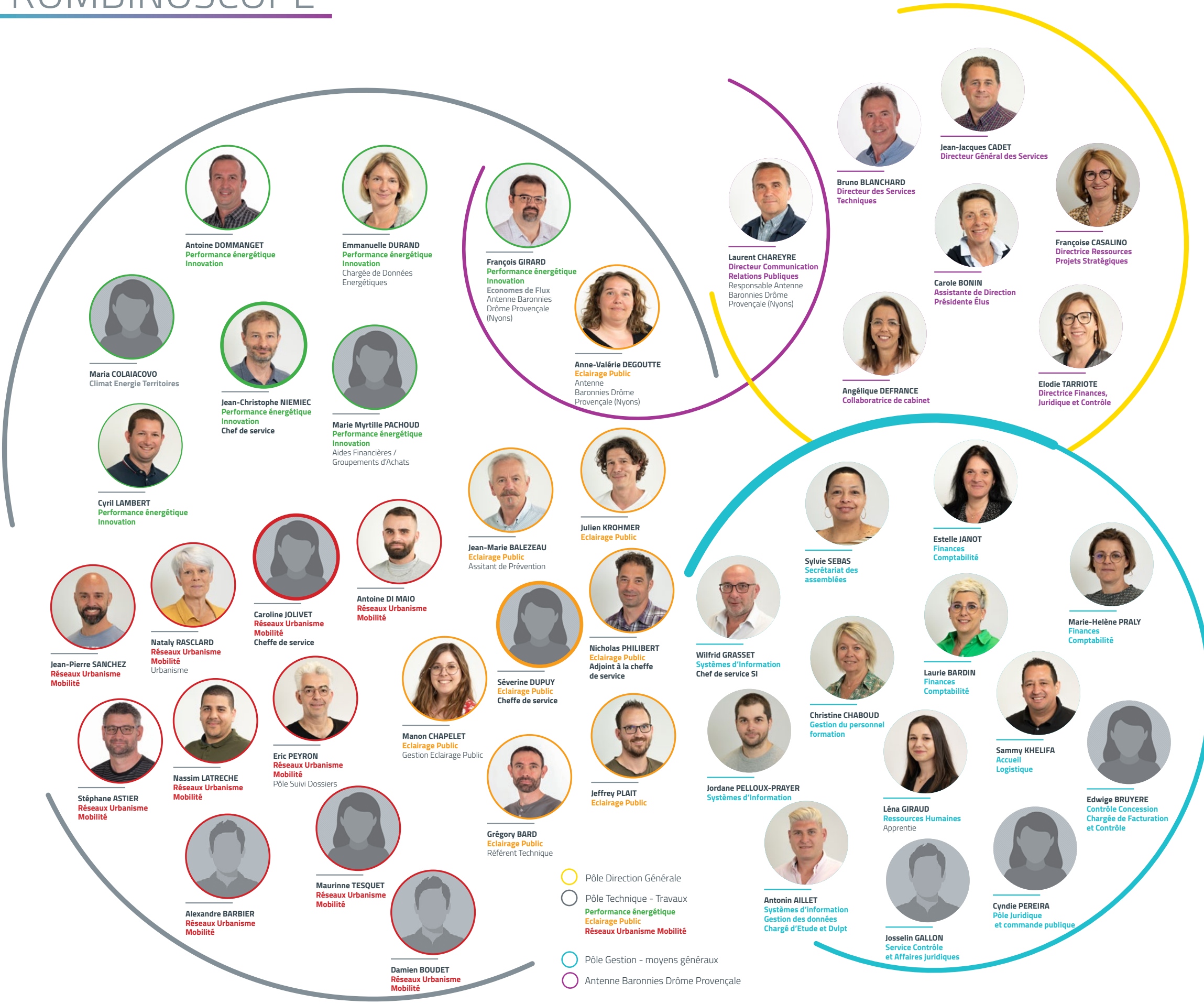
Nombre d'agents ayant suivi une formation	34 agents
Total de jours de formation	96,36 jours
Formation de professionnalisation	24 agents 55,36 jours
Formation / Certification	17 agents 41 jours

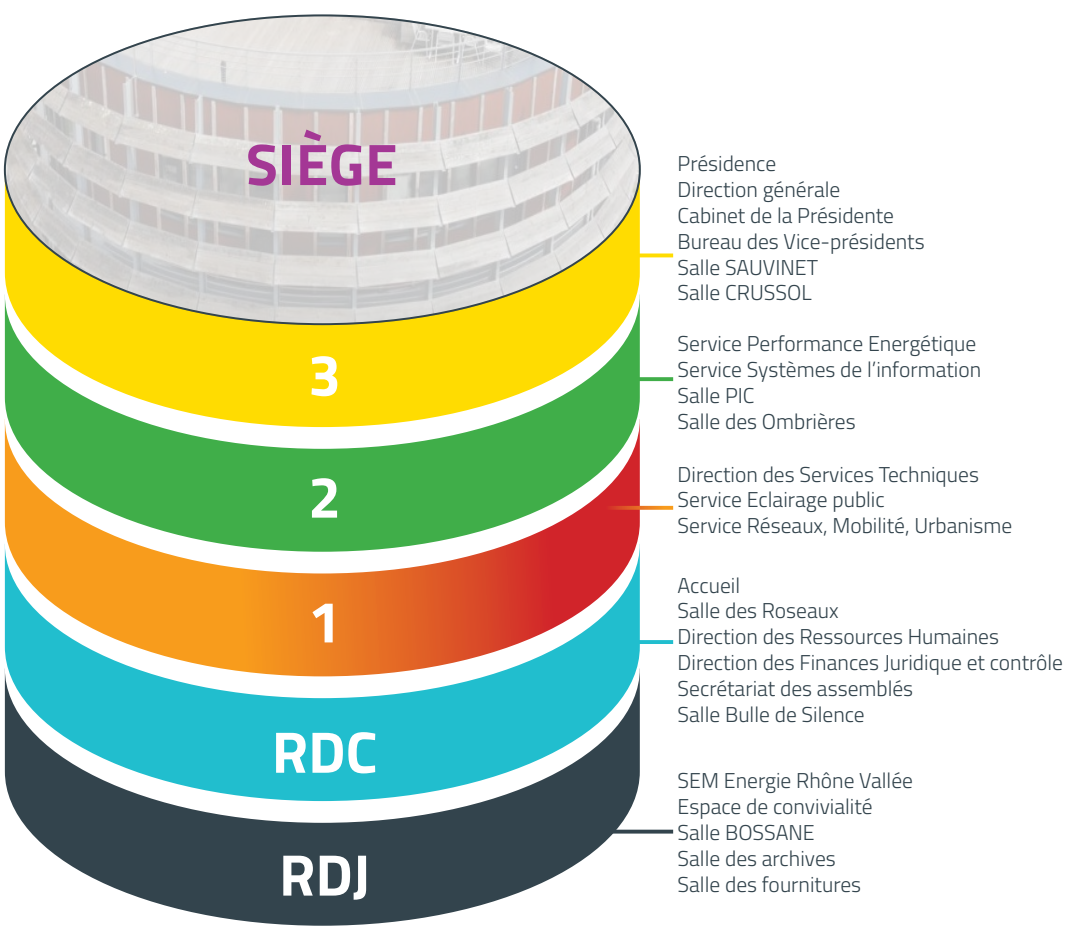
Masse salariale 2 657 864.91 euros

À compter du 1^{er} septembre



TROMBINOSCOPE





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



ENERGIE RHÔNE VALLÉE : UNE MISSION PLUS QUE JAMAIS ESSENTIELLE

L'année 2022 aura été marquée par un important travail de proximité du Président de la SEM et son équipe. Une année faite de rencontres et d'échanges permettant de poser les bases de nouveaux projets

Si Energie Rhône Vallée est devenue une référence comme producteur d'énergies renouvelables au service des territoires, elle l'a acquise grâce à ce travail de terrain au plus près des acteurs locaux et en particulier des élus.

Il n'est en effet pas facile pour les Maires de petites communes, confrontés déjà à de nombreuses difficultés dans l'accomplissement de leur mission, de se lancer dans des projets de production d'énergies renouvelables. Il n'est pas non plus évident de choisir le bon opérateur face à des offres pas toujours sérieuses.

Même si la volonté et le potentiel existent, la concrétisation d'un tel projet est tout sauf un long fleuve tranquille : études, autorisations administratives et délais d'instructions, impact visuel et acceptation par la population, investissement initial conséquent, doutes sur la rentabilité...

Nos élus ont besoin d'être conseillés, puis encouragés et accompagnés si le projet est viable.

Voilà pourquoi nous sommes fiers de mettre à disposition des collectivités locales cet outil performant, innovant et solide grâce à des actionnaires reconnus.

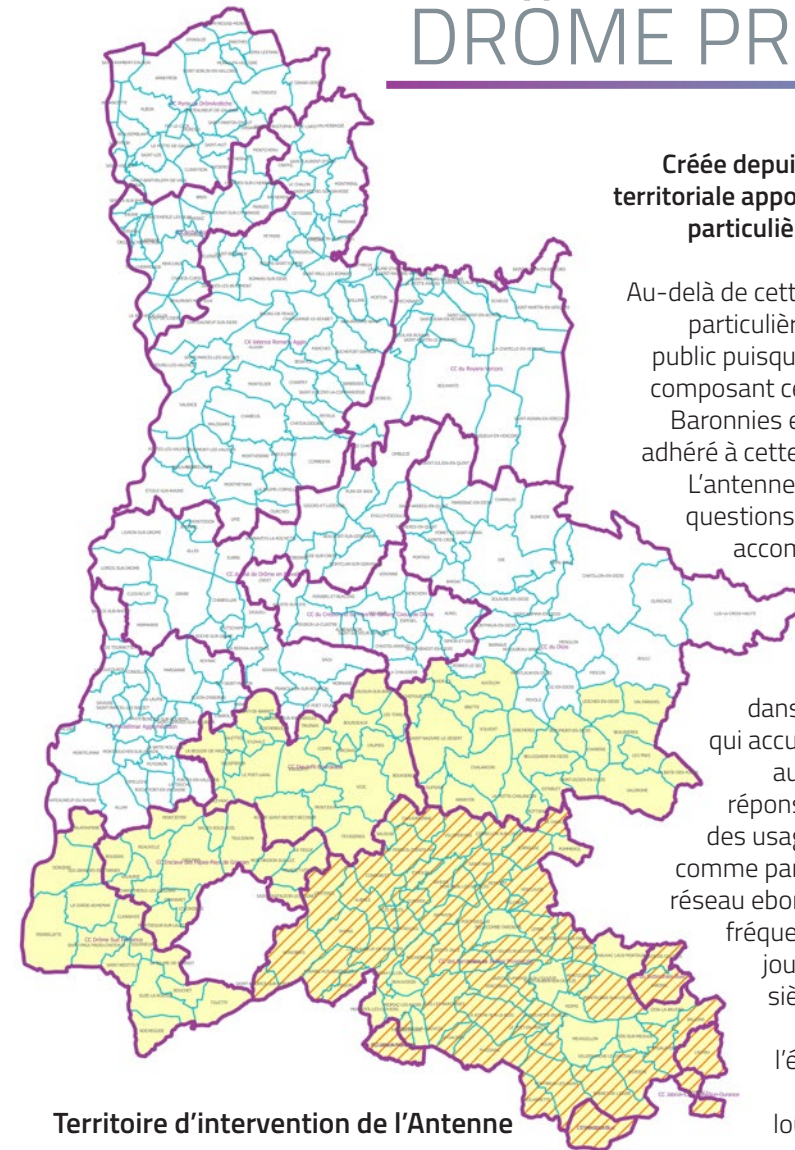
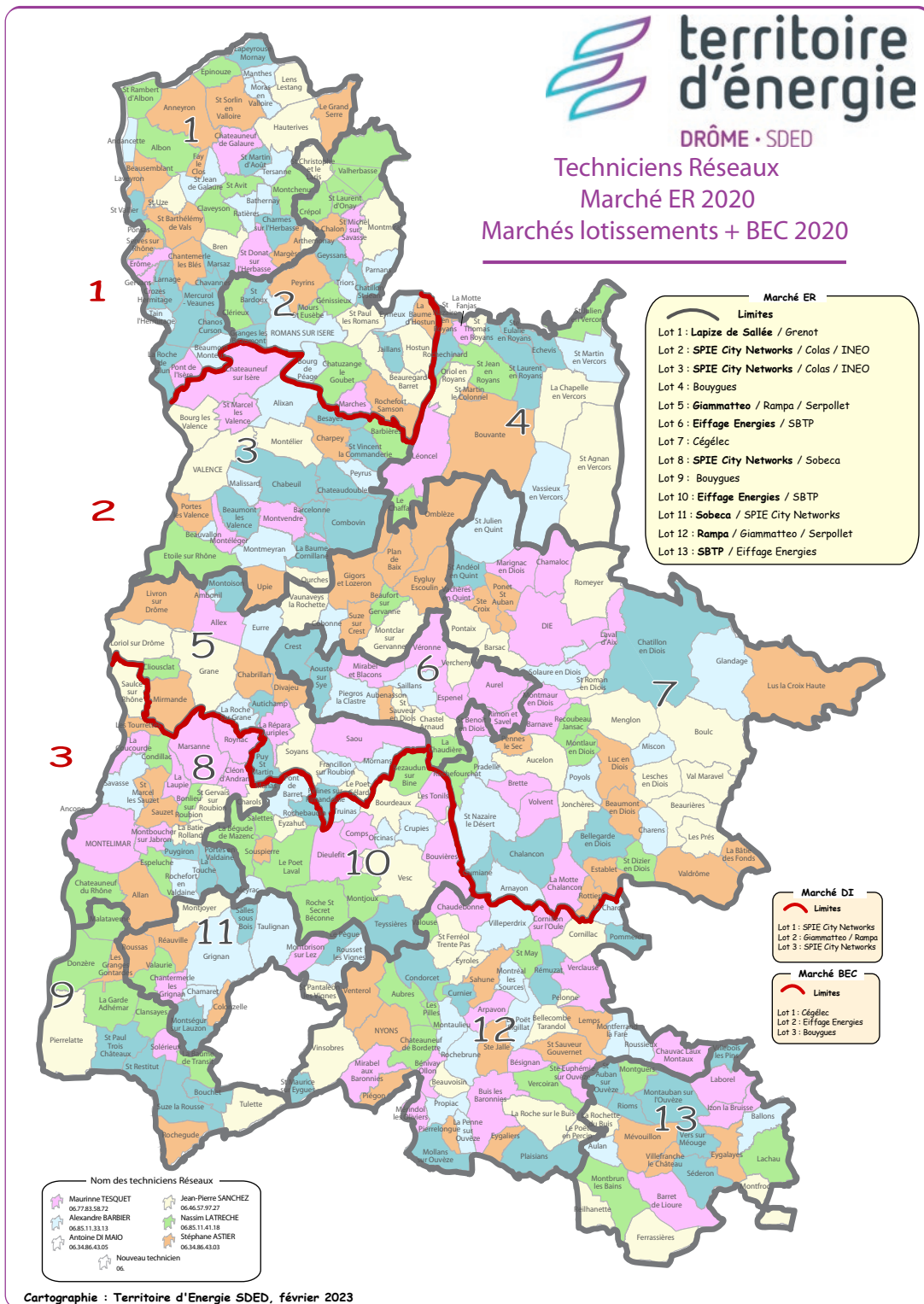
En ces temps incertains où l'énergie est au cœur des enjeux, notre SEM apporte à nos territoires cette énergie positive pour transformer, ensemble, les difficultés en opportunités.

2022 LES CHIFFRES

- Puissance en kWc : 1430
- Production : 1 798 000 kWh (+14,9%)
- Chiffre d'affaires : 359 000€ (+10,1%)
- 50 projets étudiés



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



Créée depuis septembre 2017 cette antenne territoriale apporte de la proximité à un territoire particulièrement éloigné de notre siège de Rovaltain TGV.

Au-delà de cette volonté, elle répond à un besoin particulièrement fort en matière d'éclairage public puisque la quasi-totalité des communes composant ce territoire de la communauté des Baronnières en Drôme Provençale (CCBDP) ont adhéré à cette compétence, soit 59 communes. L'antenne est également spécialisée sur les questions de performance énergétique. Elle accompagne les élus dans leurs projets de travaux pour économiser l'énergie dans leurs bâtiments publics. Une compétence qui connaît un essor très important dans ce territoire rural. Cette antenne, qui accueille le public du lundi au vendredi aux heures de bureaux, apporte des réponses et informations aux questions des usagers du service public de l'énergie, comme par exemple les utilisateurs de notre réseau eborn pour véhicules électriques. Très fréquentée par les élus du territoire, elle joue le rôle de guichet en relayant au siège les sujets demandant d'autres expertises comme en particulier l'électrification rurale. L'antenne est basée à Nyons, dans des locaux loués à la CCBDP dans le cadre d'un partenariat. Elle est composée de 3 personnes à temps plein.

Quelques chiffres sur l'activité de l'Antenne :

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

64 communes accompagnées sur les dispositifs d'économies d'énergie pour 82 dossiers.

6214 points lumineux gérés par l'antenne

TE.Sded
Antenne
Baronnières - Drôme Provençale

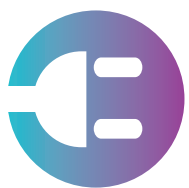
CONTACT :

170 rue Ferdinand Fert
ZA Les Laurons - 26 110 NYONS

Tél. 04 75 26 97 75
antenne@sded.org

CHIFFRES CLÉS

ELECTRICITÉ



- Chiffre d'affaires : **143 M€**
- Patrimoine : **1 143 M€**
(Valeur brute d'actifs)
- **318 506** postes de livraison
- **8 687** postes de transformation
- **17 305 km** de lignes électriques
- **3 262 GWh** consommés



GAZ NATUREL (tous contrats)

- Chiffre d'affaires : **27,4 M€**
- Patrimoine : **188 M€**
(Valeur brute d'actifs)
- **82 069** clients
- **1 778 km** de canalisations
- **2 253 GWh** consommés

745 DOSSIERS DE TRAVAUX

360 EN ÉLECTRIFICATION RURALE

- 162 raccordements - 5 782 849 € TTC
- 113 renforcements - 8 885 726 € TTC
- 45 dessertes intérieures - 1 943 298 € TTC
- 40 branchements collectifs - 889 995 TTC

➤ **17 501 867 € TTC**

76 EN EFFACEMENT

- 14 programmes Enedis (Article 8) - 1 783 263 € TTC
- 24 programmes Face C + SDED - 3 128 125 € TTC
- 38 Telecom - 1 801 529 € TTC

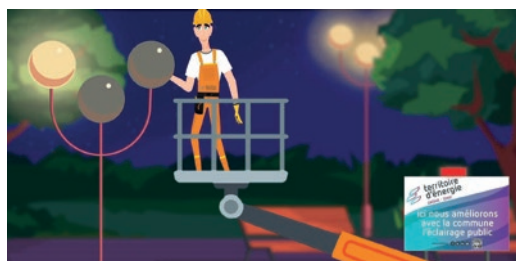
➤ **6 712 917 € TTC**

204 EN ÉCLAIRAGE PUBLIC

➤ **2 238 069 € TTC**

105 EN RÉNOVATION ÉNERGÉTIQUE

➤ **816 000 € TTC**



**POUR UN TOTAL DE
27 268 853 € TTC DE TRAVAUX**



**12 conventions de partenariat
avec les Intercommunalités
et les Parcs Naturels Régionaux**

131 BORNES DE RECHARGES

AVEC NOTRE RESEAU EBORN



GROUPEMENT D'ACHAT

ACHAT D'ÉLECTRICITÉ

TE-SDED accompagne les collectivités face à la fin des tarifs réglementés de vente (TRV) et répond à la complexité de l'achat public obligatoire pour les communes concernées. Il est le coordonnateur du groupement d'achat, c'est-à-dire qu'il achète l'électricité pour le compte des collectivités qui adhèrent au groupement. Dans ce cadre il rédige le marché, collecte les besoins de consommations et lance la consultation, analyse les offres, désigne les titulaires et après avis de ses membres achète sur le marché de l'énergie.

Le groupement d'achat de TE SDED c'est :

Un groupe de travail constitué d'élus et techniciens qui suit au quotidien avec la plus grande vigilance l'évolution des prix du marché.

Une gouvernance partagée avec l'accompagnement d'un consultant extérieur et la création de Comités de pilotage.

Une stratégie d'achats fractionnés pour diversifier les risques.

Depuis 2022 le marché de l'électricité a connu une hausse aussi spectaculaire qu'inédite avec des prix qui ont dépassé les 1 100 €/ MWh en août 2022 puis une baisse en fin d'année avec la reprise des réacteurs nucléaires en France, des stocks de gaz suffisants, des températures hivernales clémentes et des mesures gouvernementales, notamment « l'amortisseur électricité ».

A la demande de ses membres, TE-SDED a envoyé en novembre 2022 une estimation des dépenses d'électricité pour 2023 pour faciliter la préparation de leurs budgets. Cette première estimation ne prenait pas en compte « l'amortisseur électricité ». Une seconde estimation a été envoyée début avril 2023 avec un calcul d'amortisseur. Toutefois, Total Energies a entre-temps modifié la méthode de calcul de l'amortisseur.

Il est à bien noter que les chiffres transmis restent des estimatifs du fait d'inconnues importantes : achats partiels et volume ARENH sur la première simulation et les modalités d'application de l'amortisseur électricité mis en place pour les entreprises et collectivités sur la seconde.

En novembre 2022 l'évolution moyenne des dépenses 2023 était estimée à +56%

Avec l'amortisseur, l'évolution moyenne entre 2022 et 2023 a donc été réévaluée à la baisse avec :

+27% pour le lot 1 (+ 24% pour les bâtiments et + 29% pour l'éclairage public) **au lieu de 56%.**

+28% pour le lot 2 **au lieu de 52%.**

Sur la base de ces évolutions, des simulations individualisées ont pu être envoyées à chaque adhérent.

Réduire les consommations reste la meilleure solution pour limiter l'explosion des budgets de consommation. L'énergie la moins chère est celle que l'on ne consomme pas. Par ailleurs, les heures creuses étant beaucoup moins chères que les heures pleines, une adaptation des plages de fonctionnement des équipements est très pertinente lorsque c'est possible.

Les économies d'énergie passent par la rénovation des bâtiments et de l'éclairage public, domaines sur lesquels territoire d'énergie Drôme-SDED propose plus que jamais des solutions d'accompagnements techniques et financiers aux collectivités.

En 2022 TE-SDED a apporté aux communes 816 000 € d'aides à la rénovation énergétique de bâtiments public en intervenant sur 105 projets.

* l'« ARENH » signifie « Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique ».

Il permet aux fournisseurs de s'approvisionner en électricité auprès d'EDF dans des conditions fixées par les pouvoirs publics.

Janvier : après 18 mois de négociations, territoire d'énergie SDED, Enedis et EDF ont signé, mercredi 12 janvier le nouveau contrat de concession d'une durée de 30 ans, pour le service public de la distribution et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés dans la Drôme.

Objectif : renforcer la qualité du service public de l'électricité pour les 363 communes et les 314 000 clients de la Drôme.



Février : les réseaux sociaux ont transformé la façon dont nous communiquons. Ils sont devenus incontournables. Après Facebook, Twitter, YouTube et LinkedIn, territoire d'énergie Drôme-SDED a rejoint le réseau social Instagram.

<https://www.instagram.com/te26sded/>

Alors abonnez-vous pour suivre notre actualité en photos !



Mars : une bonne nouvelle ce 9 mars pour le territoire des Baronnies provençales qui va pouvoir développer des projets de production d'énergies renouvelables puisque la création d'un poste source a été officiellement actée dans le Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR), suite à mobilisation de l'ensemble des collectivités et acteurs locaux fédérés autour de territoire d'énergie drôme-SDED. Il reste maintenant à porter et accompagner des projets de production d'énergies renouvelables sur les Baronnies qui déclencheront la réalisation concrète de cet investissement.



Avril : si une hirondelle ne fait pas le printemps un héron peut être... en tout cas celui-ci a fait escale en avril sur les ombrières photovoltaïques de notre parking. Un beau symbole de notre engagement avec notre SEM Energie Rhône Vallée dans la transition énergétique.



Mai : afin d'associer davantage les citoyens à la gestion des services publics dans les collectivités, la loi du 6 février 1992 a prévu la création d'une commission consultative dénommée CCSPL. À territoire d'énergie SDED, un des moments forts de cette commission est la présentation par Enedis et EDF de leur compte rendu d'activité comme ce 6 mai en présence des associations de consommateurs.



Juin : les 21 juin c'est traditionnellement la fête de la musique. Ce 21 juin 2022 était aussi pour tous les délégués représentants les 363 communes de la Drôme, le Comité Syndical de territoire d'énergie SDED. Chaque comité se déroule dans une commune différente dans l'une des 4 circonscriptions de la Drôme à tour de rôle. C'était au tour du Diois et de la ville de Die de donner RDV aux élus des 4 coins de la Drôme pour parler énergie.

JANVIER

FÉVRIER

MARS

AVRIL

MAI

JUIN

363 COMMUNES

JUILLET

AOUT

SEPTEMBRE

OCTOBRE

NOVEMBRE

DECEMBRE



Juillet : une nouvelle borne de notre réseau eborn pour véhicule électrique implantée en pleine saison estivale sur un emplacement de choix : le parking visiteur de la Maison du Parc des Baronnies Provençales à Sahune. Elle fait partie des communes drômoises du territoire du parc dotées par territoire d'énergie SDED d'une ou plusieurs bornes publiques. A ce jour : Buis-Les-Baronnies, Dieulefit, La Motte Chalancon, Mollans Sur Ouvèze, Montbrun Les Bains, Nyons, Saint Ferreol Trente Pas, Remuzat, Sahune, Séderon, Taulignan, Verclause, Vinsobres. A noter que côté Hautes Alpes avec nos homologues du Syne 05 d'autres bornes du réseau eborn sont également présentes dans le périmètre du parc. Un parc si bien doté en bornes de recharge qui en fait un territoire rural avec plus de bornes de recharge que de stations service !

Août : la compétence éclairage public, c'est aussi ça : réception de travaux hier à Montauban sur l'Ouveze, une commune de plus, qui a terminé le passage en LED de tout son éclairage public avec en prime ici, au jeu de boules, 2 lampadaires 100% solaires. Occasion de partager une petite partie de pétanque «écologique» en cette douce soirée d'Août, Monsieur le Maire et adjoints.



Septembre : un samedi de septembre sous le signe de rentrée des classes et des économies d'énergie avec les inaugurations de deux écoles à Gervans et Eurre et un soutien technique et financier de territoire d'énergie drôme-SDED pour la rénovation énergétique. Si nous n'avons malheureusement à notre niveau pas de pouvoir sur la situation géopolitique et la spéculation des prix de l'énergie nous sommes engagés au côté des collectivités pour les aider à faire baisser leur consommation et donc la facture tout en œuvrant pour la planète.

Octobre : le stand de TE-SDED au congrès des Maires et présidents des intercommunalités organisé par l' Association des Maires de la Drôme à Valence le 20 octobre. Une convivialité qui n'a pas empêché bien au contraire de parler des enjeux énergétiques et dossiers en cours avec les élus drômois.



Novembre : « conférence loi NOME » sous l'égide de Mme la Préfète de la Drôme, pour une vision partagée, cohérente et convergente des investissements sur les réseaux électriques et de gaz dans notre département. C'est jeudi 12 novembre qu'a eu lieu cette importante rencontre au cours de laquelle territoire d'énergie drôme-SDED Enedis et GRDF présentent les investissements sur les réseaux et, vu le contexte particulier, cette année un point sur la sécurisation du passage à l'hiver.



Décembre : le dernier comité syndical de l'année 2022 sous la neige à Beaumont Montoux avec à l'ordre du jour le Rapport d'Orientations Budgétaires pour 2023, le Schéma Directeur de développement des Infrastructures de Recharges ouvertes au public pour Véhicules Électriques et la présentation des Comptes rendus d'activité des concessionnaires elec. et gaz.

LA MOBILITÉ ÉLECTRIQUE PAR DES SYNDICATS DÉPARTEMENTAUX D'ÉNERGIES

Le réseau eborn a été créé en 2015 à l'initiative de territoire d'énergie Drôme-SDED et 4 autres syndicats d'énergie des départements Hautes-Alpes, Ardèche, Isère et Haute-Savoie, afin de déployer un seul et même service de recharge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables. Six autres syndicats d'énergie ont depuis rejoint les membres fondateurs, il s'agit des syndicats des départements de l'Allier, Alpes de Haute Provence, Loire, Haute Loire, Savoie et Var.

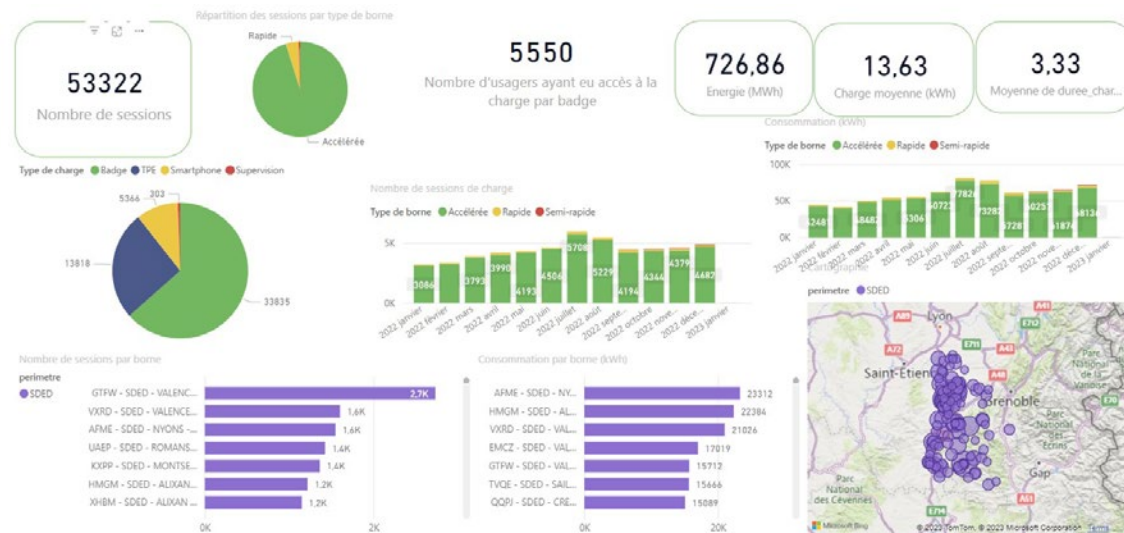
En mars 2020, le groupement de syndicats a confié la gestion et le développement du réseau public de bornes de recharge électrique eborn à EASY CHARGE (Groupe VINCI) pour une durée de 8 ans, au travers d'un contrat de Délégation de Service Public.

L'implantation des bornes est équilibrée entre zones rurales et urbaines, avec un objectif de maillage ne dépassant pas les 30km en tout point du réseau, offrant ainsi une qualité de service optimale.

En 2022, le réseau eborn compte 1220 bornes. Il est le plus grand réseau de recharge du Sud-Est, tant en termes de maillage territorial qu'en nombre de points de charge proposé au public.



BILAN 2022 :



Abonné eborn à la
carte ou au forfait

Non abonné

Charge
accélérée

0,025 € TTC / min

0,05 € TTC / min

Charge
rapide et
ultra-rapide

0,06 € TTC / min

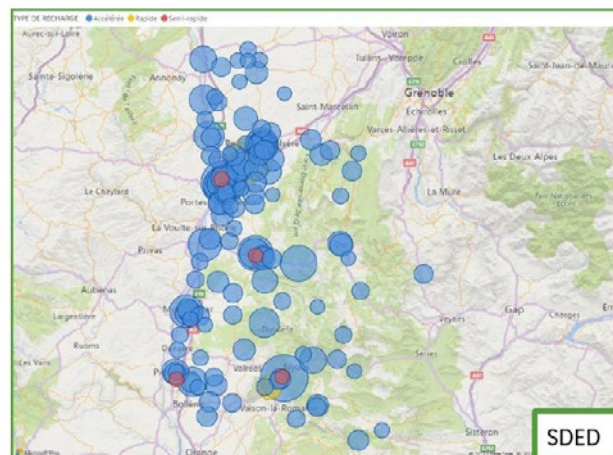
0,12 € TTC / min

EN 2022 L'ENSEMBLE DU RÉSEAU EBORN SUR
LES DIFFÉRENTS DÉPARTEMENTS A ADOPTÉ UNE
NOUVELLE CHARTE GRAPHIQUE POUR UNE MEILLEURE
IDENTIFICATION PAR LES USAGERS



Les bornes du réseau eborn sont alimentées en électricité par le fournisseur ENERGIE D'ICI.

ENERGIE D'ICI est une marque de l'Union des Producteurs Locaux d'Électricité qui regroupe des producteurs indépendants d'énergie renouvelable ayant pour but de rapprocher la production de l'électricité des consommateurs finaux.



Un Partenariat avec l'Automobile Club de Monaco ! : un réseau qui bénéficie d'une réputation solide dans le grand Sud-Est. Nous sommes depuis plusieurs années partenaire officiel de l'Automobile Club de Monaco pour le E-Rallye Monte-Carlo et plus globalement pour la promotion des véhicules électriques.



LES SYSTÈMES DE L'INFORMATION

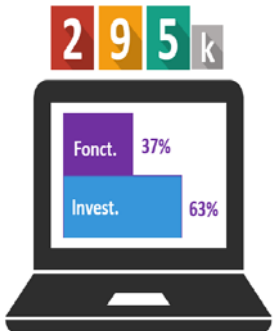
2022 RETOUR À LA TOUR, L'INFORMATIQUE SUR LE PONT

Un **Schéma Directeur SI** pour formaliser les grandes orientations stratégiques, fonctionnelles, organisationnelles, techniques et budgétaires à court, moyen et long terme, afin de mettre en place le cadre nécessaire au suivi de ces évolutions.

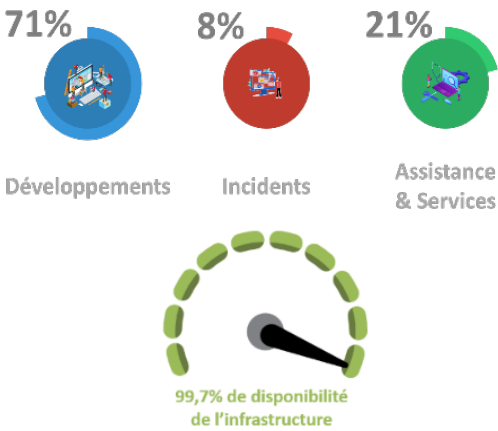
Les **principaux défis** sont de répondre aux nouveaux enjeux métiers et de définir un ensemble de projets métiers et SI conformes à la stratégie du SDED avec l'objectif de **cohérence et de performance** des SI.



UN BUDGET DE 295000 EUROS



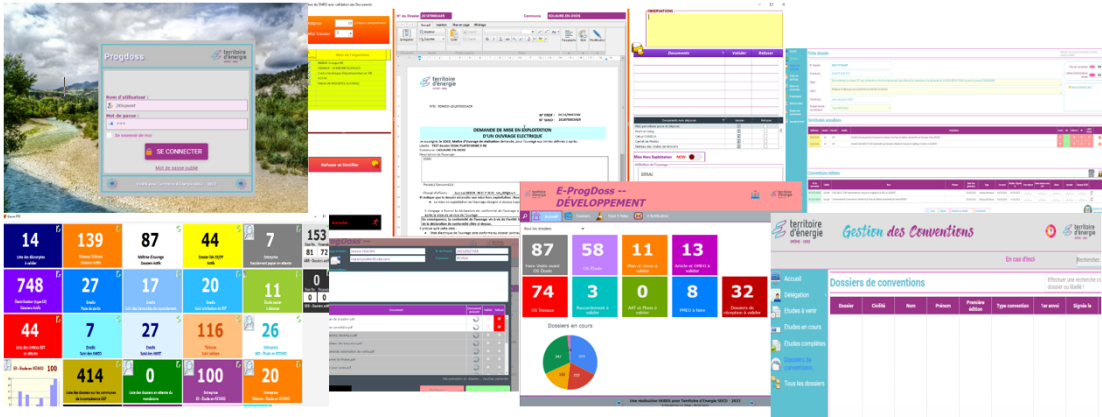
pour un centre de services ...



pour gérer une infrastructure



La gestion dématérialisée du marché de travaux d'électrification



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

A - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

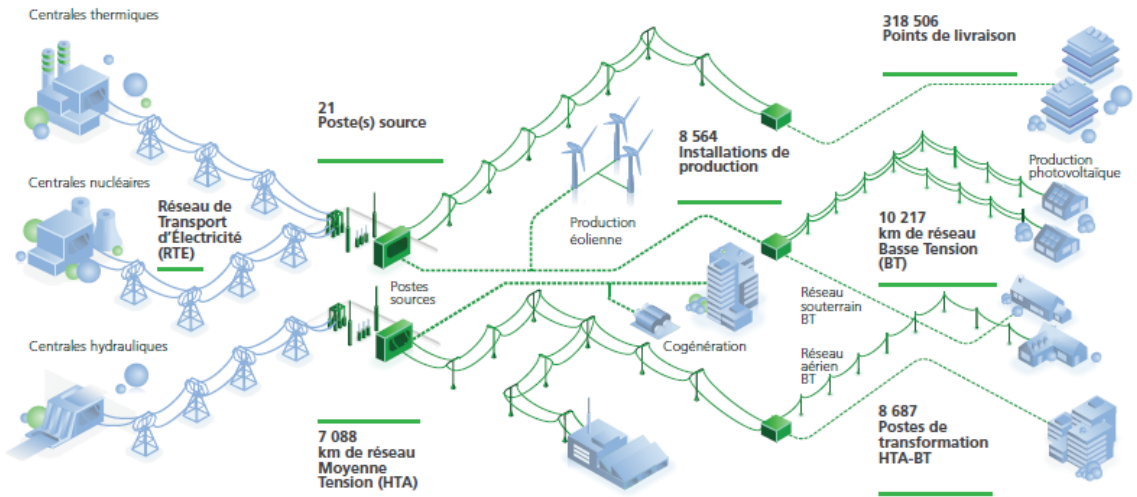
En électricité, le service public est scindé en deux composantes : la partie « distribution » est concédée à ENEDIS et la « fourniture » aux tarifs réglementés de vente (TRV) est déléguée à EDF Branche Commerce.

En tant qu'autorité organisatrice, Territoire d'Energie 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 2021 contrôlées en 2022.

LE DÉVELOPPEMENT ET L'EXPLOITATION DU RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ EN 2021

LE RÉSEAU PUBLIC DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ



Source : ENEDIS – CRAC 2021

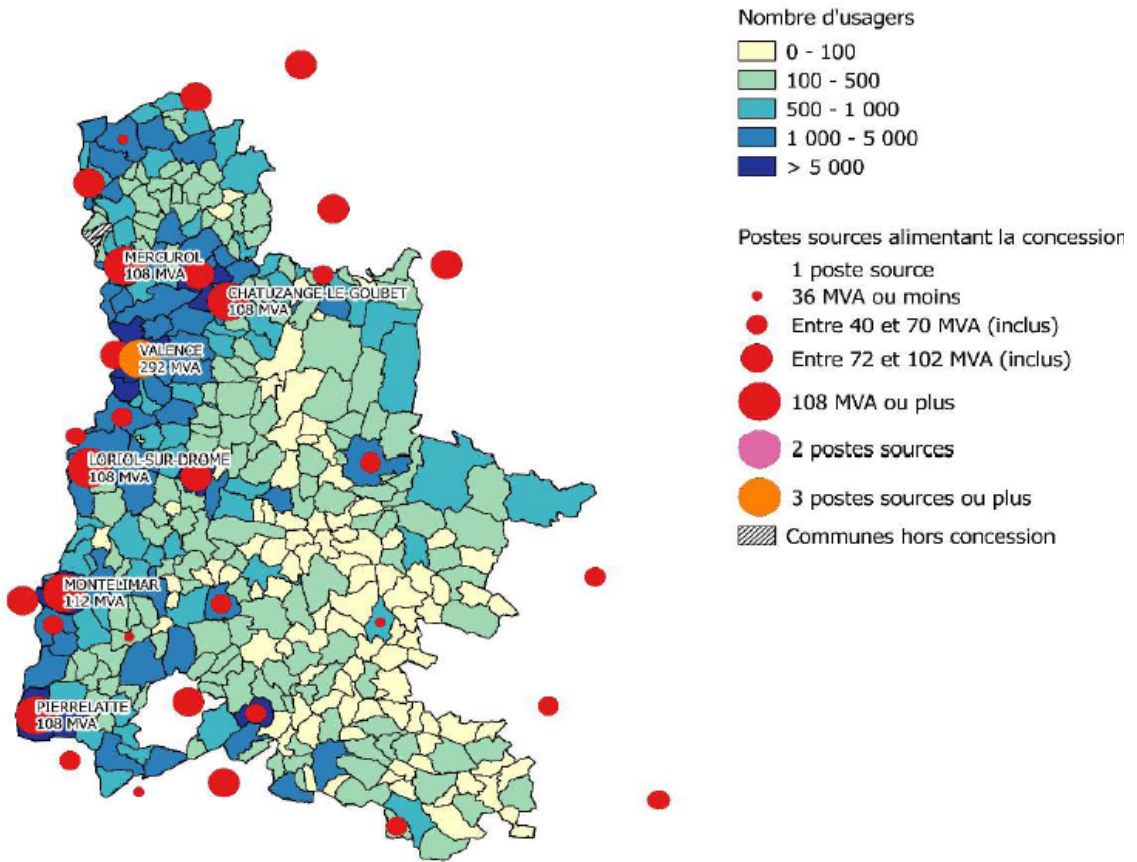
DERNIER AUDIT REALISE DANS LE CADRE DE L'ANCIEN CONTRAT

Pour rappel, Territoire d'Energie Drôme - SDED, EDF et Enedis ont signé le 22 décembre 2021, un nouveau contrat de concession d'une durée de 30 ans pour le service public de la distribution et de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente, au service de toutes les communes de la Drôme et de ses habitants.

Ce nouveau contrat est entré en vigueur au 1er janvier 2022. Le contrôle de concession de l'exercice 2021, correspond donc au dernier contrôle sous l'égide de l'ancien contrat de concession qui avait été conclu le 20 janvier 1993.

1. Les chiffres clés des usagers de la concession

Alimentation électrique et répartition des usagers de la concession



Au global, Territoire d'Energie Drôme - SDED est autorisé concédante sur 367 communes du département représentant **318 506 usagers** en 2021, chiffre qui continue à évoluer au même rythme que les années précédentes (+1,6 % par rapport à 2020).

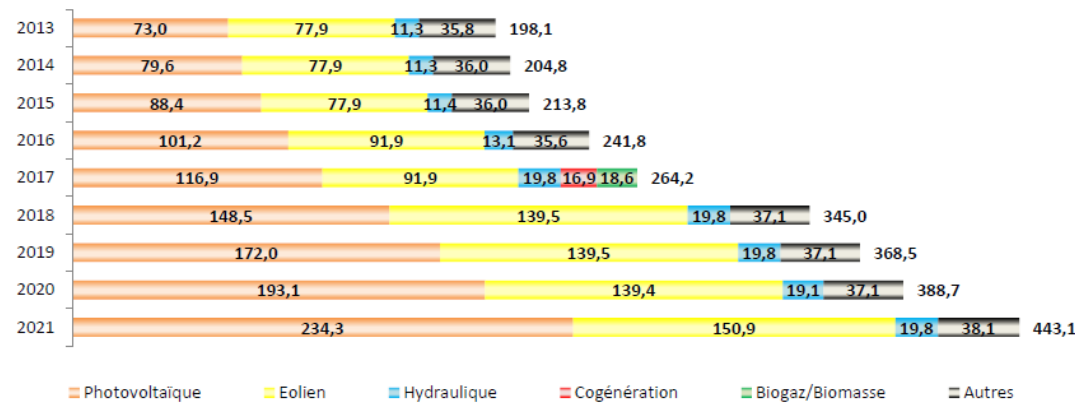
La consommation électrique en 2021 s'inscrit également en forte augmentation, représentant +4,7% par rapport à 2020. Elle correspond à la consommation la plus élevée depuis 2013, en lien avec un hiver plus rigoureux que l'année précédente selon les DJU (Degrés Jours Unifiés), ainsi qu'avec une relance économique post-crise sanitaire. **Les usagers C5** (utilisateurs basse tension ≤ 36 kVA) **représentent 56% de cette consommation totale en 2021**, et les 961 utilisateurs HTA, 32%. Après l'évolution d'août 2020 du tarif d'acheminement fixé par la CRE (TURPE 5bis), à la hausse de +2,75%, le TURPE 6 est entré en vigueur en août 2021 avec une évolution moyenne à la hausse de +0,91%. Ainsi, après une diminution des recettes d'acheminement en 2020, l'année 2021 marque un niveau record des recettes sur la concession avec 131 M€ (+8,2% par rapport à 2020).

En outre, producteurs représentent **8 564 installations**, en forte augmentation en nombre (+12,6%) et en puissance (+16%) par rapport à 2020. Les producteurs photovoltaïques représentent 99,2% de la quantité des installations raccordées au réseau de distribution (HTA ou BT) d'Enedis. La puissance totale tous moyens de production confondus s'établit à **443 MVA** à fin 2021 selon la répartition suivante : 53% pour les installations photovoltaïques, 13% pour les installations « Autres » (incluant hydraulique, biogaz/biomasse et cogénération) et 34% pour les installations éoliennes.

La présence de filtres liés aux données à caractère personnel (DCP) ne permet pas des observations détaillées sur les puissances des injections par commune ou de l'énergie annuelle produite par commune.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

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.

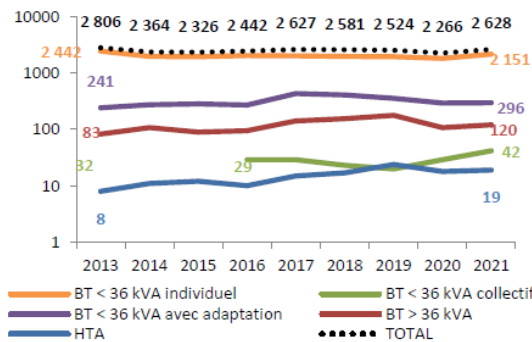
2. La qualité de service d'ENEDIS, en tant que gestionnaire du réseau de distribution

2.1 Les raccordements

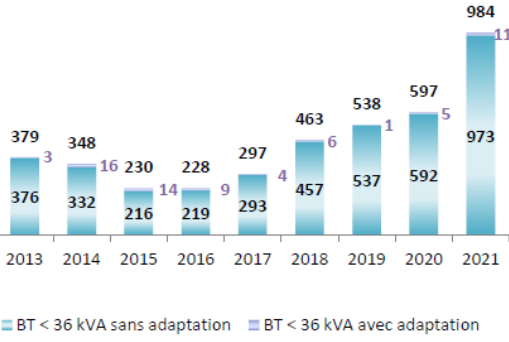
Après une année 2020 bien en-deçà du niveau moyen constaté entre 2013 et 2019, le volume de raccordements en soutirage (tous segments confondus) était en forte hausse, de +16% par rapport à 2020, pour retrouver un niveau proche de celui de 2019. L'exercice 2021 marque donc un retour à la normale avec 2 628 raccordements.

De la même manière, les raccordements en injection (observation faite uniquement sur les usagers BT<36 kVA) sont en forte augmentation par rapport à l'exercice précédent, pour atteindre un niveau record avec +65% en 2021 et 984 nouvelles installations de production raccordées au réseau.

Évolution du nombre de raccordements
(HTA et BT) en soutirage



Évolution du nombre de raccordements
(BT) en injection

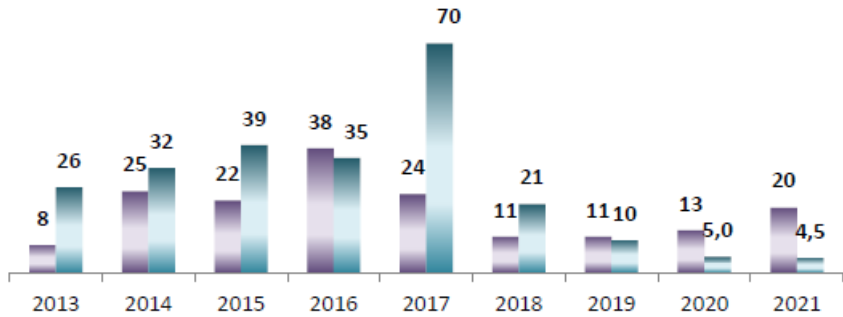


En octobre 2021, le barème de raccordements 6.2 est entré en vigueur pour remplacer le barème 6.1 en vigueur depuis janvier 2020. En conséquence, **le délai moyen de production de devis de raccordement en soutirage a de nouveau augmenté**, passant à 20 jours en 2021 contre 13 en 2020 (pour consommateurs BT ≤ 36 kVA sans adaptation).



Le délai moyen de production d'un devis de raccordement en injection est quasiment stable avec seulement 4,5 jours en moyenne à fin 2021 contre 5 jours en 2020 (pour les raccordements des producteurs BT<36 kVA sans adaptation). Pour rappel, depuis octobre 2019, un accueil centralisé national des demandes de raccordements des installations de production BT > 36 kVA et < 250 kVA a été mis en place à Aix-en-Provence pour faciliter les procédures de raccordement en injection BT.

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



Par ailleurs, les délais moyens de réalisations des travaux de raccordement vont devenir un sujet majeur, la direction nationale d'Enedis ayant annoncé une division par deux des délais de raccordement d'ici 2022 dans le cadre du projet industriel et humain d'Enedis, et la CRE ayant élargi les indicateurs relatifs aux raccordements dans la régulation incitative du TURPE 6.



Ainsi, **les délais moyens de réalisation des travaux de raccordement pour des consommateurs individuels BT ≤ 36 kVA sans adaptation de réseau est à la baisse**, passent de 77 jours en 2020 à 64 jours en 2021 (inférieur au national).



Concernant **les travaux de raccordement avec extension**, le délai est également en baisse avec -20 %, passant de 223 jours en 2020 à 178 jours en 2021. Cependant, **ce délai moyen se situe au-dessus du délai moyen constaté au national en 2021** (163 jours) et de l'objectif de 150 jours fixé par la CRE.

2.2 Les réclamations



En 2021, **le nombre de réclamations des clients faites au distributeur est en forte baisse pour la première année depuis 2017 avec -42% par rapport à 2020 (-2 954 réclamations) pour atteindre 4 136 réclamations**. Avec 130 réclamations pour 10 000 usagers, la concession présente un ratio de réclamations par usager restant toutefois sensiblement supérieur à la moyenne constatée par AEC (100, statistique 2021).

Dans le détail, les volumes de **réclamations sur la relève et la facturation** représentent **43%** du total, et sont en forte hausse de +32% par rapport à 2020 (soit 1 792 réclamations en 2021). Le second item de réclamation concerne **les interventions techniques** avec 721 réclamations en 2021 (+10 % par rapport à 2020). Celles relatives à **la qualité de fourniture** représentent **17%**, et ont quasiment été divisées par 6 par rapport à l'exercice précédent pour atteindre 714 réclamations, après une forte hausse en 2020 liée à l'épisode de neigeux de 2019. Enfin, le volume de réclamations **relatives aux raccordements** est en hausse, passant de 190 à 249 réclamations en 2021 (+31 %).

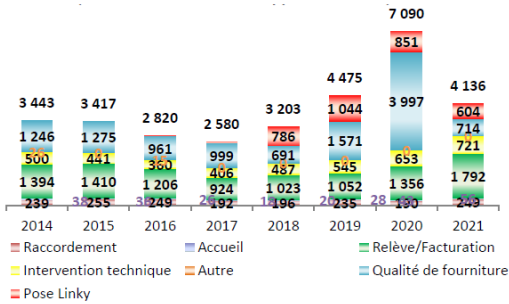
Le déploiement des compteurs Linky sur le territoire de Territoire d'Énergie Drôme - SDED a généré 604 réclamations en 2021 (-29%), soit **15%** du volume total. Pour rappel, Enedis a fait le choix, depuis 2016, de ne plus prendre en compte les refus des compteurs Linky dans le volume de réclamations Linky. Parmi ces 604 réclamations, 61% avaient pour motifs la non-qualité des interventions (relationnel, travail réalisé) et pouvant potentiellement nécessiter une réintervention. De plus, 32% avait pour motif une contestation d'index.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Contrairement aux données de contrôle, le CRAC n'indique pas les volumes de réclamations relatives à Linky. En effet, elles sont confondues avec celles sur les interventions techniques limitant de facto la transparence à ce sujet.

Avec près de 50 000 compteurs Linky posés courant 2021, cela représente un taux de réclamations Linky de 1,2%, ou 1 réclamation tous les 81 compteurs posés, soit des résultats légèrement au-dessus de la cible nationale de 1%.

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 2021, ce taux de réponse dans les délais est de 91,3% au niveau national, soit un taux en-deçà de l'objectif de référence fixé par la CRE à 93% dans le cadre du TURPE 6 et en légère baisse par rapport à 2020 (92,5%). **A la maille de la concession, ce taux atteint 96,1%**, un taux en hausse de +2,8 points par rapport à l'exercice précédent (93,3% en 2020). Depuis 2017, il faut préciser que cet indicateur prend en compte les réclamations relatives au déploiement des compteurs Linky. Le concessionnaire explique cette évolution par un taux dégradé ponctuellement en 2020 en conséquence des crises climatiques d'ampleur fin 2019 sur le territoire (épisodes neigeux de novembre), ainsi que d'une organisation efficiente à la maille régionale.

2.3 La relève des compteurs

Les présentations de certains indicateurs ont été perturbées en 2019 et 2020 par le changement de Système d'Information d'Enedis et des normalisations des indicateurs de performance.

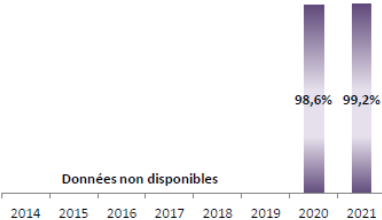
Deux nouveaux indicateurs relatifs aux consommateurs C5 résidentiels, adaptés au nouveau SI (système d'information) d'Enedis, ont été ajoutés en 2020. Ainsi, le **taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre** s'établit à 97,3% en 2021 contre 96,0% en 2020 (+1,3 points). Concernant le **taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais standards**, il est également en hausse en 2021 passant de 98,6% à 99,2%. Pour ces deux indicateurs, les comparaisons avec les années antérieures à 2020 ne sont pas possibles faute de données suffisantes.

Taux d'index électricité relevés et auto-relevés par semestre (C5 RES)*



* Hors auto-relevés des fournisseurs

Taux de changements de fournisseurs réalisés dans les délais standards (C5 RES)



Maille : Concession

Territoire d'Energie Drôme – SDED restera vigilant à la pérennisation de ces indicateurs.

2.3 La relève des compteurs

Le nombre de coupures effectives pour impayés est de 2 641 en 2021. Il était de 1 190 en 2020, 1 977 en 2019 et non transmis en 2018 du fait du changement de SI. Le nombre de coupures demandées par l'ensemble des fournisseurs n'a pas été transmis. Cependant, de manière générale, l'écart entre le volume des demandes et le volume des coupures effectives s'explique par un taux d'annulation important selon Enedis provoqué par les appels sortants des techniciens avant l'intervention, le règlement du client, les accords de délai de paiement, la demande d'aide par le client, les refus des clients, les difficultés techniques, etc.

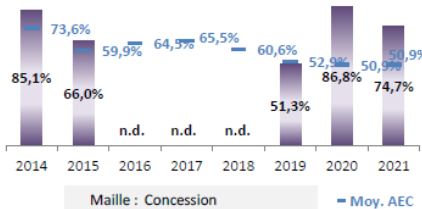
En 2021, le taux d'interventions pour impayés dans les délais du catalogue de prestations (SI historique DISCO) est de 74,7 % et concerne donc uniquement les usagers coupés pour impayés non équipés d'un compteurs Linky (9,6% des usagers en 2021). Pour ceux équipés de compteurs Linky, le taux n'a pas été communiqué pour l'exercice 2021. Ce taux était de 86,9% en 2020. La différence provient du fonctionnement en télé-opération à distance.

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.

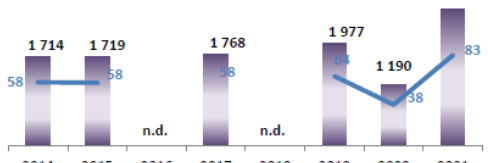
Evolution du taux d'intervention pour impayés dans les délais catalogues ou convenus pour les usagers C5 (SI DISCO)**



*Depuis 2018 : le nombre de coupures effectives pour impayés est le cumul des valeurs des 2 SI d'Enedis : DISCO (en extinction) et GINKO (en place depuis le déploiement des compteurs Linky).

**En revanche, le taux d'intervention pour impayés affiché concerne que le SI DISCO et donc les compteurs antérieurs à Linky.

Evolution du nombre de coupures effectives pour impayés réalisées par le distributeur pour les usagers C5 (SI DISCO + GINKO)



3. Les caractéristiques du patrimoine technique

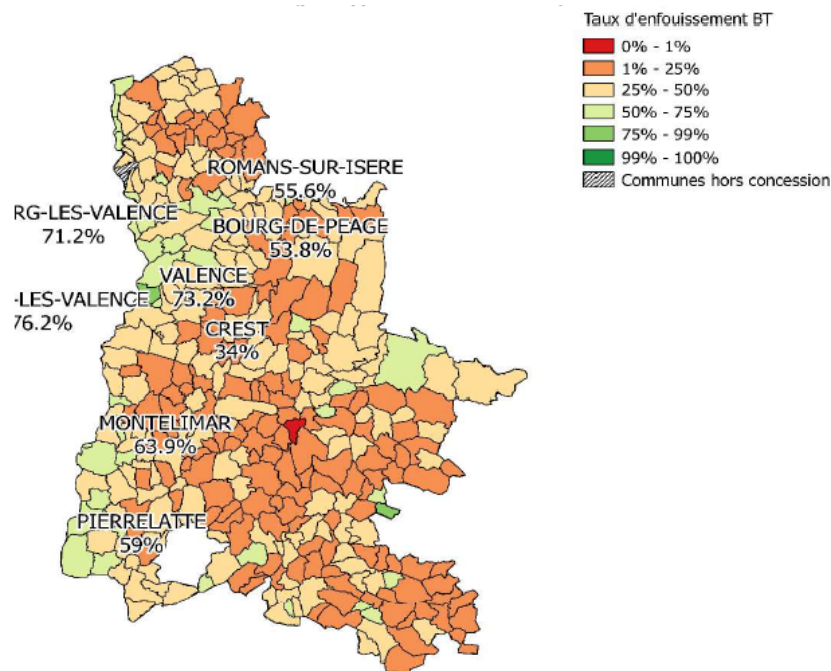
3.1 Le réseau moyenne tension HTA et l'amont

Sur l'exercice 2021 (et comme en 2020), **35 postes sources** (PS) alimentent la concession pour une puissance totale de 2 296 MVA dont 21 sont situés sur la concession. La puissance totale est en hausse de 80 MVA par rapport à 2020, notamment du fait de l'augmentation de puissance sur les postes sources de Loriol (+48 MVA) et de Tain (+36 MVA).

✓ Les 35 postes sources alimentent les usagers de la concession via le réseau HTA, dont **le taux d'enfouissement s'établit à 52%** à fin 2021. Il est au niveau du taux moyen des concessions du panel établi par AEC (51%, statistiques OpenData Enedis fin 2021). En outre, considérant la densité d'usagers sur le territoire de Territoire d'Energie Drôme – SDED (environ 45 usagers par kilomètre de réseau), le taux d'enfouissement de la concession se positionne légèrement au-dessus de la tendance observée, restant relativement stable par rapport à l'exercice 2020.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

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



❌ Parmi les réseaux souterrains, la concession compte **181 km de réseau HTA souterrain à isolation papier (CPI)**. Le taux associé s'élève à 2,5% du réseau HTA total et se situe au même niveau que la moyenne constatée par AEC sur la base des concessions départementales auditées (2,5%, statistique 2020). En outre, 30% des CPI de la concession (soit 53 km) est localisée uniquement sur la seule commune de Valence, 21% sur la commune de Romans-sur-Isère (37 km) et 12% sur la commune de Pierrelatte (12%). **A noter qu'aucun réseau HTA CPI n'a fait l'objet de résorption sur 2021.**

En outre, 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.

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.**

Par ailleurs, le réseau HTA de la concession est constitué à **48% de fil aérien nu**. Les réseaux aériens nus HTA restent la source majeure de discontinuité de distribution électrique de la concession, notamment à cause de leur exposition aux aléas climatiques (vents, orages, neiges, etc.). Sur l'exercice 2021, la concession est passée de 3 392 km de réseau HTA aérien nu à fin 2020 à 3 342 km.

❌ Parmi le linéaire total de réseaux HTA aériens nus, **112 km (soit 1,58% du linéaire aérien nu) est de faible section**. 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 de la concession se situe toutefois **au-dessus des valeurs constatées** par AEC sur la base d'un panel établi au niveau national (moyenne à 0,6%, statistiques AEC 2020).

❌ **Le réseau aérien nu HTA de faible section (FS) reste important** sur la concession 115 km (soit une part de 1,64% du total) toutefois ce linéaire est en léger recul en 2020 (-5 km). Le taux de faible section de Territoire d'Énergie Drôme - SDED se situe au-dessus de la moyenne constatée par AEC (0,7% sur la base du panel AEC, statistiques 2019).

Un point d'amélioration en attente demeure. Le linéaire total des HTA faible section n'est toujours pas retranscrit dans le CRAC. S'agissant d'ouvrages ciblés prioritairement dans certains programmes, il devient indispensable que le compte rendu du concessionnaire en fasse état.

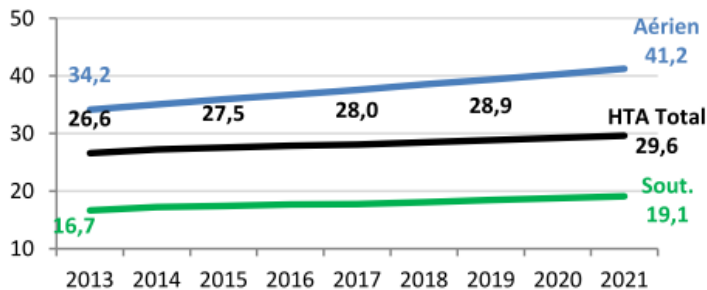
En outre, avec une valeur de **30 ans**, **l'âge moyen des réseaux HTA** de Territoire d'Énergie Drôme - SDED se situe au niveau de la moyenne nationale calculée par AEC sur son panel établi au niveau national (30,0 ans, statistiques AEC 2020).

Evolution du réseau HTA de faible section		Evolution du réseau HTA en câble papier		Evolution du réseau HTA âgé de plus de 40 ans	
2015	144,2 km 2,17%	2015	195 km 2,9%	2015	1 602 km 24,1%
2016	139,4 km 2,09%	2016	196 km 2,9%	2016	1 632 km 24,4%
2017	131,2 km 1,94%	2017	191 km 2,8%	2017	1 659 km 24,5%
2018	126,4 km 1,85%	2018	188 km 2,7%	2018	1 743 km 25,4%
2019	120,5 km 1,74%	2019	183 km 2,6%	2019	1 778 km 25,7%
2020	115,1 km 1,64%	2020	181 km 2,6%	2020	1 827 km 26,0%
2021	112,0 km 1,58%	2021	181 km 2,5%	2021	1 898 km 26,8%

Dans le détail, le **réseau HTA aérien** est en moyenne âgé de **41,1 ans** et présente également une valeur au même niveau que la moyenne nationale calculée par AEC (41,1 ans, statistiques AEC 2020).



Agés moyens par technologie de réseau HTA



Face à cela, 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)**.

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 suite à 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. Présentée comme étant la démarche technico-économique optimale par Enedis, elle n'empêche pas le vieillissement du réseau HTA déjà important.

De plus, la politique PDV est en train d'évoluer 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 DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

En 2021 et sur le territoire de Territoire d'Énergie Drôme - SDED, les chantiers en cours étaient toujours de la PDV, aucune affaire de RP n'avait été enclenchée. En revanche, les diagnostics sont désormais selon les prescriptions de la RP.

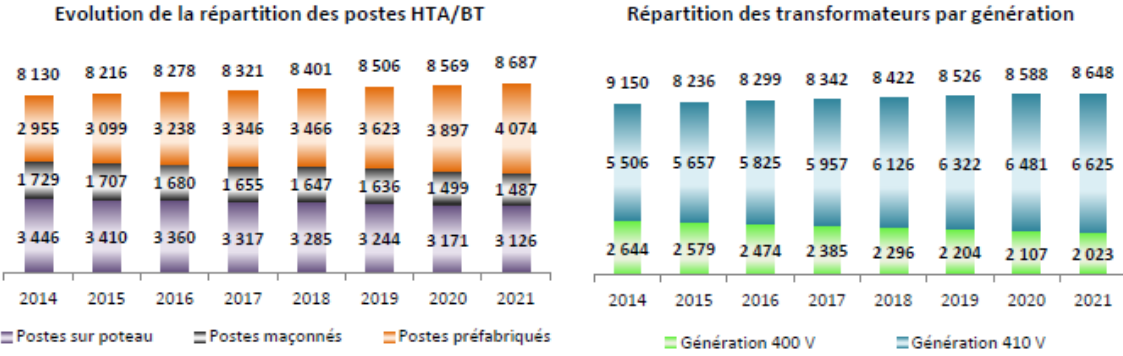
Le concessionnaire a présenté un retour d'expérience national [2012-2019] indiquant la baisse des taux d'incidents en fonction de la proportion de PDV faite par départ.

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.

Entre 2012 et 2021, 118 km de réseaux HTA aériens de la concession ont été traités en PDV (dont 27 km en 2021), et 41 km ont été fiabilisés (sans travaux) en complément. La part de réseaux HTA aériens traités en PDV est ainsi de 3,5% à fin 2021, par rapport au linéaire aérien total. Sur la concession, le programme PDV présente une forte augmentation des linéaires traités sur le millésime 2021 (moins de 15 km/an traités en moyenne sur la période 2013-2020).



Le raccordement des nouveaux usagers et les opérations d'adaptation en charge ont amené **le nombre de postes HTA/BT à croître de 118 unités en 2021** par rapport à 2020 pour atteindre 8 687 postes HTA/BT. Bien que les technologies préfabriquées soient privilégiées dans les mises en services, elles ne représentent, toutefois, que 47% du total et constitue la seconde catégorie sur le territoire de Territoire d'Énergie Drôme - SDED contre 36% pour les technologies sur poteau ; les technologies maçonnées représentant près de 17% en 2021. Parallèlement, **le nombre de transformateurs continue d'augmenter (+60 unités en 2021)**. Désormais, 77% des transformateurs sont de la génération 410 V autorisant des réglages de prises à vide de 0%, 2,5% et 5%.



Les cabines hautes sont toujours en cours de suppression. À fin 2021, il reste encore 279 ouvrages de ce type, soit environ **3,2% des postes HTA/BT**. Par rapport à 2020, 11 cabines hautes ont été résorbées.

Le suivi de l'âge moyen de ces ouvrages fait apparaître des **transformateurs âgés en moyenne de 22,7 ans**, soit 10,4 ans de moins que les postes HTA/BT qui les abritent. Cette différence s'explique principalement par les mutations de postes et, dans une moindre mesure, la dépose des transformateurs pollués au PCB.

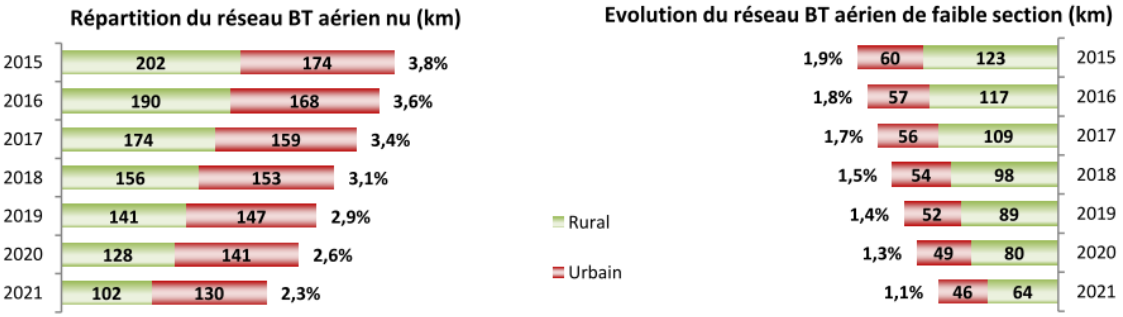
3.2 Le réseau basse tension (BT) et l'aval

Le taux d'enfouissement de 38% (en progression de 1 point par rapport à 2020) est inférieur à la moyenne des valeurs observées par AEC (47%, statistiques AEC 2021). Toutefois, en considérant la densité d'usagers (45 usagers par km de réseau 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 **2,3% de lignes aériennes nues**, dont le taux d'incidents est 5 fois supérieur aux câbles souterrains et torsadés sur la concession en 2021. Néanmoins, leur présence sur le territoire de la concession est faible eu égard à leur proportion, qui se situe en dessous de la moyenne nationale établie par AEC (7%, statistiques OpenData Enedis 2021).

Entre 2015 et 2021, le rythme de résorption moyen du réseau BT aérien nu s'établit à environ -24 km/an. Au global, les linéaires sensibles seraient donc résorbés d'ici 10 ans. Plus précisément, depuis 2015, année du décret FACÉ, le rythme est de -17 km/an en zone ER et de -7 km/an en zone RU. **En projection de ces rythmes moyens, le stock serait résorbé théoriquement d'ici 6 ans en zone ER et 19 ans en zone RU.**

Parmi ces lignes, le **réseau de faible section** présente une fragilité accrue, d'où la nécessité d'une attention particulière notamment portée par le concédant dans le cadre de ses opérations de sécurisation. A fin 2021, le réseau BT de faible section représente **1,1% du réseau BT**, ce qui est faible en comparaison de ce qui est constaté par ailleurs avec une moyenne de 1,7%.

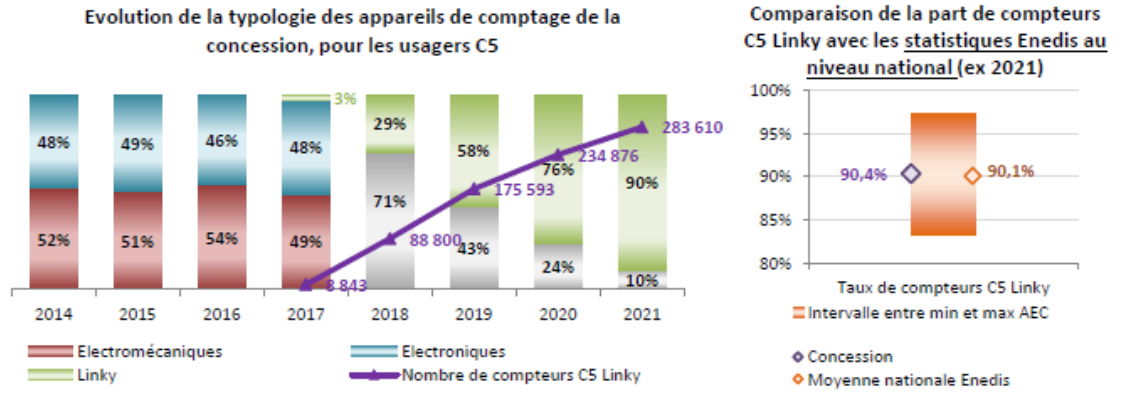


En outre, 21% des lignes BT de la concession présentent une datation arbitraire et fictive à 1946 (soit 816 km), ce qui altère le suivi de leur âge moyen.



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 se poursuivra en 2022 avec des marchés de saturation, et également lors des poses en diffus.

Seuls les usagers ayant des puissances souscrites inférieures ou égales à 36 kVA ont été concernés par ce déploiement national. Ces ouvrages sont au nombre de **283 610 sur la concession, soit un taux de déploiement de 90,4% à fin 2021** (au même niveau la moyenne nationale Enedis de 90,1% à fin 2021).



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

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).

En 2021, **les interruptions de fourniture dites exceptionnelles** ont généré un critère B de 1,6 minute.

Le **critère B toutes causes confondues (TCC)** s'élève à **79,9 minutes en 2021**, soit une durée moyenne comparable à celle de l'exercice précédent (78,5 min en 2020 dont 1,0 min de temps de coupures exceptionnelles).

Le **critère B hors incidents exceptionnels (HIX)** de la concession en 2021 est également comparable par rapport à l'exercice précédent (+1,4 minutes par rapport à 2020) et s'établit à **78,4 minutes**, en dessous de la valeur moyenne constatée sur la période 2010-2021 (100,8 minutes). Cependant, il se situe **très au-dessus de la valeur moyenne nationale** en 2021 (56 min, hors incidents exceptionnels et hors RTE). L'AODE restera très vigilante sur l'évolution de cet indicateur lors des prochains exercices du fait de sa forte dépendance aux incidents climatiques.

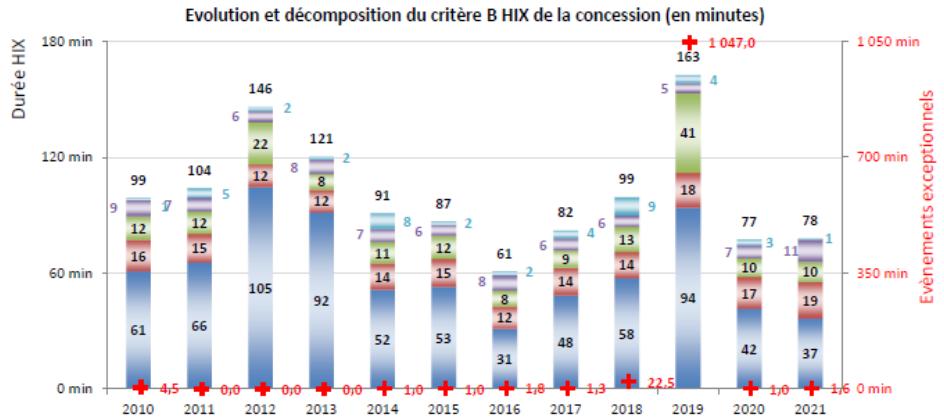
La part des incidents HTA dans le critère B HIX est la plus importante avec 47%, soit 36,6 minutes de temps de coupure en 2021. Par rapport à l'exercice précédent, le critère B pour incidents HTA a reculé (-5,0 min soit -12%).

Le reste du critère B est réparti entre les coupures pour travaux HTA (18,9 min), les coupures pour incidents BT (10,5 min) et les coupures pour travaux BT (11,4 min). Avec 0,9 minute de critère B (contre 2,9 min de critère B amont en 2020), l'amont rassemble les coupures aux niveaux des postes sources (0,9 minute en 2021) et celles au niveau du réseau de transport RTE (0 minute) et représente 1% du total en 2021.

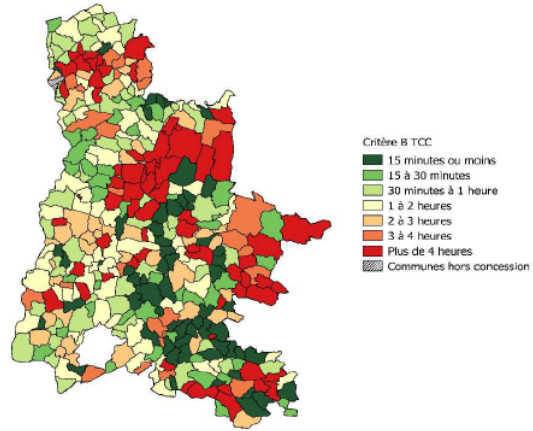
Les principaux événements ayant eu un impact en 2021 sur le critère B de la concession sont les suivants :

- Le 26 septembre 2021, un épisode orageux s'est produit sur la région drômoise, le long de la vallée du Rhône : une soixantaine d'incidents HTA et BT ont eu lieu en fin de nuit, affectant 24 815 clients.
- Le 29 novembre 2021, un épisode neigeux dans le secteur de Crest entraînant 1 800 clients coupés pour 5 incidents entre 3h30 et 15h00 sur les communes de SUZE, EYGLUY-ESCOULIN, MORNANS et ST-MARTIN-EN-VERCORS..
- Au cours de l'année 2021, 4 journées venteuses (3 avril, 1 mai, 30 octobre et 10 décembre) ont affectées la concession mais avec un impact clients limité.

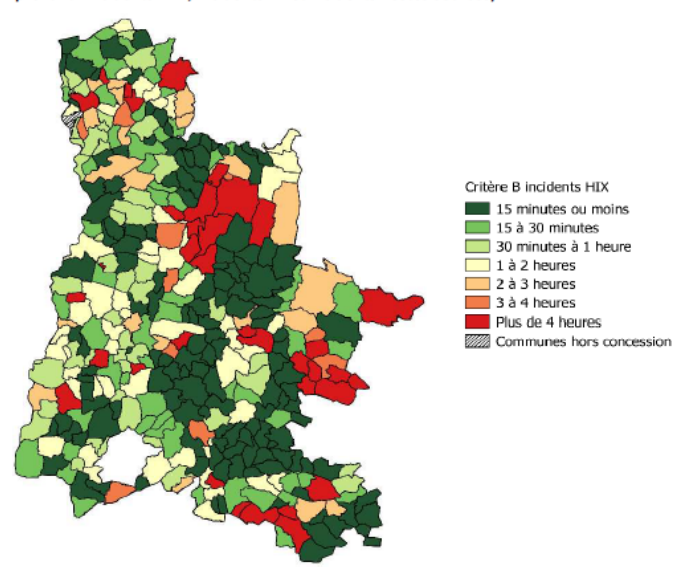
Le concessionnaire ne communique toujours pas les résultats du **critère B travaux « évité »** grâce aux équipes TST (Travaux Sous Tension) et aux poses de GE (Groupes Electrogènes). Cela permettrait à l'AODE de suivre la gestion du critère B travaux total du concessionnaire et de rendre perceptible 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).



Critère B TCC par commune - exercice 2021
(comprenant : travaux et incidents, HTA et BT, Postes Sources et Transport, et les coupures qualifiées en "except.")



Critère B sur incidents HIX par commune - exercice 2021
(comprenant : incidents HTA, incidents BT et incidents Postes Sources)

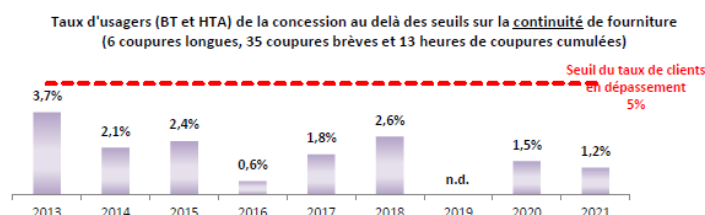


Les cartes ci-dessus permettent de visualiser les grandes zones qui ont connu des temps de coupure moyens par usager supérieurs au reste du territoire.

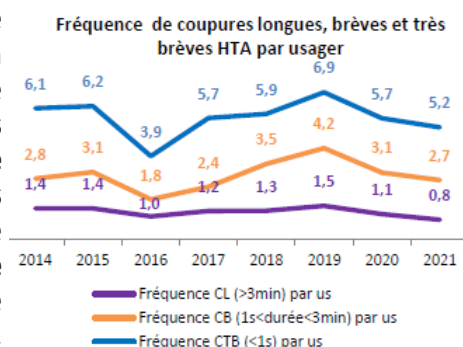
4.1.2 Les autres indicateurs

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 sur la continuité de l'alimentation** du décret qualité diminue légèrement en 2021 pour atteindre **1,2%**, soit une baisse de 0,3 point par rapport à l'exercice précédent. Depuis 2013, ce taux n'a jamais dépassé la limite de 5% fixée par ce décret. Dans le cas contraire, cela aurait impliqué que le GRD mette en place un programme de travaux et le présente à l'AODE afin de résorber ce dépassement.

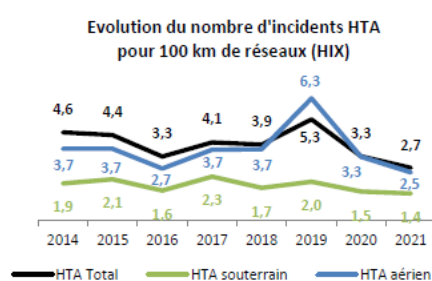
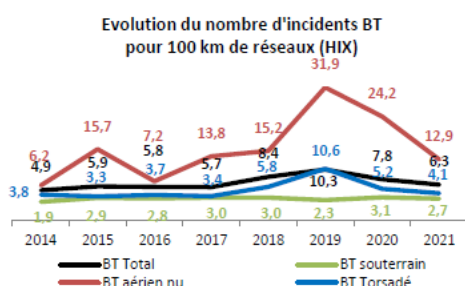


✗ **La fréquence des coupures longues** est de 0,8 coupure longue en moyenne par usager en 2021. Elle se situe en dessous de la fréquence moyenne de 1,0 observée sur les concessions auditées par AEC (statistiques 2020). En outre, **la fréquence de coupures brèves** présente une valeur de 2,7 coupures brèves par usager en 2021, légèrement au-dessus de la moyenne constatée par AEC (2,5). **La fréquence de coupures très brèves** atteinte en 2021 sur le territoire de Territoire d'Énergie Drôme - SDED se situe à 5,2, une valeur une nouvelle fois supérieure à la moyenne constatée sur le panel AEC (4,3).



✓ Avec **2,7 incidents pour 100 km de réseau HTA en 2021** (3,3 en 2020), Territoire d'Énergie Drôme - SDED présente un taux d'incidents HTA sensiblement inférieur à la moyenne des concessions auditées par AEC au global (3,9 incidents, statistiques 2021). Dans le détail, le taux d'incidents HTA souterrains pour 100 km atteint 1,4 en 2021 et est inférieur à la moyenne AEC (1,7). De même, le taux d'incidents HTA aériens se situe à 2,7 et est inférieur à la moyenne AEC (4,8).

Concernant le réseau BT, Territoire d'Énergie Drôme - SDED présente un **taux d'incidents BT également en diminution avec 6,3 incidents pour 100 km de réseau BT** (7,8 en 2020) et passe donc en deçà la moyenne des concessions auditées par AEC au global (7,1 incidents, statistiques 2021). Dans le détail, le taux d'incidents BT souterrains pour 100 km atteint 2,7 en 2021 et se situe en dessous de la moyenne AEC (3,6). Le taux d'incidents BT aériens torsadé avec 4,1 est au-dessus de la moyenne AEC (3,4). Le taux d'incidents BT aériens nus qui atteint 12,9 se situe en deçà de la moyenne AEC (20,8).



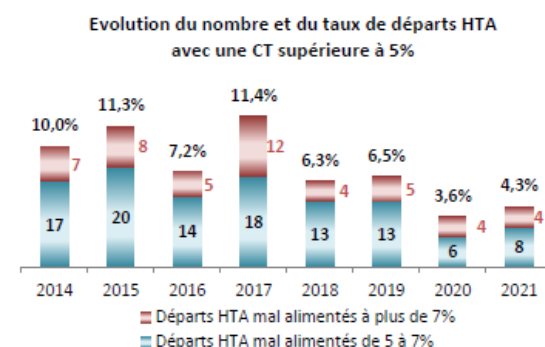
4.2 La qualité de tension

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.

✗ **12 départs HTA en contrainte de tension** sont répertoriés sur l'exercice 2021 (10 en 2021), dont 4 présentant une contrainte supérieure à 7%. Ce nombre était en décroissance depuis 2018, mais s'est accru de 2 départs HTA en 2021. Avec un taux de départs dont la chute de tension maximale excède 5% atteignant 4,3% en 2021, la concession se situe bien au-dessus des valeurs constatées par ailleurs (1,2%, statistiques AEC 2021).



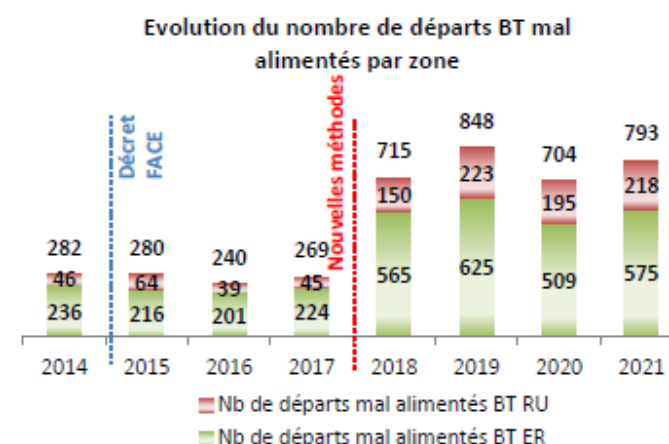
Ces départs ont tous été identifiés par Enedis et font ou feront l'objet d'actions spécifiques visant à faire diminuer cette chute de tension.

Par ailleurs, après un premier ajustement des paramètres utilisés par la méthode d'évaluation des CMA en 2018 permettant de prendre en compte la croissance significative de la production décentralisée sur le réseau BT, les données de consommation et les profils de charges, un nouvel ajustement avait été réalisé en 2019 afin d'affiner les paramètres climatiques et modéliser plus fidèlement les effets de thermo-sensibilité des clients. Dans cette continuité, la modélisation des flux électriques sur le réseau a été une nouvelle fois ajustée en 2020 pour prendre en compte la baisse de consommation des clients HTA, la correction du signal heure creuse (HC) et la tension de consigne dans les postes sources.

Ces modifications ne semblent pas avoir provoqué d'évolutions généralisées à l'échelle de l'hexagone du nombre de CMA et de DMA ; certaines concessions ayant connu des baisses et d'autres des hausses du nombre de CMA.

✗ Sur la concession de Territoire d'Énergie Drôme - SDED, **le nombre de clients considérés comme mal alimentés (CMA) a fortement augmenté de +26%** par rapport à 2020 pour atteindre **5 104 CMA** en 2021. En outre, le taux relativement élevé associé s'établit à 1,6% (valeur moyenne AEC de 0,7%, statistiques AEC 2021).

De même, **le nombre de départs BT mal alimentés (DMA) passe de 704 à 793DMA en 2021**, soit 89 DMA de plus par rapport à 2020 (+13%).



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

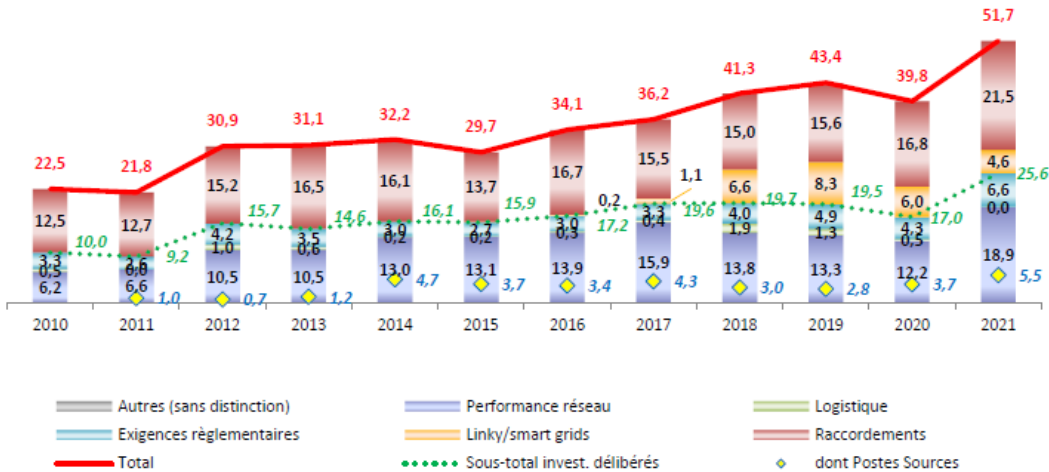
4.3 La continuité d'alimentation

En vue d'améliorer la qualité de la desserte électrique sur le territoire, **le concessionnaire a délibérément investi 25,6 M€ en 2021**, auxquels s'ajoutent 21,5 M€ imposés par les opérations de raccordement et 4,6 M€ imposés par le déploiement des compteurs Linky et Smart Grids. Depuis 2012, les raccordements représentent près de la moitié des dépenses totales d'investissements d'Enedis mais en baisse en proportion avec le déploiement Linky. En outre, les investissements délibérés sont d'environ 18,8 M€ en moyenne depuis l'exercice 2012. Après avoir subi une évolution à la baisse entre 2018 et 2020 (passant de 26,3 M€ à 17,0 M€) les investissements délibérés sont repartis à la hausse en 2021 avec 25,6 M€ (soit +51% par rapport à l'exercice 2020).

Ramené au nombre d'utilisateurs, **le montant des investissements délibérés de la concession est supérieur au taux national** (de l'ordre de 80 € par utilisateur pour Territoire d'Énergie Drôme - SDED en 2021 contre 57 € par utilisateur sur le plan national en 2021).

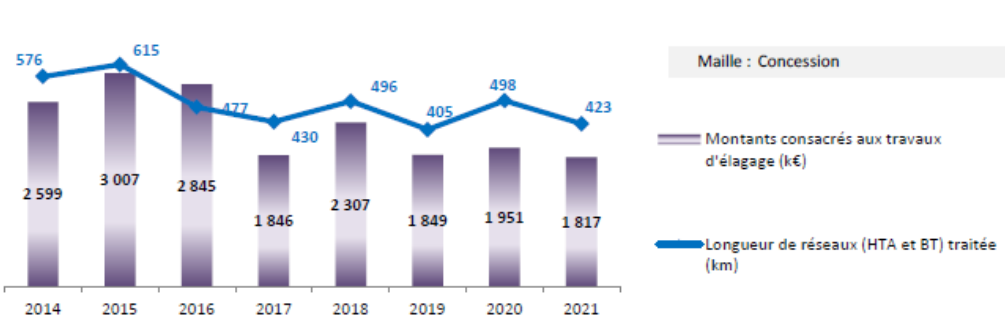
Toutefois, il est à souligner que les éléments d'investissements fournis à Territoire d'Énergie Drôme - SDED présentent un niveau de détail insuffisant. En effet, bien qu'Enedis ait transmis sur chaque affaire le numéro d'affaire, le nom du départ HTA, les dépenses totales et sur l'année, il manque cependant **le statut de l'affaire** (en cours ou clôturé), comparativement à ce qui peut être obtenu par ailleurs, ainsi que **les informations relatives aux passifs** (liquidés ou non) ainsi que les **finalités « DFEI »**.

Montants des investissements du concessionnaire (en M€)



En outre, le concessionnaire procède à des **opérations d'entretien et de maintenance**. Après une baisse continue sur la période 2015-2019, les montants dépensés sur les opérations d'élégage sont quasiment stables depuis et 1 817 k€ consacrés à ce type d'opérations en 2021, à la maille de la concession. En termes de linéaire de réseaux traités pour élégage (HTA et BT confondus), le volume de 2021 est en légère diminution par rapport à l'exercice précédent en atteignant 423 km.

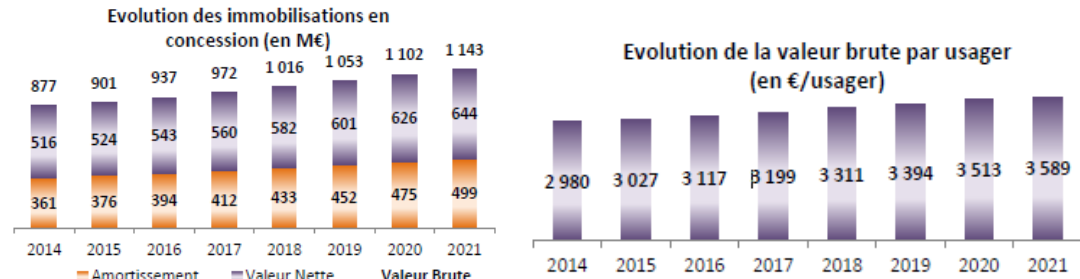
Evolution des travaux et des dépenses pour l'élégage (réseaux HTA et BT)



5. Le domaine comptable et financier

5.1 Le patrimoine comptable de la concession

Le **patrimoine concédé était valorisé à 1 143 M€ à fin 2021**, en augmentation de 42 M€ sur un an (+3,8%). Ce rythme d'augmentation est cohérent vis-à-vis de la hausse moyenne annuelle constatée depuis 2014 (+38 M€/an). La valeur brute par usager est égale à 3 589 €/usager en 2021 et se situe au-dessus des ratios constatés par AEC lors de l'exercice précédent sur un panel de concessions (2 952 €/usager, statistiques 2021) du fait d'une relativement faible densité d'utilisateurs sur le territoire



La proportion des **ouvrages non localisés (ONL)** est stable en 2021 et représente encore 15% de ce patrimoine à fin 2021 (essentiellement des ouvrages de branchements et dans une moindre mesure des comptages).

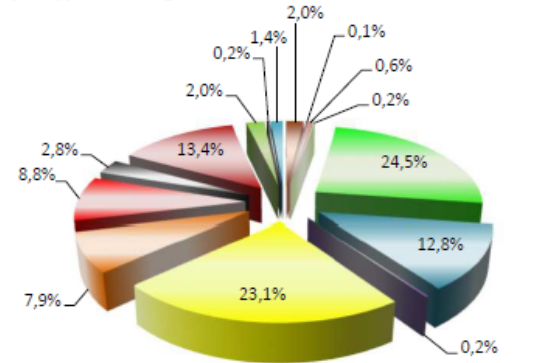
En effet, bien que les **Ouvrages Collectifs de Branchements (OCB)** et les **Dérivations Individuelles (DI)** associées (le tout étant couramment appelé « colonnes montantes ») ont été localisés, certains branchements sont encore non localisés (essentiellement les branchements individuels).

De plus, le déploiement en masse **des compteurs Linky** à fin 2021 a permis le remplacement de la majorité des compteurs C5 électromécaniques et C5 électroniques précédemment non localisés et donc leur localisation au fil des poses. Les **compteurs marchés d'affaires (C1 à C4)** ont été également intégralement localisés en 2018.

Depuis 2018, les opérations de localisation se sont accompagnées d'un changement important de méthodologie comptable : **les ouvrages « non localisés » ne « sortent plus automatiquement », à compter de 2018, de l'inventaire comptable une fois qu'ils sont totalement amortis** (spécificité ancienne et propre à Enedis dans sa gestion des ouvrages « non localisés ») et ne sont désormais retirés de l'inventaire comptable que lorsqu'ils sont physiquement mis au retrait. Cela concerne notamment les branchements (sauf les colonnes montantes) et les comptages (à l'exception des compteurs Linky).

Répartition de la valeur brute par type d'ouvrage

	VB 2021	Evol. 20/21
Réseau BT Souterrain	279 954 k€	5%
Réseau BT Torsadé	145 915 k€	2%
Réseau BT Aérien Nu	2 423 k€	-7%
Réseau HTA Souterrain	263 839 k€	5%
Réseau HTA Aérien	90 799 k€	0%
Postes HTA/BT	100 713 k€	3%
Transformateurs	32 566 k€	2%
Ouvrages de branchement non localisés	153 359 k€	4%
Ouvrages collectifs de branchement	23 291 k€	0%
Concentrateurs Linky	2 770 k€	13%
Comptage non localisés	15 638 k€	-5%
Compteurs Linky	22 310 k€	24%
Compteurs marchés d'affaires	1 429 k€	7%
Autres biens localisés	6 293 k€	6%
Autres biens non localisés	1 960 k€	13%



Les concentrateurs ont été ajoutés par Enedis dans le CRAC et les données patrimoniales depuis 2018. Dans le CRAC, ils sont confondus avec les valeurs des Postes HTA/BT. Les Ouvrages Collectifs de Branchement (OCB), y compris les Dérivations Individuelles (DI), ainsi que les compteurs "marchés d'affaires" ont été localisés comptablement en 2018.

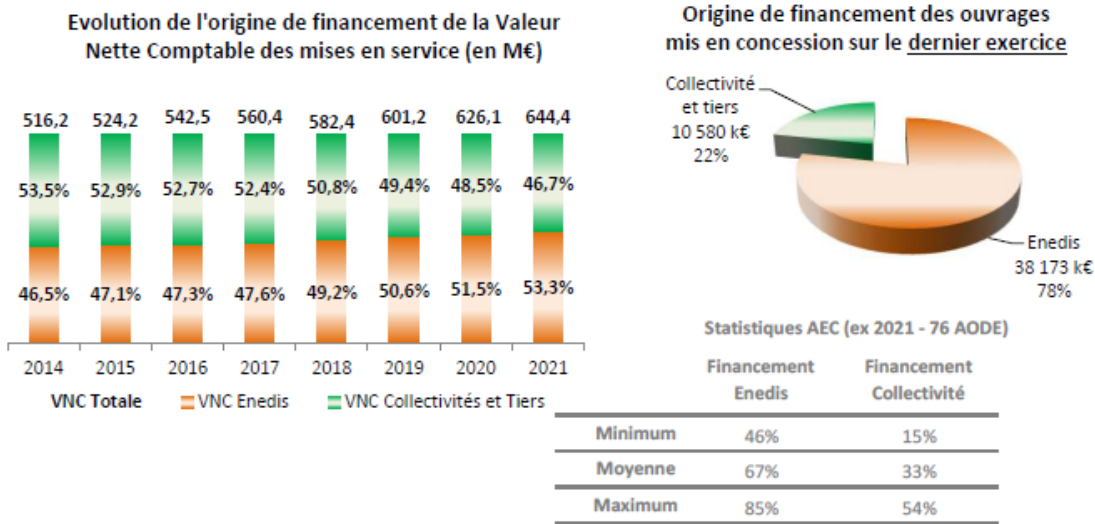
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Focus sur les colonnes montantes

Les premiers impacts comptables de l'article 176 de la loi ELAN, qui prévoit le transfert de l'ensemble des colonnes électriques en exploitation raccordées au réseau public de distribution d'électricité à l'issue d'un délai de 2 ans à compter du 24 novembre 2018, sont visibles dès l'exercice 2019 avec les premiers « transferts » émanant des propriétaires (pour certaines colonnes montantes qu'Enedis avait dénombré lors de son inventaire effectué en 2018 mais qui étaient qualifiées d' « hors concession », c'est-à-dire celles mises en service avant la signature du contrat de concession « modèle 1992 » et non rénovées entre temps). Pour rappel, depuis le 25 novembre 2020, toutes les colonnes montantes dont la propriété n'a pas été revendiquée par ailleurs, ont basculé dans le régime concessif. Ainsi, Territoire d'Energie Drôme – SDED compte au total 6 840 colonnes montantes transférées dans le cadre de la loi ELAN et en concession à fin 2021 et desservant 56 005 points de livraison.

Depuis quelques années, le suivi des évolutions comptables a été perturbé par de 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 fiabilisation, sur demande explicite de l'AODE. **Territoire d'Energie Drôme – SDED demande que ce rapport soit systématiquement remis avec le CRAC, puisque ce rapport complète la lecture du CRAC.**

✓ **Le concessionnaire a transmis, pour la troisième année consécutive, 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.



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 TECVL).

Celui-ci indique que l'inventaire doit être constitué d'un **état complet des ouvrages** utilisés par le gestionnaire du réseau public de distribution dans lequel doivent figurer notamment « tous les ouvrages ou parties d'ouvrages affectés à la distribution d'électricité afin de desservir les consommateurs ainsi que, le cas échéant, les bâtiments, locaux et terrains acquis pour établir ces ouvrages », ce qui inclut a priori les biens de reprises tels que les postes sources, voire même **certaines biens propres**.

On notera toutefois que les informations comptables transmises classiquement (valeurs brutes, valeurs nettes, provisions pour renouvellements, etc.), ainsi que les évolutions qui font suite à la parution de cet inventaire (transmission des origines de financement ouvrage par ouvrage) ne s'appliquent pas aux biens de reprises ni aux biens propres, le décret limitant les éléments transmissibles à des informations d'ordre technique.

En outre, **les travaux de dénombrement** couverts également par le « décret inventaire », concernant notamment les matériels de comptage correspondant aux points de livraison BT de puissance supérieure à 36 kVA et HTA (compteurs « marché d'affaires ») et les colonnes montantes ont été finalisés respectivement en 2018 et 2019.

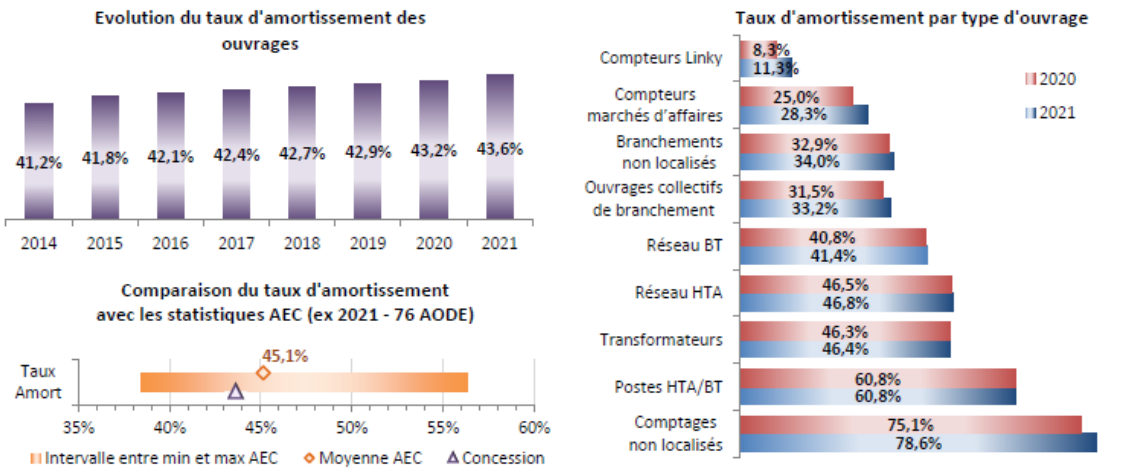
En effet, la localisation des colonnes montantes s'est achevée dans le courant du premier semestre 2019 pour celles datées d'avant la signature du cahier des charges « modèle 1992 ». Ce décret prévoit que la part restante des ouvrages non localisés à fin 2019, à savoir les « liaisons réseaux », les « branchements individuels », ainsi que les « disjoncteurs », seront localisés d'ici à la fin de l'exercice 2022.

Enfin, à noter également que **les biens couverts par l'inventaire** et pour lesquels cela est techniquement possibles **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.

✓ **Le taux d'amortissement des ouvrages concédés** est en augmentation continue depuis 2014 et atteint 43,6% à fin 2021. Il s'établit bien en deçà de la moyenne des valeurs constatées par AEC (45,1%, statistique AEC 2021).

Dans le détail, leur indicateur a notamment progressé sur l'ensembles des typologies d'ouvrages. Le taux d'amortissement des branchements est à relativiser car, jusqu'en 2018, ces ouvrages sortaient automatiquement de l'inventaire dès leur fin de vie comptable (qu'ils soient physiquement mis au retrait ou non), impactant de facto à la baisse le taux d'amortissement.

Il faut également préciser que le taux d'amortissement des appareils de comptage est à relativiser car le concessionnaire a passé des **amortissements accélérés sur les compteurs C5 en lien avec le déploiement des compteurs Linky**. En effet, les compteurs Linky sont des « ouvrages localisés », comptablement immobilisés par commune et par mois de mise en service. Ils totalisent une valeur brute de 22,3 M€ à fin 2021 pour 285 445 compteurs posés et immobilisés.



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Le stock de provisions pour renouvellement est en baisse sur l'ensemble des 11 exercices considérés (2011 à 2021) **passant de 88,4 M€ à fin 2011 à 76,8 M€ à fin 2021**. La baisse est en revanche plus accentuée sur ce dernier exercice avec -1,7 M€ quand on observait une baisse plus modérée entre 2017 et 2020, de l'ordre de -0,2 M€.

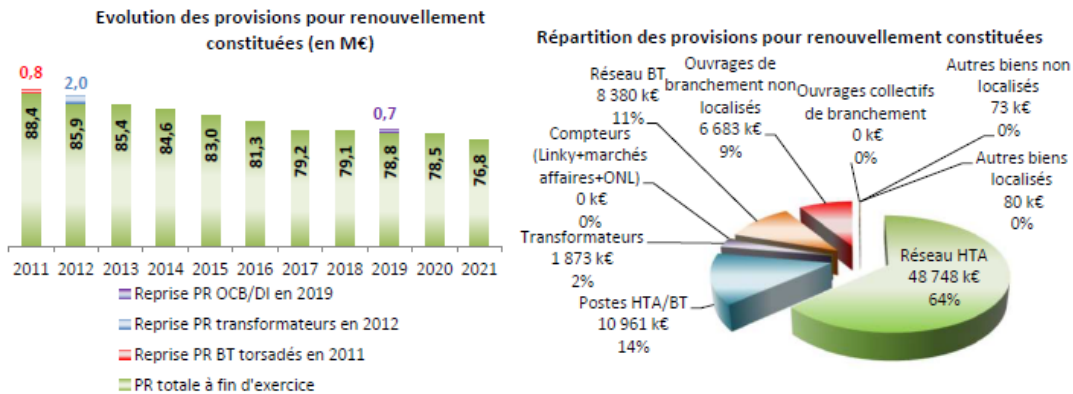
Pour rappel, le nouveau modèle de contrat entré en vigueur en 2022 ne permettra plus de dotation annuelle en provisions pour renouvellement. Toutefois, les affectations des PR (utilisations de la PR) lors des renouvellements d'ouvrages sont toujours possibles conformément au sens premier des PR.

L'évolution du stock de provision pour renouvellement est la résultante de 3 flux. Pour l'année 2021, ces flux sont :

- la dotation totale aux PR est de **-187 k€** (dotation négative) contre +728 M€ en 2020. A noter que cette dotation négative s'explique essentiellement par une dotation négative de près de 500 k€ sur les réseaux HTA aériens que ne compense pas la partie « positive » de la dotation d'un peu plus de 300 k€ ;
- en parallèle **612 k€ de PR ont été affectées et utilisées** pour financer les ouvrages renouvelés en tant que « financement concédant », en particulier sur les réseaux HTA souterrains (373 k€ de PR réaffectée en 2021, en lien avec les renouvellement de CPI) contre 1 357 k€ en 2020 ;
- 742 k€ ont été reprises et remontées au résultat**, essentiellement en lien avec les chantiers de PDV (255 k€ de PR constituées sur les réseaux HTA aériens ont été repris au résultat en 2021, en lien notamment avec la liquidation comptable des passifs sur 10 affaires) contre 251 k€ en 2020.

A compter de l'exercice 2022, les dotations aux PR, qui étaient jusqu'alors prévues uniquement sur les ouvrages renouvelables avant le terme de l'ancien contrat de concession en vigueur, (hormis sur les réseaux BT, ainsi que les postes HTA/BT situés en zone rurale au sens du FACÉ qui n'étaient pas concernés par ces dotations à la maille de la concession – faisant l'objet d'un mécanisme de dotation à l'échelle nationale), **seront stoppées de par l'entrée en vigueur du nouveau contrat de concession**.

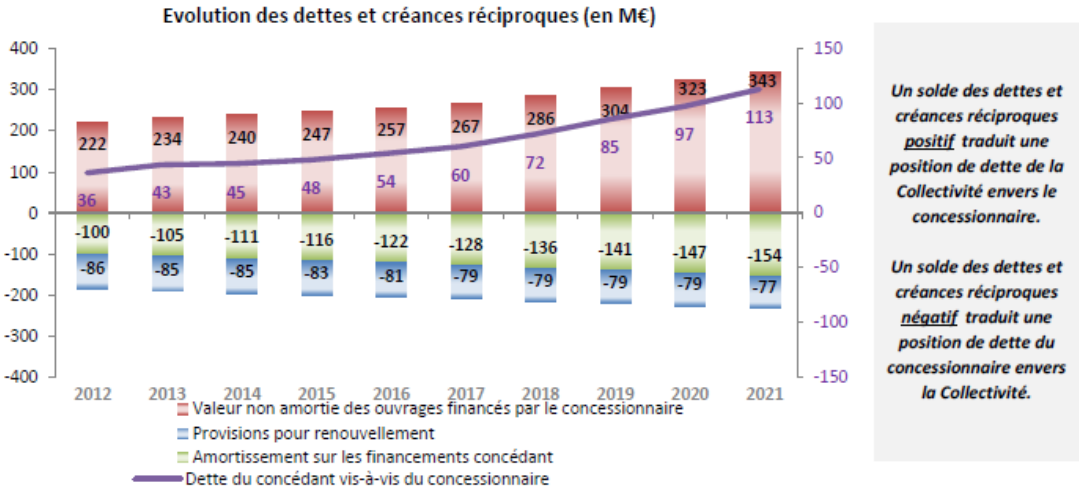
A noter qu'en plus de ces flux de provisions « courants », les sorties d'inventaire automatiques des ouvrages non localisés, et notamment les branchements, impactent le stock des provisions pour renouvellement depuis 2010. Ces évolutions sont également dues à la modification des modalités de calcul appliquées depuis 2011 qui réduit le flux des dotations.



En 2011, l'impact sur le flux annuel de PR de la modification des modalités de calcul de la PR est de -100 k€. Les effets de cette modification se feront ressentir jusqu'à la fin du contrat de concession.



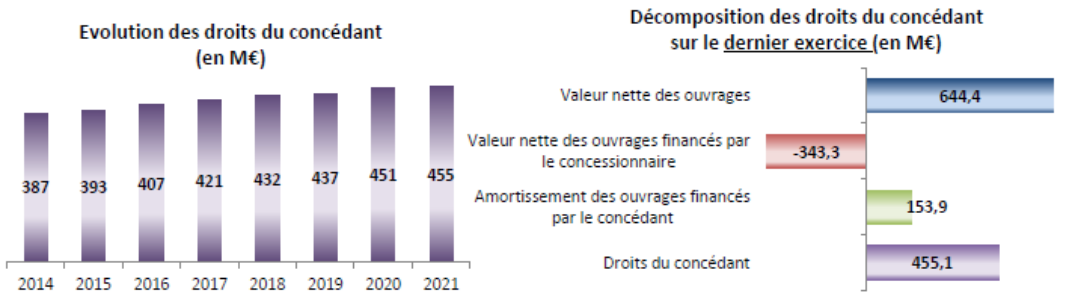
Depuis a minima 2012, **le concédant a une dette potentielle envers le concessionnaire qui s'accroît continuellement**. La tendance s'est accélérée entre 2017 et 2021 au profit du concessionnaire pour atteindre finalement **113 M€ à fin 2021** (+16 M€ par rapport à l'exercice précédent). La situation s'est fortement dégradée depuis 2017 avec en moyenne une hausse de 13 M€ par an de dette potentielle du concédant envers le concessionnaire.



En effet, le concessionnaire n'immobilise pas en financement de tiers la participation financière au raccordement des pétitionnaires ou des communes. En d'autres termes, **la participation estimée à 60% du coût du raccordement est considérée comme du financement concessionnaire**. Cette pratique, si elle est cohérente avec la construction tarifaire du TURPE et n'engendre pas de double rémunération, alourdit le poids des financements du concessionnaire (le tarif couvrant leur amortissement et une rémunération assortie) et créant une créance vis-à-vis du concédant.



Les droits du concédant (représentant la valeur des biens mis gratuitement dans la concession par le concédant) **continuent quant à eux d'augmenter** pour s'établir à **455 M€**, soit une hausse de +4 M€ en 2021 ; le rythme moyen annuel étant de +10M€/an depuis 2014.



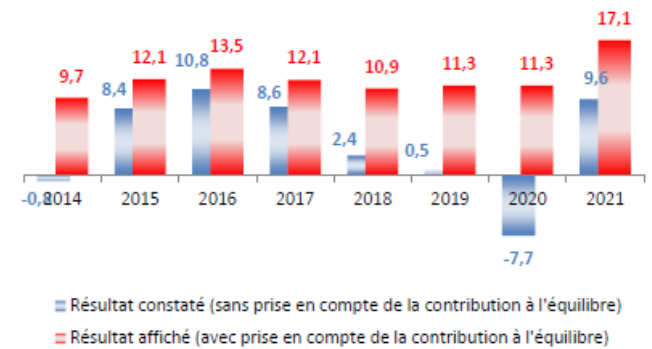
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

5.2 Le résultat d'exploitation de la concession

À la suite de la restructuration du concessionnaire en direction régionale, le compte d'exploitation présente une rupture de chronique en 2015. En effet, en 2021, **près des trois quarts des charges d'exploitation sont calculées via une clé de répartition appliquée à des montants collectés à un périmètre supra-concessif**, soit dorénavant la DR (Direction Régionale) Sillon Rhodanien (DR SIRHO), maille plus resserrée que la DIR Rhône-Alpes Bourgogne antérieurement.

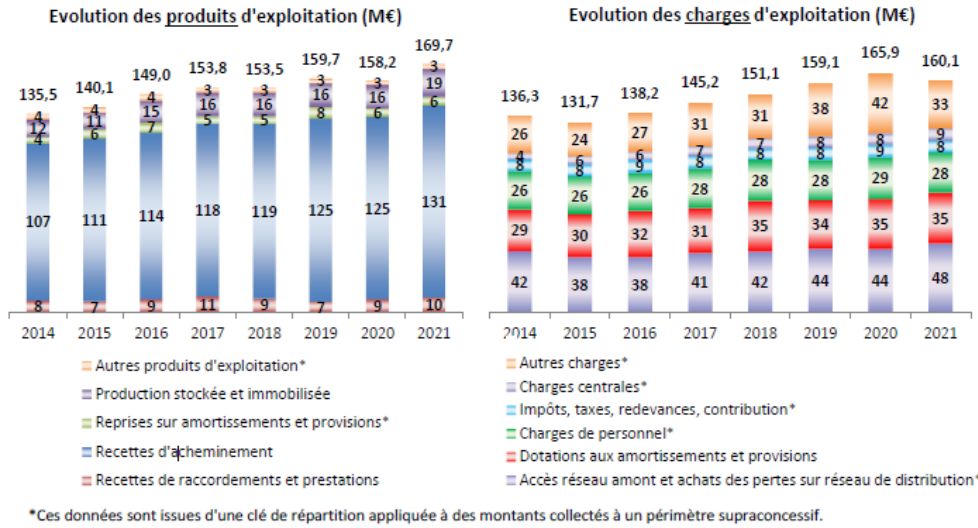
Sur l'exercice 2021, **la concession est repassée bénéficiaire** (concession déficitaire en 2020) avec un **taux de marge en très forte augmentation** pour atteindre **6,7%** (+12,4 points) du fait d'un effet ciseau avec un recul des charges d'exploitation (-3,5%) accentué par une augmentation des recettes d'acheminement (+7,3%). Cependant, le taux de marge reste inférieur au taux de marge national (6,7% pour Territoire d'Énergie Drôme - SDED contre 11,9% au national). A noter que l'exercice 2020 était déficitaire notamment en raison des « autres charges » qui étaient particulièrement élevées, en lien avec l'impact financier des aléas climatiques qu'avait subi la concession en 2019 mais qui avaient encore un impact comptable significatif sur les comptes 2020.

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.

En effet, **le chiffre d'affaires est en hausse de +7,8 M€** (soit +5,7% par rapport à 2020). Cette augmentation est due à l'augmentation des volumes d'acheminement post-crise sanitaire Covid et du TURPE impactant à la hausse les recettes d'acheminement (+6,3 M€, +5,1%). La production stockée et immobilisée (produit « calculé ») retrouve le niveau de 2019 avec +3 M€. L'évolution du TURPE avec l'évolution annuelle du TURPE 6 au 1er août 2021 a engendré une hausse moyenne de +0,91% du prix du kWh (après une hausse moyenne de +2,75% du TURPE 5bis au 1er août 2020). Ces hausses de produits se conjuguent à une diminution des charges d'exploitation (-5,8 M€), et ce, principalement en raison de l'impact financier des aléas climatiques qu'avait subi la concession en 2019 mais qui avaient encore un impact comptable significatif sur les comptes 2020 (effet baisse des « autres charges » en 2021 par rapport à 2020 de l'ordre de 10 M€) partiellement compensé par la hausse l'accès réseau amont (+1,1 M€, soit +3,4%) et l'achats des pertes sur le réseau de distribution avec +2,9 M€ (soit +27%).



La volatilité des résultats et la sensibilité des méthodes d'estimations des postes du compte d'exploitation amènent 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 2021 est partagée en 54% pour le « matériels » et 46% pour la « main d'œuvre »).

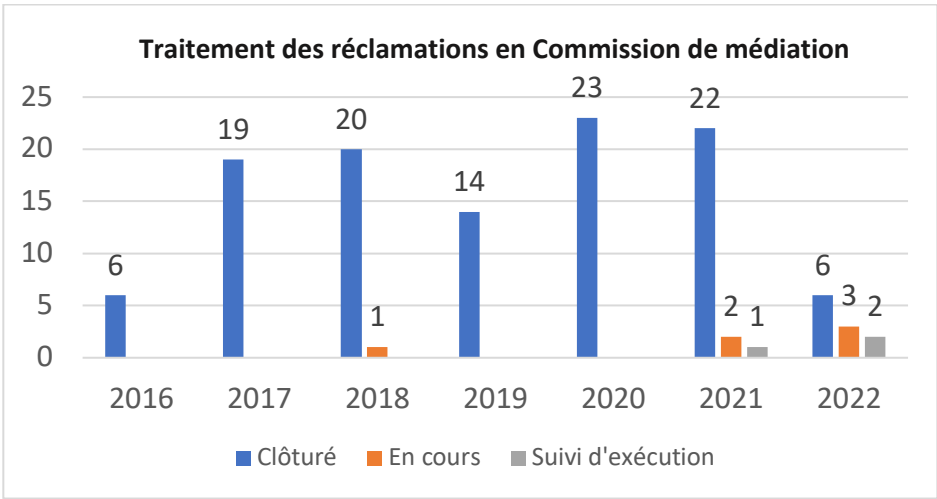
Ainsi, la transmission par Enedis d'un niveau de détail de certains postes de charges et de produits à la maille de la concession, similaire à ce qui est transmis au niveau national, pourrait permettre de gagner en lisibilité, notamment sur les méthodes d'enregistrement de la PSI mais aussi des charges de maintenance préventive et curative ainsi que sur les flux des provisions et des amortissements.

6. Le contrôle continu : bilan 2022 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.

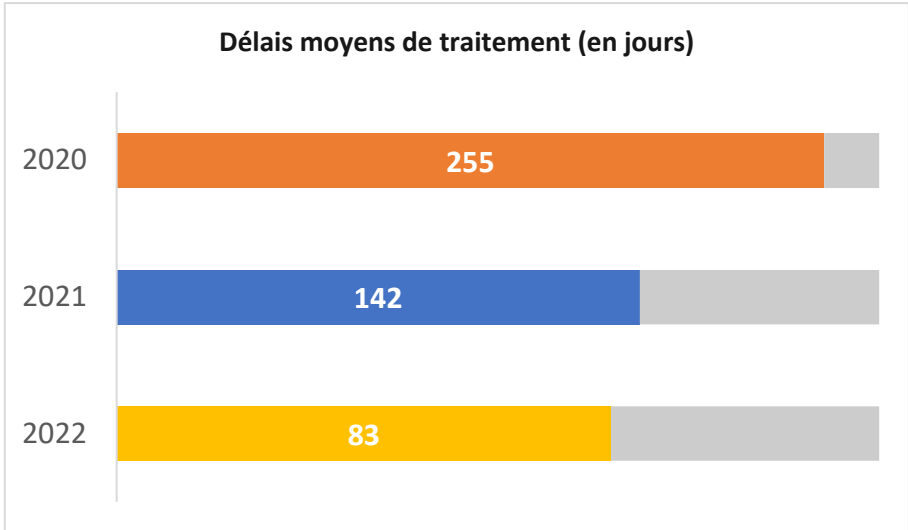
Sur l'année 2022, **11 nouveaux dossiers de réclamations ont été suivis**. Les réclamations reçues concernaient toutes le volet distribution du service public de l'électricité. Elles émanaient à **36 % des collectivités locales et 64 % des usagers** (proportions stables par rapport à 2021).

Au global, fin 2022, seules 6 réclamations étaient encore en cours de traitement.

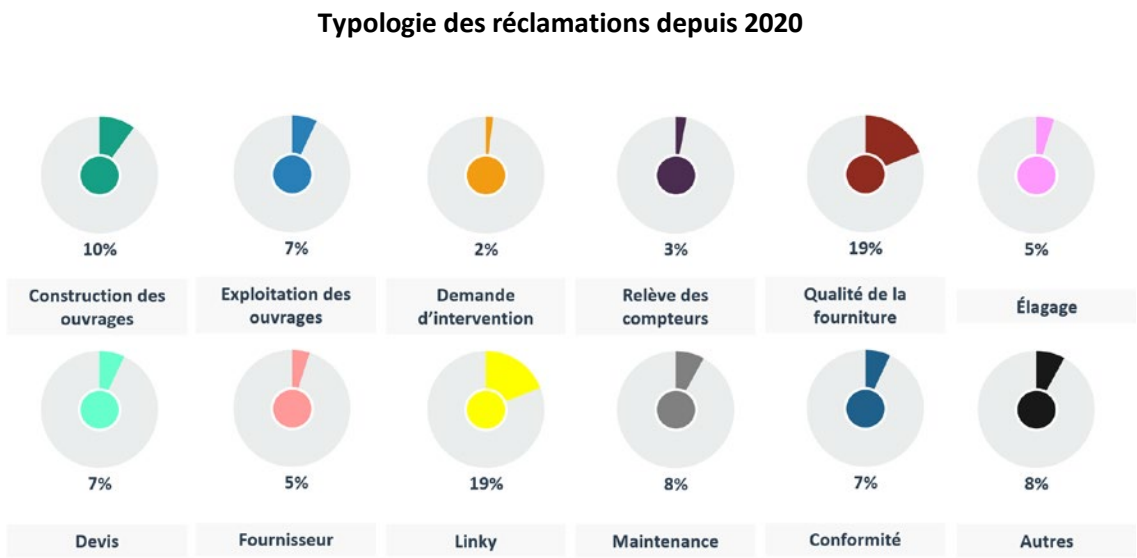


LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

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.

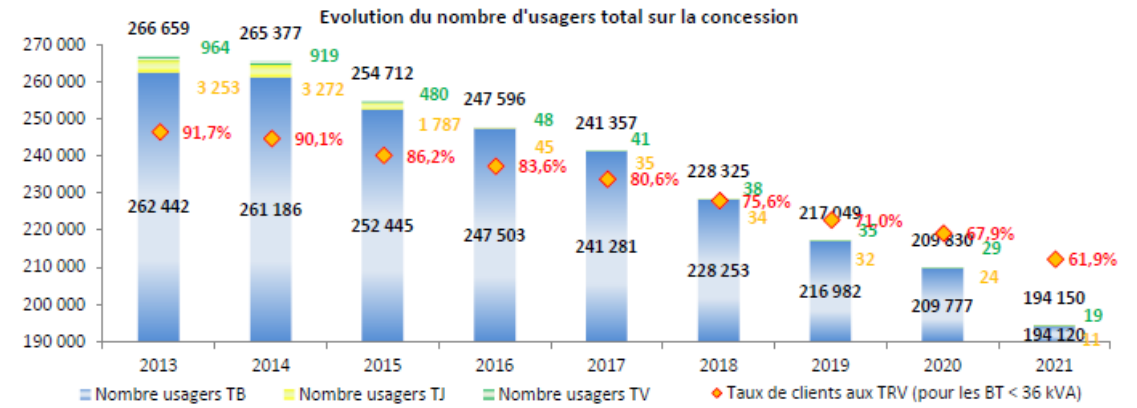
Fin des TRV pour certains usagers

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.

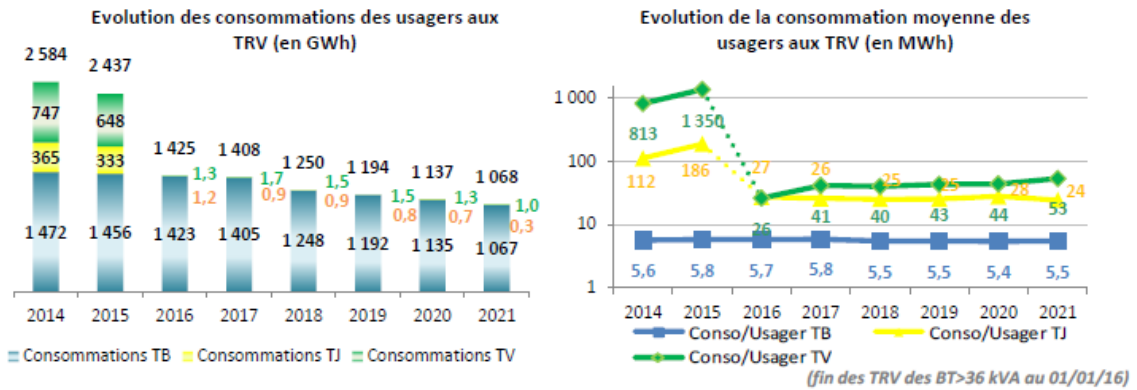
Depuis le 1er janvier 2021, les **TRV ont également été supprimés pour certains clients aux tarifs bleus non-résidentiels** : entités légales de 10 personnes ou plus, et entités légales de moins de 10 personnes avec un chiffre d'affaires annuel de plus de 2 M€.

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

Le nombre d'**usagers bénéficiant d'un TRV (Tarif Réglementé de Vente)** est en diminution constante depuis 2013 pour atteindre **61,9% des clients BT ≤ 36 kVA en 2021** dont -7,5% pour les tarifs bleus (résidentiels et non résidentiels confondus).



En parallèle, la **consommation électrique des usagers aux TRV a diminué de -6,1%** pour atteindre 1 068 GWh.



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Depuis le 1er janvier 2016, **les tarifs réglementés de vente pour des puissances souscrites supérieures à 36 kVA ont été supprimés**. Il subsiste néanmoins des contrats spécifiques, des tarifs jaunes et verts parmi les clients BT inférieurs à 36 kVA.

Ainsi, à fin 2021, il reste **11 clients aux tarifs jaunes (TJ) et 19 clients aux tarifs verts (TV)** (les données sont sensibilisées par EDF si les nombres d'usagers est inférieur à 11 et/ou les consommations inférieures à 200 MWh).

Depuis le 1er janvier 2021, **d'autres TRV ont été supprimés pour certains clients aux tarifs bleus non-résidentiels**.

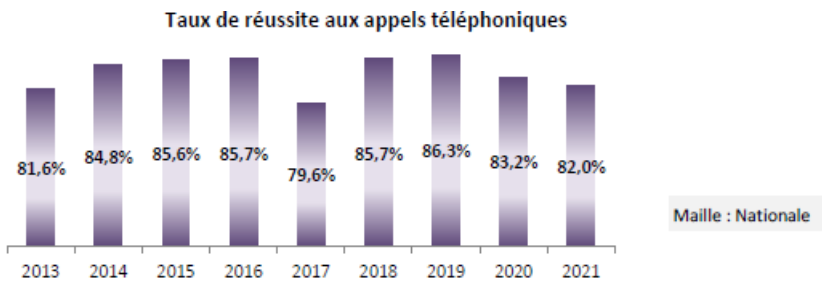
Tous les clients qui n'ont pas fait le nécessaire ont été basculés en **CST (Contrats de Sortie de Tarif)** que seul EDF peut gérer. Ce tarif n'appartient pas aux TRV, et doit devenir progressivement et théoriquement désavantageux pour les usagers afin de les inciter à choisir une offre de marché.

Les données transmises dans le cadre du contrôle de concession ne permettent pas de déterminer la part imputable à la suppression des TRV pour ces clients aux tarifs bleu non-résidentiels.

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

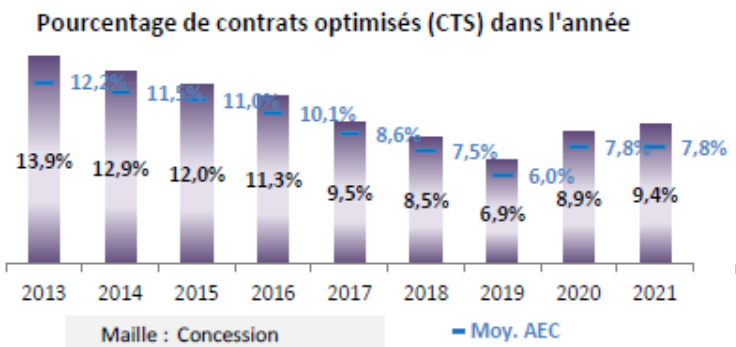
En 2021, à la maille nationale, **le taux de réussite aux appels téléphoniques** est en diminution par rapport à 2020 (-1,2 point) mais reste toutefois supérieur à la chute ponctuelle de 2017 (79,6%). A noter que le traitement par les plateformes régionales d'écoute n'est pas effectué en fonction des territoires d'appels, mais par une répartition nationale des flux d'appels, c'est pourquoi l'analyse de cet indicateur se fait à la maille nationale.

Pour l'exercice 2021, cette baisse est due à une répartition atypique des volumes d'appels sur l'année conjuguée à un contexte difficile de recrutements d'agents pour le front office. Il en ressort un temps d'appel augmenté de 3 minutes contre en moyenne annuelle 2 minutes et 42 secondes en 2020 et 2 minutes et 32 secondes en 2019.



Le taux de réussite des appels téléphoniques est le nombre d'appels traités par EDF rapporté au nombre d'appels reçus.

Le **taux de clients ayant bénéficié de conseils tarifaires optimisés** a légèrement progressé en 2021 à **9,4%** (+0,5 point par rapport à 2020). EDF précise que, globalement, ce service est moins sollicité sous cette forme car les clients utilisent plutôt les services Internet disponibles tels que **e.equilibre**.



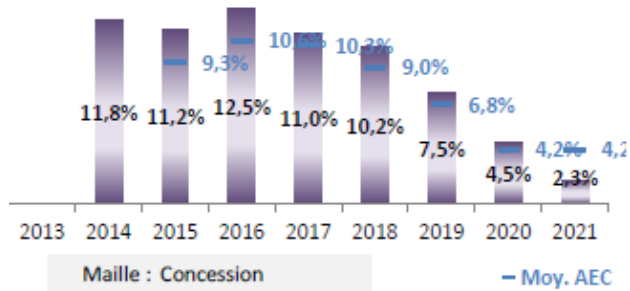
Le conseil tarifaire

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

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

Le taux de relevé confiance (ou auto-relevé) continue de diminuer pour atteindre 2,3% (-1,8 point par rapport à 2020). Ce service n'est plus proposé par les conseillers clientèles car il devient progressivement obsolète avec le déploiement des compteurs Linky.

Taux de factures basées sur un auto-relevé



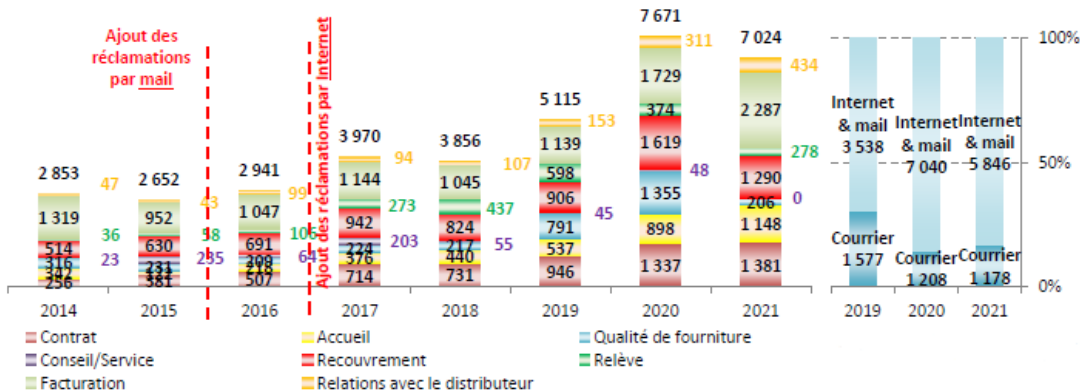
Le volume total de réclamations écrites traitées par EDF est en recul pour la première année depuis 2018 (-8,4% par rapport à l'exercice précédent) pour atteindre 7 024 réclamations. Cependant, la concession se situe très au-dessus de la moyenne AEC avec 362 réclamations pour 10 000 clients au tarif bleu (moyenne à 295, statistiques AEC 2021).

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. En 2021, près de 83% des réclamations sont faites par mail ou Internet, une proportion similaire à 2020 après deux années en hausse rapide.

En revanche, EDF ne communique toujours pas les volumes de réclamations orales, mais uniquement les volumes de réclamations écrites. EDF fait valoir l'impossibilité de mesurer les volumes de réclamations orales. L'autorité concédante reste donc aveugle sur cet aspect important du service aux usagers, alors que ces réclamations bien qu'orales sont a priori tracées dans les SI d'EDF.

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

Evolution de la répartition des réclamations ECRITES par item (uniquement clients aux tarifs Bleu Résidentiel)



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

3. Les usagers en précarité énergétique

Au 31 décembre 2021, **EDF a reçu 17 758 chèques énergie** de la part de ses clients, en baisse de **-6%** par rapport à 2020.

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.

Depuis 2021, le plafond du **Revenu Fiscal de Référence (RFR)** donnant droit au chèque énergie est désormais de **10 800 € par an pour une personne vivant seule**, et de **22 470 € pour un couple avec deux enfants**. Il existe 12 montants des chèques énergie en fonction de la composition familiale et des plafonds de revenus. Ces montants varient entre 48 € et 277 €.

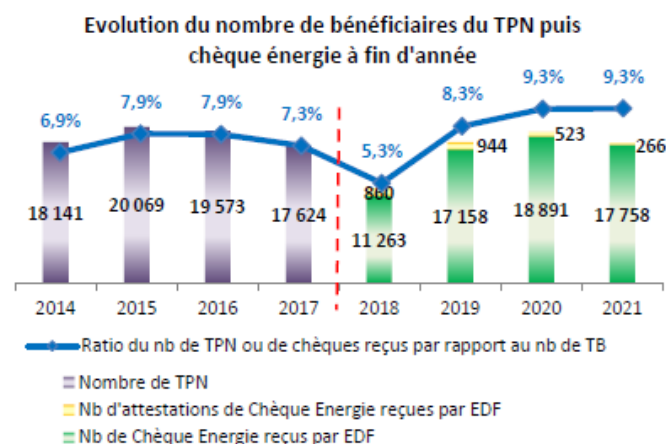
D'après les données d'EDF, **le montant moyen du chèque énergie est de 142 € en 2021** à la maille concession, un montant stable par rapport à 2020 mais supérieur à 2019 (136 € en moyenne).

Pour rappel, en 2019, la majorité des montants des chèques énergie avaient augmenté de 50 €. Les chèques étant envoyés aux bénéficiaires durant le mois d'avril, l'augmentation du nombre de chèques énergie pris en compte par EDF depuis 2019 s'explique par le cumul de 3 aspects :

- l'élargissement, à compter du 1er janvier 2019, du nombre d'ayant-droit au chèque énergie, consécutive de la hausse des plafonds de revenus ;
- le cumul des collectes durant l'année 2019 des chèques énergie émis en 2019 et utilisés en 2019, avec ceux émis en 2018 et utilisés tardivement en 2019 ;
- une meilleure connaissance du Chèque Energie par les bénéficiaires et les aidants ;
- la dématérialisation du Chèque Energie.

En 2020, en raison de la crise sanitaire, le calendrier d'envoi postal des chèques énergie au printemps a été décalé d'une semaine et s'est étalé sur près de deux mois (contre cinq semaines les années précédentes). Aucune évolution n'a été répertoriée en 2021 concernant les chèques énergie.

Des études nationales confirment que pour l'instant le taux d'utilisation des Chèques Energie est d'environ 80%.



En parallèle, **EDF a collecté 266 attestations de chèques énergie**, qui permettent d'appliquer les protections prévues aux usagers en situation de précarité et qui ont utilisé leurs Chèques Energies pour d'autres services. Des actions seront prochainement mises en œuvre pour optimiser et automatiser ce système de protection. Ce chiffre est en baisse par rapport à l'exercice précédent qui comptait 523 attestations.

Le montant du **Fonds de Solidarité pour le Logement (FSL)** alloué par EDF au Conseil Départemental est de **210 k€, en hausse de +35 k€** par rapport à l'exercice précédent pour quasiment revenir au montant de 2016. L'objectif de ce fond de solidarité est de permettre, par une imputation en totalité à la partie attribuée aux actions curatives, d'aider les clients en difficulté financière à payer leurs factures.

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 financer en partie ce Fonds et de communiquer des informations à la demande des travailleurs sociaux.

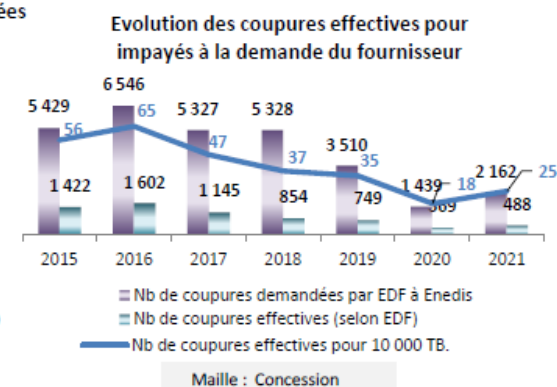
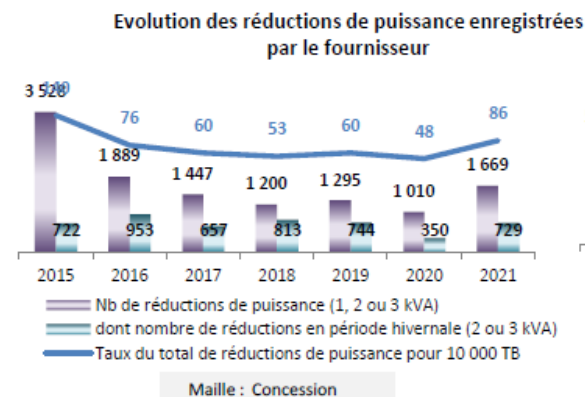
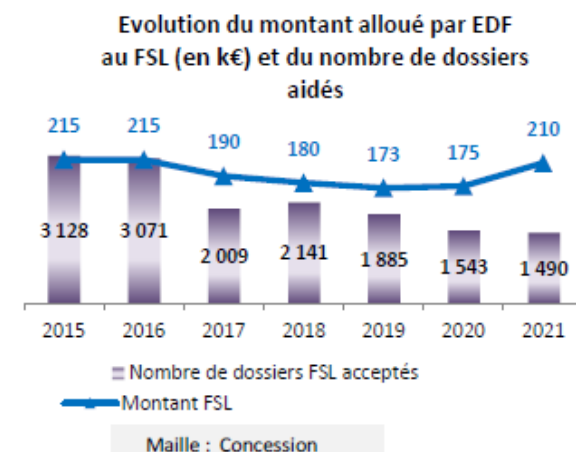
Ce financement versé par EDF est compensé, depuis la mise en place du chèque énergie en 2018, à hauteur d'un montant égale au produit du nombre de clients résidentiels au 1er janvier de l'année considérée, par un montant fixé à 1 euro, et dans la limite de 90% de la contribution effective.

Le nombre de dossiers aidés acceptés par le FSL pour une « aide électricité clients Tarif Bleu » suit quant à lui une tendance à la baisse depuis 2015 en passant de **3 128 à 1 490 entre 2015 et 2021**. Cependant, cette évolution à la baisse est difficilement interprétable car il n'a pas été transmis le nombre de dossiers aidés acceptés par le FSL pour une aide électricité hors clients Tarif Bleu.

Par ailleurs, en 2021, **EDF a demandé 2 162 DPI (demandes d'interventions pour impayés)** qui ont abouti à **488 coupures effectives et 1 669 réductions de puissance** dont 729 réductions de puissance hivernale de 2 ou 3 kVA durant la trêve hivernale.

Le nombre de coupures effectives a augmenté de **+32%**, en passant de 369 en 2020 à 488 en 2021, en raison notamment d'une trêve hivernale plus longue en 2020. Ces coupures effectives concernent au total 0,25% des clients bleu de la concession.

En revanche, **le taux de coupures effectives par rapport à celles demandées** a légèrement diminué pour atteindre **23% des DPI contre 26% en 2020**. En outre, le taux de coupures effectives pour 10 000 clients au tarif bleu a fortement progressé passant de 18 à 25 coupures effectives pour 10 000 TB (+39%).



TB : Tarif Bleu

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

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. Le Contrôle de la Taxe Communale sur la Consommation d'Électricité (TCCFE)

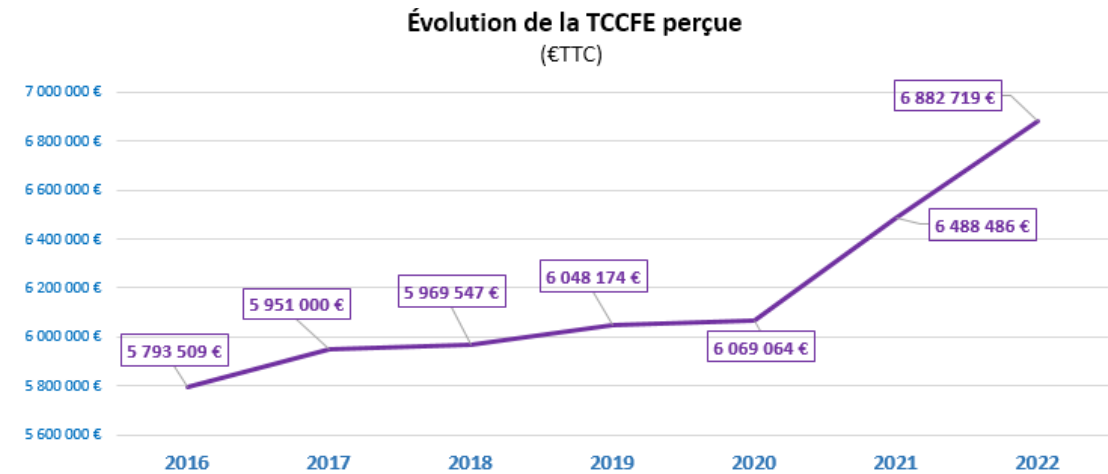
1.1 Cadre général

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 à progressivement été porté à 8,5.

Depuis le 1er janvier 2016 et jusqu'à la fin de l'année 2022, le montant de la taxe est 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 le coefficient multiplicateur.

Pour 2022, ces tarifs de base sont respectivement fixés à 0,78 €/MWh, pour les consommations non-professionnelles et pour les consommations professionnelles lorsque la puissance souscrite est égale ou inférieure à 36 kVA, et à 0,26 €/MWh, pour les consommations professionnelles lorsque la puissance souscrite est comprise entre 36 et 250 kVA.

La TCCFE est une source fondamentale de revenu pour Territoire d'Énergie Drôme - SDED. En 2022, elle représente **66 % des recettes réelles de fonctionnement, soit presque 6,9 M€.**



Dans le cadre en vigueur jusqu'à fin 2022, la TCCFE est prélevée par les fournisseurs d'électricité sur les factures des usagers, puis reversée aux collectivités bénéficiaires. Les fournisseurs sont tenus d'adresser à TE Drôme – SDED :

- leur déclaration de TCFE dans un délai de deux mois suivant le trimestre civil concerné, accompagné du paiement de la taxe ;
- le détail des consommations de chaque commune et les montants de la taxe recouvrée.

Le versement de la taxe est donc fondé sur un système déclaratif de la part des fournisseurs. La contrepartie de ce système déclaratif est le contrôle de Territoire d'Énergie Drôme – SDED, percepteur de la taxe, des sommes versées par les fournisseurs, conformément aux dispositions des articles L. 2333-5 et L. 3333-3-2 du CGCT, dans leur version en vigueur en 2022.

Ce contrôle de la TCCFE réalisé par Territoire d'Énergie Drôme – SDED s'apparente à un contrôle fiscal. Il s'effectue à plusieurs niveaux :

- **Contrôle sur pièce de 1er niveau** : respect des délais, fourniture des pièces, cohérence des déclarations...
- **Contrôle sur pièce approfondi** : examen détaillé des fichiers transmis, comparaison avec les données ENEDIS (au cours du premier semestre de chaque année, le distributeur ENEDIS doit communiquer au TE Drôme – SDED, un état annuel récapitulant les montants qu'il a facturés l'année précédente à chaque fournisseur, et ceci sur chaque commune et par puissance souscrite, au titre de l'utilisation des réseaux (acheminement de l'électricité)) ...
- Possibilité de réaliser des **contrôles sur place** en fonction des moyens mis à disposition.

La réforme de la TCCFE et la fin du contrôle de la taxe par TE Drôme - SDED

La taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE) est supprimée à compter du **1er janvier 2023**. Elle est remplacée par une **majoration de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE)**.

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 (dénommée « TICFE-C »).

La TICFE et ses majorations sont acquittées 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 est transférée à la direction générale des finances publiques (DGFiP)**, Territoire d'Énergie Drôme – SDED perdant la possibilité d'en assurer directement le contrôle en 2023.

Territoire d'Énergie – SDED restera 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.



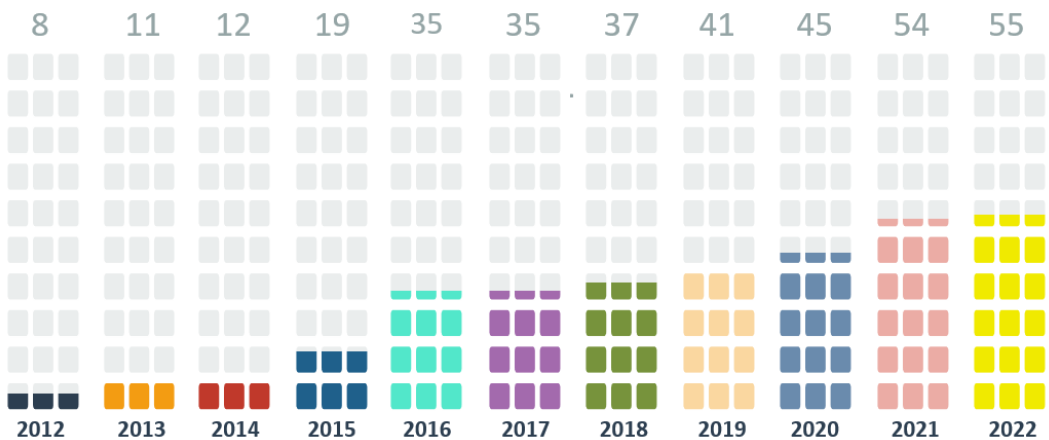
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

1.2 Les données 2022

Pour 2022, en appui à ses actions de contrôle, Territoire d'Énergie Drôme - SDED a renseigné une base de données spécifique dans un outil informatique dédié (logiciel PROGOS).

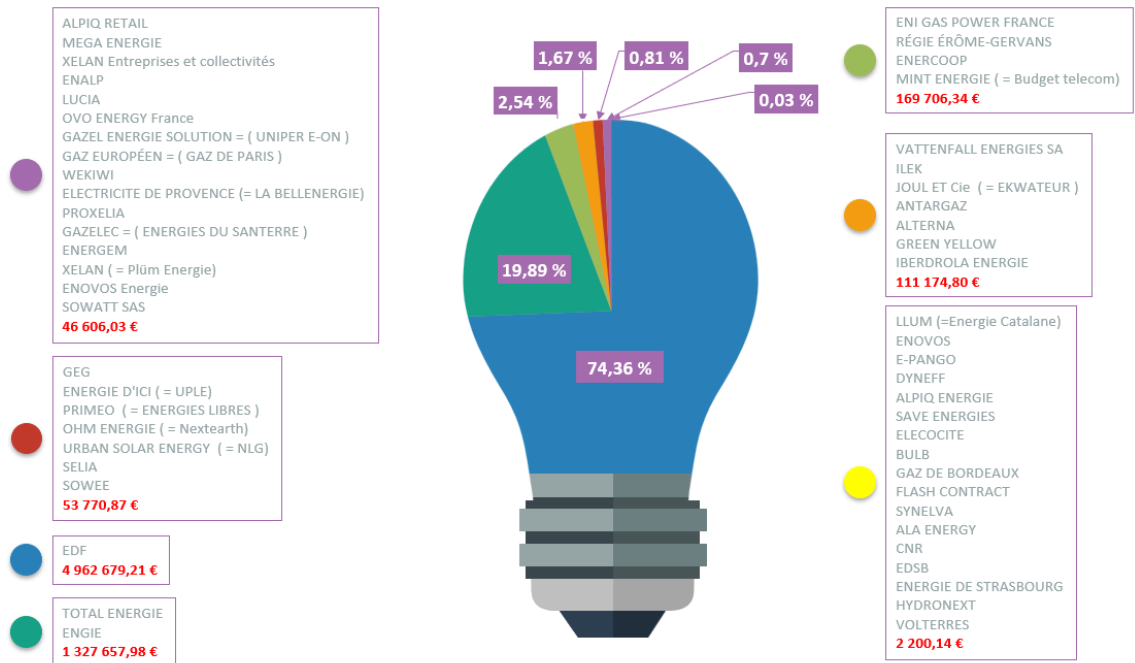
55 fournisseurs étaient présents sur le périmètre de perception de TE Drôme - SDED (soit 1 de plus qu'en 2021). Ce nombre élevé de fournisseurs conduit à un risque financier pour le Syndicat d'énergie, lié à des absences, des retards, des erreurs de versement, voire des refus de communication de certaines informations entrant dans le calcul de la taxe.

Évolution du nombre de fournisseurs



En 2022, plus de 74% de la taxe perçue par Territoire d'Énergie Drôme - SDED provient du fournisseur historique EDF. A l'inverse, moins de 1% de la taxe perçue est issue de 34 fournisseurs.

Montant TCCFE par fournisseur

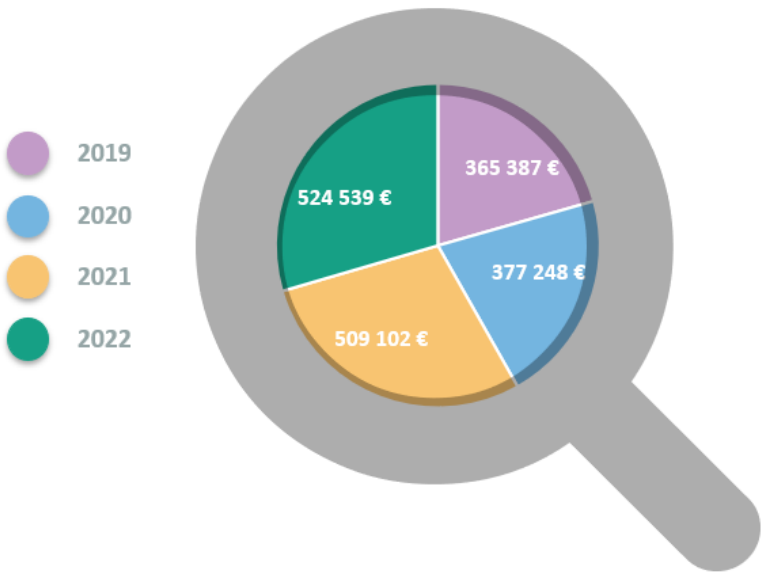


Dans le prolongement de l'ouverture des marchés de l'énergie, ces proportions seront encore amenées à évoluer dans les prochaines années.

En 2022, dernière année de contrôle de la taxe par les AODE, **les actions réalisées par Territoire d'Énergie Drôme - SDED** ont concerné des relances pour l'obtention des déclarations, des versements, de demandes d'explications de montant, d'écart, de vérifications relatives aux fusions de communes, de mise en demeure, de taxation d'office... De nombreux retards et oublis ont été constatés principalement des « petits » fournisseurs.

Par ailleurs, TE Drôme - SDED perçoit et reverse la taxe pour le compte de certaines communes urbaines. Des frais de gestion (0,5 %) sont alors appliqués. En 2022, 5 communes étaient concernées par ce mécanisme, pour un montant total de taxe reversée de 524 539 €.

Montant TCCFE reversée



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

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

- les redevances de concessions,
- les recettes du FACE

2.1 Les redevances de concessions

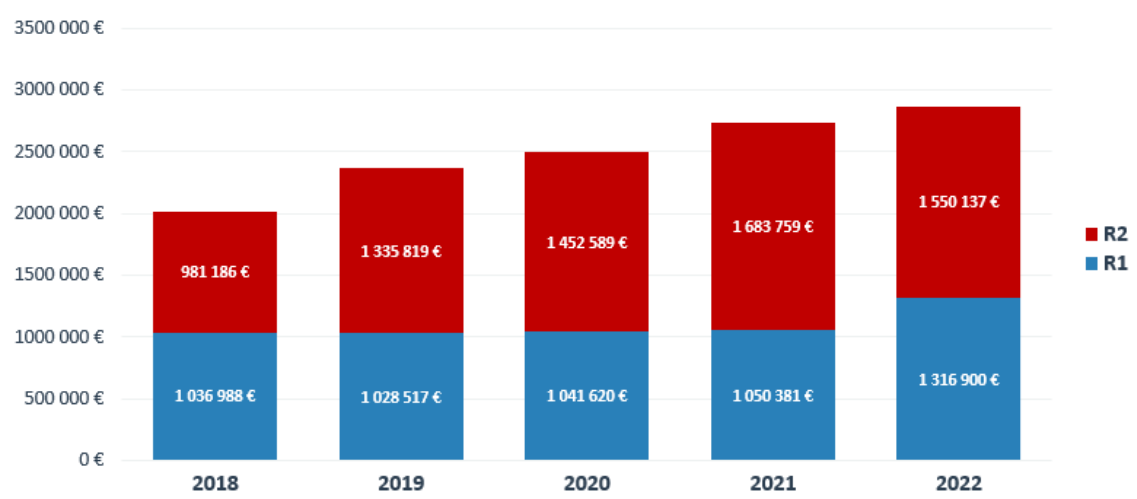
En tant qu'autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité (AODE), Territoire d'Énergie Drôme - SDED perçoit d'Enedis, conformément au cahier des charges, une redevance de concession qui se divise en deux parties :

- 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 2022, ces redevances « électricité » se sont élevées à 1 316 900 €TTC pour le R1 et à 1 550 137 €TTC pour le R2.

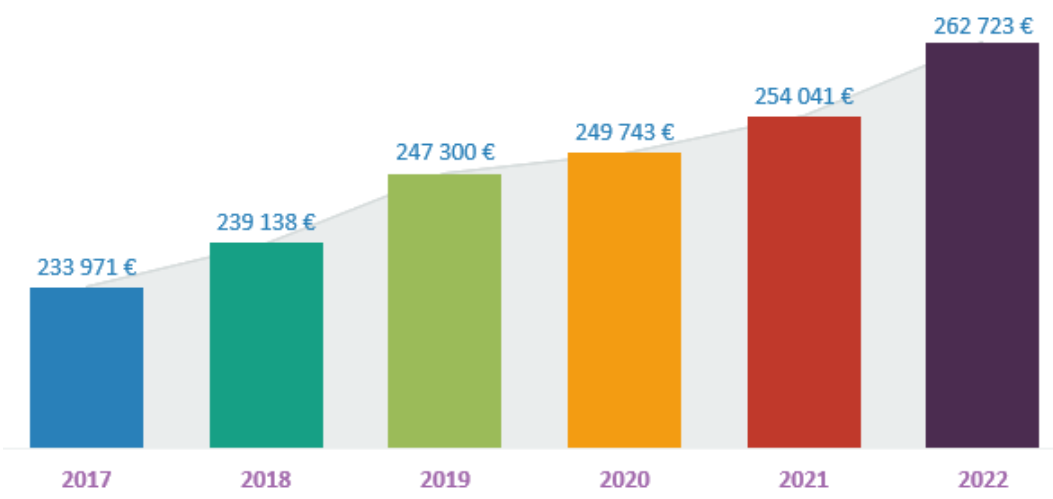
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Évolution de la redevance ENEDIS (€TTC)



Depuis 2003, Territoire d’Energie 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 2022, le montant de la redevance « gaz » perçu s’est élevé à 249 743 €TTC.

Évolution de la redevance GRDF (€TTC)



Pour l’année 2022, 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 11 294 €TTC.

2.2 Les recettes du FACE

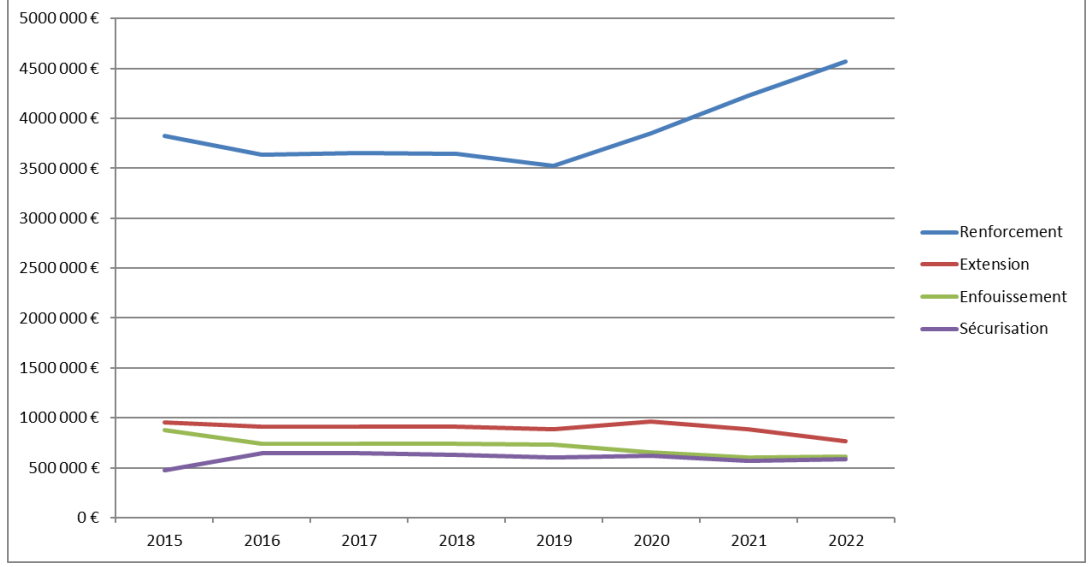
Le Fond d’Amortissement des Charges d’Électrification (FACE), institué en 1936, est un instrument national de solidarité et de péréquation du financement des investissements d’électrification rurale.

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 2022 les sous- programme suivants :

- Renforcement : 4 574 k€HT
- Extension : 764 k€HT
- Enfouissement : 615 k€HT
- Sécurisation : 590 k€HT

Evolution des dotations du FACE



2.3 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’Energie 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.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

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

- Sur 62 communes, la **distribution publique de gaz naturel** est concédée à Gaz Réseau Distribution France (GRDF) :

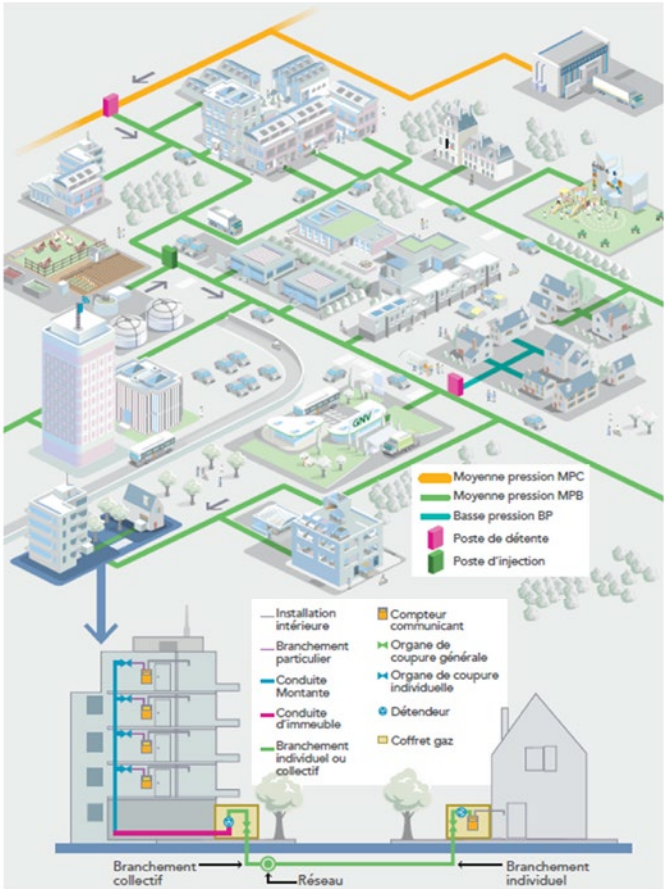
o **59 communes sont desservies dans un cadre monopolistique issu de la loi de nationalisation** du gaz et de l'électricité du 8 avril 1946. Il s'agit du périmètre dit « historique » sur lequel s'applique le tarif d'acheminement péréqué (dit « ATRD ») fixé par la Commission de régulation de l'énergie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

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

- 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-Rhone et Malataverne (2006), à Butagaz sur la commune de Upie (2006) et à Totalgaz (désormais Finagaz) sur la commune de Saulce-sur-Rhône (2011). Le tarif d'acheminement est propre à chaque concession.

B - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION DE GAZ CONCÉDÉ À 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 2021 de GRDF sont reprises ci-après. Un nouveau prestataire étant intervenu en 2018, les chroniques observées ne concernent que 3 années consécutives.



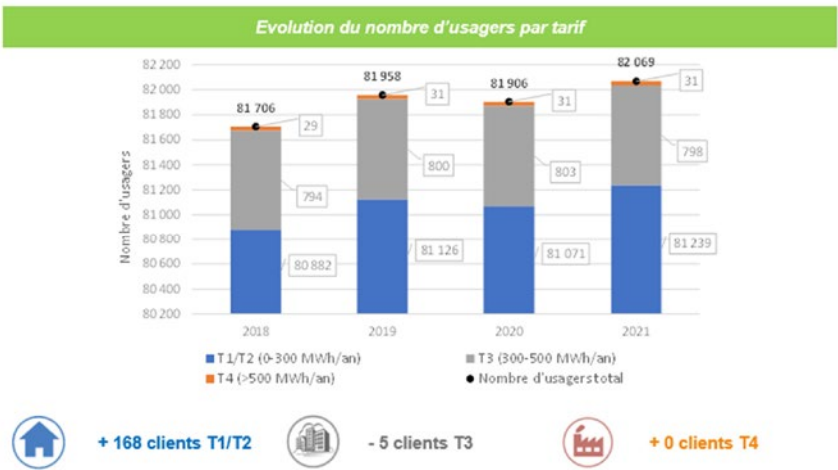
Source : CRAC 2022 GRDF

1. Les chiffres clés des usagers de la concession

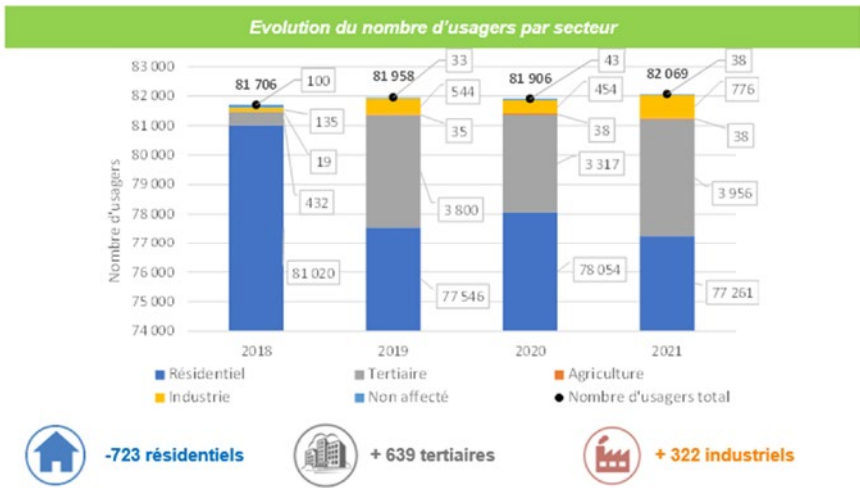
1.1 Les livraisons de gaz aux usagers



En 2021, **82 069 usagers** consommateurs de gaz naturel étaient implantés sur le périmètre concédé contre 81 906 usagers au terme de l'exercice précédent. Le nombre d'utilisateur est donc stable entre les deux exercices. La gamme tarifaire T1/T2 représente 81 239 usagers, soit 99 % des usagers.



Le concessionnaire indique que le **nombre de logements convertis du fioul au gaz en 2021 est de 546 dans la Drôme (copropriétés / collectifs)**.



Usagers par secteur d'activité

Depuis la parution de l'article 179 de la loi TECV, qui est entré en application via le décret n°2020-196 du 4 mars 2020, le concessionnaire peut avoir accès aux codes NAF des usagers, ce qui lui permet de mieux catégoriser le secteur d'activité des usagers : agriculture, résidentiel, tertiaire, industrie, non affecté. Ainsi, dans la répartition des usagers par secteur d'activité proposée ci-dessus, il y a une forte rupture de chronique entre 2018 et 2019, où des usagers professionnels ont pu être identifiés parmi les usagers résidentiels, puis requalifiés.

Tous les usagers professionnels et industriels ne transmettent pas encore leur code NAF au distributeur, ce qui explique qu'il reste des usagers « non affectés ». L'analyse sous l'angle du secteur d'activité est donc pour l'instant moins fiable que l'analyse par tarif d'acheminement. Elle est donc proposée uniquement à titre indicatif.

1.1.2 Énergie acheminée

Les quantités de gaz naturel acheminées pour couvrir les besoins de ces usagers se sont établies à **2 254 GWh**, soit une **hausse de 11 %** par rapport à l'exercice précédent.

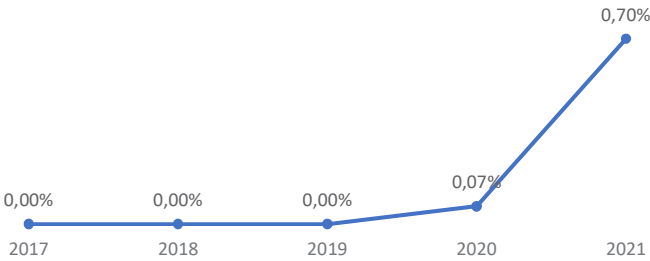
Après la diminution des quantités de gaz consommé en 2020 à la suite des mesures sanitaires liées à l'épidémie de Covid19, les consommations sont reparties à la hausse en 2021 et retrouvent un niveau cohérent avec celui précédent la crise sanitaire.

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

En 2021, la **quantité de gaz renouvelable produite localement** sur les communes de la concession atteint 15,7 GWh, soit 0,73% de la consommation de gaz sur la concession.

Evolution des quantités de biométhane injecté sur les communes de la concession	2017	2018	2019	2020	2021
Quantité produite localement (GWh)	0,0	0,0	0,0	1,3	15,7
Quantité consommée (GWh)	2 254	2 145	2 170	1 994	2 254
Taux d'autoproduction de gaz	0,00%	0,00%	0,00%	0,07%	0,70%

Taux d'autoproduction de gaz renouvelable



Le concessionnaire indique que 3 projets biométhane vont être raccordés au réseau de la concession de Territoire d'Energie – SDED sur la période 2022/2024 :

- METHAVALDOR à Bougé-Chambalud, avec un raccordement sur la MPB de Epinouze (raccordement effectif en 2022) ;
- METHA COLLINES à Geyssans, avec un raccordement sur la MPB de Peyrins (raccordement prévu en 2023) ;
- BIOTEPPES à Romans-sur-Isère, avec un raccordement sur la MPB de Romans (raccordement prévu en 2024).

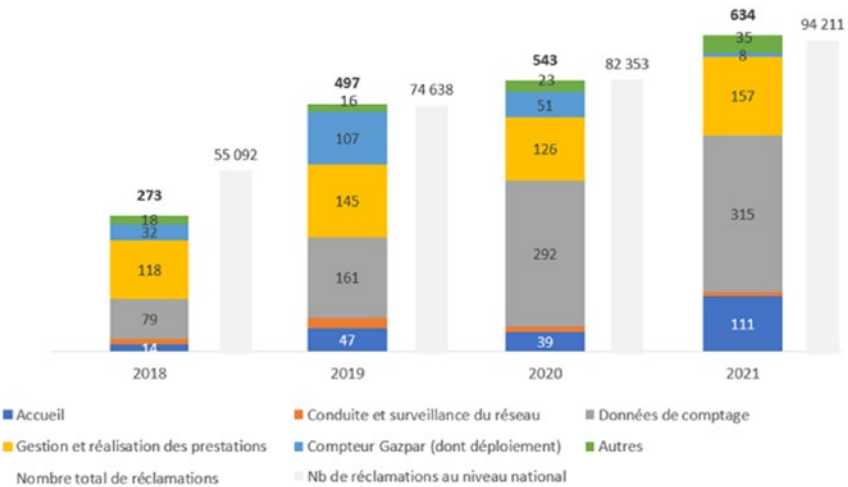
1.3 Les livraisons aux usagers

1.3.1 Suivi des réclamations

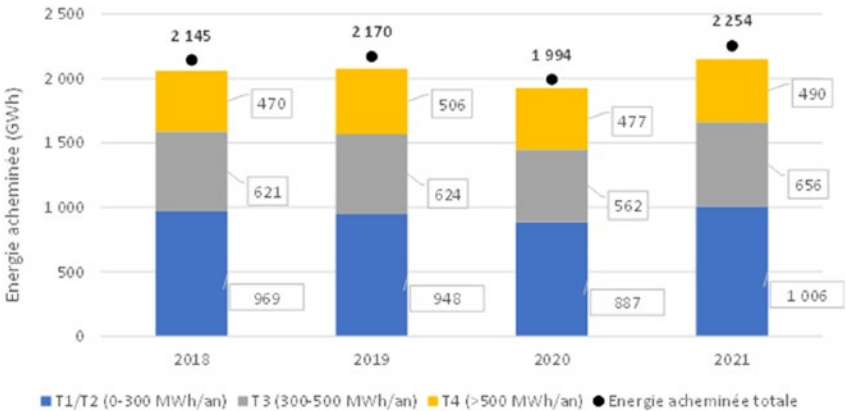
En 2021, le volume de réclamations des usagers est en hausse de + 14,3 % par rapport à l'exercice précédent (634 réclamations en 2021 contre 543 en 2020).

Le concessionnaire indique qu'il s'agit d'un problème national en lien avec le changement du logiciel de gestion de la clientèle. En effet, dans le nouvel SI, une étape du processus intervient après la réalisation de l'intervention de pose du compteur communicant GAZPAR. Elle consiste à vérifier des éléments techniques et des index (48 heures en fonctionnement nominal). Les contrôles intégrés dans le nouveau SI ont provoqué des rejets à cette étape.

Evolution des réclamations clôturées



Evolution de l'énergie acheminée par tarif d'acheminement



Les recettes de la distribution de gaz naturel s'élèvent à 27,4 millions d'euros HT en 2021, soit une hausse de +8,4% par rapport à 2020 (25,2 M€).

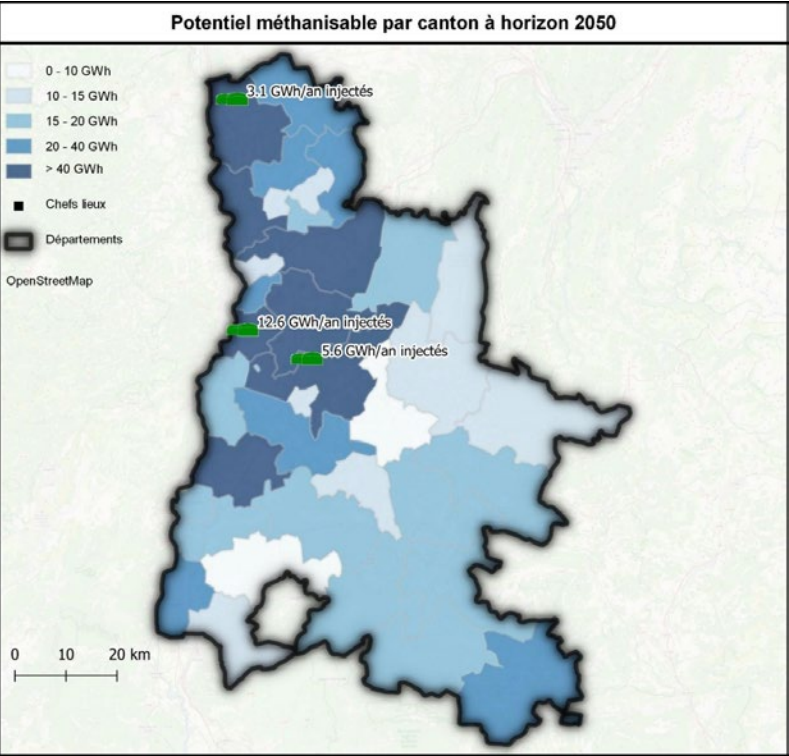
1.2 Les services aux usagers

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 serait exploitable à l'horizon 2050 sur le territoire.



LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

✓ **Le taux de réponse aux réclamations écrites traitées dans un délai inférieur à 30 jours pour les réclamations adressées directement à GRDF, s'élève à 100 %.** L'objectif de traitement des réclamations sous 30 jours est donc pleinement réalisé.

1.3.1 Suivi des réclamations

? En 2021, **le taux de relève atteint 99,50%**, avec seulement 392 PCE qui n'ont pas été relevé dans l'année.

Qualité de la relève	2020	2021
Nb de PCE à relever dans l'année	78 660	78 708
Nb de PCE avec un index lu au moins une fois dans l'année	78 078	78 316
Nb de PCE sans index lu dans l'année	582	392
Taux de PCE avec un index lu au moins une fois dans l'année	99,26%	99,50%
Nombre d'index à relever sur compteurs communicants	516 767	664 913
Dont télérelevés sur compteurs communicants	511 887	658 353
Dont estimés sur compteurs communicants	4880	6 560
Nombre de relèves corrigées sur compteurs non communicants	508	365

Près de **6 560 index ont tout de même été estimés sur des compteurs communicants**, et non télérelevés, ce qui représente environ 1% des index à relever sur les compteurs communicants.

2. Les caractéristiques des ouvrages

2.1 Les canalisations de distribution

Au terme de l'exercice 2021, l'infrastructure de distribution comptait **1 779 kilomètres de réseaux** (+ 1,3% par rapport à l'exercice 2020).

Ces réseaux sont majoritairement exploités en moyenne pression B (91,7%), la part restante étant exploitée en basse pression (2,2%) et en moyenne pression C (6%) nécessaire au transit du gaz entre les zones de consommations. Ces proportions sont quasiment identiques à celles constatées en 2020.

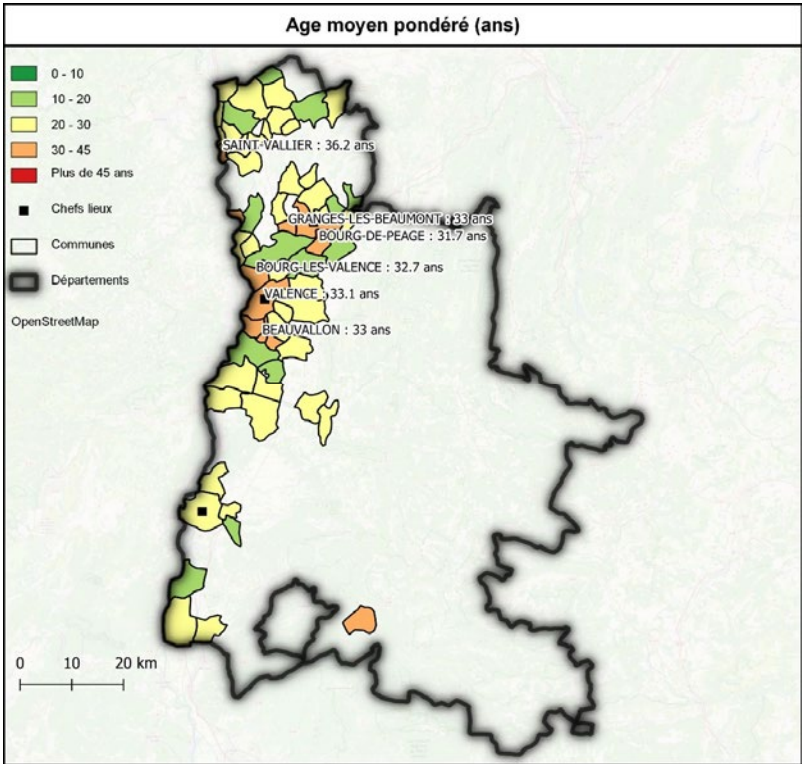
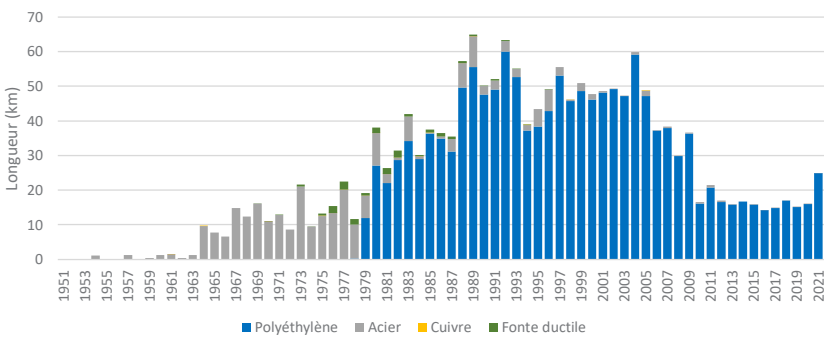
Linéaire de canalisation par pression et par matière (km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	Variation (%)
Linéaire total de canalisation	1 728	1 742	1 756	1 779	1,3%
Réseau MPC (sup à 4 bar)	103	103	108	108	0,0%
Dont MPC polyéthylène	9	9	14	14	0,2%
Dont MPC acier	94	94	94	94	0,0%
Dont MPC cuivre	-	-	-	-	
Dont MPC fonte ductile	-	-	-	-	
Réseau MPB (de 0,4 à 4 bar)	1 582	1 598	1 608	1 632	1,5%
Dont MPB polyéthylène	1 401	1 417	1 427	1 453	1,8%
Dont MPB acier	181	181	181	179	-0,8%
Dont MPB cuivre	0,29	0,23	0,17	0,17	0,0%
Dont MPB fonte ductile	-	-	-	-	
Réseau BP (inf à 50 mbar)	42,56	40,48	39,78	38,51	-3,2%
Dont BP polyéthylène	11,40	11,12	11,09	11,04	-0,4%
Dont BP acier	8,41	8,15	7,86	7,63	-3,0%
Dont BP cuivre	0,53	0,49	0,49	0,48	-2,6%
Dont BP fonte ductile	22,22	20,72	20,34	19,36	-4,8%

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

Les matériaux constitutifs des réseaux se répartissent quant à eux à **83% en polyéthylène**, 15,7% en acier, 1,1 % en autres matériaux. Le réseau de la concession ne comprend pas de canalisation en plomb mais **0,6 km de canalisations en cuivre** et **19,4 km de canalisations en fonte ductile**.

✗ **L'âge moyen des canalisations de la concession est 27,7 ans (+0,6 ans).** Les canalisations les plus anciennes sont celles en acier, en cuivre ou en basse pression.

Linéaire de canalisations en fonction de l'année de pose (km) (Source : Inv. technique)



Âge moyen des canalisations (ans, pondéré par les km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	Variation (ans)
Age moyen	25,6	26,4	27,1	27,7	0,6
Polyéthylène	22,0	22,7	23,5	24,1	0,6
Acier	43,0	44,0	45,0	45,8	0,9
Cuivre	44,8	45,4	45,7	47,0	1,4
Fonte ductile	38,0	39,0	40,0	41,0	1,0
BP	36,3	37,2	38,0	38,8	0,9
MPA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MPB	24,8	25,6	26,4	26,9	0,5
MPC	33,8	34,8	34,2	35,2	1,0

La **part des réseaux âgés de plus de 45 ans**, ayant dépassé leur durée de vie technique et leur durée d'amortissement industriel, est de **9,6 %** du linéaire total en 2021. À noter que la concession compte 10,2 km de tronçons de plus de 60 ans.

2.2 Les canalisations de distribution

Âge moyen des canalisations (ans, pondéré par les km) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	Variation (ans)
Age moyen	25,6	26,4	27,1	27,7	0,6
Polyéthylène	22,0	22,7	23,5	24,1	0,6
Acier	43,0	44,0	45,0	45,8	0,9
Cuivre	44,8	45,4	45,7	47,0	1,4
Fonte ductile	38,0	39,0	40,0	41,0	1,0
BP	36,3	37,2	38,0	38,8	0,9
MPA	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
MPB	24,8	25,6	26,4	26,9	0,5
MPC	33,8	34,8	34,2	35,2	1,0

La part des réseaux âgés de plus de 45 ans, ayant dépassé leur durée de vie technique et leur durée d'amortissement industriel, est de 9,6 % du linéaire total en 2021. À noter que la concession compte 10,2 km de tronçons de plus de 60 ans.

2.2 Les canalisations de distribution

En 2021, la concession comporte 145 postes de détente au total (-1% par rapport à 2020) dont 62 MPC/MPB, et 81 MPB/BP.

Caractéristiques des postes de détente (u)	2018	2019	2020	2021	Variation
Nombre total de poste de détente	153	150	146	145	-1%
Dont en télé-exploitation	17	46	67	69	3%
MPC/MPC	2	2	3	2	-33%
MPC/MPB	61	60	60	62	3%
MPC/BP	0	0	0	0	
MPB/MPA	0	0	0	0	
MPB/BP	89	87	83	81	-2%
-/-	1	1	0	0	

2.3 Postes de livraison client

Depuis le 1er janvier 2020, les postes de livraison client sont considérés par GRDF comme des biens concédés. Certains postes de livraison client appartiennent aux clients et ne sont donc pas dans la concession. Ces clients doivent alors en assurer la maintenance.

Le concessionnaire propose depuis cette année un inventaire technique de ces ouvrages, qui ne présente toutefois pas leur année de mise en service.

Caractéristiques des postes de livraison client (u) - Inventaire technique -	2018	2019	2020	2021	Variation
Nombre total de poste de livraison client	n.c.	n.c.	n.c.	1917	
Dont en concession	n.c.	n.c.	n.c.	1736	
Dont télé-relevés	n.c.	n.c.	n.c.	663	
MPC/MPC	n.c.	n.c.	n.c.	3	
MPC/MPB	n.c.	n.c.	n.c.	13	
MPC/BP	n.c.	n.c.	n.c.	0	
MPB/MPA	n.c.	n.c.	n.c.	1226	
MPB/BP	n.c.	n.c.	n.c.	456	
-/-	n.c.	n.c.	n.c.	3	

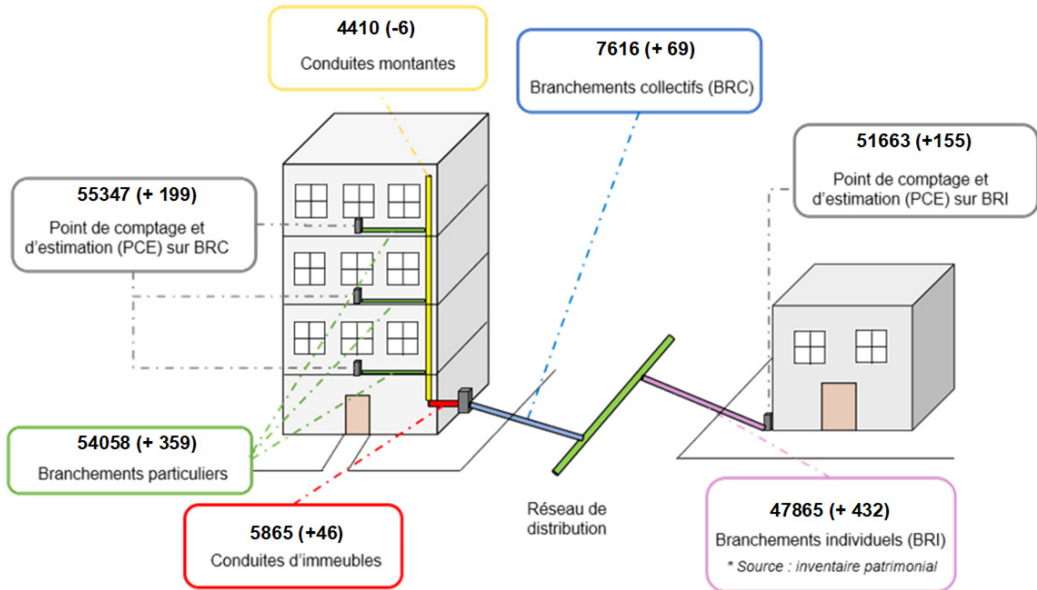
Le nombre de robinets est un point important à prendre en compte car il est directement lié au nombre de clients coupés lors des incidents. En effet, lors d'un incident, GRDF peut être amené à couper le réseau de gaz grâce au robinet le plus proche. Plus celui-ci est éloigné sur le réseau, plus le nombre de clients coupés est élevé, ce qui nuit à la qualité de service des usagers.

Leur mise en place constitue un investissement de l'ordre de quelques milliers d'euros. L'objectif de GRDF est de trouver le nombre optimal de robinets à conserver dans leur schéma de vannage pour allier performance et sécurité.

Le nombre de robinets utiles à l'exploitation continue de diminuer sur la concession, en lien avec l'optimisation du schéma d'exploitation du concessionnaire. Sur les 2398 robinets disponibles, GRDF a choisi de n'en utiliser que 968 dans son schéma de vannage.

Caractéristiques des robinets	2018	2019	2020	2021	Variation
Age moyen des robinets (ans)	26,8	27,6	28,8	29,4	2,1%
Nombre de robinets	n.c.	n.c.	2 400	2 398	-0,1%
Dont robinets utiles à l'exploitation	952	955	961	968	1%
Dont robinets non utiles à l'exploitation	n.c.	n.c.	1439	1430	-1%

2.5 Les ouvrages de branchements



L'inventaire patrimonial indique que la concession comporte 47 865 branchements individuels en 2021, la base de données clientèle indiquant 51 663 PCE sur branchements individuels, soit une différence de 7,9 %.

Par ailleurs, sur la concession, 87% des branchements collectifs n'ont pas d'année de mise en service renseignée, et 6% n'ont pas de matière renseignée.

Or, les branchements individuels et collectifs, ainsi que leurs équipements mobiles, particulièrement les détendeurs, sont des ouvrages sensibles soumis à une incidentologie élevée : ils sont le siège d'environ 4 incidents sur 5 en 2021 pour la concession.

Une mauvaise complétude des bases de données techniques peut avoir un impact sur l'activité de maintenance du concessionnaire. En effet, un ouvrage avec des informations peu complètes ou erronées ne se verra pas forcément attribuer la bonne date de visite dans l'outil de planification de la maintenance du concessionnaire.

Territoire d'Énergie Drôme- SDED souhaite que le concessionnaire mette en place des actions d'amélioration de la cohérence des inventaires technique et patrimonial, sur les postes de détente en premier lieu, puis sur les canalisations.

2.6 Points de comptage et d'estimation

Les points de comptage et d'estimation (PCE) peuvent être :

- **Actifs** lorsqu'ils sont équipés d'un compteur et ont été utilisés dans l'année par au moins 1 usager.
- **Inactifs** lorsqu'ils sont équipés d'un compteur mais n'ont pas de contrat associé.
- **Improductifs** lorsqu'ils ne sont pas équipés de compteur.

L'arrêté du 4 mars 2021 impose de mettre en place un **dispositif de sécurisation des branchements non actifs** :

- à partir du 1er janvier 2023 pour les **interruptions de fourniture de gaz supérieure à 6 mois**, postérieure au 1er juillet 2022 ;
- à partir du 1er janvier 2026 pour les **autres interruptions de fourniture de gaz**.

L'objectif de cet arrêté est d'accroître le niveau de sécurité sur les branchements non actifs.

✓ **Le nombre de compteurs inactifs diminue** sur la concession en 2021 (-1,6% par rapport à 2020).

Points de Comptage et d'Estimation sur la concession (u)	2018	2019	2020	2021	Variation (%)
PCE à relève semestrielle (BI + BC)	104 405	105 530	106 656	107 010	0,3%
Dont actifs	78 264	78 417	78 630	78 705	0,1%
Dont inactifs	4 890	5 018	4 703	4 630	-1,6%
Dont improductifs	21 251	22 095	23 323	23 675	1,5%
PCE sur Branchements Individuels (BI)	51 103	51 397	51 508	51 663	0,3%
Dont PCE actifs sBI	39 899	39 617	39 450	39 346	-0,3%
Dont PCE inactifs sBI	1 267	1 387	1 369	1 498	9,4%
Dont PCE improductifs sBI	9 937	10 393	10 689	10 819	1,2%
PCE sur Branchements Collectifs (BC)	53 302	54 133	55 148	55 347	0,4%
Dont PCE actifs sBC	38 365	38 800	39 180	39 359	0,5%
Dont PCE inactifs sBC	3 623	3 631	3 334	3 132	-6,1%
Dont PCE improductifs sBC	11 314	11 702	12 634	12 856	1,8%
PCE à relève non semestrielle (Industriels)	1 002	1 018	1 028	1 040	1,2%
Actifs	826	833	832	831	-0,1%
Résiliés	176	185	196	209	6,6%

2.7 Les compteurs

Depuis le 1er janvier 2020, le concessionnaire considère dans sa comptabilité nationale que **les compteurs sont des biens de retour propriété de l'Autorité Concédante**.

Les compteurs (u) - Inventaire technique	2018	2019	2020	2021	Part du total (%)	Variation (%)
Total	84 029	84 268	84 165	84 166		
Domestiques	81 784	82 039	81 919	81 893	100%	0%
Dont télérelevés	5 914	37 824	52 777	59 085	72%	12%
Dont inaccessibles	7 598	7 371	7 144	6 935	8%	-3%
Industriels	2 245	2 229	2 246	2 273	100%	1%
Dont télérelevés	813	1 045	1 246	1 515	67%	22%
Dont inaccessibles	212	32	38	41	2%	8%



A fin 2021, **72 % des compteurs domestiques sont télérelevés**.
Ce chiffre est en augmentation en lien avec le déploiement du compteur communicant (compteur GAZPAR et compteur gris + module de télérelève). A cet égard, **le taux de déploiement de ce compteur communicant est de 78% à fin 2021**.

2.8 Les durées de vie technique normatives des ouvrages

Durée de vie technique normative (ans)	2019	2020	2021
Canalisations en polyéthylène	100 ans	100 ans	100 ans
Canalisations en acier mises en service avant 1980	55 ans	55 ans	55 ans
Canalisations en acier mises en service après 1980	100 ans	100 ans	100 ans
Canalisations en autres matières (fonte, cuivre)	45 ans	45 ans	45 ans
Branchements mis en service avant 1980	45 ans	45 ans	45 ans
Branchements mis en service après 1980	50 ans	100 ans	100 ans
Compteurs	20 ans	20 ans	20 ans
Postes de livraison client	-	15 ans	15 ans
Autres ouvrages	20 à 45 ans	20 à 45 ans	20 à 45 ans

La durée de vie technique normative d'un ouvrage est utilisée par GRDF pour réaliser son plan de renouvellement. Elle sert notamment à **déterminer les ouvrages dont le renouvellement est probable avant l'échéance du contrat de concession qui les régit**.

En 2020, un **allongement à 100 ans de la durée de vie technique théorique des branchements individuels et collectifs en PE et acier revêtu de PE** aurait été décidé unilatéralement par le concessionnaire.

Territoire d'Energie Drôme – SDED demande au concessionnaire, pour les futurs contrôles, de communiquer dans les comptes rendus annuels d'activité les durées de vie technique normative des biens concédés et leurs évolutions éventuelles d'un exercice à l'autre.

2.9 Les ouvrages vulnérables

2.9.1 Canalisations et branchements en fonte ductile

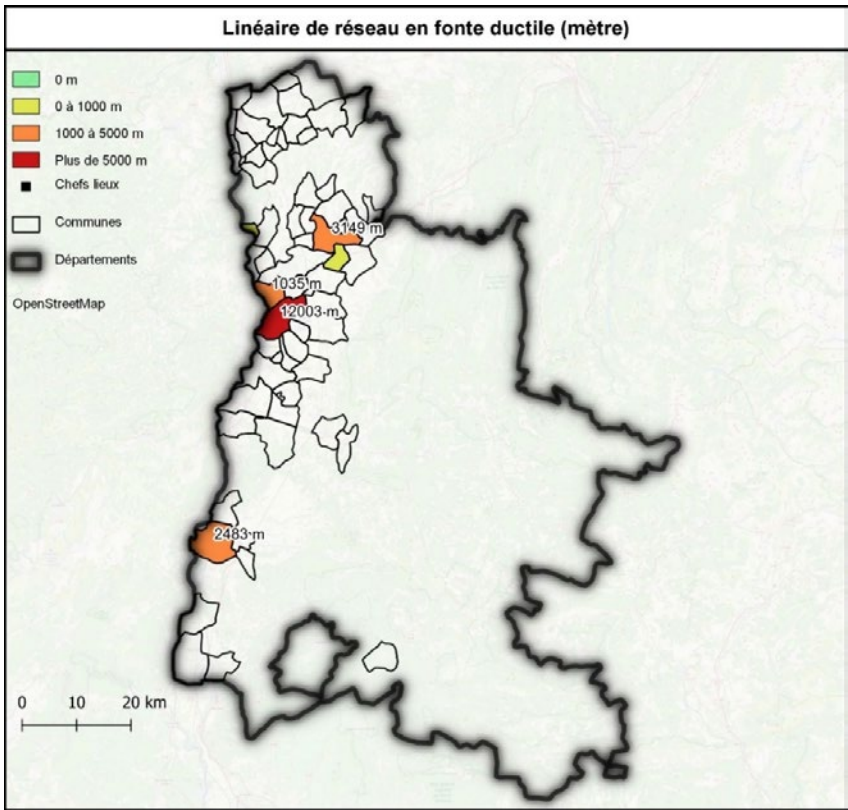
Les réseaux en fonte ductile **ne peuvent pas être protégés de la corrosion aussi efficacement que les réseaux en acier**. Ils sont en cours de résorption par le concessionnaire.

L'arrêté du 6 décembre 2021 impose leur **renouvellement aux échéances suivantes** :

- le 1er janvier 2026, les conduites et les branchements en fonte à graphite sphéroïdal et dont la pression est supérieure ou égale à 50 millibars (MPB) ;
- le 1er janvier 2050, les conduites et les branchements en fonte à graphite sphéroïdal et dont la pression est inférieure à 50 millibars (BP).

Comme il l'a été rappelé précédemment, le concessionnaire ne possède pas d'inventaire technique des branchements individuels. Ainsi, **il n'est pas possible de déterminer le nombre de branchements en fonte ductile à renouveler d'ici 2050**.

Concernant les canalisations, il subsiste **20,4 km de fonte ductile exploitées en BP à fin 2021**, principalement à Valence. Elles sont résorbées au rythme moyen de 0,95 km/an, et seront à renouveler pour 2050.



Si la totalité des canalisations BP en fonte de la concession doivent être renouvelées d'ici 2050, la réglementation impose un **renouvellement plus rapide pour les canalisations soumises au risque retrait/gonflement des argiles**.

L'ensemble du linéaire des conduites en fonte situées en environnement argileux doit ainsi être résorbé **au plus tard fin 2030, s'agissant de l'environnement «argile fort», et fin 2040, s'agissant de l'environnement «argile moyen»**.

Ouvrages sensibles en zones exposées aux aléas retrait/gonflement des argiles	Niveau d'exposition faible	Niveau d'exposition moyen	Niveau d'exposition fort
Réseau en fonte (m)	19 359	977	0

2.9.2 Canalisations en cuivre sur domaine public

L'arrêté du 6 décembre 2021 impose le **renouvellement des canalisations en cuivre sur domaine public d'ici le 1er janvier 2050**.

Un des problèmes associés à cette technologie est qu'elle est ancienne et généralement associée à une pose en sous-profondeur, ce qui augmente le risque de dommage aux ouvrages et de fuite de gaz.

Sur la concession, il y a **0,65 km de canalisations en cuivre à fin 2021**. Leur domaine d'implantation reste à déterminer.

2.9.3 Canalisations enterrées à faible profondeur

Depuis 2012, la profondeur des canalisations est suivie par GRDF par le moyen de boules marqueurs qui permettent de repérer les canalisations dans l'espace (X, Y, Z). Avant 2012, la profondeur des réseaux était relevée sur le terrain lors de la pose des ouvrages.

La profondeur du réseau est stockée par le concessionnaire dans ses systèmes d'information mais ne peut pas être requêtée actuellement. Le problème de pose en sous profondeur concerne principalement les réseaux en cuivre.

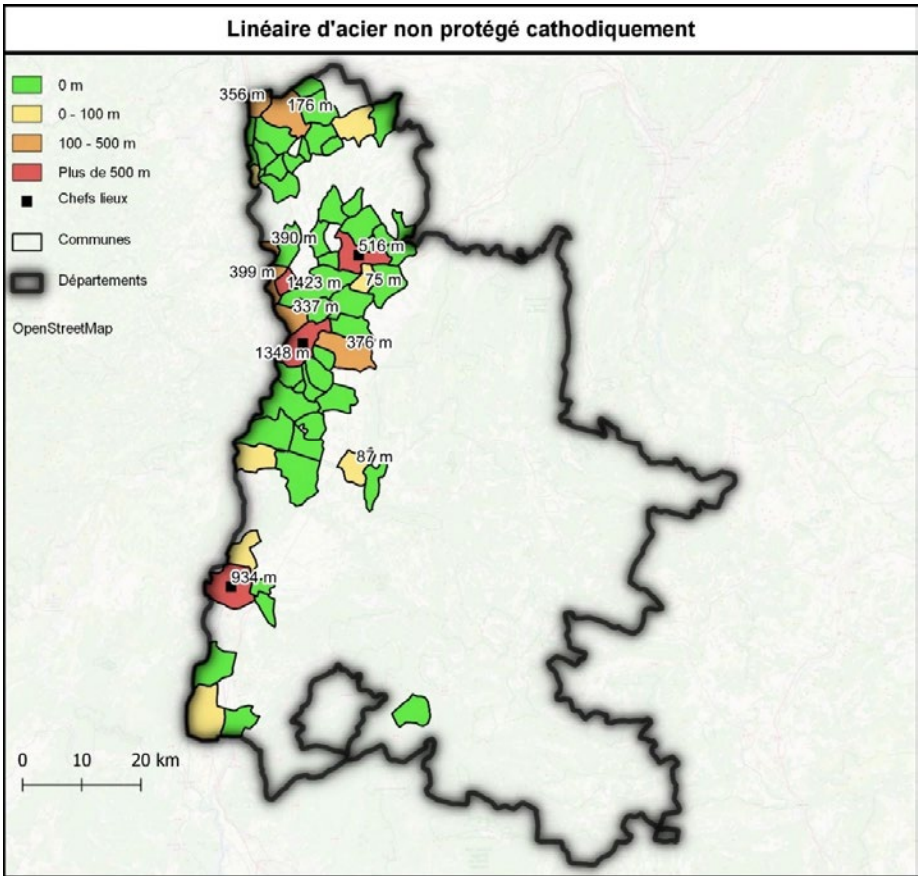
2.9.4 Canalisations en acier non protégées cathodiquement

L'acier pouvant s'oxyder au contact du gaz, les canalisations en acier doivent faire l'objet d'une protection contre la corrosion afin d'augmenter leur durée de vie et de diminuer les risques d'incident. Pour cela, GRDF a mis en place des ouvrages de protection cathodique sur la plupart de ses réseaux en acier, en plus de la mise sous fourreau mise en place à partir de 1980.

Cependant, certains réseaux en acier ne sont pas protégés cathodiquement contre la corrosion et font l'objet d'un suivi spécial par GRDF.

La concession compte **6,5 km de canalisation en acier non protégées cathodiquement** (+1,1% par rapport à 2020) qui doivent faire l'objet d'une surveillance accrue par le concessionnaire. Ces canalisations sont réparties sur plusieurs communes du territoire.

Caractéristiques des protections cathodiques	2018	2019	2020	2021	Variation
Linéaire en acier non protégé cathodiquement (m)	7 037	6 775	6 455	6 524	1,1%



2.9.5 Ouvrages basse pression en zones inondables

Si les canalisations moyenne pression (>4 bar) ne posent aucun problème en cas d'inondation, les canalisations basse pression (BP) sont particulièrement sujettes à la rupture.

Les ouvrages de détente (réseau et livraison client) situés en zone inondable doivent faire l'objet d'une attention particulière en termes d'équipement.

Le portail « géorisques.gouv.fr » met à disposition les Territoires à Risques importants d'Inondation (TRI) suivant trois probabilités d'occurrence :

- faible : évènement extrême avec une période de retour de l'ordre de 1000 ans
- moyenne : évènement moyen avec une période de retour comprise entre 100 et 300 ans
- forte : évènement fréquent avec une période de retour entre 10 et 30 ans

Ouvrages en zones inondables	Probabilité d'occurrence forte	Probabilité d'occurrence moyenne
Réseau BP (mètres)	3 876	11 416
Postes de détente réseau (unité)	5	14
Postes de livraison client (unité)	12	106

Les canalisations basse pression situées en zone inondable à probabilité moyenne d'occurrence se situent principalement à Montélimar (5,7 km), Romans-Sur-Isère (3,6 km) et Bourg-lès-Valence (2,1 km).

2.9.6 Cibles prioritaires de traitement (CPT)

Tous les 3 ans, le concessionnaire analyse les retours d'expérience de son service exploitation et définit 7 sous-ensembles d'ouvrage à renouveler en priorité. Ces 7 sous-ensembles à traiter en priorité sont ceux qui présentent le plus de risque pour le concessionnaire selon une analyse liant probabilité d'incident et impact de l'incident. Ces 7 sous-ensembles peuvent être définis assez spécifiquement selon leur environnement, leur technologie et leur vétusté.

Famille d'ouvrages	Description du sous-ensemble qui constitue la cible principale de traitement
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 ou BRC en Acier	Branchement individuel acier / solacier MPB, avec régulateur situé à l'intérieur d'un local
BRI ou BRC en Cuivre	Branchement individuel en cuivre avec régulateur situé à l'intérieur d'un local.



Le concessionnaire a transmis un tableau selon lequel la totalité des cibles principales de traitement sont encore en cours de recensement et les quantités détectées jusqu'à présent restent faibles.

Cible	Famille d'ouvrages	Description du sous-ensemble qui constitue la cible principale de traitement	SDED
Cible 1	CICM Plomb	Conduite d'Immeuble en plomb avec répétitivité d'incident avec accumulation > 20% LIE ou avec présence visible de signes de vétusté	-
Cible 2	CICM Cuivre	Conduite d'Immeuble en cuivre à brasure tendre traversant des locaux privatifs fermés	-
Cible 3	CICM Acier	Conduite d'Immeuble en acier vissé avec répétitivité d'incidents avec accumulation > 20% LIE	0
Cible 4	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	-
Cible 5	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.	0
Cible 6	BRI en Acier ou Cuivre	Branchement individuel acier / solacier / Cuivre MPB, avec régulateur situé à l'intérieur d'un local	6

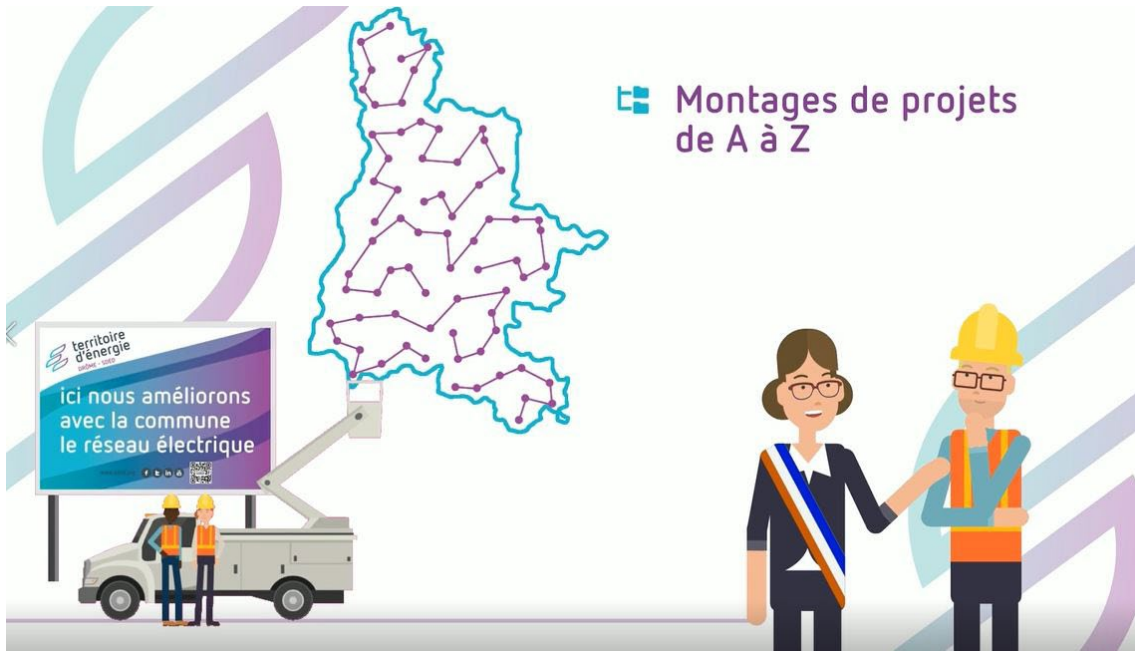
2.9.7 Branchements non protégés hors classe A

L'arrêté du 6 décembre 2021 est venu fixer une échéance pour la protection de certains branchements.

Il va notamment obliger le concessionnaire à recenser les branchements en polyéthylène en classe A ou à les équiper d'un système de protection (DPBE).

Le nombre de branchements en polyéthylène de calibre 15 ou 25 non protégé non répertorié en classe A actuellement recensés n'a pas été communiqué par GRDF.

Ainsi, Territoire d'Energie Drôme – SDED souhaite que GRDF renseigne les informations suivantes dans la cartographie des branchements : présence de DPBE (oui/non), classe A (oui/non).



Montages de projets de A à Z

3. La surveillance et la sécurité des ouvrages

3.1 Conduites (Recherche Systématique de Fuites)

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.

D’après les données transmises, sur le territoire, en 2021, **la RSF a détecté 6 fuites confirmées sur les canalisations de la concession** (1 à TAIN-L’HERMITAGE, 2 à MONTELMAR, 1 à ROMANS-SUR-ISERE, 1 à BOURG-LES-VALENCE et 1 à VALENCE).

Dans le CRAC, le concessionnaire présente un taux de surveillance réalisé supérieur à 100%. Or, pour calculer ce taux, certains tronçons surveillés par plusieurs tournées sont comptés plusieurs fois. Ainsi, le taux de surveillance présenté dans le CRAC n’est pas le reflet des exigences de surveillance réglementaire.

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.

Pour pallier ce manque, le concessionnaire a transmis, séparément du CRAC, le **taux de surveillance des canalisations par rapport à la réglementation qui s’élève à 99,88%**.

En 2021, il y a donc **2,2 km de canalisations qui sont en retard de surveillance par rapport à la réglementation**. Elles sont situées de manière diffuse sur l’ensemble territoire, avec 684 mètres à Romans-sur-Isère et 336 mètres à Tain-l’Hermitage.

Nom du contrat	Dans les délais (Réglementaire)	Dans les délais (Réglementaire)	Taux	TOTAL
	0	9 656	100,00%	9 656
SDED - HAUTERIVES	0	7 494	100,00%	7 494
SDED - MERCUROL	0	1 118	100,00%	1 118
SDED - CHATILLON-SAINT-JEAN	0	6 247	100,00%	6 247
SDED	2 158	1 757 105	99,88%	1 759 263

3.2 Robinets de coupure

Conformément au Règlement de Sécurité de la Distribution de Gaz n° 14, le concessionnaire doit **s’assurer que les organes de coupure permettront d’interrompre l’alimentation** des parties de réseau affectées par un incident ou un accident.

Le RSDG n° 14 impose que **la périodicité de ces mesures de surveillance et de maintenance** nécessaires à la sécurité des personnes et des biens ne peut excéder 4 ans. Cette périodicité ne concerne que les robinets utiles à l’exploitation.

Les données transmises par le concessionnaire ne permettent pas de vérifier si cette fréquence de maintenance réglementaire est respectée.

Pour pallier ce manque, le concessionnaire a transmis, séparément du CRAC, le **taux de surveillance des robinets par rapport à la réglementation qui s’élève à 99,07%** :

Sigle EPCI Gaz	Nb de ROB	Nb de ROB en retard de visite	Taux de visite ROB dans les 4 ans
SDED	968	9	99,07%

3.3 Postes de détente et d’injection

Pour les postes de détente réseau équipés de régulateur(s) de type B (petit poste de détente non réglable), la surveillance consistera en une recherche systématique de fuites conjointe à celle du réseau amont, associée à la vérification de la signalétique.

Les données transmises par le concessionnaire ne permettent cependant pas de vérifier si cette fréquence de maintenance réglementaire est respectée.

Pour pallier ce manque, le concessionnaire a transmis, séparément du CRAC, le **taux de surveillance des postes de détente par rapport à la réglementation qui s’élève à 97,85%** :

Sigle EPCI Gaz	Nb de ROB	Nb de ROB en retard de visite	Taux de visite ROB dans les 4 ans
SDED	968	9	99,07%

3.4 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.

Les données transmises par le concessionnaire ne permettent cependant pas de vérifier si cette fréquence de maintenance réglementaire est respectée.

D’après les données de contrôle, **la RSF a permis de détecter 11 fuites sur des ouvrages de branchements collectifs**.

3.5 Branchements individuels

GRDF considère que ces ouvrages sont surveillés dans le cadre de la RSF.

D’après les données de contrôle, **la RSF a permis de détecter 22 fuites sur des branchements individuels**.

3.6 Vérification de l’étalonnage des compteurs

Pour les compteurs domestiques, le décret n° 72-866 du 6 septembre 1972 prévoit **une vérification périodique d’étalonnage tous les 20 ans**. Dans le cadre du déploiement du compteur communicant, le concessionnaire a opté pour le **remplacement systématique de ces équipements par des compteurs communicants** à cette occasion.



Le stock de compteurs domestiques en retard de surveillance s’établit à 2 390 unités à fin 2021 (contre 258 unités en 2020). La périodicité légale minimale de vérification des compteurs n’est donc toujours pas respectée malgré le déploiement du compteur communicant.

Surveillance des compteurs - Exercice 2021 - Maille concession	En retard de surveillance année A-1 (Stock A-1)	A surveiller au cours de l'exercice A (flux théorique A)	Visites périodiques réalisées en A (flux réel A)	% Part surveillée sur le prévisionnel exercice A	Restants à surveiller
Total	2 183	837	876	29,0%	2 390
Compteurs domestiques à soufflets (20 ans)	2 179	829	618	20,5%	2 390
Compteurs industriels à soufflets (15 ans)	4	3	163	2328,6%	0
Compteurs industriels à pistons rotatifs ou de vitesse (5 ans)	0	5	95	1900,0%	0

4. Les incidents sur les ouvrages

Afin de renforcer le suivi sur les incidents du réseau de distribution et des branchements, Territoire d'Énergie Drôme – SDED demande à GRDF, pour les futurs contrôles, de compléter la liste des incidents transmise avec les éléments suivants : type de fuite tel que défini au RSDG n° 14 et renseigné sur l'outil « O2 », matière de l'ouvrages en défaut, et année de mise en service.

4.1 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...).

Parmi les 1 163 incidents enregistrés en 2021 sur le territoire de la concession, 795 ont eu lieu sur des ouvrages concédés exploités par le concessionnaire.

Répartition des incidents par siège	2018	2019	2020	2021	% du total	Variation (%)
Total	1 299	2 010	1 237	1 163	100%	-6%
Installations intérieures desservies par GrDF	163	202	173	174	15%	1%
Ouvrages concédés	998	1 636	909	795	68%	-13%
Autres sièges (autre distributeur, GRTGaz...)	135	165	155	193	17%	25%
Non renseigné	3	7	-	1	0%	

4.1.1 Sièges des incidents

82% des incidents sur les ouvrages exploités par le concessionnaire ont lieu sur les branchements individuels ou sur les ouvrages de branchements collectifs.

En outre, 95 incidents, soit 12 %, ont eu lieu sur les Conduites d'Immeuble, Conduites Montantes et branchements particuliers.

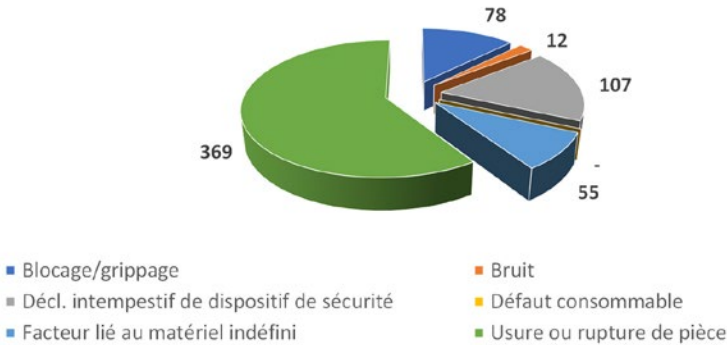
Répartition des incidents par type d'ouvrage - sur les ouvrages concédés -	2018	2019	2020	2021	% du total	Variation (%)
Total	998	1 636	909	795	100%	-13%
Canalisation réseau	27	23	11	15	2%	36%
Poste de détente réseau (PDR)	10	9	10	8	1%	-20%
Poste biométhane	-	-	2	21	3%	950%
Robinet de réseau (ROB)	6	2	2	-	0%	-100%
Poste de protection cathodique	-	-	-	-	0%	
Branchement individuel sur réseau (BRI)	560	1 006	608	443	56%	-27%
Poste de livraison client (PDL)	99	94	78	96	12%	23%
Branchement collectif sur réseau (BRC)	109	134	88	107	13%	22%
Conduite d'immeuble (CI)	9	14	7	5	1%	-29%
Branchements individuels	-	-	-	-	0%	
Conduite montante (CM)	28	51	12	14	2%	17%
Branchement particulier sur conduite montante (BP)	127	281	82	76	10%	-7%
Nourrice (NO)	6	6	2	1	0%	-50%
Conduite de coursive (CC)	-	-	-	-	0%	
Tige cuisine (TC)	8	10	6	5	1%	-17%
Autre poste	8	6	1	-	0%	-100%
Non renseigné	1	-	-	4	1%	
Dont fuites avérées détectées lors du déploiement GAZPAR	124	687	204	1	0%	-100%
Total hors effet GAZPAR	874	949	705	794	100%	13%

4.1.2 Causes des incidents

78% des incidents sont dus à des défaillances de matériel dont la première cause est l'usure ou la rupture de pièce.

Répartition des incidents par type d'ouvrage - sur les ouvrages concédés -	2018	2019	2020	2021	% du total	Variation (%)
Total	998	1 636	909	795	100%	-13%
Canalisation réseau	27	23	11	15	2%	36%
Poste de détente réseau (PDR)	10	9	10	8	1%	-20%
Poste biométhane	-	-	2	21	3%	950%
Robinet de réseau (ROB)	6	2	2	-	0%	-100%
Poste de protection cathodique	-	-	-	-	0%	
Branchement individuel sur réseau (BRI)	560	1 006	608	443	56%	-27%
Poste de livraison client (PDL)	99	94	78	96	12%	23%
Branchement collectif sur réseau (BRC)	109	134	88	107	13%	22%
Conduite d'immeuble (CI)	9	14	7	5	1%	-29%
Branchements individuels	-	-	-	-	0%	
Conduite montante (CM)	28	51	12	14	2%	17%
Branchement particulier sur conduite montante (BP)	127	281	82	76	10%	-7%
Nourrice (NO)	6	6	2	1	0%	-50%
Conduite de coursive (CC)	-	-	-	-	0%	
Tige cuisine (TC)	8	10	6	5	1%	-17%
Autre poste	8	6	1	-	0%	-100%
Non renseigné	1	-	-	4	1%	
Dont fuites avérées détectées lors du déploiement GAZPAR	124	687	204	1	0%	-100%
Total hors effet GAZPAR	874	949	705	794	100%	13%

Causes des défaillances de matériel

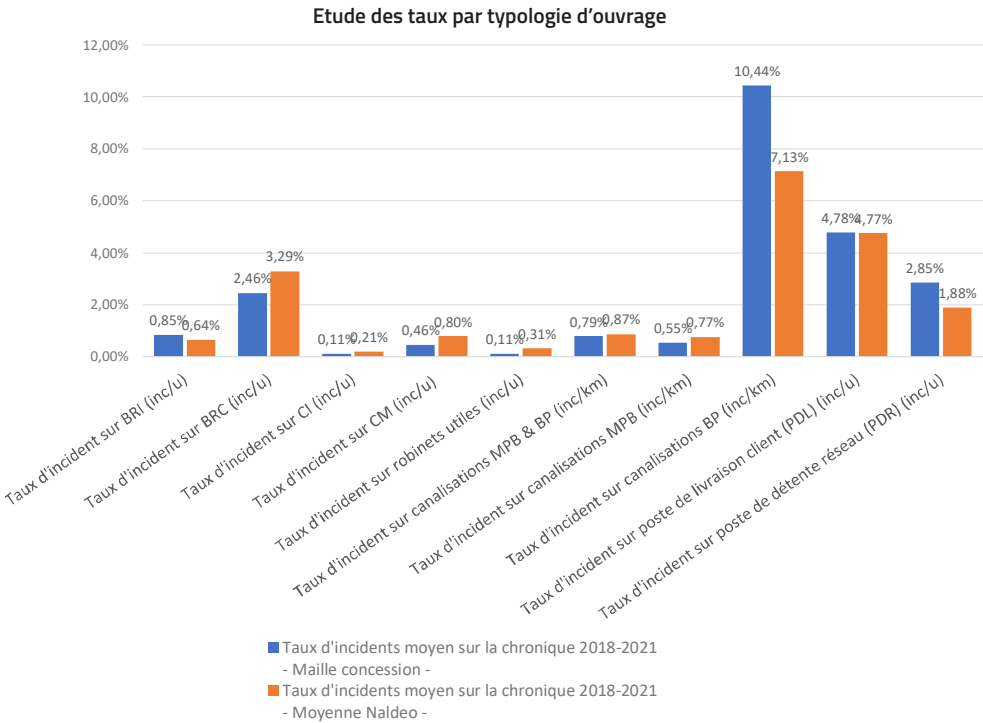


4.1.3 Taux d'incident par typologie d'ouvrage

Les taux d'incidents (hors baisse de pression sans fuite ni manque de gaz, dommage sur ouvrage sans fuite ni manque de gaz, équipement cassé, manquant, disparu ou bruit, excès de pression sans fuite ni manque de gaz, manque de gaz sans fuite) par typologie d'ouvrages ont été calculés à la maille de la concession et à la maille régionale afin d'avoir une vision des potentiels ouvrages spécifiquement sensibles sur la concession.

- Il en ressort que :
- Les taux d'incident sur les branchements collectifs sont légèrement moins élevés qu'en moyenne.
 - Le taux d'incidents sur canalisation BP est supérieur à la moyenne, en lien avec les 19 km de réseau BP restant à Valence.

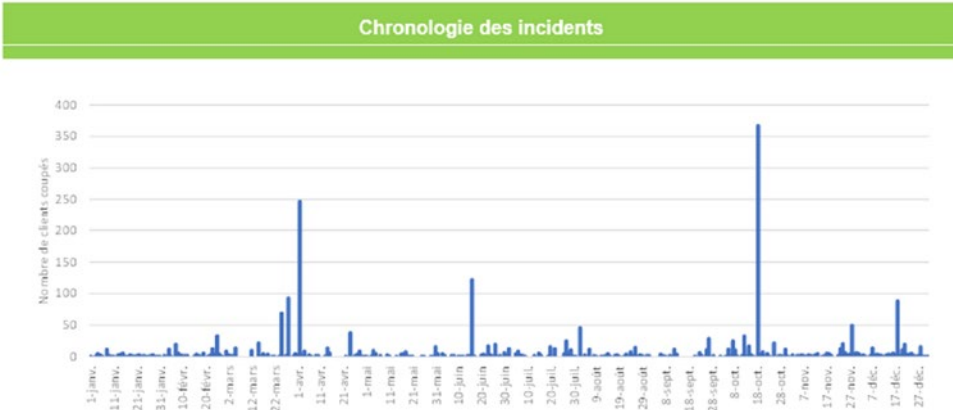
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE



4.2 Les usagers coupés

4.2.1 Tous incidents confondus

Le nombre d'usagers coupés stagne en 2021 à une valeur inférieure au niveau de 2018 et 2019. Il n'y a pas eu d'incident majeur sur la concession en 2021, 3 incidents sur réseau ont coupé plus de 100 usagers.

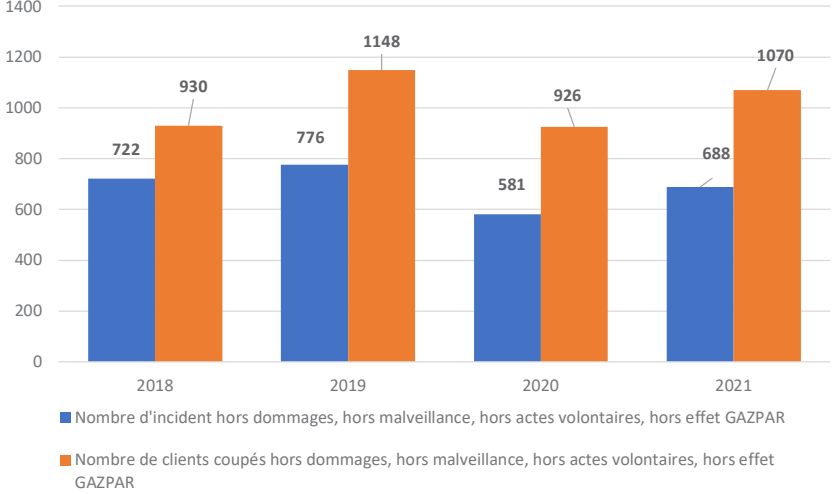


4.2.2 Hors incidents exceptionnels

Les incidents non exceptionnels sont directement imputables à la politique d'exploitation, de maintenance et de renouvellement du concessionnaire.

Sur la chronique 2018-2021, le nombre d'incidents non exceptionnel est plutôt stable et tend à diminuer sur les 2 dernières années.

Nombre de clients coupés par des incidents sur des ouvrages exploités par le concessionnaire hors dommages, actes volontaires et effet GAZPAR



5. Le domaine comptable et financier

5.1 Les investissements

Conformément aux demandes réalisées sur les exercices précédents, les investissements de modernisation de la cartographie et des inventaires ont été sortis de la rubrique « Adaptation et modernisation des ouvrages ». En effet, ces investissements concernent des biens considérés par GRDF comme des biens propres et sont affectés à la concession par le mécanisme de clé de répartition.

En 2021, les investissements de raccordement de nouveaux clients s'élèvent à 2 965 k€ (soit +19,6 % par rapport à 2020). Ceux pour adaptation et modernisation des ouvrages s'établissent à 767 k€ et sont de nouveau en baisse (-14,8 %).

Après une forte diminution, les investissements portant sur la « modification d'ouvrages à la demande de tiers » sont en très forte hausse (passant de 90 k€ en 2020 à 323 k€ en 2021).

Investissements de mise en service par finalité (k€) - Fichier des investissements de mise en service par finalité -	2018	2019	2020	2021	Evolution n/n-1	
Total	6 818	8 147	5 974	6 179	3%	204
Raccordements et transition écologique	2 013	2 207	2 383	2 965	24%	582
Raccordements individuels de pavillons et petits professionnels	773	632	557	701	26%	144
sans extension (P)	371	354	366	396	8%	30
avec extension (P)	402	277	191	306	60%	114
Lotissements, zones d'aménagement	718	522	513	342	-33%	-171
Raccordements de clients importants (logements collectifs..)	523	1 036	293	1 160	296%	867
sans extension (C)	243	306	254	300	18%	47
avec extension (C)	280	730	285	859	201%	574
Transition écologique (biométhane, GNV, Smart Gas Grids)	0	18	774	761	-2%	-13
Extension sur territoire concédé pour desserte autre commu	0	0	0	0		0
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	373	91	90	323	261%	234
Adaptation et modernisation des ouvrages	1 135	1 696	900	767	-15%	-133
Investissements de structure des ouvrages	131	185	68	72	6%	4
Dont restructurations et renforcements	25	20	7	0		-7
Dont schéma de vannage	105	165	61	72	18%	11
Modernisation des ouvrages	814	1 387	700	695	-1%	-6
Dont réseaux (fonte ductile, cuivre, autres matériaux...)	341	734	337	466	38%	129
Dont branchements et ouvrages collectifs	304	316	174	128	-27%	-47
Autres investissements de modernisation	169	338	189	102	-46%	-87
Modernisation de la cartographie et inventaire	191	123	132	135	3%	4
Comptage	1 500	2 980	1 512	576	-62%	-936
Projet Compteurs Communicants Gaz	1 198	2 764	1 310	471	-64%	-839
Postes de livraison clients	87	128	86	73	-15%	-13
Compteurs et télérelevé	215	87	116	32	-72%	-84
Autres	1 797	1 174	1 089	1 412	30%	323
Logistique	520	424	364	478	31%	114
Véhicules	87	82	77	107	38%	29
Immobilier	295	144	112	138	23%	26
Autres (outillage, télécom, matériel informatique...)	137	199	175	234	34%	59
Système d'information	1 277	750	725	934	29%	209

LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

5.2 Le compte d'exploitation

Le résultat de la concession s'améliore largement en 2021. Le résultat brut de la concession est de 2 328 k€ en 2021, en très forte hausse par rapport à 2020. Malgré ces bons résultats, la concession bénéficie toujours du système de péréquation tarifaire à hauteur de 1 227 k€.

Le concessionnaire explique ce très bon résultat par **un climat plus favorable à la consommation de gaz que le climat moyen prévisionnel**, et des recettes associées estimées à 2 331 k€. L'ensemble des recettes apparaissant au compte d'exploitation sont des recettes enregistrées au périmètre de la concession. Ces recettes sont en augmentation de +8,2% par rapport à 2020.

Parmi les charges totales, seules les charges d'investissements sont natives. La quasi-totalité des charges d'exploitation sont affectées à la concession par le biais de clés de répartition. En 2021, les charges augmentent légèrement de 0,3%.

Territoire d'Energie Drôme-SDED attend toujours du concessionnaire la **transmission des clés de répartition et les assiettes de calculs** permettant de ventiler les charges d'exploitation sur la concession.

Investissements de mise en service par finalité (k€) - Fichier des investissements de mise en service par finalité -	2018	2019	2020	2021	Evolution n/n-1	
Total	6 818	8 147	5 974	6 179	3%	204
Raccordements et transition écologique	2 013	2 207	2 383	2 965	24%	582
Raccordements individuels de pavillons et petits professionnels	773	632	557	701	26%	144
sans extension (P)	371	354	366	396	8%	30
avec extension (P)	402	277	191	306	60%	114
Lotissements, zones d'aménagement	718	522	513	342	-33%	-171
Raccordements de clients importants (logements collectifs...)	523	1 036	293	1 160	296%	867
sans extension (C)	243	306	254	300	18%	47
avec extension (C)	280	730	285	859	201%	574
Transition écologique (biométhane, GNV, Smart Gas Grids)	0	18	774	761	-2%	-13
Extension sur territoire concédé pour desserte autre commu	0	0	0	0		0
Modification d'ouvrages à la demande de tiers	373	91	90	323	261%	234
Adaptation et modernisation des ouvrages	1 135	1 696	900	767	-15%	-133
Investissements de structure des ouvrages	131	185	68	72	6%	4
Dont restructurations et renforcements	25	20	7	0		-7
Dont schéma de vannage	105	165	61	72	18%	11
Modernisation des ouvrages	814	1 387	700	695	-1%	-6
Dont réseaux (fonte ductile, cuivre, autres matériaux,...)	341	734	337	466	38%	129
Dont branchements et ouvrages collectifs	304	316	174	128	-27%	-47
Autres investissements de modernisation	169	338	189	102	-46%	-87
Modernisation de la cartographie et inventaire	191	123	132	135	3%	4
Comptage	1 500	2 980	1 512	576	-62%	-936
Projet Compteurs Communicants Gaz	1 198	2 764	1 310	471	-64%	-839
Postes de livraison clients	87	128	86	73	-15%	-13
Compteurs et télérelevé	215	87	116	32	-72%	-84
Autres	1 797	1 174	1 089	1 412	30%	323
Logistique	520	424	364	478	31%	114
Véhicules	87	82	77	107	38%	29
Immobilier	295	144	112	138	23%	26
Autres (outillage, télécom, matériel informatique,...)	137	199	175	234	34%	59
Système d'information	1 277	750	725	934	29%	209

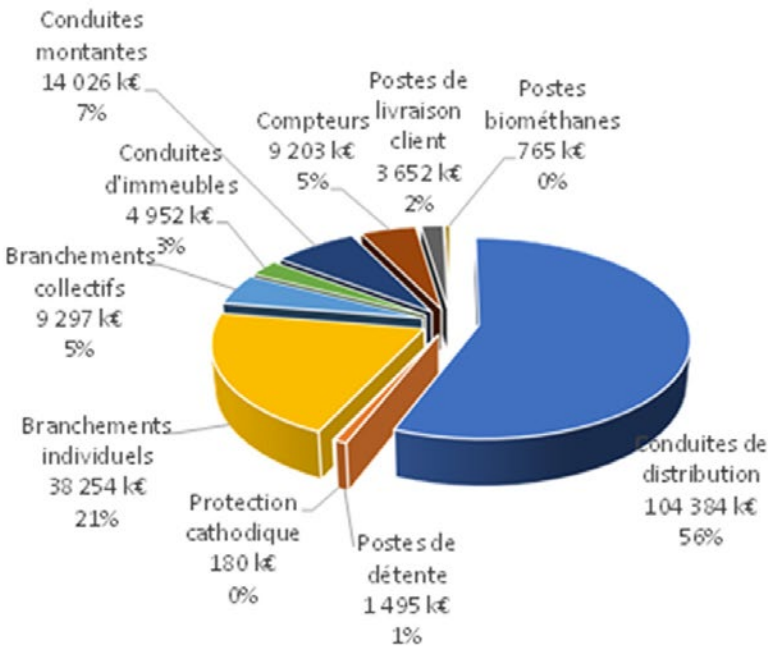
5.3 La valorisation du patrimoine

L'ensemble du **patrimoine concédé** est immobilisé pour une valeur de **187 088 k€** (en croissance de + 3,1% par rapport à 2020). Selon GRDF, 86,2% de la valeur brute de la concession a été financée par le concessionnaire et 13,8% par les tiers.

La **valeur nette réévaluée** des financements de GRDF sur les biens concédés à fin d'année 2021 représente, selon GRDF, la valeur actualisée des ouvrages que le concédant aurait à indemniser en cas de fin de concession au 31 décembre de l'année. Elle serait de 100 361 k€ (+ 0,1 %). Elle ne prend toutefois pas en compte les pratiques comptables de GRDF (amortissements de caducité, provisions pour renouvellement et amortissements techniques).

Valorisation des ouvrages concédés - bilan (k€) - D'après la comptabilité de GRDF -	2018	2019	2020	2021	Evolution n/n-1	
					%	volume
Valeur brute (k€)	160 755	165 122	181 411	187 088	3,1%	5 677
dont investissements de GrDF (k€)	137 755	141 263	157 010	161 338	2,8%	4 329
dont investissements du concédant (k€)	0	0	0	0		0
dont investissements de tiers (k€)	23 000	23 859	24 401	25 749	5,5%	1 348
Valeur nette comptable (k€)	93 051	94 097	100 844	101 800	0,9%	957
Amortissement de dépréciation (k€)	67 704	71 025	80 567	85 287	5,9%	4 720
Taux d'amortissement de dépréciation des ouvrages (%)	42,1%	43,0%	44,4%	45,6%		
Valeur nette réévaluée des financements GRDF (k€)	94 796	95 053	100 260	100 361	0,1%	101

Valorisation des ouvrages concédés à fin 2021 d'après la comptabilité de GRDF (k€ et %)



Le concessionnaire ne transmet pas les informations concernant les passifs des ouvrages (amortissements de caducité, amortissements techniques, provisions pour renouvellement utilisées) à la maille immobilisation, mais seulement à la maille commune/catégorie d'ouvrage. De plus, il ne transmet à aucune maille le stock de provision pour renouvellement constitué.

Territoire d'Energie Drôme-SDED attend toujours une amélioration de la qualité des informations patrimoniales et comptables des biens appartenant à la collectivité présentées dans les CRAC. L'autorité concédante demande à GRDF de transmettre le **détail des passifs associés aux immobilisations comptables des biens de retour** : les amortissements techniques et les 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.

6. SYNTHÈSE

L'observation de 6 thèmes couvrant l'ensemble des champs concessifs permet de situer les forces et les faiblesses de la concession de Territoire d'Énergie Drôme-SDED dans le panorama des concessions analysées par NALDEO Stratégies Publiques.



A. État des ouvrages

- Un taux de réseaux sensibles plus important que la moyenne

B. Maintenance et surveillance

- Des branchements collectifs bien visités en 2021
- Un taux de visite des postes de détente inférieur à la moyenne en 2021

C. Incidentologie

- Une concession avec peu de dommages aux ouvrages gaz
- Un nombre d'usagers coupés pour 1000 usagers hors causes exogènes légèrement plus important qu'en moyenne

D. Relation client

- Peu de réclamations sur les quelques compteurs communicants déployés en 2021
- Un nombre de réclamations pour 1000 usagers plus importants qu'en moyenne en 2021

E. Complétude des données techniques

- Des ouvrages collectifs de branchement peu connus dans l'ensemble
- Des données techniques sur les postes de détente peu complètes

F. Aspects financiers

- Des recettes d'acheminement plus importante qu'en moyenne par rapport à la taille de la concession

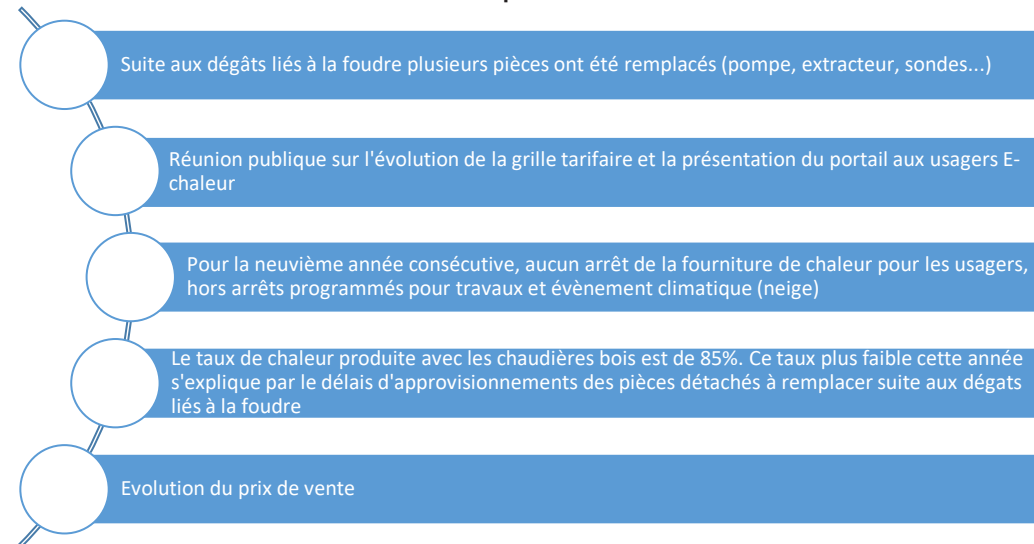
C - LE SERVICE PUBLIC DE DISTRIBUTION DE CHALEUR DE VASSIEUX EN VERCORS

Depuis sa mise en service fin 2011, le réseau public de distribution de chaleur de Vassieux en Vercors fait l'objet d'un suivi continu par les services de Territoire d'Énergie SDED. Chaque année un tableau de bord énergétique est réalisé pour suivre les indicateurs et s'assurer du bon fonctionnement.

Chiffres clefs



Faits marquants en 2022



Évolution du réseau de chaleur en 2022

Abonnés

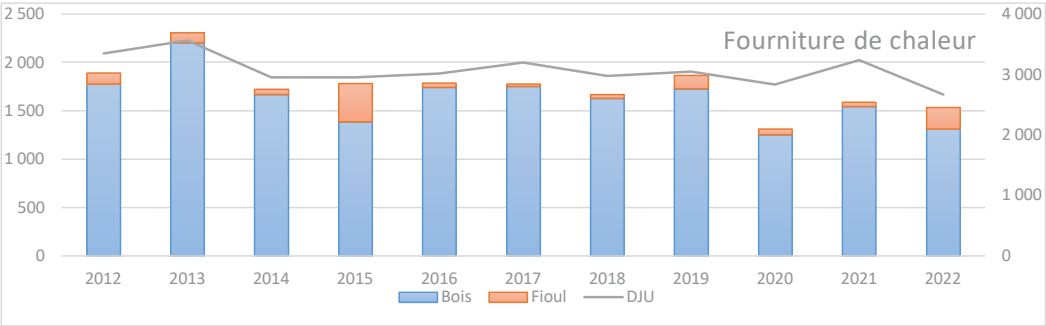
Depuis la mise en service du réseau de chaleur le nombre d'usagers est constant, en 2021 aucune nouvelle demande de raccordement n'a été étudiée.

Modalités de facturation

Depuis la mise en place de la mensualisation en janvier 2017, 37% des usagers ont adhéré à cette modalité de paiement. Le portail client E-Chaleur mis en œuvre par le Service des Systèmes d'Information a été présenté aux usagers en 2022.

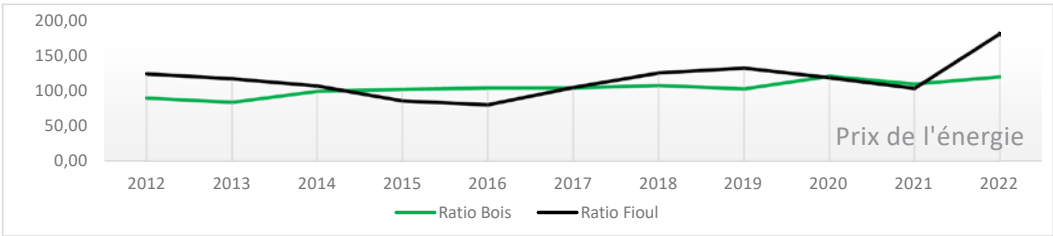
LES DISTRIBUTIONS D'ÉNERGIE

Fourniture de chaleur

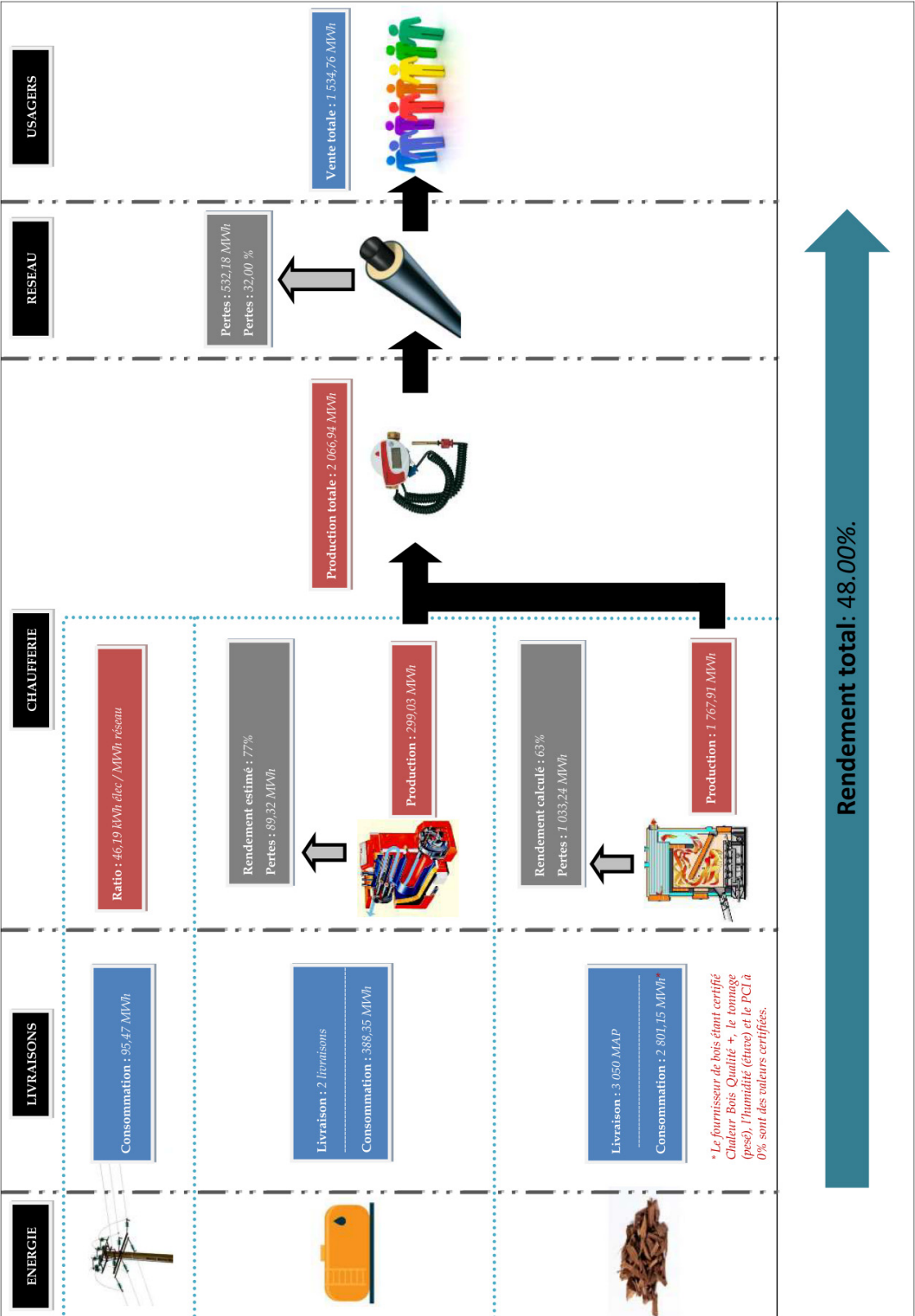
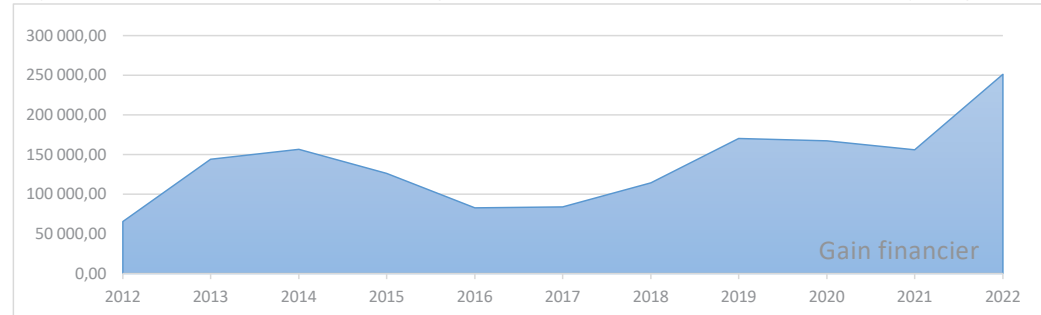


Compétitivité de la chaleur

En 2022, le prix moyen de la chaleur pour l'utilisateur s'établit à 121 € TTC/MWh. Ce montant comprend le prix de l'énergie consommée « R1 » (55%) et de l'abonnement « R2 » (45%). Le prix unitaire de la solution bois reste inférieure à celui de la solution de référence (prix moyen du fioul obtenu par SDED pour des livraisons en 10 000 litres, corrigé du rendement) qui s'élève à 182 € TTC/MWh.



Cette année compte tenu de la hausse du prix du fioul les gains cumulés pour les usagers par rapport à l'énergie de référence, ont très largement augmenté. Ils s'élèvent au global à 251 000 € TTC, depuis la mise en service du réseau. Au-delà du gain financier, les usagers bénéficient de tous les avantages d'un service public. Ils n'ont notamment pas à acquérir et à entretenir une chaudière fioul ni à gérer les livraisons ou éventuelles interventions de dépannage.



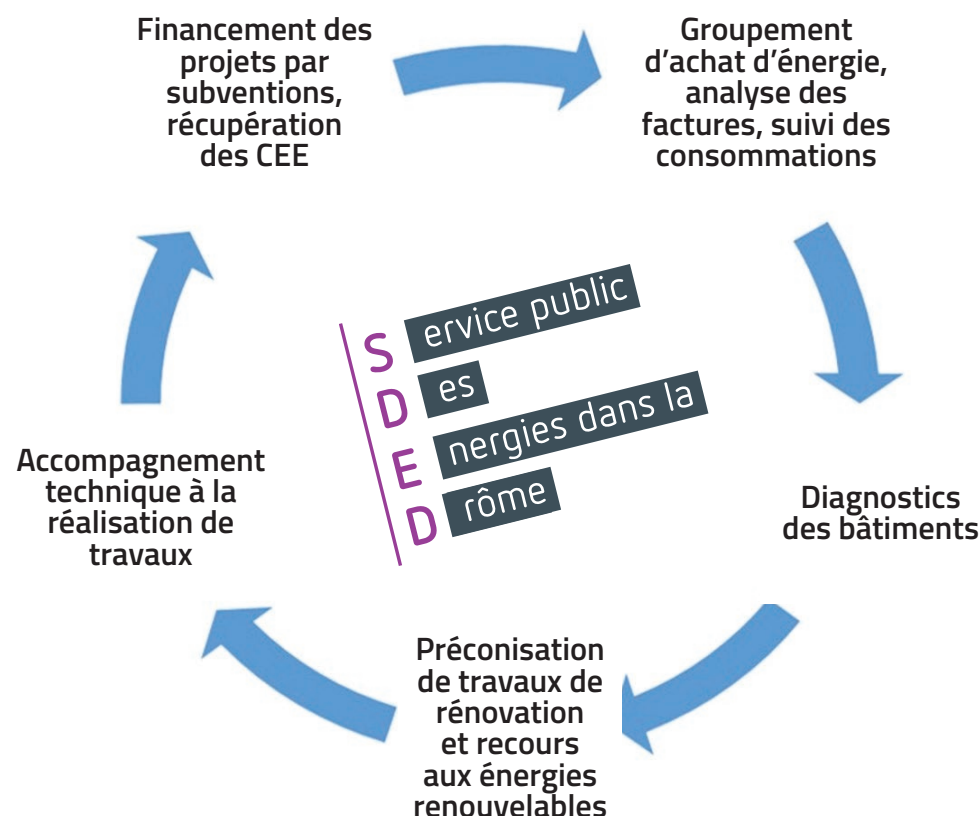
LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

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 COMPETENCE EFFICACITE ÉNERGETIQUE

Entre 2017 et 2021, Territoire d'énergie Drôme a soutenu financièrement des travaux d'économies d'énergies sur le patrimoine bâti de 180 collectivités, à hauteur de plus de **2 M€** d'aides accordées par le Bureau syndical, en direction de **400 chantiers**.

En 2022, les dernières aides accordées dans le cadre du règlement alors en vigueur depuis 2017 ont représenté **445 k€**, pour 66 chantiers supplémentaires.

Dans le même temps, un nouveau dispositif a 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.



Celle-ci consiste à apporter aux communes ayant choisi d'y adhérer les quatre principaux services 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 passé au second semestre 2022 permet de solliciter jusqu'à 9 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 le développement d'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 et les systèmes de chauffage, 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 2022, **161 communes et 2 intercommunalités** ont adhéré à la nouvelle compétence Efficacité énergétique, ce qui est le signe d'une bonne reprise et d'un succès confirmé de l'activité.

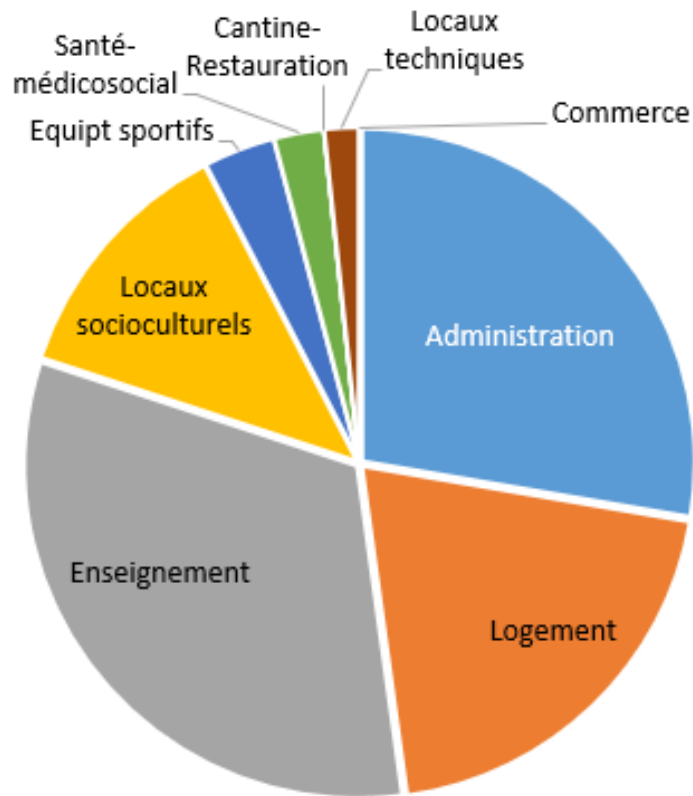
Nous vous accompagnons



LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Concernant les nouvelles aides aux travaux d'économies d'énergie apportées en 2022, 39 chantiers ont été soutenus financièrement pour un total de 371 k€.

La répartition globale de ces aides en fonction des usages de bâtiments est la suivante.



Ainsi, en cumulant les derniers dossiers du précédent dispositif avec ceux de l'actuel, **Territoire d'énergie Drôme aura attribué, en 2022, 816 k€ d'aides en direction de 105 chantiers.**

Les programmes de financement ACTEE et BAPAURA

Territoire d'énergie Drôme est actuellement lauréat de deux programmes de financement, à son bénéfice, en tant que structure locale de conseil et d'accompagnement des collectivités.

ACTEE, Action des collectivités territoriales pour la rénovation énergétique : il s'agit d'un programme financé par les certificats d'économies d'énergie, et monté par la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR). Les cofinanceurs sont les entreprises du secteur de l'énergie, soumises à obligations de certificats.

Plus précisément Territoire d'énergie Drôme est lauréat, conjointement au Syndicat départemental d'Energies de l'Ardèche, du sous-programme « **MERISIER** » dont l'objectif premier est de déclencher des actions d'efficacité énergétique **sur les bâtiments scolaires primaires** des collectivités.

Les aides apportées à Territoire d'énergie Drôme - SDED se destinent à couvrir à 50 % :

- Le recrutement d'un économe de flux pour ce programme (repérage, aide à la décision, accompagnement des travaux, bilans) ;
- Les frais d'audits énergétiques lancés pour préfigurer les projets de travaux
- L'achat de matériels de mesure, notamment des sondes CO2 mobiles

Les chiffres d'activité depuis son lancement sont les suivants :

PHASE	Nb bâtiments scolaires identifiés
Fiches de préconisations réalisées	16
Audit externe/étude commandée	23
Avant-Projet de travaux	7
Travaux en cours	14
Travaux réalisés	7
Projets suspendus	3
Contacts à renouveler après première intention	80
Total général	150

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



BAPAURA, Bâtiments Publics en Auvergne Rhône-Alpes : il s'agit d'un projet financé par l'Union européenne, pour lequel l'ADEME et l'agence régionale Auvergne Rhône-Alpes Energies Environnement (AURAE) ont monté un dossier et soumis une candidature. Elles y ont associé des structures locales volontaires, parmi lesquelles Territoire d'énergie Drôme. L'objectif est d'accompagner dans la durée des projets de rénovation globale, et plus généralement de mettre en place un service d'ingénierie locale en direction des collectivités qui ont relativement peu de compétences internes en la matière.

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

Le projet BAPAURA a reçu un financement du programme de recherche et d'innovation Horizon 2020 de l'Union européenne, subvention no. 891839. Il est coordonné par la direction régionale Auvergne-Rhône-Alpes de l'ADEME.



Un exemple de projet BAPAURA : la rénovation du groupe scolaire de La Bâtie Rolland

Au lancement du projet, Territoire d'énergie Drôme - SDED a réalisé un pré-diagnostic (avec préconisations de travaux de rénovation énergétique) ainsi qu'une étude d'opportunité pour le remplacement de la chaufferie au fioul.

La plupart des propositions de travaux a été retenue avec un objectif de réduction des consommations et des émissions de GES élevé.

Les travaux ont eu lieu en site occupé, avec des rotations entre salles afin de maintenir le bon fonctionnement de l'école.

L'isolation de la partie existante, combinée avec le remplacement de la chaufferie fioul au profit d'une chaufferie biomasse a permis de réduire drastiquement les émissions de gaz à effet de serre de l'école (division par 10).

Le projet en bref

Descriptif technique

Surface totale	1200 m²
Surface rénovée	766 m²
Construction	1961 - 1990 - 2004 2008
Usage	enseignement

Descriptif des travaux

Objectif de performance énergétique
-78%

Objectif de réduction des émissions GES
-96%

Consommations d'énergie finale

avant travaux	85,5 MWh EF
après travaux	18,3 MWh EF

Travaux réalisés

Isolation (murs, toiture), VMC DF, chaudière granulés (à la place du fioul), Relamping (Leds), BSO

Investissement total

700 k€ TTC

dont lié aux travaux d'efficacité énergétique
367 k€ TTC k€ TTC

Subventions

TE26-SDED: 32 000 € HT
ETAT (DETR): 125 000 € HT
DEPARTEMENT: 156 789 € HT



Contact



DRÔME - SDED

Cyril LAMBERT
Territoire d'énergie Drôme
Service performance
énergétique
3 avenue de la Gare
26958 Valence Cedex 9
06.34.86.42.93
cyril-lambert@sded.org

L'accès à ces informations via une plateforme web, et la restitution d'indicateurs pour les techniciens énergie de Territoire d'énergie Drôme.

La complexité du travail a retardé la mise en service du logiciel, dont la livraison était prévue pour l'été 2022. Les premiers tests sont en cours depuis début 2023, auxquels participent une dizaine de collectivités afin de recueillir leurs expériences d'utilisation. La présentation officielle de l'outil se déroulera en juin 2023.

énercompil

LES GROUPEMENTS D'ACHAT D'ENERGIE

Les précédents marchés de fourniture de gaz et d'électricité coordonnés par Territoire d'énergie Drôme étant arrivés à échéance le 31 décembre 2021, nous avons été contraints de les renouveler pour l'année 2022 dans un contexte particulièrement défavorable, avec une augmentation des prix vertigineuse.

Au cours de l'année 2022 se sont déroulés les achats de fourniture pour l'année 2023, voire 2024 en ce qui concerne le gaz (en effet, les prix boursiers sont d'autant moins élevés que le terme de la fourniture d'énergie est éloigné).

Une fois les achats réalisés le service Performance Énergétique a établi pour les membres du groupement des simulations de l'impact de ces augmentations sur les finances locales. Pour l'électricité, il a également permis à certaines collectivités de revenir aux Tarifs Réglementés de Vente (TRV), dans la mesure du possible.

Achat de Gaz Naturel en 2022 :

- 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.
- Les achats de gaz opérés en 2022 pour les années 2023 et 2024 permettront respectivement une diminution globale de la facture de 10 % et 25% par rapport à 2022.

Achat d'Electricité en 2022 :

- Le nouveau marché subséquent 2022-2023, réunit 152 membres drômois, pour 6 300 points de livraison et un total de 100 GWh (avant le retour de plusieurs dizaines de PDL au tarif réglementé de vente).
- Au cours de l'année 2022, deux mesures prises par l'Etat, à savoir la réduction de la CSPE et l'addition d'un volume d'ARENH supplémentaire de 20 TWh, ont permis de raboter quelque peu la facture prévisionnelle de 15 % par rapport à la première prévision.
- Les prix boursiers au cours de l'année 2022 ont subi la hausse la plus exceptionnelle jamais connue, avec un pic à 1 000 € / MWh au mois d'août. Les achats opérés en 2022 pour l'année 2023 ne permettent pas d'éviter une hausse prévisionnelle de la facture globale, de l'ordre de 28 % par rapport à 2022 (en tenant compte de la mesure « d'amortisseur électricité » prise par le Gouvernement).
- Ce contexte a incité Territoire d'énergie Drôme à lancer sans attendre un nouvel accord-cadre pour la période 2024-2027, notifié en septembre 2022 à 4 fournisseurs d'électricité pour préparer les achats à suivre. 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 lot réunit près de 6000 points de livraison, le second moins d'une centaine.

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) ;

MISSION CLIMAT ENERGIE TERRITOIRE



La mission Climat Energie Territoires pour objectif de créer et d'entretenir un lien avec les intercommunalités. Territoire d'énergie Drôme - SDED est impliqué dans des actions de transition énergétique et se doit d'être en relation avec les intercommunalités dans ce domaine. En effet, les 12 Communautés de Communes et d'Agglomération réalisent les Plans Climat Air Energie Territoire au sein duquel s'inscrivent certaines missions du syndicat d'énergie.

La mission Climat Energie Territoire 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 formalise une incitation financière et un suivi des actions réalisées par Territoire d'énergie Drôme et l'implique dans les projets globaux de planification écologique (SDIRVE par exemple).

Par ailleurs, elle garantit la bonne utilisation de l'outil Prosper Action (formation et accompagnement personnalisé) et apporte un décryptage des documents de planification régionaux (SRADDET et S3REnR, SDIRVE).

COMMISSION PARITAIRE ENERGIE EN 2022 :

Une réunion en juin 2022 au cours de laquelle fut notamment présenté le Schéma Directeur pour les Infrastructures de Recharge pour Véhicules Electriques (SDIRVE) : contenu, objectifs, calendrier, cohérence territoriale du schéma directeur par son approche intégrative des spécificités territoriales. Le SDIRVE a mobilisé pendant toute l'année 2022 la mission Climat fortement impliquée dans le suivi de ce dossier impliquant 14 syndicats d'énergie allant de l'Allier au Var avec un syndicat coordonnateur de l'ensemble de ses membres, le SYANE (74)

Après sa présentation au comité syndical du 20 décembre 2022, le rapport final, et livrables réglementaires ont été transmis à Mme la Préfète qui a rendu un avis favorable en mars 2023.

LES RENCONTRES DE L'INGÉNIERIE PUBLIQUES

Le jeudi 6 octobre 2022, à Upie, la journée consacrée à l'ingénierie publique dans la Drôme a rassemblé plus de 250 élus locaux. C'est ainsi qu'autour du thème « Economiser, préserver », Territoire d'énergie Drôme a présenté ses interventions en direction des communes, notamment en matière de performance énergétique des bâtiments et de planification territoriale des énergies renouvelables. La mission Climat Energie Territoires a présenté à cette occasion la démarche de Schéma Directeur des EnR.

POURSUITE DE L'APPUI FINANCIER DE TERRITOIRE D'ÉNERGIE DRÔME-SDED AUX TERRITOIRES

Les EPCI bénéficient d'une aide financière pour l'élaboration de leur Plan Climat Air Energie Territorial (aide de 50 % plafonnée à 20 k€). L'aide financière a été mobilisée pour les Territoires qui l'ont sollicitée en contrepartie d'un document récapitulatif et de documents financiers à l'appui.

En 2022, la quasi-totalité des Communautés de Communes qui le pouvaient avaient sollicité le versement total ou partiel de l'aide financière prévue.

ELABORATION DE TABLEAUX DE BORD DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE DES EPCI - ÉDITION 2022

Ce travail initié véritablement en 2020 s'est poursuivi et enrichi au fil des ans.

Après consultation pour le choix d'un bureau d'études, la poursuite de ce travail transversal a permis une présentation en exécutif par le Vice-président 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/Territoires.

LE CAHIER DES CHARGES POUR LE SCHÉMA TERRITORIAL D'ORIENTATION POUR LE DÉVELOPPEMENT DES ENR AVANCÉES EN 2022

Pour rappel, Territoire d'énergie Drôme a réfléchi en 2021 sur une démarche prospective visant les réseaux de distribution d'électricité et de gaz.

Partant du constat que les PCAET ne fixent pas une programmation géolocalisée de l'implantation future des énergies renouvelables et que la démarche de prospective énergétique est indispensable, il est apparu essentiel pour TE26 d'impulser une planification des énergies renouvelables au travers d'un Schéma Directeur pour le développement des Energies Renouvelables. 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 la DDT26, CAUE, AURA EE...

En 2021 deux territoires ont commencé à exploiter ce document pour se l'approprier (Biovallée et CC DrômArdèche). Le travail s'est poursuivi en 2022. 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 CET a participé au lancement en janvier 2023 du schéma et est associé à l'évolution de celui-ci.

De même la Mission Climat Energie Territoires a suivi le lancement du Schéma de Développement des Énergies Renouvelables dans le cadre de l'Atelier Partenaires mené par la Communauté de Communes Porte de DrômArdèche réuni en avril 2022.

FORMATIONS À L'OUTIL PROSPER ACTION ... EN 2022 POURSUITE DE L'ACCOMPAGNEMENT OPÉRATIONNEL EN DIRECTION DES TERRITOIRES

La mission Climat Energie Territoires a participé à l'organisation en collaboration avec le SDE07 et le SIEL (Syndicat de la Loire), d'un webinaire dédié à l'outil PROSPER Actions.

Réunissant la communauté de travail du GT 26-07 le 10 mai 2022 et porté par 32 syndicats d'énergie départementaux en France, PROSPER Actions est un outil en ligne particulièrement adapté aux démarches de transition écologique, notamment les PCAET.

Il est accessible gratuitement dans l'ensemble de la région Auvergne-Rhône-Alpes.

Le webinaire a permis de dresser un portrait complet de l'outil en s'attardant en particulier sur l'interface de suivi des plans d'actions. Une interface ergonomique, collaborative et simple d'utilisation. La volonté des syndicats d'énergie est de permettre aux référents transition écologique des collectivités de se consacrer pleinement à l'opérationnel, en leur facilitant la tâche sur l'outillage.

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 différents outils tels que les Plans climat, les Contrats de Transition Ecologique, les Contrats TEPOS, les démarches Cit'ergies.

En 2022, 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 3 fois : février, juin et octobre 2022.

En 2022, les chargé.es. de missions et chefs de projets 26-07 se sont impliqués sur des réflexions collectives autour des sujets suivants

- Loi d'orientation des mobilités,
- Augmentation du prix de l'énergie (électricité/gaz) dans les Collectivités. Impact sur les budgets et perspectives
- RE 2020 et décret éco-tertiaire –rôle des SDE dans cette démarche d'accompagnement
- Les Syndicats d'énergie engagés dans la Planification des IRVE au niveau régional avec le déploiement du SDIRVE
- Qualité de l'Air Intérieur et Radon
- Présentation de l'expérimentation de l'évaluation climat du budget de la CA Arche Agglo - méthode I4CE ;



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

ÉCLAIRAGE PUBLIC

CAP SUR LES ÉCONOMIES D'ÉNERGIES !

Réchauffement climatique, hausse vertigineuse des prix de l'énergie, protection de la biodiversité... Il est aujourd'hui indispensable d'oeuvrer pour un éclairage plus performant, respectueux de l'environnement et moins consommateur d'énergie. Avec sa compétence éclairage public, territoire d'énergie Drôme-SDED est à vos côtés pour y voir plus clair !

Par cette compétence optionnelle créée en 2013, Territoire d'Energie Drôme - SDED prend à sa charge, pour les communes adhérentes, la globalité de la gestion de l'éclairage public (Fonctionnement et investissement) sans devenir propriétaire des installations mais au travers d'une mise à disposition du parc. Les investissements réalisés par Territoire d'Energie Drôme - SDED entrent dans cette mise à disposition.

La réalisation des investissements est décidée avec la commune qui garde intégralement le choix esthétique du matériel installé. Chaque commune est unique. Territoire d'Energie Drôme - SDED respecte l'identité de chacune d'entre elles en personnalisant les actions. Et 2022 a été une année

Les communes adhérentes ont à disposition un SIG (Système d'Information Géographique) « full web » qui leur permet de connaître dans les détails leur parc d'éclairage public.

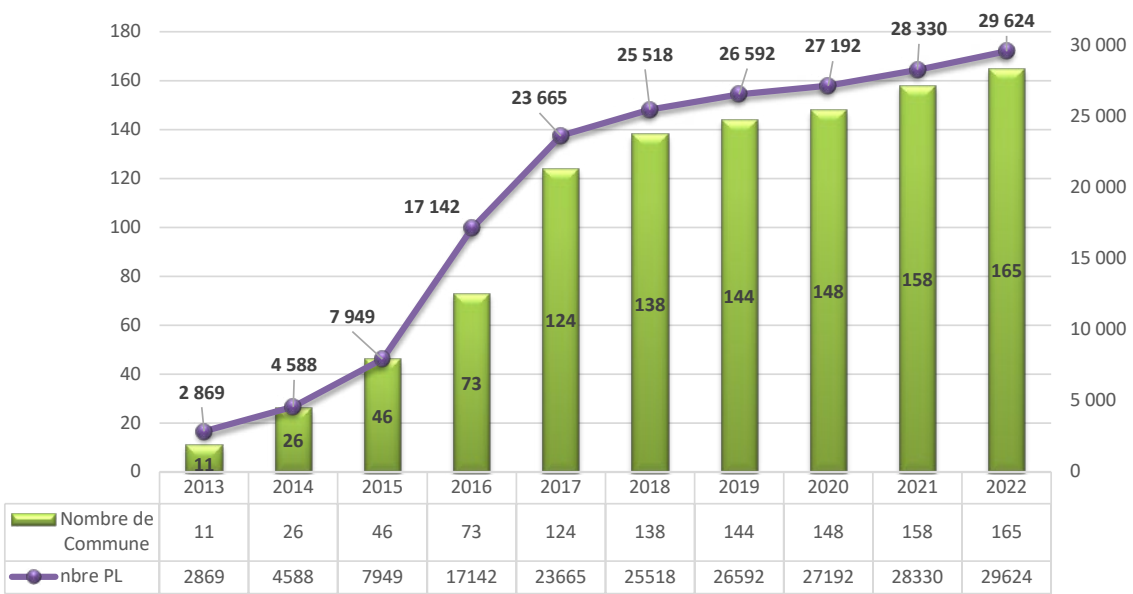
La gestion de la maintenance et des dépannages est réalisée via une GMAO (Gestion de la Maintenance Assistée par Ordinateur), « full web », qui permet aux collectivités de déclarer les dysfonctionnements sur l'éclairage public par déclaration sur ce système de gestion. L'information arrive directement au service éclairage public de Territoire d'Energie Drôme - SDED qui prend en compte la demande d'intervention, l'analyse et donne l'ordre à l'entreprise d'intervenir. Selon l'urgence de la situation, la durée de l'intervention va de 4 heures à maximum 72 heures. À tout moment, la collectivité peut interroger la GMAO pour savoir où en est sa demande.

La hausse de l'énergie que nous connaissons depuis le début de l'année 2022 accélère la mise en œuvre des programmes d'investissements. TE26 mets tout en œuvre afin de satisfaire la demande croissante non seulement sur l'appui technique pour l'élaboration des projets mais également pour la recherche de financements complémentaires (Plan montagne, lum'acte, fonds vert etc...).

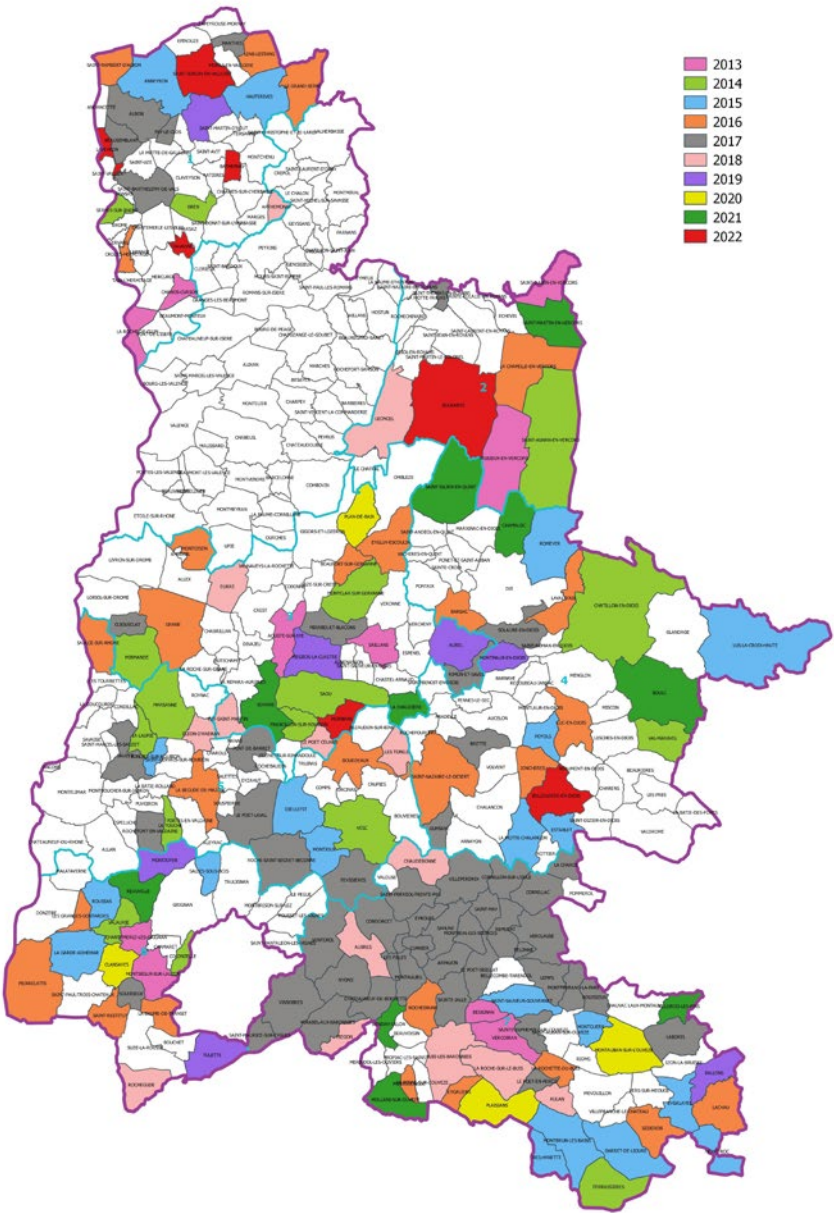
En 2022 TE SDED a édité une plaquette de présentation de cette compétence également téléchargeable sur le site internet



BILAN DES ADHÉSIONS DEPUIS 2013 :



CARTE DE RÉPARTITION DES COMMUNES PAR ANNÉE D'ADHÉSION

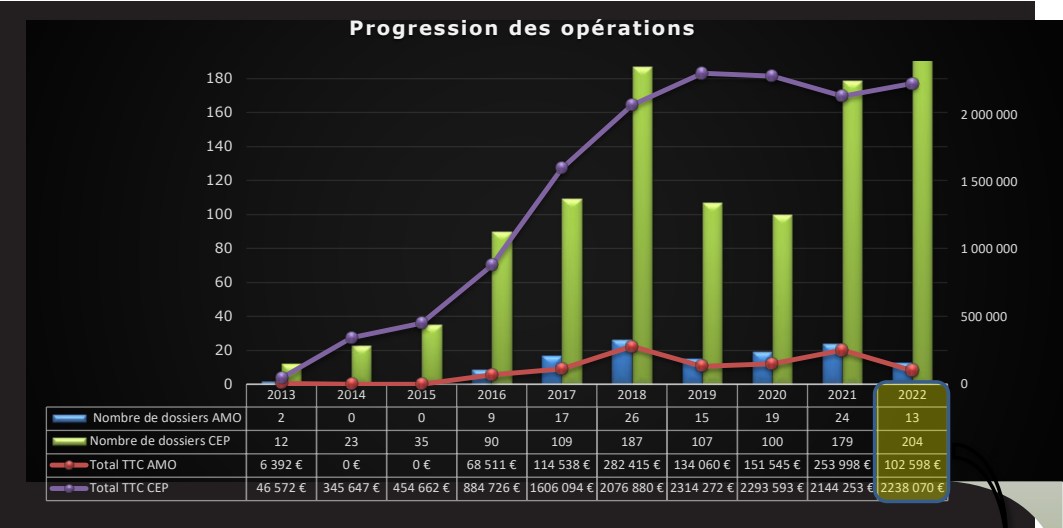


ÉCLAIRAGE PUBLIC

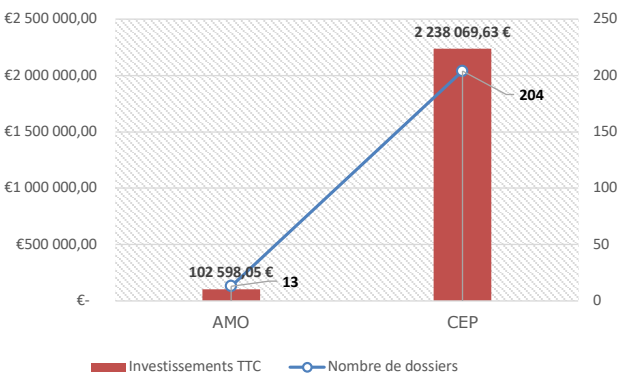
Deux types de travaux d'investissements sont pris en charge par le budget annexe de l'éclairage public :

- 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.

BILAN DES INVESTISSEMENTS DEPUIS 2013 :



Zoom sur 2022 :



FONCTIONNEMENT

Instructions 2018 des DT – DICT – ATU – DT DICT conjointes :

Dans le transfert de compétence, Territoire d'Énergie Drôme - SDED est exploitant du réseau éclairage public.

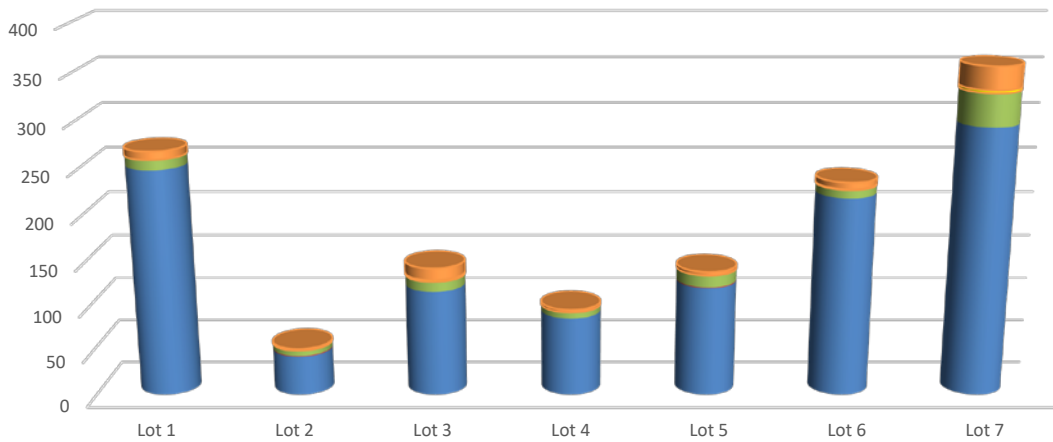
A ce titre, il a l'obligation d'instruire les DT (Déclaration de travaux) et les DICT (Déclaration d'intention de Commencer des Travaux), ATU (Avis travaux urgent) sur le guichet unique national Inesis, Réseaux et Canalisations, construire sans détruire, regroupant l'ensemble des exploitants de réseaux.

Date d'entrée dans la compétence EP des communes concernées	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

Maintenance, entretien et interventions d'urgence : Cout global : 457 000 € TTC

TYPE D'INTERVENTION	TOTAL GÉNÉRAL
Entretien préventif	93
Dépannage EP	1 124
Divers	2
Pose de panneau	7
Programmation horloges	62
Total général	1 288

RÉPARTITION PAR LOTS GÉOGRAPHIQUES DE L'ACCORD CADRE MAINTENANCE



	Lot 1	Lot 2	Lot 3	Lot 4	Lot 5	Lot 6	Lot 7
Programation horloges	9	1	13	3	4	7	25
Pose de panneau		1	2			1	3
Entretien préventif	11	6	11	7	13	9	36
Divers		1			1		
Dépannage EP	248	43	116	86	120	218	293

Territoire d'énergie Drôme est la marque du SDED
Service public Des Energies dans la Drôme

Suivez nous :



te26.fr

1 département 12 territoires 363 communes



Producteur
d'ENERGIES



Rovaltain TGV
3, avenue de la Gare - BP 12626
26958 VALENCE Cedex 9

Tél. 04 75 82 65 50
contact@sded.org



TE.Sded
Antenne
Baronnies - Drôme Provençale

170 rue Ferdinand Fert
ZA Les Laurons - 26 110 NYONS

Tél. 04 75 26 97 75
antenne@sded.org

Rapport d'activités 2022 - Comité Syndical du 20 juin 2023 - Directeur de la publication : Alain Gallu
Responsable de la rédaction : Laurent Chareyre - Crédit photos : SDED - Réalisation : Original - Saint-Marcel-Lès-Valence

**Pour toute difficulté rencontrée sur le réseau ELEC
et GAZ**

Ligne directe : Tél. : 04 75 82 76 17

Les dossiers de travaux en direct

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

Service Performance énergétique

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

Mission climat

Tél. : 04 75 82 65 55

RSI Informatique

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

Ressources humaines

Tél. : 04 75 82 76 19 / rh@sded.org

Service urbanisme

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

Gestion éclairage public

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

Comptabilité

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

Réseau eborn

Tél. : 04 23 10 03 50 / www.eborn.fr

Régie SDED Erôme-Gervans

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

Service juridique

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