



S2022-1005

DEUXIÈME CHAMBRE

TROISIÈME SECTION

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

(Article R. 143-11 du code des juridictions financières)

LE FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE

Exercices 2015 et suivants

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,
a été délibéré par la Cour des comptes, le 13 mai 2022.

**En application de l'article L. 143-1 du code des juridictions financières, la communication de
ces observations est une prérogative de la Cour des comptes, qui a seule compétence pour
arrêter la liste des destinataires.**

TABLE DES MATIÈRES

SYNTHÈSE.....	5
RECOMMANDATIONS.....	9
INTRODUCTION.....	11
1 UN DISPOSITIF POUR LES TERRITOIRES RURAUX DONT LES EFFETS SONT MAL ÉVALUÉS	13
1.1 Un régime spécifique motivé par les particularités de la distribution d'électricité dans les territoires ruraux	13
1.1.1 Un régime particulier de soutien aux investissements dans le réseau public de distribution d'électricité	13
1.1.1.1 Une maîtrise d'ouvrage des travaux scindée entre autorités organisatrices de la distribution d'électricité et gestionnaires de réseaux de distribution.....	13
1.1.1.2 Une gouvernance partagée au sein du conseil à l'électrification rurale.....	15
1.1.1.3 Un financement <i>ad hoc</i> à travers le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.....	16
1.1.2 Des fragilités plus marquées en zone rurale.....	18
1.1.2.1 Une qualité de l'électricité plus dégradée en zone d'électrification rurale.....	18
1.1.2.2 Une rentabilité économique moindre des investissements en milieu rural.....	20
1.2 Le Facé, premier financeur des investissements des Autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE).....	21
1.2.1 Deux priorités : le renforcement et la sécurisation des réseaux	21
1.2.2 Des aides représentant 9 % des investissements réalisés sur le réseau public de distribution entre 2015 et 2020.....	23
1.2.2.1 Un soutien essentiel pour les investissements des AODE en milieu rural	23
1.2.2.2 Une pluralité de financements complémentaires utilisés par les AODE	24
1.2.2.3 Un faible intérêt pour l'impact économique des aides au niveau local	26
1.3 Une contribution mal connue à la qualité du réseau	27
1.3.1 Une participation effective au renouvellement et à la sécurisation du réseau.....	27
1.3.2 Une efficacité des aides sur la qualité de l'électricité insuffisamment évaluée	28
1.3.3 Une contribution du Facé à la réduction des inégalités territoriales difficile à apprécier.....	31
2 UNE RATIONALISATION INSUFFISANTE DES CHOIX D'INVESTISSEMENTS.....	33
2.1 Une coordination insatisfaisante des investissements entre autorités organisatrices de la distribution d'électricité et gestionnaires des réseaux de distribution	34
2.1.1 Des logiques de programmation qui peuvent diverger.....	34
2.1.1.1 Une stratégie industrielle de moyen-long terme pour Enedis.....	34
2.1.1.2 Des préoccupations d'aménagement du territoire dans les décisions annuelles des AODE.....	35
2.1.2 Des modalités de coordination qui progressent lentement.....	36
2.2 Un ciblage des bénéficiaires aux contours imparfaits.....	38
2.2.1 Des critères d'éligibilité inadaptés	38

2.2.2	Une répartition des dotations comportant des anomalies	42
2.2.3	Une meilleure prise en considération de l'insularité et des spécificités des Outre-mer aux résultats encore limités.....	44
2.3	Une mobilisation du Facé au profit des besoins prioritaires du réseau de distribution à préserver.....	46
2.3.1	Les besoins du réseau public de distribution d'électricité : intégration des énergies renouvelables et modernisation.....	46
2.3.2	Une ouverture du Facé aux enjeux de la transition énergétique jugée limitée par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité	48
2.3.3	Le plan de relance : un test pour l'élargissement aux objets de la transition énergétique	49
3	UNE AMÉLIORATION DE LA GESTION DES AIDES DU FACÉ À CONSOLIDER.....	53
3.1	De nouvelles modalités de gestion pour accélérer la consommation des crédits	53
3.1.1	Rappel des nouvelles dispositions réglementaires de 2020.....	53
3.1.2	Des reliquats de crédits non consommés encore importants.....	54
3.1.3	Un déséquilibre initial du compte d'affectation spéciale qui perdure.....	56
3.1.4	Un processus de recouvrement des recettes encore incertain.....	57
3.2	Un nouveau système d'information destiné à simplifier la gestion des aides.....	59
3.2.1	Des coûts de gestion limités	59
3.2.2	Une mise en service difficile du nouveau système d'information	60
3.3	Des données toujours lacunaires pour apprécier l'efficacité du Facé	62
3.3.1	Des contrôles limités	62
3.3.2	Des premières données qui démontrent l'utilité d'un recensement des opérations et des coûts.....	63
	CONCLUSION	67
	ANNEXES.....	69

SYNTHÈSE

Le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (Facé) a été instauré en 1936 pour favoriser l'électrification des zones rurales et pallier la carence des initiatives privées. Dès son origine, il a été conçu autour d'un objectif de péréquation entre territoires urbains et ruraux pour garantir, dans ces derniers, une qualité satisfaisante de la distribution d'électricité.

Le Facé apporte un soutien financier à certains investissements réalisés par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) dans le réseau public de distribution d'électricité des communes rurales, généralement regroupées dans des syndicats départementaux. Dans ces zones, la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution est partagée : les AODE réalisent les travaux d'extension, de renforcement, de sécurisation et d'enfouissement des réseaux de distribution basse tension (BT) ; les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) - principalement Enedis qui assure la desserte de 95 % du territoire métropolitain et les entreprises locales de distribution - prennent en charge les investissements sur le réseau moyenne tension (HTA), le raccordement des producteurs d'électricité et les branchements. Dans les autres communes, dites « urbaines », les GRD portent l'intégralité des investissements, à l'exception des enfouissements pour motif esthétique.

Au 1^{er} janvier 2020, 25 641 communes relevaient de l'électrification rurale, représentant 73,4 % des communes, 24,9 % de la population, 25,6 % de la consommation électrique du réseau de distribution et 49,4 % des longueurs de réseau basse tension au périmètre d'Enedis.

Gérées depuis 2012 au sein d'un compte d'affectation spéciale doté de 377 M€ chaque année, les aides du Facé ont participé entre 2015 et 2020 au financement de 9 % du total des investissements réalisés sur l'ensemble du réseau de distribution d'électricité, soit 2,2 Md€ sur un total de 23,6 Md€. En zone rurale, le Facé apporte son financement à la majorité des opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage des AODE (environ 62 %).

En 2020, le Facé a fait l'objet d'une réforme poursuivant trois objectifs : redéfinir le critère d'éligibilité des aides, adapter le Facé aux nouveaux enjeux de la transition énergétique et améliorer les règles de gestion d'un dispositif marqué par de forts reliquats.

Une réponse à la fragilité des réseaux en milieu rural

L'électrification des campagnes est achevée en métropole mais deux phénomènes concourent à fragiliser les réseaux en milieu rural et justifient l'existence d'un effort particulier d'investissement dans les réseaux de ces territoires.

D'une part, bien qu'elle respecte les critères imposés par la réglementation, la qualité de l'électricité est moindre dans les communes du périmètre du Facé : en 2020, la part des clients considérés comme mal alimentés y est deux fois plus importante s'agissant de la tenue de l'onde de tension (1,07 %) et huit fois plus importante s'agissant de la continuité d'alimentation (3,40 %), c'est-à-dire des coupures d'électricité subies. D'autre part, l'intérêt économique et technique des investissements en zone rurale est moindre, la densité en clients ou en consommation étant inférieure par rapport à celle des zones urbaines dans une proportion

de 1 à 3 alors que la longueur des réseaux basse tension est similaire avec 359 000 km pour le seul réseau d'Enedis.

Face à ce constat, les aides du Facé soutiennent prioritairement la sécurisation et le renforcement des réseaux basse tension. Trois-quarts des aides ont été allouées à cette fin entre 2015 et 2020. Elles ont permis de 2018 à 2020 la pose annuelle moyenne d'environ 4 000 km de réseau BT, soit près de 1 % du réseau des communes rurales.

Une gestion défaillante, des effets qui ne sont pas évalués

L'examen de la gestion des aides révèle de nombreuses anomalies qui remettent en cause la capacité du Facé à atteindre réellement ses objectifs, notamment de péréquation.

La répartition des dotations du programme principal pour 2021 s'appuie ainsi sur des données déclaratives issues d'inventaires biennaux qui ne sont pas fiables. Elle comporte en effet des erreurs manifestes liées aux traitements de fichiers, conduisant à des répartitions incohérentes des droits à subvention. De surcroît, l'estimation des clients mal alimentés en électricité, qui est au cœur de la répartition d'une part importante des aides, repose encore sur un modèle statistique contesté, seule solution jusqu'au déploiement des compteurs communicants, mais qui ne garantit pas une représentation fidèle des insuffisances du réseau.

Les programmations de travaux fournies par les AODE aux différents stades des demandes de subvention connaissent de très fortes modifications. Celles-ci traduisent les difficultés des maîtres d'ouvrage à établir des stratégies et programmations pluriannuelles de développement de leurs réseaux, ce que confirme l'examen de rapports récents des chambres régionales des comptes portant sur des syndicats d'électricité. Le nombre d'opérations subventionnées par le dispositif faisant l'objet d'un contrôle par la mission en charge du Facé est limité, ce qui ne permet pas de garantir l'efficacité des fonds employés. En outre, la coordination des programmations de travaux entre acteurs est restée jusqu'à présent très insuffisante, les priorités pouvant notamment diverger entre la politique industrielle d'Enedis et les préoccupations d'aménagement du territoire des AODE. La relance des outils de coordination (conférences départementales, nouveau contrat-type des concessions en 2017) est trop récente pour en apprécier les effets et la crise sanitaire de la Covid en a probablement entravé la dynamique.

L'exécution budgétaire du compte d'affectation spéciale fait en outre l'objet chaque année de nombreuses observations de la part de la Cour des comptes, pointant principalement les très importants restes à payer constatés – 673 M€ à fin 2021 – et le déséquilibre structurel du *CAS Facé* apparu dès sa création – il subsiste à hauteur de 235 M€ à fin 2021 et s'est à peine réduit d'un tiers en dix ans. Des aménagements bienvenus ont été apportés aux règles de gestion par le décret du 10 décembre 2020 pour remédier à ces difficultés mais il est encore trop tôt pour apprécier leurs effets. Toutefois, aucune amélioration n'a été observée en 2021 et le mécanisme de pénalités pour non-consommation de crédits ne paraît pas en l'état emporter de réelles conséquences financières pour les AODE et ne peut donc inciter à une gestion plus rigoureuse des engagements du compte d'affectation spéciale.

Enfin et surtout, les données pour mesurer les effets de ce dispositif restent rares. Aucune donnée fiable n'est disponible ou recueillie quant à l'impact du Facé sur la qualité de l'électricité ou la réalité de la péréquation attendue. Si la réduction des inégalités entre territoires est présentée comme un objectif, elle n'est pas démontrée et la Cour observe que les

dotations individuelles sont restées relativement stables de 2015 à 2020, suggérant une faible modification des situations observées. La mise en service de la nouvelle application de gestion du Facé est au regard de ces insuffisances très décevante, en dépit des importants retards et surcoûts constatés.

L'ensemble de ces anomalies met en évidence les difficultés de pilotage par l'État d'un tel dispositif.

Les principes fondamentaux du Facé sont à reconsidérer

Au-delà des anomalies propres à la gestion du dispositif, la Cour observe que, y compris après l'entrée en vigueur des récentes réformes du régime de l'électrification rurale, des difficultés non résolues affectent la plupart des éléments fondamentaux du Facé.

La première concerne l'éligibilité au dispositif du Facé et la délimitation des zones relevant de l'électrification rurale. Le décret du 10 décembre 2020 a reconduit les critères existants, uniquement fondés sur le nombre d'habitants des communes et des aires urbaines auxquelles elles appartiennent. Le Gouvernement n'est pas parvenu pas à obtenir un consensus avec les GRD et les AODE pour introduire un critère de densité qui serait plus cohérent avec l'objectif de compenser les handicaps des zones rurales lorsque, vue depuis un opérateur national, la logique est de prioriser les travaux permettant d'améliorer la qualité de l'électricité pour le plus grand nombre de consommateurs.

Or, la Cour constate qu'au 1^{er} janvier 2020, 18 % des communes étaient en situation de dérogation par rapport aux critères d'éligibilité du Facé, que ce soit pour en bénéficier ou pour en être soustraites, ce qui souligne l'inadaptation de ces critères. Ils ne correspondent ni à la définition de la ruralité retenue depuis 2021 par l'Insee, ni aux caractéristiques techniques du réseau de distribution qui déterminent le poids des investissements à réaliser pour les communes, ni aux inégalités de la qualité de la distribution d'électricité, dont la résorption constitue pourtant l'objectif premier du Facé.

Le décret du 10 décembre 2020 pérennise en outre l'éligibilité aux aides du Facé des territoires des anciennes communes rurales regroupées dans des communes nouvelles ne relevant pas du régime de l'électrification rurale. La solution retenue emporte des risques d'inégalité de traitement entre communes non fusionnées et communes fusionnées dont le périmètre serait figé. La redéfinition des critères d'éligibilité paraît donc inéluctable à brève échéance.

La définition, large, des investissements prioritaires susceptibles d'être financés par le Facé n'a pas été non plus pleinement traitée par la réforme récente. Le décret précité du 10 décembre 2020 n'a procédé qu'à une redéfinition limitée des programmes : fusion des programmes de sécurisation, adaptation des critères de répartition aux caractéristiques de l'Outre-mer pour les programmes d'extension et création de nouveaux sous-programmes destinés aux solutions innovantes et à la transition énergétique. Sur ce dernier point, le décret entend traduire l'élargissement du Facé autorisé par la loi énergie et climat du 8 novembre 2019.

À ce jour, les deux nouveaux sous-programmes sont dotés en 2021 et 2022 d'enveloppes modestes à hauteur de 1 M€ chacun. Ces enveloppes n'ont pas été sollicitées en 2021 mais cette situation est due à l'effet d'éviction du plan de relance, dont les enveloppes spécifiques

consacrées à la résilience des réseaux ont permis le financement de projets répondant au même objet : principalement des bornes de recharge pour les véhicules électriques, ainsi que des solutions de stockage, des raccordements de sites de production d'électricité renouvelable et des moyens de télégestion de l'éclairage public. Or les projets dépassaient de loin les enveloppes allouées, révélant la très forte appétence des collectivités territoriales pour ce sujet.

Une forte pression, liée aux importants besoins d'investissement dans la transition énergétique pour les territoires, pourrait donc s'exercer à l'avenir sur ces sous-programmes alors même que les analyses des besoins futurs du réseau de distribution d'électricité soulignent la nécessité d'assurer son renforcement, du fait de l'introduction massive de production d'électricité renouvelable et sa sécurisation pour l'adapter au réchauffement climatique et aux épisodes météorologiques exceptionnels de plus en plus nombreux. En outre, les projets concernés par ces nouveaux sous-programmes peuvent déjà bénéficier d'autres financements publics et rien n'indique à ce jour que les besoins des territoires ruraux soient moins bien couverts qu'en milieu urbain.

L'évaluation de l'enveloppe financière nécessaire au Facé pour répondre aux besoins des bénéficiaires et aux priorités retenues est une autre difficulté. Le Parlement alloue depuis 2012 des ressources à hauteur de 377 M€. Depuis 2018, seuls 360 M€ sont cependant répartis entre les AODE afin d'en consacrer une partie à la résorption du déséquilibre structurel.

Mais aucun critère ne permet d'apprécier le niveau réel des besoins d'investissement des communes relevant du périmètre du Facé, au regard des priorités retenues, et donc de déterminer si l'enveloppe de 360 M€ est suffisante. La capacité du Facé à soutenir des travaux s'érode par ailleurs depuis 2012 au rythme de l'inflation des coûts des travaux électriques puisque les enveloppes sont restées stables.

Or, comme cela a déjà été évoqué, la transition énergétique en cours est appelée à profondément bouleverser le réseau public de distribution d'électricité, qui pourrait accueillir en 2050 entre 20 et 50 % de la production d'électricité, pour à peine 12,5 % en 2020. Enedis et RTE estiment les investissements nécessaires pour assurer cette transition d'ici à 2050 entre 2 et 4 Md€ par an, qui s'ajouteraient aux 2 Md€ annuels d'investissements de renouvellement et de modernisation du réseau. Les 377 M€ destinés au Facé, financés par des contributions des GRD et compensés à travers le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, c'est-à-dire *in fine* le prix acquitté par le consommateur, paraissent insuffisants à l'aune de ces enjeux.

Compte tenu de ce qui précède, la Cour considère qu'il est très difficile de déterminer si la répartition de la maîtrise d'ouvrage entre les gestionnaires de réseau et les AODE, grâce au recours par ces dernières aux financements du Facé est efficace, efficiente et répond aux défis afférents à l'évolution du réseau de distribution d'électricité.

En définitive, la réforme du Facé de 2020 n'est pas parvenue à le moderniser. Au vu de l'ensemble de ses observations, la Cour estime que les pouvoirs publics devront engager une redéfinition globale du Facé, outil qui peine en l'état à répondre aux défis actuels et futurs du réseau de distribution d'électricité.

RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1 : (DGEC, 2024) : Redéfinir, en concertation avec les AODE et les GRD, les critères d'éligibilité des communes aux aides du Facé et ajuster l'enveloppe allouée au Facé au nouveau périmètre d'électrification rurale ainsi défini.

Recommandation n° 2 : (DGEC, Enedis, EDF-SEI, CRE, 2024) : Identifier les clients mal alimentés, les durées et fréquences des coupures et les postes de transformation « en contrainte » en exploitant les données issues des compteurs communicants.

Recommandation n° 3 : (DGEC, 2023) : Réserver les aides des nouveaux sous-programmes transition énergétique et solutions innovantes du FACE aux projets non couverts par d'autres programmes ou mesures de soutien public.

Recommandation n° 4 : (DGEC, 2023) : Appliquer les mécanismes de pénalités, pour non-consommation de crédits et pour non-regroupement, après répartition des dotations et en affecter le montant à la réduction du déséquilibre du compte d'affectation spéciale.

Recommandation n° 5 : (DGEC, DGFIP, 2023) : Appliquer les dispositions du protocole établi en 2016 pour améliorer le recouvrement des contributions.

INTRODUCTION

Le fonds d'amortissement des charges d'électrification (Facé) a été créé en 1936 pour pallier la carence d'initiatives privées susceptibles d'assurer l'électrification des campagnes françaises et pour instaurer une péréquation des tarifs pratiqués alors par les distributeurs privés entre zones urbaines et zones rurales. Depuis cette date, il finance sur le réseau basse tension d'électricité (400 ou 230 volts), en zone rurale, les investissements des communes, dotées d'un statut d'autorité concédante en matière de distribution d'électricité en 1906. Ce dispositif a été maintenu par le législateur en dépit de la nationalisation de l'électricité en 1946, des lois de décentralisation de 1983 et 1984 et de la libéralisation des marchés de l'électricité au tournant des années 2000, alors même que l'électrification du territoire métropolitain est achevée.

Les collectivités territoriales des zones rurales, représentées au sein de la fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) sont très attachées à ce dispositif qui affiche pour objectifs l'égalité de traitement entre territoires urbains et ruraux en termes de qualité de l'électricité distribuée, la modernisation du réseau public de distribution d'électricité, la rationalisation des investissements qui y concourent et la péréquation entre territoires.

Défini à [l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales \(CGCT\)](#), le financement des aides aux collectivités repose sur un partage de la maîtrise d'ouvrage des investissements entre autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) en zone rurale et gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) en zone urbaine. Financées par une contribution annuelle de 377 M€ acquittée par les GRD, donc les consommateurs d'électricité, les aides du Facé voient leur emploi retracé au sein d'un compte d'affectation spéciale (CAS) depuis 2012. Elles permettent de soutenir plus de 25 500 communes éligibles, regroupées pour la plupart en syndicats départementaux, en vue de la modernisation de plus de 359 500 km de réseaux basse tension (BT)¹, soit 49,4 % du linéaire du réseau de distribution BT et 26 % du réseau géré par Enedis.

Alors que le modèle français de distribution d'électricité reste spécifique, ni centralisé autour d'un gestionnaire de réseau unique, ni décentralisé à l'image des pays nordiques ou de l'Allemagne, et marqué par sa péréquation tarifaire et son principe dit de timbre-poste², sa modernisation est rendue impérative par la transition énergétique en cours qui se traduit par une électrification accrue des usages et par une modification de la configuration et du rôle des réseaux de distribution, particulièrement sous l'effet du raccordement des productions décentralisées d'électricité d'origine renouvelable. Le Facé doit concourir à cette adaptation et a fait l'objet d'une réforme réglementaire en ce sens en 2020.

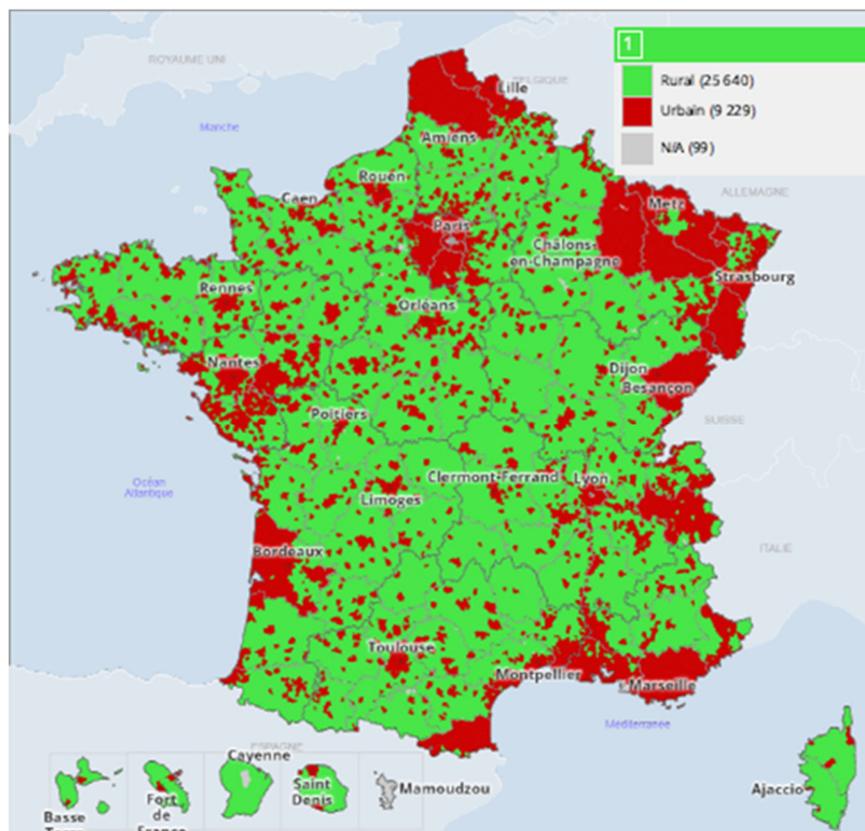
Fondé sur une organisation atypique de la distribution d'électricité, le Facé est toujours justifié par un souci de péréquation entre territoires urbains et territoires ruraux sans que sa contribution à la résorption des inégalités territoriales soit bien évaluée (I). Les modifications législatives et réglementaires récentes de ce dispositif, qui le confortent à nouveau, semblent avoir échoué à l'adapter de manière satisfaisante aux enjeux actuels de la distribution d'électricité, participant davantage d'un maintien du *statu quo* (II). Ces modifications ouvrent

¹ Au seul périmètre d'Enedis, GRD pour 95 % du territoire métropolitain.

² Le modèle français garantit un prix unique pour le consommateur en tous lieux (péréquation tarifaire) et quelle que soit la distance d'acheminement de l'électricité (principe du timbre-poste).

en revanche la perspective d'une amélioration de la gestion des aides, qui reste à consolider pour s'assurer d'une réelle rationalisation des investissements (III).

Carte n° 1 : Communes considérées comme rurales ou urbaines au regard des dispositions réglementaires applicables pour le Facé au 1^{er} janvier 2020



Source : Cour des comptes d'après les données d'Enedis et d'EDF-SEI.

1 UN DISPOSITIF POUR LES TERRITOIRES RURAUX DONT LES EFFETS SONT MAL ÉVALUÉS

1.1 Un régime spécifique motivé par les particularités de la distribution d'électricité dans les territoires ruraux

1.1.1 Un régime particulier de soutien aux investissements dans le réseau public de distribution d'électricité

1.1.1.1 Une maîtrise d'ouvrage des travaux scindée entre autorités organisatrices de la distribution d'électricité et gestionnaires de réseaux de distribution

L'organisation de la distribution d'électricité³ est singulière en France au regard des autres pays européens du fait de son histoire et s'explique par les difficultés rencontrées initialement pour assurer l'électrification des campagnes du fait d'un manque d'initiatives privées, peu incitées par la faible rentabilité des investissements nécessaires.

Elle concilie une organisation locale de ce service public, dont la responsabilité est confiée aux communes depuis 1886, propriétaires des réseaux, regroupées pour la plupart en syndicat intercommunaux et dotées d'un statut d'autorité organisatrice de la distribution d'électricité⁴, et une situation de quasi-monopole du principal gestionnaire de réseau, Enedis.

Conformément aux dispositions de [l'article 24 de la directive 2009/72/CE](#) sur le marché intérieur de l'électricité, [l'article L. 111-52 du code de l'énergie définit](#) les gestionnaires de réseau qui bénéficient d'un monopole dans leurs zones de desserte exclusive. Enedis couvre près de 95 % du territoire métropolitain alors qu'EDF-SEI, direction interne d'EDF, assume les fonctions de gestionnaire de réseau dans les zones non interconnectées (Outre-mer, Corse). Pour ces zones, EDF-SEI agit en tant qu'opérateur intégré (fournisseur, producteur, distributeur) et promeut des approches énergétiques locales globales. En outre, 137 régies et entreprises locales de distribution (ELD)⁵, distributeurs non nationalisés en 1946 du fait de leur statut de régie ou de sociétés coopératives d'intérêt collectif agricole d'électricité (SICAE), exercent enfin les fonctions de gestionnaire de réseau de distribution sur les 5 % restant du territoire métropolitain.

³ Le réseau public de distribution d'électricité dessert en moyenne et basse tension (20 kV et 400 V) les consommateurs finals d'électricité. L'interface entre les réseaux moyenne et basse tension est assurée par des postes de transformation.

⁴ Fin 2021, Enedis comptabilisait 422 AODE auxquelles s'ajoutent celles des zones de desserte d'EDF-SEI et des 137 ELD.

⁵ En 2018, ces ELD desservaient moins de 2 440 communes. Cinq d'entre elles excèdent 100 000 clients : Gérédis dans les Deux-Sèvres, SRD énergies dans la Vienne, Strasbourg Électricité Réseaux à Strasbourg et en Alsace, Green Alp à Grenoble, URM réséda à Metz.

Les concessions établies entre les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et les gestionnaires de réseau de distribution d'électricité (GRD) ne font pas l'objet de mise en concurrence et le prix pour le consommateur reste unique sur l'ensemble du territoire dans le cadre d'une régulation exercée par la commission de la régulation d'énergie (CRE) à travers le tarif d'usage des réseaux publics d'électricité (TURPE). Un cahier des charges formalise la relation contractuelle entre l'AODE et le GRD. Un modèle-type de cahier des charges a en ce sens été négocié entre EDF et la FNCCR en 1992 pour la première fois et a été renouvelé en 2017, après discussion entre EDF, Enedis, la FNCCR et France Urbaine, association représentant les métropoles.

L'article L. 2224-31 du CGCT précise que « *les collectivités et établissements précités peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux de développement des réseaux publics de distribution d'électricité* » et que « *L'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution d'électricité [...] peut recevoir des aides pour le financement d'une partie du coût des travaux visés à l'article L. 322-6 du code de l'énergie dont elle assure la maîtrise d'ouvrage en application du sixième alinéa sur les ouvrages ruraux de ce réseau.* » Les travaux évoqués à [l'article L 322-6 du code de l'énergie](#) concernent « *les travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution* ». La répartition de la maîtrise d'ouvrage repose sur le classement des communes en régime urbain ou rural selon les critères du Facé. Schématiquement, les communes rurales sont celles de moins de 2 000 habitants qui ne font pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants.

Pour l'exercice de leur compétence, les AODE des zones rurales, constituées historiquement en syndicats primaires d'énergie, ont été incitées à se regrouper à l'échelon départemental pour exercer leurs missions, en particulier depuis la [loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie](#). Près de soixante AODE sont entièrement départementalisées actuellement. Sur la zone de compétence d'Enedis, seuls la Corrèze, le Nord et l'Isère n'ont pas connu le regroupement attendu. La subsistance d'entreprises locales de distribution explique par ailleurs le maintien dans certains départements d'une maîtrise d'ouvrage partagée entre plusieurs AODE⁶. Ce mouvement de regroupement se poursuit néanmoins puisque la Charente-Maritime, le Gard et l'Allier ont connu des regroupements au cours des années récentes et puisque la Guyane s'organise nouvellement autour d'un nouveau syndicat mixte. En revanche, la création des métropoles par la loi MAPTAM⁷, en leur confiant la distribution publique de l'électricité comme compétence obligatoire, aurait pu entraîner un retour en arrière. Mais un mécanisme dit de substitution-représentation⁸ entre les métropoles et les communes au sein des différents syndicats a permis d'éviter cet écueil. Seule la métropole de Nice a opté pour une reprise en propre de la gestion de cette compétence.

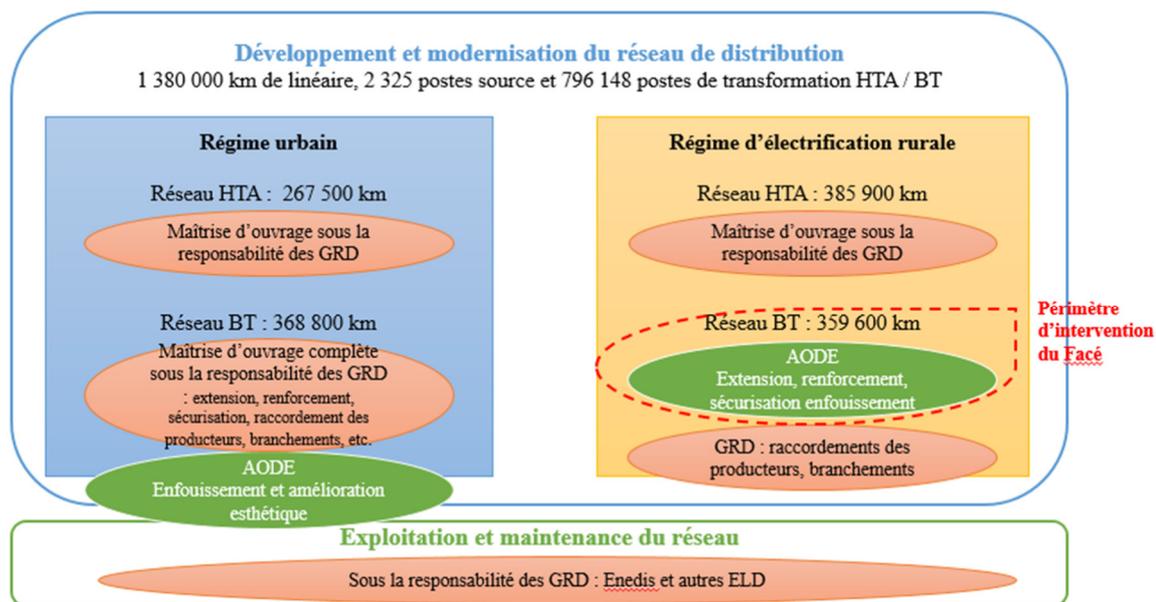
⁶ Cela concerne les départements suivants : Eure-et-Loir, Gironde, Loiret, Oise, Pyrénées-Atlantiques, Haute-Savoie, Deux-Sèvres, Tarn, Vienne, Vosges et Guyane pour les départements ayant opté pour le régime rural ; Meurthe-et-Moselle, Meuse, Pas-de-Calais, Paris, Var, Territoire de Belfort, Hauts-de-Seine, Seine-Saint-Denis, Val-de-Marne, Haut-Rhin et Bas-Rhin pour les départements ayant opté pour le régime urbain.

⁷ [Loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014](#) de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles.

⁸ Mécanisme propre à l'intercommunalité, ce dispositif permet d'éviter l'enchevêtrement des compétences entre établissements intercommunaux. Dans ce cas d'espèce, les métropoles, devenues compétentes en matière de distribution d'électricité, ont été substituées à leurs communes membres dans les syndicats d'électricité auxquelles ces dernières avaient auparavant adhéré.

La répartition des compétences entre AODE et GRD, au cas général, est présentée dans le schéma qui suit. Le nouveau modèle de cahier des charges de 2017, comprend une annexe formalisant et détaillant la répartition des maîtrises d'ouvrage entre AODE et concessionnaire.

Schéma n° 1 : Répartition des responsabilités sur le réseau de distribution d'électricité en métropole



Source : Cour des comptes. Note de lecture : les linéaires de réseau et le nombres des postes source et de transformation sont au seul périmètre de la zone de desserte exclusive d'Enedis.

Le Facé soutient les autorités organisatrices dans la réalisation des travaux de développement et de modernisation sur le réseau basse tension lorsqu'elles en ont la compétence, à savoir en milieu rural. Ce dispositif d'aides est consubstantiel au partage existant de la maîtrise d'ouvrage entre AODE et GRD sur le réseau de distribution.

1.1.1.2 Une gouvernance partagée au sein du conseil à l'électrification rurale

En vertu de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, la répartition annuelle des aides est arrêtée par le ministre chargé de l'énergie après avis du conseil à l'électrification rurale. Ce conseil est composé « dans la proportion des deux cinquièmes au moins, de représentants des collectivités territoriales et des établissements publics maîtres d'ouvrage de travaux et présidé par un membre pris parmi ces représentants »⁹. Il comprend également des représentants des gestionnaires de réseaux de distribution et des principaux

⁹ Article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales.

ministères intéressés¹⁰. Ses membres sont désignés pour une durée de trois ans. Un comité restreint est établi au sein du conseil et se prononce sur les aides du Facé allouées par projet.

Le conseil à l'électrification rurale apparaît à la lecture des comptes rendus de ses séances comme une instance de débats, d'échanges et de co-construction des orientations de la politique de soutien des aides du Facé entre les AODE bénéficiaires des aides, les gestionnaires de réseaux de distribution et l'État. Si ses avis ne sont que consultatifs, le ministère chargé de la transition énergétique perpétue le fonctionnement de l'ancien conseil de gestion du fonds, abrité par EDF, et suit ses avis. La continuité de cette gouvernance était d'ailleurs un des objectifs affichés lors de la constitution du Facé en CAS en 2012 comme le révèle l'examen des débats parlementaires¹¹. À titre d'exemple, lors de la réforme des dispositions réglementaires du Facé en 2020, les propositions du ministère en matière de critères d'éligibilité n'ont pas été retenues suite à l'avis négatif du conseil formulé le 18 décembre 2019. Au sein du conseil, et donc de la gouvernance du Facé, le poids particulier de la FNCCR, représentée aujourd'hui par son président, plusieurs vice-présidents et son directeur général, est à souligner.

Enfin, en dépit des dispositions règlementaires en vigueur, et d'une précédente recommandation de la Cour des comptes, aucun règlement intérieur n'a été approuvé pour cette instance. Il revient au ministère chargé de la transition énergétique d'y remédier sans délai.

Le Facé est régi par une gouvernance spécifique fondée sur une réelle concertation avec les différents acteurs du système de distribution. Cependant, dans ce cadre, les bénéficiaires déterminent largement les règles des aides qui leur sont allouées.

1.1.1.3 Un financement *ad hoc* à travers le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

L'article L. 2224-31 du CGCT définit la contribution acquittée par les GRD qui finance les aides du Facé. Assise sur le nombre de kilowattheures distribués à partir des ouvrages basse tension de l'année précédente, elle est fixée chaque année par arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et du budget, après consultation du conseil pour l'électrification rurale, en cohérence avec le niveau de recettes voté par le Parlement. Encadrée par une fourchette, cette contribution est cinq fois plus importante par kilowattheure pour les communes dont la population est supérieure à 2 000 habitants. Pour 2021, la contribution a été ainsi fixée à 0,197036 centime d'euro par kilowattheure pour les communes dont la population est supérieure à 2 000 habitants et à 0,039407 centime d'euro par kilowattheure pour les communes dont la

¹⁰ [Le décret n° 2012-980 du 21 août 2012](#) relatif au conseil à l'électrification rurale mentionné au neuvième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales fixe la composition du conseil. Au 1^{er} janvier 2022, le conseil est composé de six représentants des AODE susceptibles de bénéficier d'aides du Facé, d'un représentant des conseils départementaux, de quatre représentants des gestionnaires de réseaux de distribution (deux représentants d'Enedis, un représentant d'EDF-SEI et un représentant des entreprises locales de distribution), de six représentants des ministères intéressés (direction générale de l'énergie et du climat, direction générale des collectivités locales, direction du budget, agence nationale pour la cohésion des territoires et mission pour le financement de l'électrification rurale) et d'un commissaire du Gouvernement.

¹¹ Cf. [les débats parlementaires](#) à l'Assemblée Nationale le 30 novembre 2011.

population est inférieure à 2 000 habitants¹². L'essentiel des contributions est versé par Enedis : en 2021, sa contribution prévisionnelle représentait 92 % des 377 M€ attendus, soit 348 M€. La contribution d'EDF-SEI représentait 3 %, soit 11,6 M€ et celle des ELD 5 %, soit 17,3 M€.

Depuis 2012, le montant annuel des contributions du Facé voté par le Parlement est fixé à 377 M€. Aucun élément ne permet toutefois de déterminer pourquoi l'enveloppe du Facé est établie à ce niveau, ni si celui-ci est suffisant ou insuffisant au regard des besoins du réseau et des contraintes liées au prix acquitté par le consommateur. De plus, cette stabilité n'est pas sans soulever la question de l'érosion de la capacité de soutien du Facé aux opérations des collectivités en raison de l'évolution des coûts des travaux d'électrification ou des changements de périmètre des communes éligibles. L'indice TP12a *Réseaux d'énergie et de communication* de l'INSEE révèle ainsi une inflation de 12,2 % entre 2010 et 2020. Et l'évolution des prix des matières premières fait redouter une augmentation du coût des travaux pour les mois et années à venir.

La contribution des GRD fait l'objet d'une prise en charge dans les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) au titre des charges d'exploitation d'Enedis, au poste *impôts et taxes*¹³. Pour le TURPE 6 en vigueur de 2021 à 2025, une charge prévisionnelle de 354 M€ a été prise en considération, soit environ 2,4 % du revenu annuel de 14,5 Md€ autorisé à Enedis pour la période 2021-2025, représentant environ 1 € par MWh¹⁴. La CRE a jusqu'à présent rejeté les demandes de l'entreprise d'intégrer cette charge au compte de régularisation des charges et des produits, associé au TURPE.

Dans la mesure où cette contribution au profit de l'électrification rurale est intégrée aux charges d'Enedis prises en compte pour la détermination du TURPE, elle est donc supportée par tous les clients et pour un montant identique. La péréquation entre communes urbaines et communes rurales mise en avant pour cette contribution au Facé repose, d'une part, sur le fait que ce sont surtout les consommateurs urbains qui contribuent, en raison du volume de leur consommation d'électricité et d'autre part, sur les transferts entre gestionnaires de réseaux de distribution selon leur zone d'exploitation. En revanche, Enedis assurant près de 95 % de la distribution d'électricité en France métropolitaine, la péréquation liée aux taux différenciés appliqués pour cette contribution entre les zones urbaines et rurales est marginale.

Financée par le TURPE, la contribution des GRD au Facé, majoritairement acquittée dans des territoires urbains, emporte un effet « péréquateur » dans la mesure où l'enveloppe financière correspondante est affectée à des travaux sur les réseaux BT en zone rurale. Cette enveloppe est fixée à 377 M€ sans que ce montant n'ait un fondement objectivé au regard des besoins des territoires concernés.

¹² [Arrêté du 8 novembre 2021](#) relatif au taux 2021 de la contribution due par les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité pour le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale.

¹³ L'analyse du cabinet Schwartz and Co, sollicité par la commission de régulation de l'énergie (CRE) pour préparer le TURPE 6, révèle que la charge prévisionnelle du Facé intégrée dans les charges d'exploitation d'Enedis pour le TURPE 5 a excédé la contribution effective versée de 2 M€ en 2018 et de 4 M€ en 2019. Schwartz & Co, [Audit des charges et produits d'exploitation d'Enedis – Rapport final](#), 2020.

¹⁴ [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021](#) portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT).

1.1.2 Des fragilités plus marquées en zone rurale

1.1.2.1 Une qualité de l'électricité plus dégradée en zone d'électrification rurale

La qualité du service public de la distribution d'électricité fait l'objet d'une définition réglementaire¹⁵. Elle est mesurée à l'aune de critères portant d'une part sur la qualité des services offerts par les gestionnaires de réseaux de distribution (réponses aux signalements clients, délais de raccordement, etc.) et d'autre part sur la qualité de l'électricité proprement dite. Celle-ci repose sur la continuité de l'alimentation et sur la qualité de l'onde de tension (tenue de tension). Pour les zones interconnectées, un client est ainsi réputé « mal alimenté » :

- Au titre de la continuité d'alimentation, s'il subit sur un an :
 - soit un nombre de coupures longues (plus de 3mn) supérieur à six ;
 - soit un nombre de coupures brèves (entre 1s et 3 mn) supérieur à 35 ;
 - soit une durée cumulée annuelle des coupures longues de plus de 13 heures ;
- Au titre de la tenue de tension, s'il subit au moins une fois dans l'année une valeur efficace de la tension BT ou HTA, moyennée sur 10 minutes, inférieure à 90 % ou supérieure à 110 % de la valeur de la tension nominale de référence.

Or, l'examen des données fournies par Enedis s'agissant des clients « mal alimentés » met en évidence que la proportion de ces clients est très supérieure en zone rurale.

Tableau n° 1 : Part des clients d'Enedis mal alimentés au titre de la tenue de tension ou de la continuité d'alimentation au regard du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 (en pourcentage)

		2010	2015	2020
Tenue de tension	Régime d'électrification rurale	1,42%	0,55%	1,07%
	Régime urbain	0,42%	0,17%	0,50%
	Périmètre Enedis	0,66%	0,25%	0,64%
Continuité d'alimentation	Régime d'électrification rurale	5,53%	2,99%	3,40%
	Régime urbain	0,80%	0,66%	0,40%
	Périmètre Enedis	1,90%	1,20%	1,08%

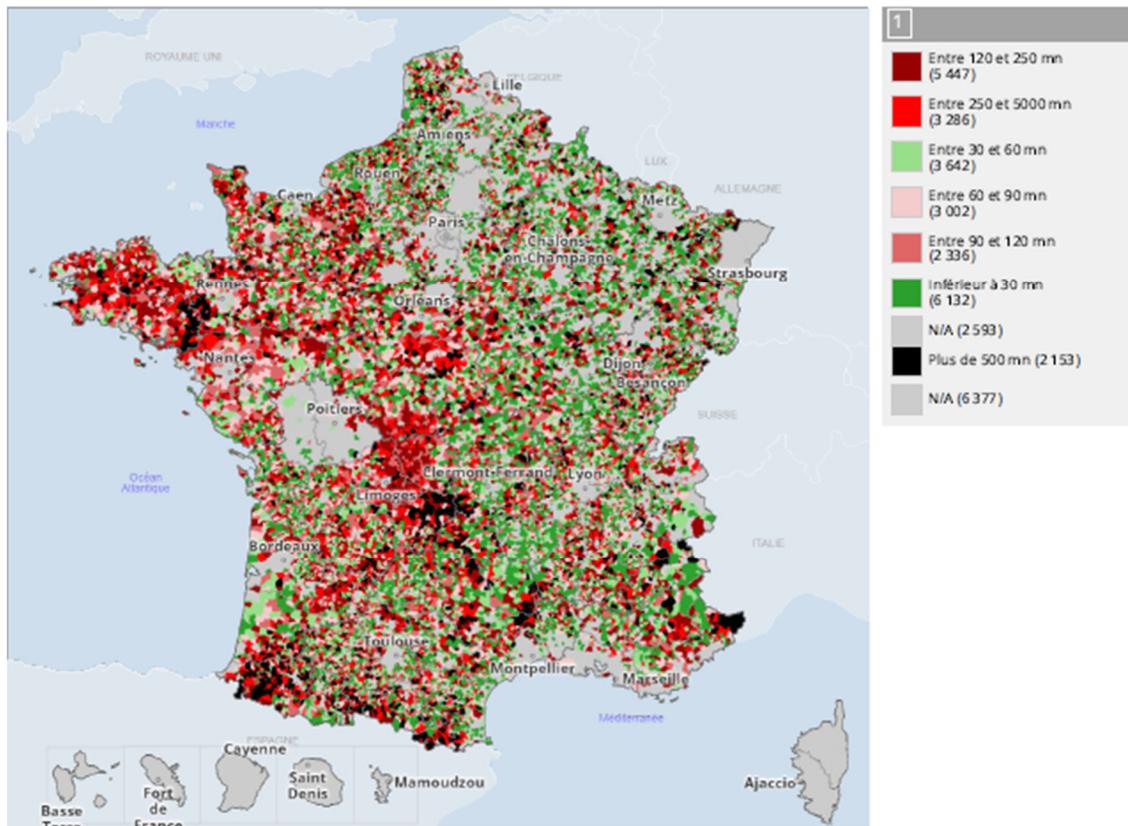
Source : Cour des comptes d'après les données d'Enedis. Note de lecture : s'agissant de la tenue de tension, la hausse observée entre 2015 et 2020 provient d'un changement du modèle statistique retenu par Enedis pour son système SIG-GDO qui réalise les modélisations du réseau. Le nouveau modèle « Érable » utilisé à partir de 2018 prend désormais mieux en compte les insuffisances liées aux injections d'électricité issues des productions EnR.

Si la part des clients mal alimentés est plus importante en zone rurale, les incidents y sont toutefois toujours moins nombreux qu'en milieu urbain (ils représentent 46 % des incidents), reflétant un réseau BT rural moins « incidentogène » et moins âgé (cf. annexe n° 3).

¹⁵ [Décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007](#) relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité codifié aux articles [D. 322-1 à D. 322-10](#) du code de l'énergie et [arrêté du 24 décembre 2007](#) pris en application du décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

Dans ses observations de 2021 sur les comptes et la gestion d'Enedis, la Cour mettait en évidence « une légère amélioration de la qualité mais des disparités territoriales qui restent importantes »¹⁶. L'examen des temps de coupures par commune en 2020 le confirme.

Carte n° 2 : Durées cumulées annuelles de coupure toutes causes confondues moyennes par client BT (critère B TCC¹⁷) des communes rurales, au sens de l'Insee, en 2020 et sur le périmètre d'Enedis (durée en minutes)



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis.

L'examen des principales données relatives à la qualité de l'alimentation et à la qualité de l'onde de tension confirme les disparités très importantes qui demeurent entre territoires ruraux et urbains en matière de qualité de l'électricité.

¹⁶ Cour des comptes, *Enedis : contrôle des comptes et de la gestion – Exercices 2011 à 2028, rapport d'observations définitives*, 2021.

¹⁷ Le « critère B » mesure le nombre de minutes cumulées de coupures sur l'année.

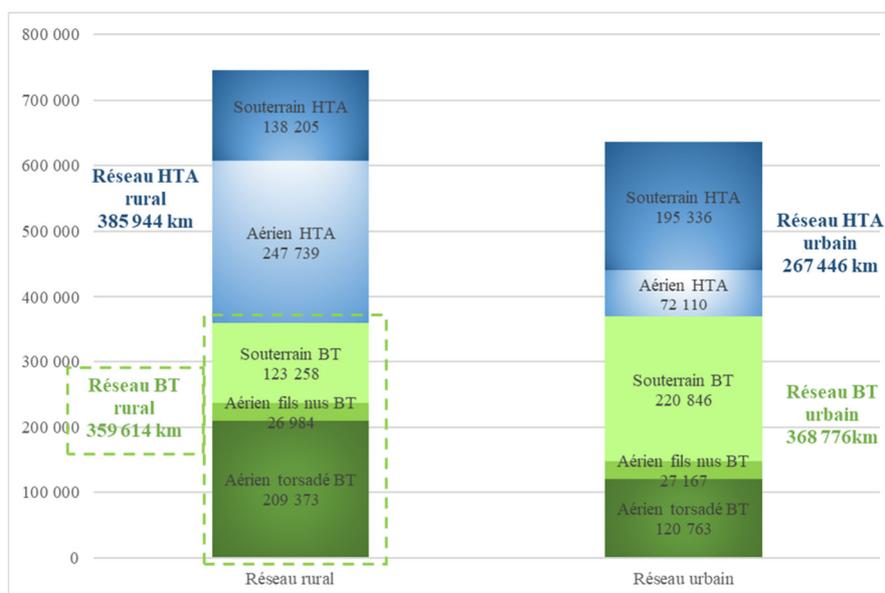
1.1.2.2 Une rentabilité économique moindre des investissements en milieu rural

Les spécificités du réseau en zone rurale, sources de la carence d'initiatives privées au démarrage de l'électrification des campagnes, perdurent aujourd'hui et pénalisent la rentabilité des investissements du « dernier kilomètre » en dépit de la régulation offerte par le TURPE.

À fin 2020, le réseau basse tension des communes en régime d'électrification rurale représentait 26 % des 1 381 000 km du réseau de distribution du périmètre d'Enedis. Il était enfoui à 34 %, contre 60 % pour le réseau des communes urbaines et 49 % pour l'ensemble du réseau de distribution (HTA et BT), bien que le réseau souterrain des communes rurales a progressé de 16 % depuis 2015 alors que le réseau rural dans son ensemble ne s'étendait que de 1 %. Y subsistaient par ailleurs 7,5 % de réseaux aériens en fils nus, particulièrement fragiles, en dépit d'une réduction de 36 % de ce linéaire depuis 2015.

La part aérienne du réseau de distribution dans les communes rurales reste donc importante, tant pour le réseau basse tension que pour le réseau moyenne tension. D'autres pays européens présentent un réseau de distribution basse tension davantage enfoui à l'image de l'Allemagne, de la Grande-Bretagne ou de la Suède¹⁸.

Graphique n° 1 : Comparaison des caractéristiques des réseaux HTA et BT en zone rurale et en zone urbaine en 2020 (au périmètre d'Enedis)



Source : Cour des comptes d'après les données d'Enedis.

La densité en clients et en consommation d'électricité du réseau basse tension est inférieure dans une proportion de 1 à 3 en zone rurale par rapport aux zones urbaines. La longueur du réseau est en effet sensiblement égale à celle du régime urbain alors que ce réseau dessert trois fois moins de population. La longueur de desserte des usagers (43 m de réseau BT

¹⁸ CEER, [Benchmarking report on the quality of electricity](#), 2018.

par client en zone rurale contre 13 en zone urbaine) implique par ailleurs des pertes par effet Joule plus importantes, nuisant à la tenue de tension et à la fréquence de l'électricité.

Tableau n° 2 : Comparaison du nombre de clients et de la consommation d'électricité par kilomètre de réseau basse tension en zone urbaine et en zone rurale en 2020 (au périmètre d'Enedis)

	Consommation (TWh)	Longueur du réseau BT (km)	Clients BT (en nombre)	kWh / km	Clients / km
Régime rural	57,21	359 614	8 333 479	159 074	23,2
Régime urbain	166,35	368 776	28 646 337	451 093	77,7
Réseau basse tension (BT)	223,56	728 391	36 979 816	306 920	50,8

Source : Cour des comptes d'après les données d'Enedis.

Enfin, les données d'Enedis sur les incidents mettent en évidence l'intérêt d'intervenir davantage sur le réseau de moyenne tension (HTA) et en zone urbaine pour améliorer la qualité de l'électricité au regard des temps de coupures. Le détail du critère B HIX hors RTE d'Enedis, 58,4 minutes en 2020, révèle qu'en moyenne 43,6 minutes proviennent d'incidents dont 32 minutes au titre du seul réseau HTA, soit les trois-quarts. Mais en 2020, le nombre d'incidents pour 100 km de réseau a été deux fois supérieur sur le réseau BT (8,8 incidents pour 100 km) à celui sur le réseau HTA (3,6 incidents pour 100 km). Pour le réseau BT, les incidents sont un peu supérieurs en milieu urbain (9,4 incidents pour 100 km contre 8,1 incidents pour 100 km en zone BT). La meilleure performance du réseau BT rural s'explique par une plus grande robustesse du réseau souterrain dans ces zones, à peine 2,3 incidents pour 100 km, alors que le réseau souterrain urbain subit des incidents plus fréquents. Ce résultat masque cependant la fragilité du réseau aérien : le réseau aérien torsadé en zone rurale lui est trois fois plus incidentogène et le réseau aérien en fils nus quatorze fois.

Le maintien d'une attention spécifique envers les territoires ruraux paraît justifié au regard de la moindre rentabilité économique pour la collectivité des investissements sur les réseaux qui y est constatée.

1.2 Le Facé, premier financeur des investissements des Autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE)

1.2.1 Deux priorités : le renforcement et la sécurisation des réseaux

De 2013 à 2020, les aides du Facé, dont le taux de subvention est fixé à 80 % du montant hors taxes des travaux, se sont réparties entre :

- un programme principal, retracé au sein du CAS *Facé* au travers du programme 793 *Électrification rurale*, comportant les aides mentionnées au septième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du CGCT, décliné dans les sous-programmes suivants : renforcement des réseaux, extension des réseaux, enfouissement ou pose en façade des réseaux pour raisons d'ordre esthétique, sécurisation des réseaux, enfouissement de

réseaux pour les communes traversées par de nouvelles lignes à très haute tension, renforcement anticipé de départs de réseaux endommagés par des intempéries ;

- un programme spécial, retracé au sein du CAS *Facé* travers du programme 794 *Opérations de maîtrise de la demande d'électricité, de production d'électricité par des énergies renouvelables ou de production de proximité dans les zones non interconnectées* comportant les aides mentionnées au huitième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du CGCT, décliné dans les sous-programmes suivants : opération de production décentralisée à partir d'énergies renouvelables en sites isolés, opération de production à partir d'installations de proximité en zone non interconnectée, maîtrise de la demande d'électricité.

De 2015 à 2020, 2 211 M€ d'aides du Facé ont été votées en loi de finances initiale au profit des collectivités territoriales : 377 M€ de 2015 à 2017 puis 360 M€ de 2018 à 2020. Depuis 2018, le législateur a souhaité en effet résorber le déséquilibre structurel du CAS *Facé*, apparu dès sa création, en n'allouant plus l'intégralité des 377 M€ de contribution des gestionnaires de réseaux de distribution votées chaque année.

Durant cette même période 2015-2020, en tenant compte des reports d'autorisation d'engagement des années antérieures, 2 223,5 M€ d'aides du Facé ont été effectivement engagées, dont 1 045,9 M€ pour le sous-programme *Renforcement* et 594,1 M€ pour les deux sous-programmes *Sécurisation des fils nus*, soit 73,8 % des crédits engagés. Le financement des extensions de réseaux, à l'origine du Facé, ne représente plus que 10,9 % des aides allouées. Les aides à l'enfouissement dépassent en revanche 12 %. L'annexe n° 4 présente le détail des aides allouées durant la période sous revue.

Tableau n° 3 : Aides du Facé votées en loi de finances initiale, engagées (autorisation d'engagement consommées nettes des retruits d'engagement) et payées (crédits de paiement consommés) de 2015 à 2020 par sous-programmes (en millions d'euros)

Prog	Action	Libellé action	AE LFI 2015-2020	%	AE exécutées 2015-2020	%	CP exécutés 2015-2020	%	
793	3	Renforcement des réseaux	1 032,60	46,7%	1 045,91	47,0%	1 010,74	47,6%	
	4	Extension des réseaux	259,10	11,7%	243,20	10,9%	236,50	11,1%	
	5	Enfouissement et pose en façade	282,00	12,8%	267,17	12,0%	293,26	13,8%	
	6	Sécurisation des fils nus (hors faible section)	275,10	12,4%	285,38	12,8%	263,15	12,4%	
	7	Sécurisation des fils nus de faible section	296,50	13,4%	308,75	13,9%	274,53	12,9%	
	8	Fonctionnement	4,80	0,2%	3,11	0,1%	3,29	0,2%	
	9	Déclaration d'utilité publique (THT)	3,00	0,1%	1,48	0,1%	1,45	0,1%	
	10	Intempéries	18,90	0,9%	59,77	2,7%	28,38	1,3%	
	Sous-total programme 793			2 172,00	98,2%	2 214,76	99,6%	2 111,32	99,4%
	794	2	Sites isolés	9,90	0,4%	2,63	0,1%	2,51	0,1%
3		Installations de proximité en zone non interconnectée	22,00	1,0%	5,78	0,3%	1,90	0,1%	
4		Maîtrise de la demande d'énergie	7,10	0,3%	0,37	0,0%	8,53	0,4%	
5		Déclaration d'utilité publique (THT) - (Engagements antérieurs au 1er janvier 2013)	0,00	0,0%	-0,01	0,0%	0,53	0,0%	
Sous-total programme 794			39,00	1,8%	8,77	0,4%	13,48	0,6%	
TOTAL FACE			2 211,00	100%	2 223,53	100%	2 124,79	100%	

Source : Cour des comptes. Note de lecture : les AE et CP exécutés sur la période comprennent aussi des opérations des années de programmations antérieures à 2015 et ne prennent pas en compte les reports de crédits sur 2021. Ceci explique les écarts observés entre les AE votées en LFI et les AE exécutées sur la même période.

Les aides engagées sur le programme spécial durant la période 2015-2020, à peine 8,8 M€ s'avèrent pour leur part très faibles au regard des enveloppes allouées en loi de finances initiale (39 M€). D'importants reports concernent néanmoins le sous-programme des installations de proximité en zone non interconnectée, à hauteur de 17,82 M€ entre 2019 et 2020. Ceux-ci visent principalement à financer l'électrification du cirque de Mafate à La Réunion. Et sur les 8,8 M€ engagés, plus de 4,8 M€ l'ont été par le seul syndicat de la Réunion. Aussi, la consommation des enveloppes prévisionnelles de 2015 à 2020 met clairement en évidence une réelle difficulté à mobiliser les crédits de ce programme spécial.

A contrario, le sous-programme consacré aux intempéries a été particulièrement sollicité suite aux diverses tempêtes observées durant cette période, notamment l'ouragan Irma et la tempête Zeus en 2017. Les principales attributions ont ainsi concerné les îles de Saint-Barthélemy et de Saint-Martin (27,3 M€) et les départements du Finistère (7,3 M€) du Morbihan (6,8 M€) et de l'Ardèche (4,5 M€). La capacité à mobiliser ces sommes exceptionnelles s'explique à la fois par l'utilisation des reports non affectés et par la mise en réserve prévisionnelle de crédits plus importants à partir de 2018. Cette dernière est à saluer et à conserver face au changement climatique qui devrait accroître le nombre d'aléas extrêmes.

1.2.2 Des aides représentant 9 % des investissements réalisés sur le réseau public de distribution entre 2015 et 2020

1.2.2.1 Un soutien essentiel pour les investissements des AODE en milieu rural

De 2015 à 2020, au périmètre d'Enedis, les investissements réalisés sur le réseau public de distribution d'électricité se répartissent comme suit, selon leur maître d'ouvrage (Enedis ou AODE) et leur localisation (régime d'électrification rurale ou zone urbaine).

Tableau n° 4 : Investissements (CAPEX) réalisés sur le réseau de distribution publique d'électricité d'Enedis sous la maîtrise d'ouvrage d'Enedis ou des AODE de 2015 à 2020 (hors Linky, en millions d'euros)

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015 - 2020
CAPEX Enedis (hors Linky)	3 051	3 144	3 155	3 206	3 432	3 280	19 268
dont urbain	2 408	2 483	2 480	2 515	2 692	2 547	15 125
dont rural	643	661	675	691	740	733	4 143
<i>dont HTA</i>	280	314	305	325	336	304	1 864
<i>dont BT</i>	138	133	143	145	177	191	927
Remise d'ouvrages AODE	789	703	721	705	725	730	4 373
dont urbain	185	146	159	143	168	138	939
dont rural	604	557	562	562	557	592	3 434
<i>dont HTA</i>	1	0	0	1	0	3	5
<i>dont BT</i>	559	518	522	524	516	554	3 193
Total CAPEX hors Linky	3 840	3 847	3 876	3 911	4 157	4 010	23 641
<i>dont urbain</i>	<i>2 593</i>	<i>2 629</i>	<i>2 639</i>	<i>2 658</i>	<i>2 860</i>	<i>2 685</i>	<i>16 064</i>
<i>dont rural</i>	<i>1 247</i>	<i>1 218</i>	<i>1 237</i>	<i>1 253</i>	<i>1 297</i>	<i>1 325</i>	<i>7 577</i>

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis. Note de lecture : les remises d'ouvrage d'investissements fait par les AODE à Enedis sont valorisées sur la base des coûts d'acquisition d'Enedis.

Il est malaisé de déterminer avec précision le montant des investissements des AODE, approché ici au seul périmètre d'Enedis par les valorisations des remises gratuites d'ouvrage (VRG). En rapprochant les crédits de paiement du Facé constatés entre 2015 et 2020 des investissements réalisés sur le réseau public de distribution au seul périmètre d'Enedis, incluant ces VRG, on obtient un taux de participation du Facé de 9 % aux investissements sur l'ensemble du réseau de distribution (2,214 Md€ sur 23,641 Md€), de 28 % aux investissements réalisés en zone rurale (2,124 Md€ sur 7,577 Md€), de 48 % aux valorisations de remise gratuite (VRG) des AODE (2,124 Md€ sur 4,383 Md€) et de 62 % aux VRG des AODE sur la seule zone rurale (2,124 Md€ sur 3,434 Md€).

Le Facé finance la majorité des opérations réalisées sous maîtrise d'ouvrage des AODE en zone rurale et paraît crucial pour la réalisation de celles-ci. Pourtant, Enedis reste le principal investisseur dans le réseau public de distribution d'électricité y compris en zone rurale. Cela s'explique par les investissements réalisés sur le réseau de moyenne tension et par le fait qu'Enedis assure toujours la maîtrise d'ouvrage des raccordements des producteurs et des branchements sur le réseau.

Les raccordements constituent d'ailleurs son premier poste d'investissement, à hauteur de 30 %, limitant de fait les autres investissements notamment de renforcement et de modernisation. Or, ses dépenses en la matière, hors Linky, se sont avérées inférieures aux dépenses prévisionnelles programmées à travers les différents TURPE depuis 2009.

En définitive, le Facé garantit l'affectation de 360 M€ par an au bénéfice du réseau rural BT, essentiellement pour sa modernisation et sa sécurisation, alors que les dépenses d'investissement d'Enedis restent inférieures aux trajectoires prévisionnelles en la matière comme l'a souligné la Cour lors de son dernier contrôle de l'entreprise¹⁹.

1.2.2.2 Une pluralité de financements complémentaires utilisés par les AODE

Au-delà du Facé, les AODE mobilisent d'autres ressources pour financer leurs investissements. Elles peuvent en premier lieu s'appuyer pour leur fonctionnement et leurs investissements sur des redevances et contributions définies dans les contrats de concession, notamment les redevances dites « R2 » (investissements) et de l'« article 8 » (enfouissement). Les montants versés par Enedis pour son périmètre de desserte entre 2011 et 2020 suivent. Les contributions au titre des investissements R2 y représentent 897 M€ entre 2015 et 2020.

¹⁹ Cour des comptes, [Enedis : contrôle des comptes et de la gestion – Exercices 2011 à 2018, Rapport d'observations définitives](#), mai 2021.

Tableau n° 5 : Redevances et contributions acquittées par Enedis auprès des AODE (quel que soit le régime d'électrification) de 2011 à 2020 (en millions d'euros)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
R1	80	82	85	86	84	84	88	91	96	104
R2	156	159	159	159	156	155	150	147	131	158
Occupation du domaine public	44	45	47	50	46	47	49	50	51	50
Autres redevances	24	21	22	23	24	23	22	19	20	20
Contributions Facé	334	356	355	355	354	355	354	353	349	349
Total	638	663	668	673	664	664	663	660	647	681
<i>Article 8</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	<i>n.d.</i>	47	45	44	44	42	41

Source : Cour des comptes d'après les données communiquées par Enedis. Note de lecture : les contributions au titre de l'article 8 des contrats de concession sont comptabilisées en Capex par Enedis.

En dehors de ce soutien notable, les syndicats s'appuient sur les produits de la taxe communale sur la consommation finale d'électricité (TCCFE), prévue à l'[article L. 2333-2 du code général des collectivités territoriales](#) et définie à l'[article 266 quinquièmes C](#) du code général des impôts, qu'ils perçoivent en lieu et place des communes dans les conditions précisées à l'[article L. 5212-24 du même code général des collectivités territoriales](#), à savoir de manière automatique pour les communes de moins de 2 000 habitants et sur des délibérations concordantes de la commune et du syndicat concernés pour toutes les autres communes. En 2020, les syndicats d'énergie ont perçu 702,6 M€ de TCCFE, les communes urbaines ont perçu 849,4 M€ de TCCFE et les départements 659,6 M€ de taxe départementale sur la consommation finale d'électricité (TDCFE), sur un total de 2,256 Md€ pour l'ensemble des taxes locales sur la consommation finale d'électricité. Aucune obligation d'affectation n'est attachée à ces taxes. *A priori*, la perception de TCCFE par les syndicats d'énergie, devrait en raison du principe de spécialité, garantir une affectation de cette taxe à des travaux d'énergie et leur apporter une ressource propre.

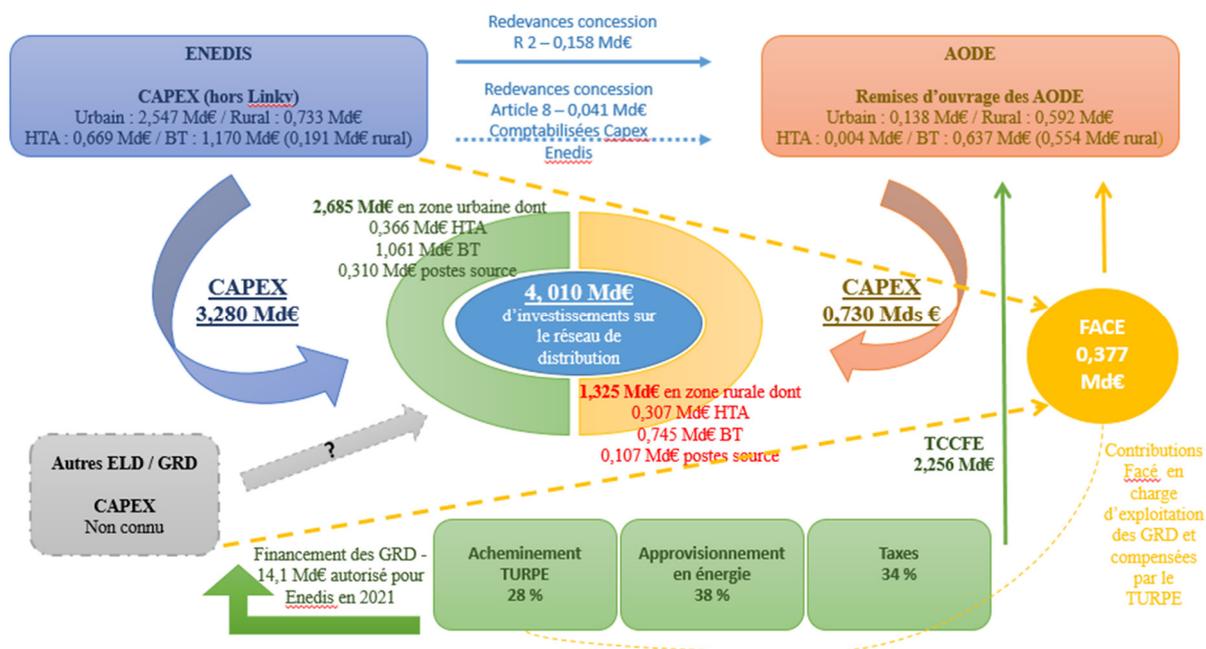
Néanmoins, certains syndicats reversent tout ou partie de ces taxes aux communes, à l'image du syndicat d'énergie et de l'aménagement numérique de la Haute-Savoie qui a reversé à ses communes membres 85 % du produit de cette taxe en 2020. Sur les 703 M€ de TCCFE perçus en 2020 par les syndicats, plus de 171,5 M€ ont fait l'objet de reversements, soit près de 25 % (cf. annexe n° 5), dont la moitié concerne les syndicats urbains de la région parisienne.

L'[article 54](#) de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021 a prévu l'intégration de la TDCFE et de la TCCFE à la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), respectivement en 2022 et 2023. Un mécanisme de compensation des ressources pour les collectivités est prévu (cf. annexe n° 5). Le schéma de perception des ressources par les syndicats avant reversement total ou partiel peut donc perdurer en l'état.

Enfin, les données d'Enedis sur les remises d'ouvrage révèlent que, de 2015 à 2020, si l'on déduit les aides du Facé (2 124 M€), les financements « propres » des AODE ne sont pas très éloignés entre communes urbaines (939 M€) et communes rurales (1 310 M€).

En rapprochant les aides du Facé et les redevances de concessions, il apparaît que la mobilisation des ressources propres des collectivités pour la réalisation d'investissements sur le réseau de distribution est limitée. Le schéma des financements est par ailleurs particulièrement complexe.

Schéma n° 2 : Schéma du financement des investissements sur le réseau de distribution (données 2020 au seul périmètre d'Enedis)



Source : Cour des comptes.

1.2.2.3 Un faible intérêt pour l'impact économique des aides au niveau local

Lors de son précédent contrôle du Facé, la Cour des comptes avait regretté que la gouvernance du Facé « néglige l'impact économique de son action », mettant en évidence le peu de relations avec les représentants des entreprises intervenant dans le domaine des réseaux d'électricité. Or, le constat perdure à ce jour.

Selon le syndicat des entreprises de génie électrique et climatique (SERCE) qui fédère 260 entreprises pour 135 000 salariés, l'activité relative aux lignes et réseaux électriques (HTA et BT) de ses adhérents représentait dans son ensemble environ 2,5 Md€ de chiffres d'affaires en 2020 (34 % de l'activité réseaux et télécommunications, qui pèse elle-même 40,5 % d'un chiffre d'affaires en France de 18,2 Md€). Elle générerait entre 7 500 et 10 000 emplois, en grande partie des monteurs de réseaux électriques et d'éclairage public. Mais le poids des aides du Facé dans cette activité n'est pas connu.

Enfin, peu d'échanges sont formalisés entre la gouvernance du Facé et les représentants de ce secteur d'activité, à la différence des relations entre Enedis et le SERCE (comité de liaison national et comités de liaison régionaux). Or, ce type d'échanges semble permettre à Enedis et au SERCE d'assurer des retours d'expérience sur le déroulement des chantiers, d'évoquer les innovations existantes et d'identifier les compétences à former pour soutenir la modernisation des réseaux. Ils ont ainsi permis d'identifier la faiblesse actuelle de la filière aérienne.

Ainsi, en dépit de l'importance affichée du soutien aux territoires et à l'économie locale, l'impact économique des aides du Facé ne semble pas être une préoccupation de la gouvernance nationale du dispositif d'aides.

1.3 Une contribution mal connue à la qualité du réseau

1.3.1 Une participation effective au renouvellement et à la sécurisation du réseau

Le suivi des travaux soutenus par le Facé et l'appréciation de leur impact sur la qualité de la distribution d'électricité ne sont réalisés que depuis 2018, date à partir de laquelle une partie des données fournies par les AODE dans leurs dossiers de solde de subvention a commencé à être exploitée par les services du ministère chargé de la transition énergétique (MTE).

Tableau n° 6 : Linéaires et postes de transformation posés ou renouvelés grâce aux aides du Facé (programme 793 uniquement) de 2018 à 2020 (en km, en nombre et en euros)

		2018	2019	2020
Renforcement de réseau BT	km déposés	1 911	1 943	1 483
	km posés	1 928	1 885	1 581
	nb de branchements	33 118	80 183	21 366
	coût total	156 M€	159 M€	128 M€
Extension de réseau BT	km posés	208	214	272
	coût total	17 M€	20 M€	24 M€
Dissimulation de réseau BT	km déposés	332	449	342
	km posés	367	536	401
	nb de branchements	13 562	19 116	13 743
	coût total	59 M€	82 M€	63 M€
Remplacement de fils nus BT	km déposés	1 525	1 861	1 958
	km posés	1 644	1 804	1 721
	nb de branchements	21 632	25 137	22 167
	coût total	88 M€	114 M€	110 M€
Poste HTA / BT	nb de postes posés	3 013	3 008	2 723
	coût total	45 M€	42 M€	37 M€
Autres HTA	coût total	60 M€	56 M€	53 M€
Nbre de km posés sur le réseau BT		4 146	4 438	3 974
Réseau BT Enedis		357 812	358 302	359 614
Taux de renouvellement		1,2%	1,2%	1,1%

Source : Cour des comptes d'après les synthèses annuelles de la mission de contrôle du Facé. Note de lecture : le coût total correspond au coût total des travaux et non aux seules aides du Facé. Les travaux sont par ailleurs décomptés au titre de leur année de réalisation et non au titre de leur année de programmation pour le Facé.

Ces données indiquent que le Facé soutient des travaux permettant de poser autour de 4 000 km de réseau BT par an, soit de fait un renouvellement légèrement supérieur à 1 % du réseau des communes rurales, et finance l'installation d'environ 3 000 postes de transformation HTA / BT par an, soit moins de 0,4 % du total des postes²⁰. Pour sa part, Enedis indique avoir renouvelé 9 800 km de réseau en 2020, 3 900 km sur le réseau HTA et 5 900 km sur le réseau BT, soit environ 0,7 % du linéaire de réseau²¹. Ces taux de renouvellement ne permettent pas de prévenir le vieillissement de l'âge moyen des éléments du réseau, observé entre 2010 et 2020, même si le réseau BT des communes rurales reste en définitive moins âgé que celui des communes urbaines (cf. annexe n° 2).

²⁰ D'après les données de [l'open data de l'agence ORE](#), il y avait en 848 638 postes HTA / BT en 2021 pour 18 gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité.

²¹ Enedis, [Chiffres clés](#), 2020.

En revanche, le Facé contribue à l'enfouissement du réseau basse tension, qui renforce *a priori* la robustesse du réseau. Sur les trois années considérées, d'après les données du MTE, les travaux soutenus par le Facé ont permis de réduire de 5 385 km le linéaire aérien en contrepartie d'une extension de 6 117 km du linéaire souterrain.

Le Facé a surtout permis la dépose de 5 345 km de fils aériens nus entre 2018 et 2020, contribuant à la sécurisation du réseau rural. Cette donnée du MTE ne coïncide néanmoins pas avec les données d'Enedis qui, sur la même période, évaluent la réduction du linéaire de fils nus à 8 671 km pour les communes du régime d'électrification rurale. Mais quoi qu'il en soit, le rythme de réduction du linéaire résiduel de fils nus est plus rapide en milieu rural qu'en milieu urbain : le rythme annuel moyen entre 2015 et 2020 s'élevait à 8,9 % en zone rurale et à 3,3 % en zone urbaine, de telle sorte qu'à fin 2020, pour la première fois, le linéaire résiduel était plus important en zone urbaine (27 167 km) qu'en zone rurale (26 984 km).

Les données relatives aux opérations financées par le Facé entre 2018 et 2020 mettent ainsi en évidence son rôle positif : renouvellement du réseau, enfouissement du réseau et résorption des fils nus. Toutefois ces données restent sommaires et incomplètes.

1.3.2 Une efficacité des aides sur la qualité de l'électricité insuffisamment évaluée

La réalisation d'investissements sur le réseau devrait viser à améliorer, ou à tout le moins, maintenir la qualité de l'électricité distribuée dans les territoires ruraux. Or aucune donnée relative à la qualité de l'électricité n'est exploitée ou recensée. Ainsi, bien que le nombre de départs mal alimentés²² (DMA) résorbés grâce aux travaux doit être fourni à l'appui des demandes de soldes de subvention, aucune vérification ni aucune exploitation de ces données n'est réalisée. Il en va de même pour la résorption du nombre de clients mal alimentés ou pour les durées et fréquences de coupures des communes concernées.

Pourtant, depuis 2020, pour l'établissement des projets et rapports annuels de performance du CAS *Facé*, le ministère chargé de la transition énergétique a décidé, à juste titre, de réduire le nombre d'indicateurs et, en l'occurrence, de s'appuyer sur le nombre de départs mal alimentés et le nombre de kilomètres de fils nus résorbés grâce aux aides allouées. Les données utilisées sont celles des inventaires biennaux, organisés dans chaque département sous l'égide des services préfectoraux, qui recensent les besoins du réseau rural et plusieurs indicateurs nécessaires à la répartition des droits à subvention du Facé.

Or, si ces données sont établies par consensus entre les AODE et les gestionnaires de réseaux, elles n'en restent pas moins déclaratives et ne font pas l'objet d'un contrôle, ne serait-ce que de cohérence, par les services du ministère chargé de la transition énergétique, alors que les services déconcentrés de l'État n'ont aucun moyen ou ingénierie pour en vérifier la véracité. Ainsi, les données de l'inventaire 2019 présentent de nombreuses incohérences, remettant en

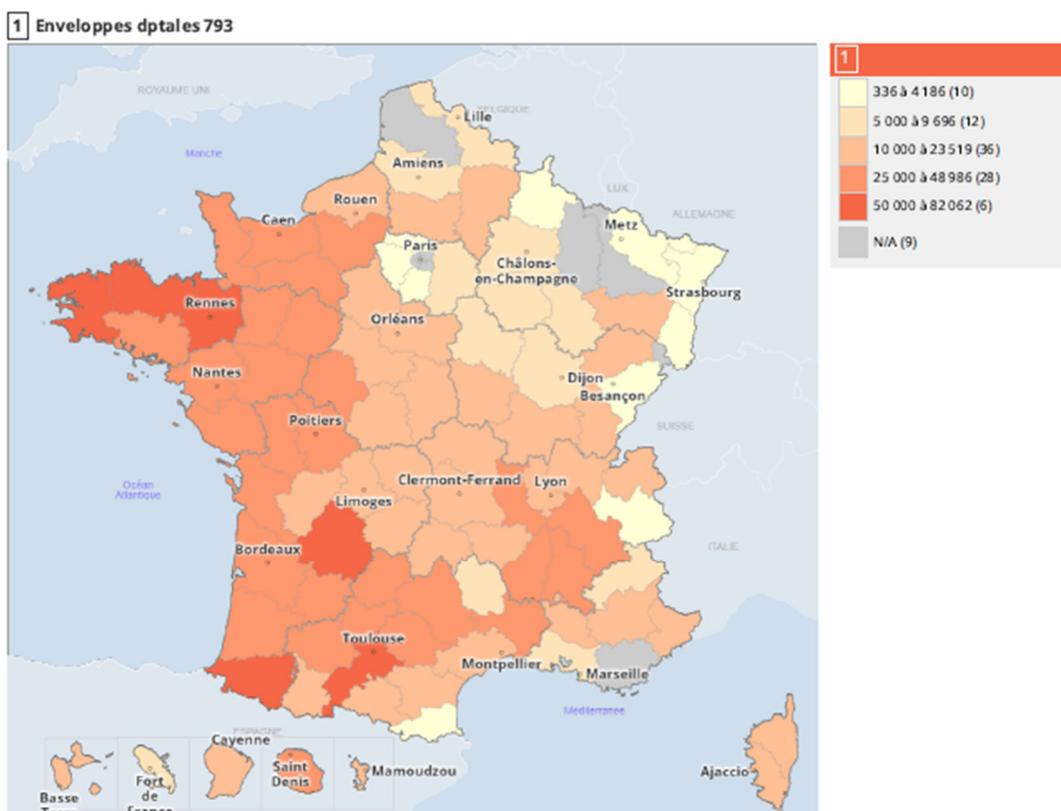
²² À savoir les départs dont au moins un client est alimenté sous une tension qui sort de la plage des valeurs admissibles pendant dix minutes au moins une fois dans l'année - hors circonstances exceptionnelles. Sont également considérés comme des DMA les départs qui sont en contrainte d'intensité, c'est à dire lorsque la puissance maximum susceptible de transiter sur l'un des tronçons est supérieure à la puissance admissible.

question leur fiabilité, donc l'information communiquée au Parlement sur le suivi des effets des aides.

Par ailleurs, s'agissant des caractéristiques techniques du réseau mettant en évidence sa fragilité, d'autres indicateurs que les seuls kilomètres de fils nus pourraient être relevés afin d'améliorer le suivi de la résilience du réseau : nombre de postes de transformation « en contrainte », linéaires des câbles de papiers imprégnés, linéaire de réseau de plus de 40 ans, etc. Ces données ne font pas l'objet d'un suivi à ce jour.

Faute de pouvoir mesurer l'efficacité des aides du Facé, il est toutefois possible de mettre en regard les territoires ayant bénéficié de financements (dotations du programme principal de 2015 à 2020) avec les données de qualité de l'électricité afin d'apprécier la cohérence du dispositif.

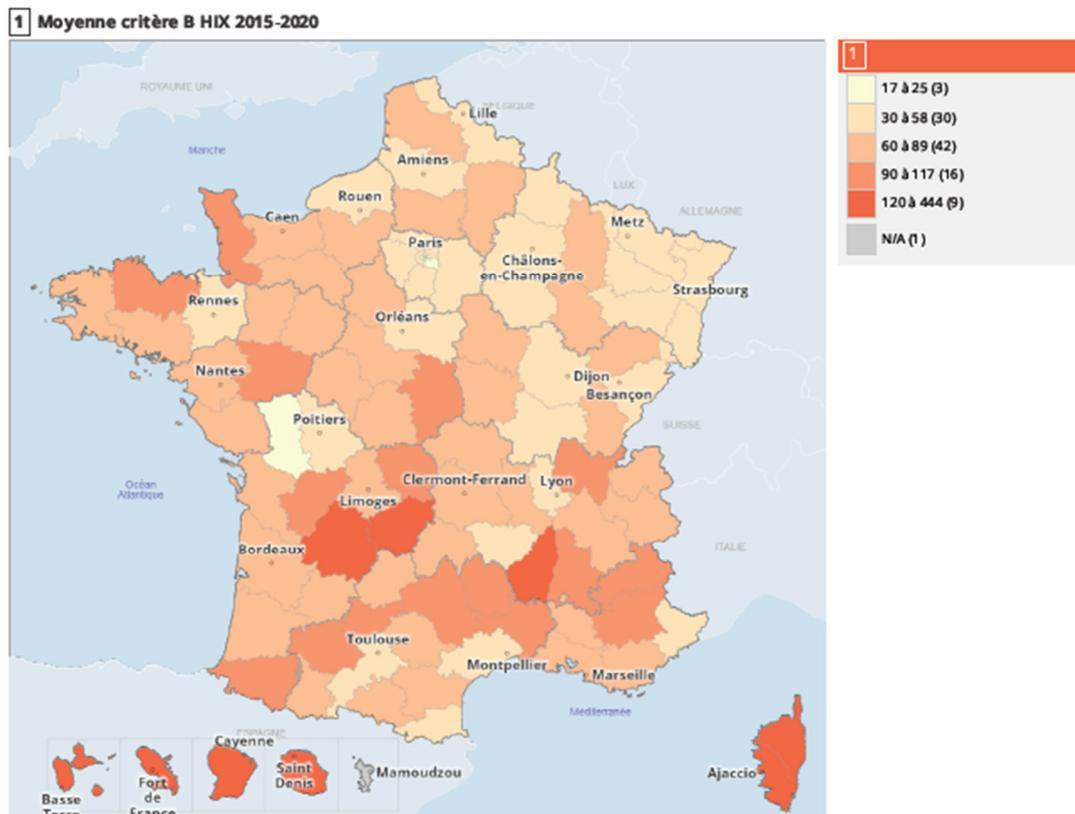
Carte n° 3 : Dotations du programme principal du Facé allouées entre 2015 et 2020 par département (en milliers d'euros ; hors sous-programmes intempéries et DU-THT)



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par le ministère chargé de la transition énergétique.

Cette distribution géographique des aides du programme principal, déterminée par les critères de répartition des dotations, met en évidence une concentration des aides sur la façade ouest du pays ainsi que dans la vallée du Rhône. Elle illustre aussi les choix de certains départements de s'inscrire uniquement dans le régime urbain d'électrification. Or, si la moitié ouest du pays présente des indicateurs de qualité de l'électricité plus dégradés, la représentation de ces derniers ne coïncide pas pleinement avec la répartition des aides du Facé.

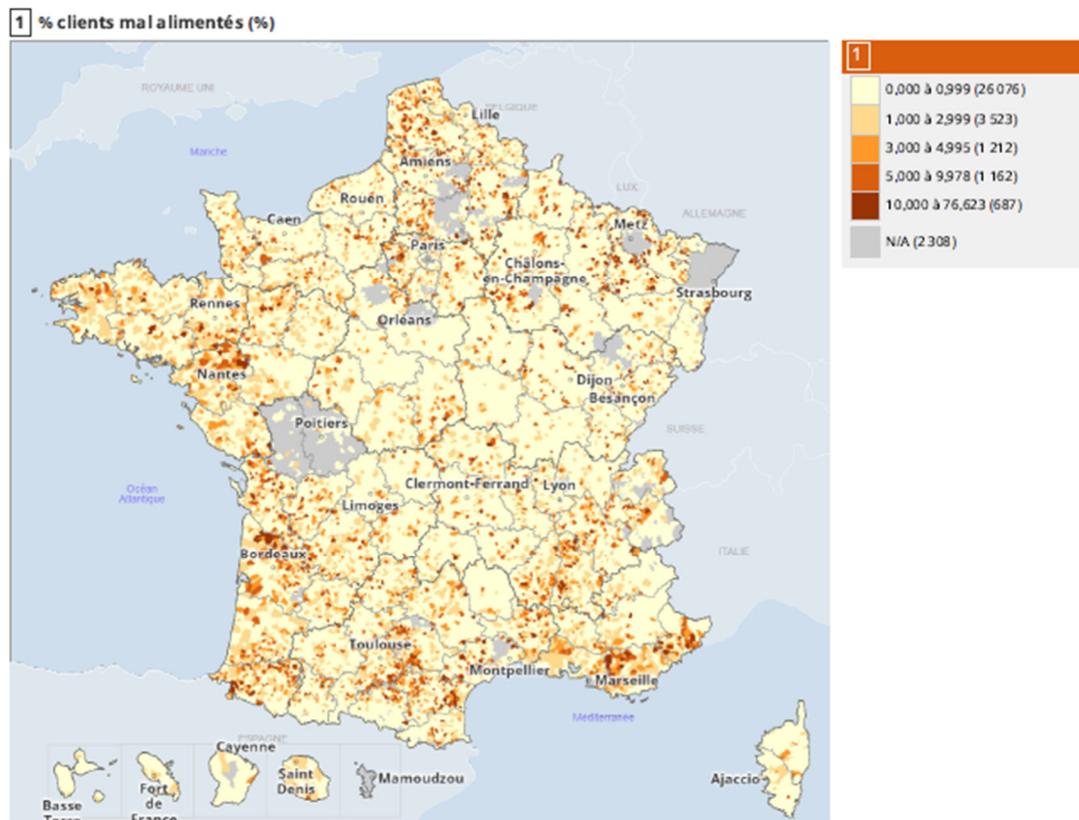
Carte n° 4 : Moyenne de la durée annuelle cumulée de coupures par département de 2015 à 2020 (critère B HIX²³ en mn) pour les clients du réseau BT au périmètre d'Enedis et d'EDF-SEI



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis et EDF-SEI. Note de lecture : pour certains départements (Vienne, Deux-Sèvres, Moselle, Isère, Haute-Savoie), la présence importante d'ELD autres qu'Enedis modifie le profil des résultats présentés ci-dessus. En particulier, pour la Vienne et les Deux-Sèvres, Enedis n'a en charge que des communes urbaines, expliquant un critère B très inférieur à la moyenne nationale.

²³ Le « critère B HIX » mesure le nombre de minutes cumulées de coupures sur l'année hors événement exceptionnel (intempéries notamment) et coupures liées au réseau de transport.

Carte n° 5 : Part des clients mal alimentés en tenue de tension par commune en 2020 (en %) au périmètre d'Enedis et d'EDF-SEI



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis et EDF-SEI. Note de lecture : la carte représente pour chaque commune la part des clients considérés comme mal alimentés au regard des critères réglementaires du décret de 2007 en tenue de tension (sorties de la plage autorisée en tension). Ces données sont établies hors circonstances exceptionnelles, dont notamment toutes les intempéries.

L'efficacité des aides du Facé n'est pas appréciée sur des critères fiables portant sur la qualité de l'électricité et les données physiques des réseaux suivies restent limitées. D'ailleurs, la juxtaposition des cartes de répartition des dotations (carte n° 3) et de qualité de l'électricité (cartes n° 4 et 5) pose pour certains territoires la question de la cohérence du dispositif retenu.

1.3.3 Une contribution du Facé à la réduction des inégalités territoriales difficile à apprécier

La péréquation entre territoires urbains et ruraux est présentée comme une des raisons majeures de l'existence du Facé. Pourtant la mesure de celle-ci s'avère difficile.

L'analyse de l'évolution des critères B HIX²², au périmètre d'Enedis, sur la période 2015-2020, à l'échelle des moyennes départementales et communales met en évidence une réduction des écarts entre départements et une stabilité de la dispersion des valeurs pour les communes (mesure des écarts-type et des coefficients de Gini, cf. annexe n° 3). Une analyse de même nature ne peut être réalisée sur les départements mal alimentés en raison du changement de modèle statistique opéré en 2018 par Enedis (cf. *infra*).

De fait, les données manquent pour analyser la réduction des écarts entre territoires à laquelle devrait conduire la répartition territoriale des dotations dans le temps. Il n'est ainsi pas possible de déterminer, d'une part, si les inégalités en termes de qualité de l'électricité entre les communes rurales et urbaines se sont résorbées entre 2015 et 2020 et d'autre part, si les résultats observés sont imputables ou non aux aides du Facé.

En revanche, l'analyse de la répartition des droits à subvention met en évidence une relative stabilité des aides du Facé. Entre 2015 et 2020, période de périmètre constant, la somme totale en valeur absolue des variations individuelles des droits à subvention par département représente un peu moins de 12 % des enveloppes du Facé mises en répartition en 2015. En neutralisant la baisse de 28 M€ observée sur l'ensemble de ces enveloppes entre 2015 et 2020 (soit - 8 %), cette somme ne représente plus que 15,2 M€ et à peine 4,2 % des enveloppes de 2015. Si cette stabilité, inscrite dans certaines règles de répartition (cf. *infra*), peut sembler logique avec les évolutions au long cours des réseaux et favorable aux AODE pour planifier leurs investissements, le Facé encourt le risque d'entrer dans une logique d'abonnement aux subventions des AODE. En dépit des différents inventaires biennaux, cette stabilité constitue en outre un indice négatif quant à l'efficacité des aides du Facé en termes de péréquation. En effet, si le Facé conduisait à rééquilibrer fortement les écarts entre territoires, on devrait observer des améliorations notables sur les réseaux des AODE concernées, se traduisant dans les inventaires Facé et conduisant à modifier *in fine* la répartition des droits à subvention.

Bien que la péréquation soit présentée comme l'objectif central du Facé, la répartition des moyens s'avère plutôt stable et aucun élément ne permet de mesurer les effets réels des aides allouées aux AODE en la matière.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Dispositif hérité du passé où il a joué un rôle déterminant dans l'électrification des campagnes, le Facé vise à répondre encore aujourd'hui aux spécificités du réseau de distribution d'électricité constatées pour les territoires ruraux : l'intérêt économique pour investir y est moindre et la qualité de l'électricité s'avère plus dégradée qu'en zone urbaine. Soutien des investissements des AODE dans les communes rurales du fait de la partition de la maîtrise d'ouvrage avec Enedis, le Facé a été prioritairement utilisé de 2015 à 2020 pour renforcer le réseau basse tension et sécuriser ses fils aériens. Il a ainsi participé de manière effective au renouvellement du réseau, à son enfouissement et à la résorption des portions aériennes de réseaux en fils nus, particulièrement fragiles.

*Régi par une gouvernance partagée avec les collectivités territoriales, le Facé est financé par le tarif d'utilisation des réseaux d'électricité, et donc *in fine* par le consommateur, à hauteur de 377 M€ chaque année, sans toutefois que ce montant n'ait un fondement objectivé au regard des besoins des territoires ruraux.*

Peu de données permettent en outre de mesurer l'efficacité réelle de ce dispositif sur la qualité de l'électricité. La cohérence des attributions par territoire au regard des indicateurs de qualité suscite des interrogations et peu de données sont collectées et exploitées de manière fiable pour mesurer la résorption des départs mal alimentés, l'amélioration du service rendu aux clients concernés, ou encore la réduction de la durée et de la fréquence des coupures sur le réseau basse tension. L'effet « péréquisiteur » du Facé entre territoires s'avère donc difficile

à apprécier au-delà des montants financiers qui y sont consacrés et qui sont principalement financés par les territoires urbains.

Si les particularités du réseau de distribution d'électricité dans les territoires ruraux perdurent et justifient une attention particulière, aucune donnée ne permet d'objectiver et d'évaluer les conséquences d'une partition de la maîtrise d'ouvrage des investissements sur le réseau public de distribution d'électricité et d'un soutien par le Facé de l'investissement des AODE dans les zones rurales. À défaut d'analyse précise, le maintien de ce dispositif complexe et financé in fine par le consommateur via le TURPE, nécessite de garantir une orientation des investissements en faveur des besoins prioritaires du réseau et de s'assurer de la maîtrise des coûts qu'induisent tant la gestion du dispositif que la multiplication des maîtres d'ouvrage.

2 UNE RATIONALISATION INSUFFISANTE DES CHOIX D'INVESTISSEMENTS

L'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales organise une répartition de la maîtrise d'ouvrage des travaux sur le réseau de distribution d'électricité entre AODE et GRD décrite *supra*, qui laisse la responsabilité aux AODE pour les zones rurales d'assurer les travaux d'extension, de renforcement et de sécurisation du réseau basse tension.

Le même article prévoit, pour les zones urbaines comme pour les zones rurales, que la coordination des actions entre les collectivités territoriales, en tant qu'autorités concédantes de la distribution d'électricité, et les gestionnaires de réseaux, est traduite dans des contrats de concession. Les représentants des collectivités concédantes et les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité se sont accordés sur un nouveau modèle de cahier des charges du contrat de concession en décembre 2017. Depuis lors un important renouvellement de ces contrats est en cours pour le périmètre de desserte d'Enedis : fin 2021, 332 contrats de concession avaient ainsi été renouvelés, dont une majorité (291) avec le nouveau modèle de cahier des charges.

2.1 Une coordination insatisfaisante des investissements entre autorités organisatrices de la distribution d'électricité et gestionnaires des réseaux de distribution

2.1.1 Des logiques de programmation qui peuvent diverger

2.1.1.1 Une stratégie industrielle de moyen-long terme pour Enedis

Le projet industriel d'Enedis visant à accompagner la programmation pluriannuelle de l'énergie²⁴ et à optimiser le patrimoine technique à l'horizon 2035 affiche pour ambition :

- de réduire et maintenir le critère B, c'est-à-dire la durée des coupures d'alimentation, sous les 60 minutes au niveau national, sous les 30 minutes dans les grandes agglomérations et sous les 15 minutes à Paris, d'ici à 2030 ; aucune indication n'est précisée pour les territoires ruraux ;
- de respecter sur tous les territoires les dispositions réglementaires en matière de fréquence et durée de coupure vues par les clients les moins bien alimentés ;
- d'améliorer la résilience des réseaux sur l'ensemble du territoire face aux événements exceptionnels, en particulier climatiques.

Prévoyant d'investir 69 Md€ entre 2019 et 2035 (hors inflation), Enedis table sur une forte hausse des investissements liés à la transition énergétique (véhicules électriques, raccordements des producteurs) et une hausse modérée des investissements de modernisation, de raccordement et de renforcement. Le TURPE 6 prévoit ainsi 4 Md€ d'investissements annuels pour la période 2021-2024.

La stratégie d'investissement « efficacité CAPEX », qui traduit ce projet, vise désormais non un renouvellement des éléments du réseau selon leur ancienneté mais une priorisation des investissements selon leurs effets en termes de qualité de fourniture et de dépannage ainsi qu'en fonction de leur rentabilité économique.

Concernant la sécurisation et la modernisation du réseau, Enedis a défini les priorités suivantes : la sûreté des postes source en zone urbaine dense, le renouvellement des câbles souterrains HTA (câbles à papier imprégné et câbles synthétiques de première génération), le renouvellement des câbles souterrains BT, le plan aléas climatiques, la prévention des risques d'inondation et de crue, l'amélioration de la réactivité en cas d'incidents (déploiement d'organes de manœuvre télécommandés) et la résorption des fils nus aériens du réseau BT.

Enfin, les décisions d'Enedis en matière d'investissement s'inscrivent, au-delà des dispositions réglementaires relatives à la qualité de l'électricité, dans le cadre d'une régulation financière incitative organisée par la CRE. À cet égard, la Cour, tout en partageant l'objectif d'éviter les surinvestissements, a déjà invité le ministère chargé de la transition énergétique, la CRE et Enedis à s'interroger sur la pertinence de conserver le critère de la durée annuelle

²⁴ [Décret du 21 avril 2020](#) relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie.

moyenne de coupure sur la seule base de la moyenne nationale au vu des disparités existantes²⁵. Pose également question le fait pour Enedis de se voir appliquer cette régulation sur toute sa zone de desserte, alors même que le GRD n'y assure pas la maîtrise d'ouvrage de tous les travaux.

2.1.1.2 Des préoccupations d'aménagement du territoire dans les décisions annuelles des AODE

La priorisation des investissements des AODE ne répond pas forcément aux mêmes logiques que celles poursuivies par Enedis, pourtant exploitant du réseau. Chaque année, Enedis communique certes aux AODE un dossier annuel de criblage qui liste les départements mal alimentés en zone d'électrification rurale, soulignant de ce fait des besoins d'investissement de leur part. Ces données sont au cas général prises en compte par les AODE dans la sélection de leurs opérations de renforcement. Mais d'autres critères interviennent, notamment les sollicitations des élus ou les plaintes des usagers. Par ailleurs, chaque AODE détermine ses objectifs prioritaires : sécurisation, renforcement, enfouissement, etc.

Ainsi, alors qu'Enedis engage une programmation essentiellement industrielle, les AODE des communes de la zone d'électrification rurale prennent également en considération des préoccupations locales, notamment d'aménagement du territoire. Cela peut induire des divergences de priorités, à l'image par exemple de la politique d'enfouissement des lignes. Celle-ci est très largement souhaitée par les AODE des communes rurales alors qu'Enedis adopte une stratégie plus modérée en la matière pour des raisons financières et techniques.

En outre, les contrôles des chambres régionales des comptes sur la gestion des syndicats d'énergie mettent en évidence la faible part d'entre eux qui se sont dotés d'une programmation pluriannuelle d'investissement. Sur dix rapports d'observations définitives récents consultés²⁶, seuls trois faisaient état d'une programmation, parfois partielle. Les opérations sont en effet encore grandement décidées selon un cycle annuel.

La forte rotation des opérations individuelles intégrées dans les programmations soumises au financement du Facé témoigne de cette réalité. Pour quatre AODE consultées lors de l'instruction, les programmations prévisionnelles transmises à la mission Facé au titre de l'année 2017 pour le sous-programme *Renforcement* ont été comparées aux opérations réellement effectuées et soumises à financement dans le cadre des états de solde transmis : au mieux, 50 % de la programmation initiale est exécutée, au pire 24,5 %. De nombreuses nouvelles opérations sont ajoutées pour justifier des soldes de subvention et celles initialement prévues seraient reportées sur les programmations ultérieures, en particulier en raison de

²⁵ Cour des comptes, *Enedis : contrôle des comptes et de la gestion – Exercices 2011 à 2018, Observations définitives*, mai 2021.

²⁶ [Syndicat départemental d'énergie des Côtes-d'Armor \(2021\)](#), [Syndicat départemental d'énergies du Rhône \(2021\)](#), [Syndicat des énergies et de l'aménagement numérique de Haute-Savoie \(2021\)](#), [Syndicat départemental d'électricité et de gaz de la Charente \(2021\)](#), [Syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée \(2020\)](#), [Syndicat départemental d'énergie d'Ille-et-Vilaine \(2020\)](#), [Syndicat intercommunal d'énergies, d'équipement et d'environnement de la Nièvre \(2020\)](#), [Syndicat d'énergies de la Côte-d'Or \(2019\)](#), [Syndicat intercommunal d'électricité de La Réunion \(2018\)](#), [Syndicat mixte d'énergies du Doubs \(2018\)](#).

contraintes opérationnelles (coordination de travaux, obtention des diverses autorisations, etc.). Cela explique la durée de mobilisation des crédits de paiement sur les programmes du Facé et le faible taux de chute des subventions (cf. *infra*).

La stratégie d'investissement d'Enedis est avant tout une stratégie industrielle et nationale, pensée à l'échelle de l'ensemble du réseau. Elle tient compte des réalités de l'exploitation de ce dernier qu'Enedis assume en tant que GRD. Elle ne fait toutefois pas l'objet d'une réelle concertation préalable avec les AODE à l'échelle territoriale. Ces dernières prennent plutôt en considération des préoccupations d'aménagement du territoire mais peinent encore à élaborer des stratégies pluriannuelles déclinées dans leurs opérations prévisionnelles, alors qu'Enedis tend de plus en plus à les lister dans les programmes prévisionnels d'investissement (PPI) des nouveaux contrats de concession.

2.1.2 Des modalités de coordination qui progressent lentement

Pour renforcer la coordination des investissements, Enedis, la FNCCR et France Urbaine ont souhaité modifier le modèle de cahier des charges pour les contrats de concession et signé le 21 décembre 2017 un accord-cadre en ce sens. Ce nouveau modèle de contrat de concession prévoit notamment dans son article 11, une nouvelle gouvernance locale des investissements qui repose sur :

- l'élaboration concertée d'un schéma directeur des investissements (SDI), vision de long terme des évolutions du réseau, à partir d'un diagnostic détaillé et partagé de l'état du réseau de distribution publique d'électricité ; ce schéma définit des « *valeurs repères en termes de niveaux de qualité d'alimentation et de fiabilisation des ouvrages, qui orienteront les choix d'investissement* » ;
- des programmes pluriannuels d'investissement d'une durée de quatre à cinq ans devant contenir une sélection d'investissements quantifiés et localisés ;
- des programmes annuels d'investissement du GRD et des AODE.

Fin 2021, 332 contrats de concession avaient été modernisés, dont 291 selon le modèle arrêté en décembre 2017, pour une cible de 365 contrats avec les principales AODE.

Pour les quelques programmations pluriannuelles d'investissement consultées dans le cadre de l'instruction, il semble que seul Enedis avait fourni une programmation comprenant des opérations « *quantifiées et localisées* ». Mais leur nombre est trop limité et le dispositif trop récent pour en dresser un bilan.

Cet effort est encourageant, même si la nécessité de formaliser un nouveau modèle de contrat de concession souligne en contrepoint les difficultés antérieures de coordination des investissements entre Enedis et les AODE.

Ce constat ne prévaut pas de la même manière pour les autres ELD dont le lien avec leurs AODE est étroit, nombre d'entre elles étant d'ailleurs des régies issues des AODE. L'origine de la détermination des priorités d'investissement et le maître d'œuvre effectif des ouvrages varient néanmoins très fortement selon les situations de chacune des ELD concernées, allant parfois jusqu'à donner, en pratique, l'intégralité de la maîtrise des investissements (détermination et réalisation) à l'ELD en dépit d'une validation formelle par les élus.

La programmation des investissements dans la zone de desserte de Gérédis

Dans les Deux-Sèvres, l'entreprise locale de distribution Gérédis assure la distribution d'électricité dans 256 communes dont 246 relèvent de l'électrification rurale. Les communes du département sont regroupées au sein du syndicat d'énergies des Deux-Sèvres (SIEDS). La programmation des investissements sur le réseau s'inscrit dans le cadre d'un schéma directeur du GRD.

Pour le réseau basse tension, les opérations de renforcement et de sécurisation sont « *proposées par le gestionnaire du réseau au SIEDS en fonction des demandes des usagers ou des besoins de renouvellement du réseau* »²⁷. Le président du SIEDS arrête la programmation. Ces investissements répondent donc avant tout à une logique opérationnelle et technique. Ils font néanmoins l'objet d'une validation et d'un contrôle vigilant de la part des élus. Par ailleurs, les travaux sont réalisés par Gérédis, missionné par le SIEDS dans le cadre de son contrat de concession. En pratique, dans la zone de desserte de ce GRD, la partition de la maîtrise d'ouvrage avec l'AODE a donc été abandonnée, l'actionnaire quasi-exclusif du GRD étant l'AODE.

La coordination des investissements devrait pourtant être favorisée par des conférences départementales de programmation des investissements, nées avec la loi NOME²⁸ de 2010 et réunies annuellement sous l'égide du représentant de l'État dans le département. Or, en 2020, les conférences NOME se sont tenues dans seulement 84 départements.

Les diagnostics de ces conférences doivent alimenter le comité du système public de distribution d'électricité (CSPDE)²⁹, instance créée en 2015 pour harmoniser au niveau national les politiques d'investissement des gestionnaires de réseau et des autorités organisatrices de la distribution d'électricité et donner une vision exhaustive du réseau public de distribution d'électricité, inexistante à ce jour.

Un arrêté du 6 janvier 2020³⁰ est toutefois venu relancer les conférences NOME et standardiser les remontées d'informations qui en sont attendues. Ces dernières concernent les caractéristiques de la production et de la consommation sur le réseau, les caractéristiques propres au réseau et enfin les données financières relatives aux investissements des AODE et GRD. Un site internet propre au CSPDE doit voir prochainement le jour pour agréger les remontées d'information des conférences.

Si les délais nécessaires à la mise en place ces conférences NOME peuvent être regrettés, cette initiative est à poursuivre et à finaliser pour disposer enfin de données nationales consolidées sur l'état des lieux du réseau public de distribution et les investissements qui y sont consacrés. Car au-delà de la tenue des conférences dans tous les départements, la complétude des données à renseigner et leur fiabilité restent également à renforcer. En 2020, seuls 67 départements avaient remonté leurs données afférentes aux investissements.

Ce nouvel élan pourrait être conforté par l'application de [la directive européenne 2019/944](#), imposant aux gestionnaires de réseaux de distribution de plus 100 000 clients de

²⁷ Fiche « Renforcement et Sécurisation » présentée sur le site internet du SIEDS.

²⁸ [Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010](#) portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

²⁹ Créé à l'article L. 111-56-1 du code de l'énergie par la [loi n° 2015-992 du 17 août 2015](#) relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

³⁰ [Arrêté du 6 janvier 2020](#) pris en application de l'article R. 111-19-10 du code de l'énergie et portant format des informations relatives aux réseaux de distribution publique d'électricité issues des conférences départementales mentionnées au troisième alinéa du I de l'article L. 2224-31 du CGCT.

produire, tous les deux ans, un plan de développement des réseaux. La CRE a compétence d'approbation de ces plans, le premier pour Enedis étant en cours d'élaboration. La CRE a précisé à la Cour qu'il sera « *l'occasion de s'interroger sur l'évolution de la doctrine d'investissement d'Enedis, en lien avec l'évolution des besoins* »³¹.

Les dispositifs de coordination des investissements sur le réseau de distribution ont été très insuffisants jusqu'à présent. Le précédent modèle de cahier des charges des contrats de concession datait de 1992, la loi NOME a instauré les conférences départementales en 2010 et le comité du système public de distribution d'électricité a été créé par une loi de 2015. À la faveur du renouvellement des contrats de concession sur la base du nouveau cahier des charges et des travaux pour doter le comité du système public de distribution d'électricité d'un site internet, ils ont été récemment relancés sans qu'il soit possible d'en apprécier les effets à ce jour, la crise sanitaire de la Covid ayant entravé les dynamiques observées.

2.2 Un ciblage des bénéficiaires aux contours imparfaits

2.2.1 Des critères d'éligibilité inadaptés

En métropole, les aides à l'électrification rurale sont réservées aux travaux effectués sur le territoire de communes répondant aux critères actuels suivants :

« 1° *Leur population totale est inférieure à deux mille habitants ;*

2° *Elles ne sont pas comprises dans une unité urbaine, au sens de l'Institut national de la statistique et des études économiques, dont la population totale est supérieure à cinq mille habitants. [...]* ».³²

Avant le 1^{er} janvier de l'année suivant le renouvellement général des conseils municipaux, les préfets de départements arrêtent la liste des communes éligibles. Ils peuvent accorder des dérogations soit pour intégrer des communes au régime d'électrification rurale, soit pour en soustraire³³. Pour les départements d'Outre-mer, le décret liste limitativement les communes relevant de l'électrification urbaine et les collectivités de Saint-Pierre-et-Miquelon, de Saint-Barthélemy et de Saint-Martin bénéficient pour tout leur territoire de l'appui du Facé.

Ces critères sont identiques à ceux du décret précédent du 14 janvier 2013 à l'exception des motifs de dérogation qu'un préfet peut invoquer, qui intègrent désormais la densité de population. Ces critères avaient conduit en 2015 à une actualisation de la liste des communes, qui n'avait pas évolué depuis 40 ans, permettant de prendre en considération l'essor démographique important de la façade atlantique, du sud-ouest et de la région Rhône-Alpes.

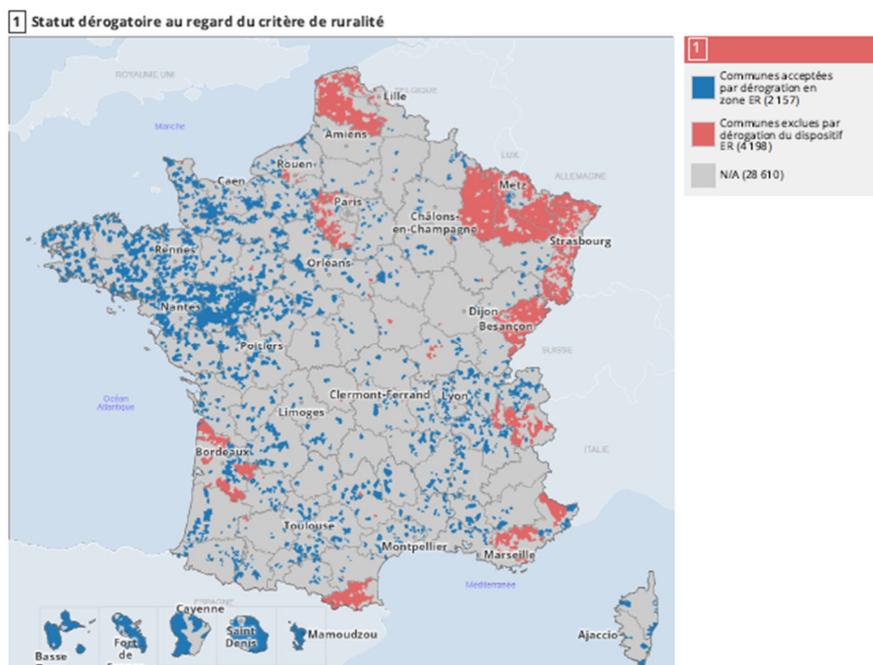
³¹ Enedis, réponse à la Cour des comptes dans le cadre du suivi des recommandations.

³² [Article 2 du décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020](#) relatif aux aides pour l'électrification rurale.

³³ « *Le préfet peut, à la demande d'une autorité organisatrice du réseau public de distribution d'électricité et après avis du ou des gestionnaires de réseau concernés, étendre par arrêté motivé le bénéfice des aides à des travaux effectués sur le territoire de communes dont la population totale est inférieure à cinq mille habitants, compte tenu notamment de leur isolement ou du caractère dispersé de leur habitat ou de leur densité de population.* »

Au 1^{er} janvier 2020³⁴, 25 641 communes relevaient du régime de l'électrification rurale et 9 274 du régime urbain. Sans tenir compte des fusions de communes intervenues depuis, 2 157 communes avaient été admises en 2014 par dérogation dans le dispositif de l'électrification rurale, dont 104 au titre de l'Outre-mer, et 4 198 communes en avaient été soustraites, des départements entiers ayant opté pour le régime urbain³⁵. Le nombre des dérogations était ainsi important (18 % des communes) et leur répartition très inégale (*cf.* carte *infra*), soulignant les difficultés induites par les critères démographiques d'éligibilité au Facé.

Carte n° 6 : Communes admises et soustraites par dérogation au dispositif du Facé au 1/01/2020



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par le ministère chargé de la transition énergétique.

La réforme du Facé de 2020 a été engagée par le ministère chargé de la transition énergétique en partie en raison du phénomène des fusions de communes qui conduisait certaines d'entre elles nouvellement fusionnées à excéder le seuil démographique d'éligibilité de 2 000 habitants et à encourir le risque d'exclusion du dispositif. Une solution transitoire, introduite par l'article 8 de la loi n° 2016-1500 du 8 novembre 2016, avait permis de figer le dispositif jusqu'au renouvellement général des conseils municipaux de 2020, mais pas au-delà.

³⁴ Les données au 1er janvier 2021 après prise en considération des nouveaux arrêtés préfectoraux ne sont pas encore consolidées. Au seul périmètre d'Enedis, 25 219 communes relevaient du régime de l'électrification rurale et 8 610 communes du régime urbain.

³⁵ Quatre départements sont de fait en régime urbain comme ils ne comprennent aucune commune rurale : Paris, les Hauts-de-Seine, la Seine-Saint-Denis, et le Val-de-Marne. Treize autres ont été classés en régime urbain sauf pour les communes rurales pour lesquelles le distributeur est une ELD autre qu'Enedis : Meurthe-et-Moselle, Meuse, Moselle, Pas-de-Calais, Pyrénées-Orientales, Bas-Rhin, Haut-Rhin, Savoie, Var, Territoire de Belfort, Essonne, Val d'Oise, Yvelines. Le Doubs est resté en régime urbain de 1992 à 2020.

En dépit des tentatives du ministère pour définir l'éligibilité sur la base d'un critère de densité, plus proche de l'esprit du Facé, aucune modification n'a été adoptée du fait de l'opposition du conseil à l'électrification rurale, les AODE et Enedis cherchant avant tout à ne pas bouleverser les équilibres existants (*cf. infra*).

Pour répondre à la problématique des communes nouvelles, [l'article 257 de la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021](#) a été voté afin de maintenir l'éligibilité au Facé de la ou des parties de leur territoire qui y étaient éligibles la veille de leur création. Cet article législatif renvoie par ailleurs au décret du Facé la responsabilité de préciser les conditions « *dans lesquelles les communes nouvelles bénéficient sur la ou les parties de leur territoire des aides du fonds d'amortissement, à l'issue du prochain renouvellement général des conseils municipaux* ». L'article 20 du décret de décembre 2020 précise ainsi que « *Les communes créées en application des articles L. 2113-1 et suivants du code général des collectivités territoriales, demeurent éligibles aux aides attribuées à l'électrification rurale pour la partie ou les parties de leur territoire qui y étaient éligibles la veille de leur création.* »

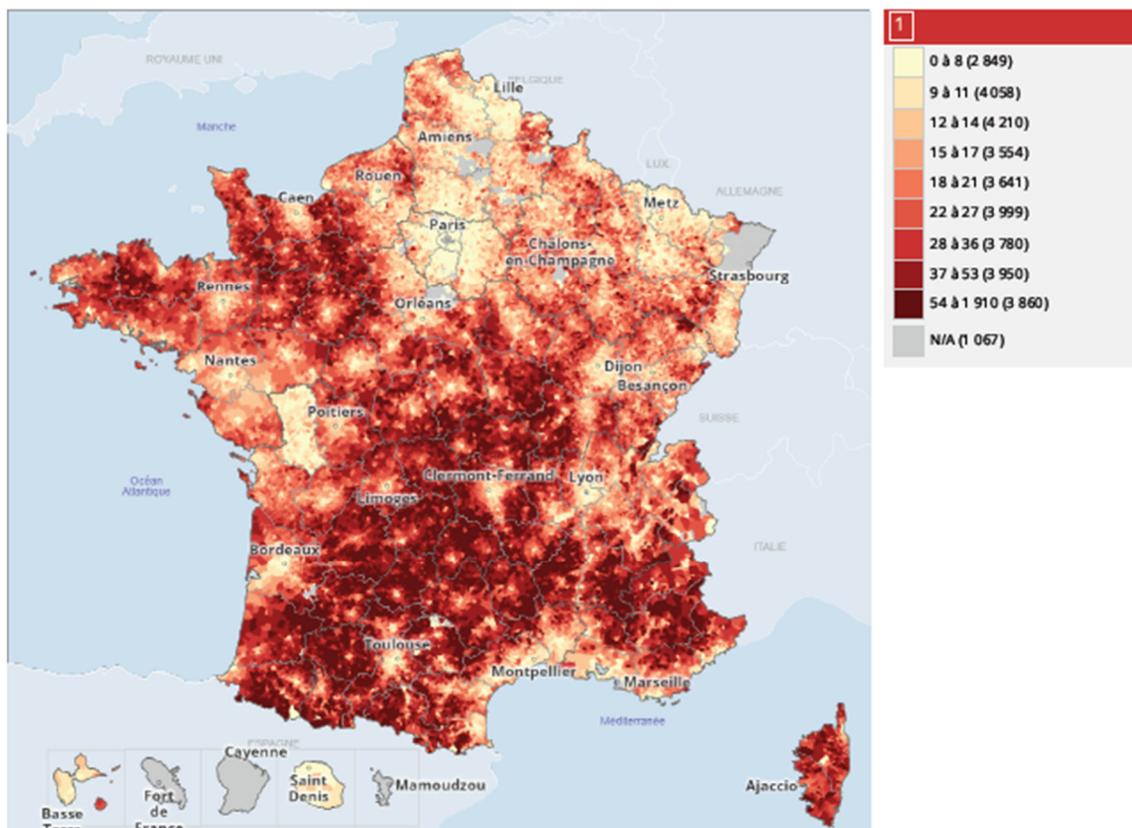
Néanmoins, le ministère chargé de la transition énergétique considère cette disposition comme provisoire. D'ici au prochain renouvellement des conseils municipaux en 2026, il envisage de soumettre à nouveau au conseil à l'électrification rurale une réforme de l'éligibilité.

Cette démarche s'impose et à plus brève échéance. La fixation définitive pour une commune fusionnée d'un périmètre éligible au Facé, indépendamment de son évolution démographique, s'apparente à une rupture d'égalité vis-à-vis des communes qui ne sont pas fusionnées et qui seraient exclues à l'avenir du périmètre du Facé à cause de la croissance de leur population. Cela peut conduire en outre à avoir deux maîtres d'ouvrage différents (AODE et GRD) au sein d'une même commune.

Enfin, la carte des communes éligibles au Facé n'est concordante ni avec le concept de ruralité tel que défini désormais par l'Insee³⁶, ni avec les indicateurs de densité du réseau de distribution, ni avec ceux relatifs à la qualité de l'électricité (*cf. annexes n° 2 et 6*).

³⁶Depuis 2021, la nouvelle définition retenue par l'Insee désigne comme territoire rural l'ensemble des communes peu denses ou très peu denses d'après la grille communale de densité. Cette approche élargit le nombre de communes dites « rurales » qui représentent désormais 88 % des communes en France et 33 % de la population.

Carte n° 7 : Nombre de mètres linéaires de réseaux BT par habitant et par commune (en mètres par habitant) en 2020



Source : Cour des comptes d'après les données disponibles sur l'open data de l'agence ORE portant sur 14 GRD.

La redéfinition du périmètre d'électrification rurale et donc de celui des maîtrises d'ouvrage, qu'impliquerait la détermination de nouveaux critères d'éligibilité, devrait conduire à reconsidérer le montant de l'enveloppe financière allouée au Facé au regard des besoins des territoires concernés. Elle devrait également prendre en considération les effets des modifications de périmètre sur la régulation financière accordée dans le cadre du TURPE à Enedis. Lors de l'examen des scénarii envisagés en 2019, Enedis avait estimé que l'application de la grille communale de densité aurait pour conséquence une réduction de 20 % des communes du périmètre urbain, mettant en risque 80 M€ annuels d'investissement d'Enedis (1 M€ correspondant à 1,8 ETP environ), générant une baisse immédiate de 2,7 % du TURPE³⁷ et une perte de recettes pour l'entreprise estimée autour de 0,275 Md€ en moyenne par an sur la période 2021-2024.

En définitive, les difficultés à appliquer aux communes fusionnées les critères d'éligibilité aux aides du Facé éclairent les insuffisances de ces derniers, basés uniquement sur le nombre d'habitants. Le décret du 10 décembre 2020 n'a pas permis la clarification de ces critères. Leur redéfinition semble donc nécessaire à la Cour, même si les choix à réaliser ne

³⁷ Liée à la reprise au passif des droits des autorités concédantes sur les biens à renouveler (amortissements du financement du concédant et provisions pour renouvellement).

relèvent pas de sa compétence mais de celle des autorités politiques. Pareil ajustement nécessite une concertation approfondie entre les acteurs concernés, en ayant conscience du fait que tout ajustement aura inéluctablement des effets favorables pour certains et défavorables pour d'autres. Une période de transition pour l'application des nouvelles dispositions sera ainsi vraisemblablement à prévoir.

Recommandation n° 1. (DGEC, 2024) : Redéfinir, en concertation avec les AODE et les GRD, les critères d'éligibilité des communes aux aides du Facé et ajuster l'enveloppe allouée au Facé au nouveau périmètre d'électrification rurale ainsi défini.

2.2.2 Une répartition des dotations comportant des anomalies

Les dotations du programme principal sont réparties entre les départements selon des critères fixés par un arrêté du ministre chargé de la transition énergétique, en l'occurrence [l'arrêté du 13 avril 2021](#) pris en application du décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale. Ces critères ont évolué par rapport au précédent arrêté datant de 2013 (cf. annexe n° 7) sur trois points principaux :

- les droits à subvention alloués au titre du sous-programme *Renforcement* sont majorés de 20 % pour les territoires d'Outre-mer ;
- le sous-programme *Extension* est réparti en fonction de critères propres et non plus au prorata du sous-programme *Renforcement* ;
- le sous-programme *Sécurisation des fils nus* unifie deux sous-programmes antérieurs dont l'un était spécifiquement consacré aux fils nus de faible section.

Ces modifications sont bienvenues et correspondent à des préconisations issues tant du rapport d'information du Sénat de 2017³⁸ que de précédentes observations de la Cour des comptes. Néanmoins, les critères de répartition soulèvent deux types d'interrogations.

Comme déjà évoqué *supra*, la répartition des dotations par la mission du financement de l'électrification rurale au ministère chargé de la transition énergétique souffre d'anomalies importantes liées à l'absence de fiabilité des informations consolidées dans les conférences d'inventaire biennales. L'absence de contrôles (entre inventaires et entre départements) par les équipes de la mission du financement de l'électrification rurale ne permet pas de prévenir les incohérences introduites dans la répartition des droits à subvention, majorant ou minorant de manière induite les droits de certains départements.

La volonté affichée de péréquation entre territoires, traduite dans les règles de répartition, se heurte ainsi aux insuffisances des données remontées et du contrôle de ces informations.

Par ailleurs, l'estimation du nombre de départs mal alimentés (DMA), au cœur de la répartition du sous-programme *Renforcement*, qui représente près de 50 % des aides, et

³⁸ Sénat, [Le FACÉ : un outil indispensable mais perfectible au service de la qualité de l'électricité dans le monde rural](#), rapport d'information de M. Jacques Genest, 2017.

l'appréciation portée sur l'état du réseau de distribution font débat. Afin de disposer d'un système d'évaluation homogène au plan national, le fonctionnement du réseau et le nombre des DMA sont modélisés par l'outil « GDO-SIG » d'Enedis. Un modèle statistique détermine ainsi de manière théorique les chutes de tension sur le réseau. Cette estimation est soumise aux AODE qui peuvent demander des corrections dans le cadre des inventaires Facé. Plusieurs y procèdent à la suite de réclamations de clients ou d'élus, qui les conduisent à réaliser des enregistrements directs sur le réseau pour confirmer ou infirmer ces insuffisances du réseau.

En 2018, à la suite de réflexions menées en concertation avec des représentants de la FNCCR et des autorités concédantes, Enedis a modifié ce modèle statistique, avec une nouvelle version baptisée « Érable », pour prendre en considération d'une part la croissance de la production décentralisée d'électricité injectée sur le réseau et d'autre part les premières informations issues des compteurs communicants Linky. Ce changement de méthode s'est traduit par une multiplication par 3,6 du nombre de clients mal alimentés et par une multiplication du nombre de départs mal alimentés par trois en zone rurale et par quatre en zone urbaine.

Par ailleurs selon Enedis, le taux d'apparition de nouveaux DMA serait de 30 % chaque année. La Cour s'étonne de ce taux très important qui mériterait de plus amples explications.

Enfin, Enedis a précisé à la Cour que *« le modèle sera encore amélioré à court terme, grâce à l'actualisation, sur la base de consommations individuelles enregistrées en courbe de charge par Linky, des profils de consommation des clients raccordés en basse tension et de puissance inférieure à 36 kVA. Cette évolution importante, qui nécessite des études approfondies et doit être réalisée dans le strict respect des données à caractère personnel, est prévue au plus tard dans le courant de l'année 2024. »*

Cette fiabilisation des indicateurs relatifs à la résilience du réseau doit aussi concerner les postes de transformation, dont le nombre de postes en contrainte entre depuis 2021 dans le calcul de la répartition des droits à subvention du sous-programme *Renforcement*, ainsi que la durée moyenne de coupure (critère B) que certaines AODE remettent en question.

L'absence de fiabilité des données relatives à la qualité de l'électricité sur le réseau remet en question la pertinence de l'attribution des dotations. Il est indispensable que le déploiement en cours des compteurs communicants permette de dépasser la seule estimation statistique et d'exploiter les données constatées et observées sur le réseau, notamment pour les excursions de tension et pour l'appréciation des durées et fréquences des coupures. Il convient néanmoins de prendre en considération le calendrier échelonné et différencié de déploiement selon les GRD³⁹ et de prévoir la prise en compte de ces données pour le prochain TURPE comme le propose la CRE, c'est-à-dire en 2025/2026, ce qui nécessite d'arrêter les solutions techniques à l'horizon 2024.

Recommandation n° 2. (DGEC, Enedis, EDF-SEI, CRE, 2024) : Identifier les clients mal alimentés, les durées et fréquences des coupures et les postes de transformation « en contrainte » en exploitant les données issues des compteurs communicants.

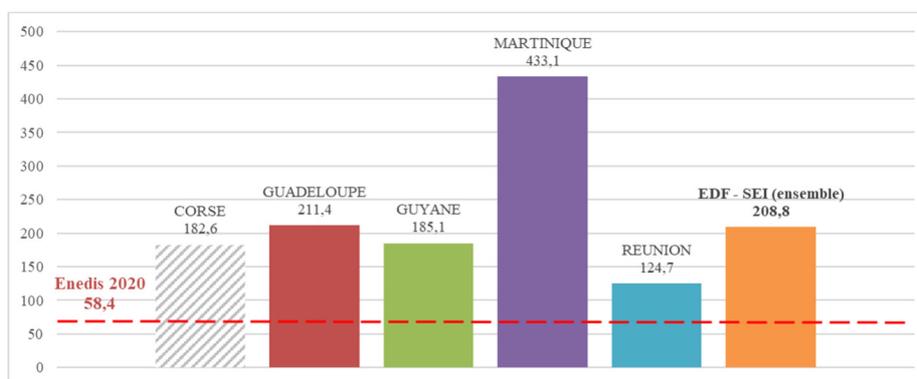
³⁹ À fin 2021, 90 % des compteurs d'Enedis était un compteur communicant alors que la cible de déploiement pour EDF SEI est de 83 % en 2024 pour les ZNI et que les autres ELD de métropole prévoient un déploiement progressif jusqu'en 2025/2026.

2.2.3 Une meilleure prise en considération de l'insularité et des spécificités des Outre-mer aux résultats encore limités

Lors de son précédent contrôle, la Cour avait relevé que le Facé n'était pas adapté aux besoins importants des territoires ultramarins. Elle mettait en évidence la faible consommation des crédits alloués aux AODE ultramarins et pointait le manque d'adaptation du dispositif aux spécificités de ces territoires. Car comme pour toutes les zones non interconnectées au réseau continental, les caractéristiques géographiques et climatiques des territoires ultramarins, ainsi que la petite taille de leurs systèmes électriques, imposent de nombreuses contraintes au réseau électrique et empêchent toute mutualisation des risques. Ainsi, ces territoires, dynamiques sur un plan démographique, sont très vulnérables aux incidents et défaillances.

La densité de clients par kilomètre de réseau basse tension est supérieure à celle observée en métropole, en moyenne 60 clients par kilomètre de réseau basse tension, et le réseau BT y est davantage aérien 64,1 % pour le réseau BT. Le réseau HTA est souterrain pour sa part à 69,7 %⁴⁰. La durée annuelle moyenne de coupures des clients du réseau basse tension, hors événements exceptionnels fréquents Outre-mer, est enfin déjà très supérieure à la moyenne observée par Enedis sur le territoire métropolitain.

Graphique n° 2 : Durée annuelle moyenne de coupure des clients BT dans les zones non interconnectées où EDF-SEI opère en 2020 (critère B HIX en minutes)



Source : Cour des comptes d'après les données d'EDF-SEI.

Ces territoires sont confrontés à d'autres défis que ceux identifiés en métropole. Ils ont pour objectif d'atteindre leur indépendance énergétique en 2030 et sont engagés dans un processus de transition énergétique qui fait un très large appel aux énergies renouvelables, nécessitant le développement des moyens gérant leur intermittence (batteries, réseaux intelligents, etc.). Chaque territoire ultramarin reste néanmoins spécifique et s'est doté d'une programmation pluriannuelle de l'énergie propre.

⁴⁰ Données d'EDF-SEI pour les départements de Guadeloupe, Martinique, Guyane, La Réunion, Saint-Barthélemy et Saint-Martin.

Compte tenu de ces particularités, plusieurs des préconisations de la Cour émises en 2017 ont été mises en œuvre :

- un montant de 1 M€ de droits à subvention a été réservé au profit de la Guyane à titre exceptionnel, chaque année de 2017 à 2020, au vu de la croissance démographique de ce territoire et de la persistance d'une population non raccordée à l'électricité ; cette logique d'attribution exceptionnelle démontre une souplesse réelle du Facé qui avait déjà été mise en œuvre à travers l'octroi d'un programme exceptionnel d'investissement au profit de la Corse, pour laquelle la contribution de l'État s'est élevée à 15,4 M€ entre 2016 et 2020 ;
- surtout, la réforme introduite par le décret de 2020 a :
 - o redéfini les critères du sous-programme *Extension* de façon à être plus favorable aux territoires à forte dynamique démographique, à l'image de la Guyane ;
 - o introduit pour le calcul des droits à subvention du sous-programme *Renforcement* un coefficient de majoration de 20 % pour les territoires ultramarins, reflétant les surcoûts constatés dans leurs opérations de travaux.

Par ailleurs, entre 2018 et 2020, grâce aux reliquats disponibles, 17,5 M€ d'autorisations d'engagement ont été alloués à Saint-Martin et 9,8 M€ à Saint-Barthélemy pour tirer les conséquences de l'ouragan Irma de 2017 et financer un programme triennal d'enfouissement des lignes et de protection des postes de transformation⁴¹.

Ces évolutions bienvenues et cette capacité de mobilisation du Facé traduisent un souci réel de mieux adapter le Facé aux enjeux énergétiques des territoires ultramarins.

Mais les résultats restent contrastés à ce jour : le niveau de consommation des enveloppes spécifiques du programme 794 consacrées aux zones non interconnectées ou aux actions de maîtrise de la demande en énergie reste ainsi extrêmement faible. Compte tenu des retraits d'engagement, entre 2015 et 2020, seuls 5,78 M€ ont été engagés au titre du sous-programme *Installations de proximité en zones non interconnectées* sur 22 M€ d'autorisations de programme votées, même si d'importantes sommes sont réservées pour le projet du cirque de Mafate. Et seulement 1,9 M€ de crédits de paiement ont été décaissés. Surtout, parmi les crédits engagés, l'essentiel, à savoir 4,8 M€, l'est au profit du seul syndicat d'énergie de La Réunion.

L'électrification du cirque de Mafate à La Réunion

Composé d'une dizaine d'îlets, dont chacun comprend un ou plusieurs gites d'étapes et des installations de ravitaillement et d'acheminement pour les secours, le cirque de Mafate héberge 300 familles, soit environ 1 000 habitants. Le syndicat intercommunal d'électricité de la Réunion (Sidelec) s'est engagé dans un programme d'électrification, visant à remplacer les générateurs et batteries existants vieillissants du cirque, dont une partie sont des générateurs diesels.

Le programme d'électrification comprend 262 opérations (installation photovoltaïques individuelles, micro-réseaux, stockage hydrogène, etc.) pour un coût total estimé de 17,3 M€ (mise à jour de septembre 2020). 84 opérations dont 3 mutualisées de micro-réseaux étaient en cours de travaux ou d'instruction fin 2020. L'achèvement des travaux était alors prévu pour mai 2022, des retards importants ayant été

⁴¹ Cour des comptes, [La reconstruction de Saint-Martin et de Saint-Barthélemy après le passage de l'ouragan Irma](#), 2021.

pris du fait des difficultés à obtenir des autorisations d'urbanisme. À fin 2020, 110 dossiers avaient été instruits pour un montant total de subventions de 9,56 M€ dont 4,01 M€ avaient été engagés.

Par ailleurs, les AODE des territoires d'Outre-mer rencontrent beaucoup de difficultés pour consommer les crédits qui leur sont alloués, notamment sur le programme principal. À fin 2020, les reliquats de crédits de paiement sur le programme principal représentaient 41 % des engagements exécutés entre 2012 et 2020 pour le département de Mayotte, 40 % pour le syndicat de la communauté de communes de l'ouest guyanais, 34,6 % pour le syndicat départemental de la Guadeloupe, 25 % pour le Sidelec à La Réunion, alors que la moyenne nationale s'élève à 18,7 %. Mayotte, Saint-Barthélemy et la Martinique connaissent également des niveaux de retrait d'engagements 2012-2020 assez importants, respectivement 5,8 %, 4,5 % et 3,4 % pour une moyenne nationale de 1,2 %.

Ces difficultés à mobiliser puis à utiliser les crédits du Facé s'expliquent en partie par le manque d'ingénierie de certains syndicats, en particulier à Mayotte et en Guyane. La départementalisation des AODE dans un syndicat d'énergie se structure ainsi à peine en Guyane, avec difficulté, en dépit de l'appui des services de l'État et du gestionnaire de réseau.

L'effet de levier des aides du Facé n'est ainsi pas suffisant à lui seul pour déclencher les opérations particulières d'extension, de modernisation et de renforcement du réseau de distribution dont ont besoin les territoires ultramarins. Au vu de ces besoins et des difficultés et retards observés dans les opérations, la question de conserver une maîtrise d'ouvrage des AODE dans certains territoires devrait être posée dans le cadre de la réflexion sollicitée par la Cour sur les critères d'éligibilité. À cet effet, un rapprochement entre le ministère chargé de la transition énergétique et le ministère des Outre-mer devrait s'opérer alors que ce dernier n'est pas représenté au conseil à l'électrification rurale.

D'importants efforts ont été accomplis pour mieux adapter le Facé aux besoins des territoires ultramarins. Les résultats restent néanmoins décevants à ce jour au regard de moyens financiers alloués.

2.3 Une mobilisation du Facé au profit des besoins prioritaires du réseau de distribution à préserver

La transition énergétique en cours génère d'importants besoins d'investissements dans les territoires, en particulier en lien avec le développement attendu de la production décentralisée d'énergie renouvelable. Cette évolution nécessite d'assurer le renforcement et la sécurisation du réseau qu'il convient également d'adapter au changement climatique.

2.3.1 Les besoins du réseau public de distribution d'électricité : intégration des énergies renouvelables et modernisation

Selon le commissariat général au développement durable (CGDD), « *l'architecture du réseau électrique français [NDLR : transport et distribution], âgé en moyenne de 50 ans, est une résultante de l'histoire et s'explique par la concentration de la production dans un petit nombre d'installations, hydroélectriques puis nucléaires, à fortes puissances. Le maillage*

progressif du réseau lui a permis d'acquérir une grande résilience »⁴². Ce réseau est néanmoins confronté à deux défis : l'intégration importante d'une production décentralisée d'électricité renouvelable, essentiellement raccordée au réseau de distribution, et sa modernisation du fait de son vieillissement (câble à papier imprégné, postes électriques, etc.) et de son adaptation au changement climatique. Les travaux récents d'Enedis et de RTE éclairent ces enjeux.

En dépit du raccordement attendu de 9 millions de véhicules électriques, aucun bouleversement lié à l'évolution de la demande n'est attendu pour le réseau de distribution par Enedis⁴³. En effet, l'électrification des usages porterait surtout sur l'industrie, raccordée au réseau de transport, et l'amélioration de l'efficacité énergétique contiendrait la croissance du reste de la demande. RTE, dans le livret de son analyse sur les futurs énergétiques en 2050⁴⁴ consacré aux réseaux, confirme cette approche et estime, quel que soit le scénario, que 420 TWh transiteraient en 2050 par le réseau de distribution (au lieu de 376 TWh observés en 2020).

En revanche, s'agissant de l'offre, Enedis, estime que « *la production locale [d'EnR] sera déterminante pour le dimensionnement du réseau* »⁴⁵. En 2020, au périmètre d'Enedis, le réseau public de distribution d'électricité a accueilli 62,5 TWh de production décentralisée, soit 12,5 % de la production nationale (cf. annexe n° 2). Or, selon les scénarios de RTE, la part de la production recueillie pourrait représenter entre 25 et 50 % de la production nationale en 2050.

Initialement centré sur une fonction d'acheminement, le réseau de distribution devient bidirectionnel et devra prendre en compte les contraintes nées de l'intégration des productions EnR, déjà existantes et attendues en forte hausse. En 2020, 30 % de la production décentralisée a ainsi dû être refoulée sur le réseau de transport d'électricité faute d'adéquation avec la consommation locale.

En outre, comme la géographie d'implantation des EnR est différente de celle des lieux de consommation, apparaissent des besoins en raccordements, en créations et renforcements de lignes et de postes sources⁴⁶. Enedis estime ainsi qu'à l'horizon 2050, 40 à 80 % des postes sources pourraient être dimensionnés à la pointe d'injection et non de soutirage comme actuellement. Par ailleurs, du fait de l'intermittence de la production, l'intégration d'une part importante d'EnR exige davantage de moyens de flexibilités, en quantité et en diversité, pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Une croissance de l'optimisation des productions et consommations locales, grâce aux réseaux intelligents et autres usages des données, et un renforcement des capacités de stockage sont ainsi attendus.

⁴² Commissariat général au développement durable, [Les réseaux électriques \(lignes électriques, stockage stationnaire et réseaux intelligents\) : choix technologiques, enjeux matières et opportunités industrielles](#), décembre 2020.

⁴³ Enedis, [Éléments de prospective du réseau public de distribution à l'horizon 2050](#), juin 2021.

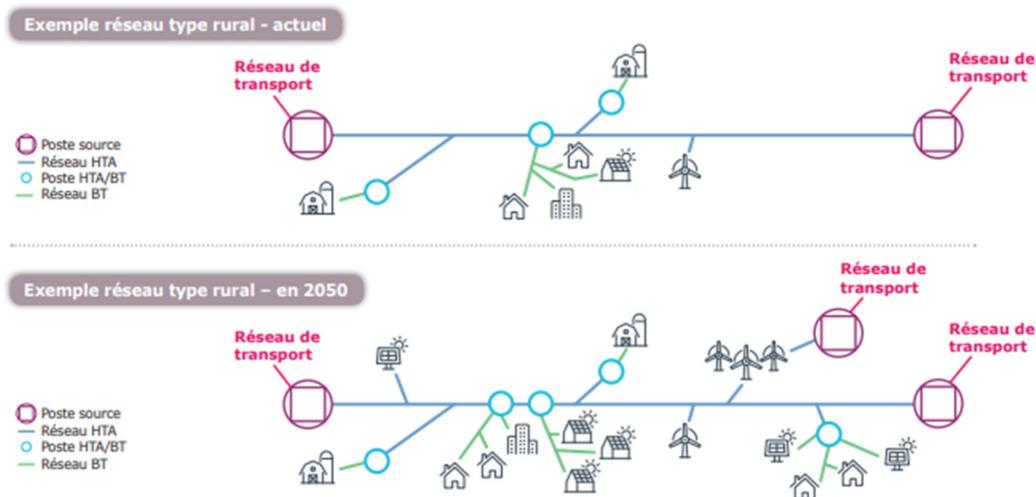
⁴⁴ RTE, [Futurs énergétiques 2050 – Les réseaux –](#), octobre 2021.

⁴⁵ Enedis, *ibidem*.

⁴⁶ Postes qui assurent l'interconnexion entre le réseau de transport et le réseau de distribution.

Schéma n° 3 : Évolutions attendues du réseau de distribution en milieu rural

Figure 10.29 Exemples schématiques de réseaux de distribution en 2050



Source : RTE, [Futurs énergétiques 2050 – Les réseaux](#) –, octobre 2021.

L'impact financier de l'adaptation du réseau de distribution à la transition énergétique est estimé pour la période 2020-2050, selon les scénarios d'Enedis, entre 1,5 et 2 Mds € par an et 6 à 8 Mds € par an⁴⁷. Les estimations de RTE, construites avec Enedis, sont conformes et « pourraient varier du simple au double, d'environ 2 Mds € par an en moyenne sur 30 ans pour N03 à environ 4 Mds € par an pour M0 »⁴⁸. Ces investissements s'ajoutent à ceux de modernisation et de renouvellement du réseau pour la période 2020 à 2050, « basés sur la trajectoire prévue actuellement par Enedis », à savoir entre 1,9 Md€ par an et 2,1 Mds€ par an⁴⁹.

Une profonde transformation du réseau de distribution d'électricité, à l'ampleur incertaine, est attendue d'ici à 2050. Elle affectera fortement les réseaux en milieu rural, davantage susceptibles d'accueillir de nouveaux moyens de production d'EnR.

2.3.2 Une ouverture du Facé aux enjeux de la transition énergétique jugée limitée par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité

Suite aux recommandations du sénateur Jacques Genest⁵⁰, [la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019](#) relative à l'énergie et au climat a modifié l'article L. 2224-31 du CGCT pour

⁴⁷ Enedis, *ibidem*. Données hors investissements des AODE.

⁴⁸ RTE, [Futurs énergétiques 2050 – Les réseaux](#) –, octobre 2021. Y compris investissements des AODE.

⁴⁹ RTE, *ibidem*.

⁵⁰ « Recommandation n° 16 : Élargir à terme les aides du FACÉ au soutien à la transition énergétique en milieu rural (rénovation de l'éclairage public, raccordement des énergies renouvelables, etc.). » Sénat, [Le FACÉ : un outil indispensable mais perfectible au service de la qualité de l'électricité dans le monde rural](#), rapport d'information de M. Jacques Genest, 2017.

permettre aux AODE de recevoir des aides « *pour la réalisation d'opérations exceptionnelles en lien avec le réseau public de distribution d'électricité qui concourent à la transition énergétique, présentent un caractère innovant et répondent à un besoin local spécifique.* »

Cet élargissement de l'objet des aides du Facé a donné lieu à la création, par le décret du 10 décembre 2020, de deux sous-programmes au sein du programme spécial attribué sur projet : l'un consacré à la transition énergétique et l'autre aux solutions innovantes. Chaque sous-programme a été doté à hauteur de 1 M€ en 2021⁵¹.

En matière de transition énergétique, les aides du Facé peuvent ainsi soutenir « *l'installation de dispositifs de stockage destinés à améliorer la qualité de l'alimentation électrique [...] ; le déploiement d'infrastructures de recharge pour véhicules électriques dans les territoires peu équipés ; le raccordement d'installation de production d'électricité renouvelable [...] dès lors qu'elles présentent un intérêt particulier pour le territoire ou un caractère innovant [...] pour les projets portés par une autorité organisatrice d'un réseau de distribution* »⁵². En matière de solutions innovantes, les aides peuvent soutenir « *des opérations visant à améliorer la qualité de service des réseaux de distribution d'électricité ou à réduire les émissions de gaz à effet de serre [...]* ».

La traduction réglementaire des termes de la loi de 2019 apparaît réductrice aux autorités organisatrices de la distribution d'électricité. Concernant l'ensemble du programme spécial (en incluant le sous-programme relatif à la maîtrise de la demande en énergie), la FNCCR considère que « *des opérations telles que les infrastructures de recharge des véhicules électrique (IRVE), des projets de micro-grids, la télégestion d'éclairage public ou des outils améliorant localement la connaissance de la capacité du réseau, sont éligibles au Facé* »⁵³.

Les projets de ces deux sous-programmes sont sélectionnés sur la base de critères permettant le respect de l'enveloppe qui leur est allouée. En 2021, aucun crédit n'aura toutefois été engagé sur le programme spécial à leur titre du fait du plan de relance.

Si la création récente de ces sous-programmes ne permet pas de porter une appréciation sur l'intérêt des opérations soutenues, l'allocation de crédits exceptionnels au titre du plan de relance à ce même objet conduit à de premières observations.

2.3.3 Le plan de relance : un test pour l'élargissement aux objets de la transition énergétique

Dans le cadre du plan de relance, une enveloppe de 50 M€ sur deux ans (35 M€ d'autorisations d'engagement en 2021 et 15 M€ en 2022) a été votée au profit de l'amélioration de la résilience des réseaux électriques et de la transition énergétique en milieu rural⁵⁴. La

⁵¹ Ministère chargé de la transition énergétique, [arrêté du 13 avril 2021](#) relatif à la répartition annuelle des montants d'aides pour l'année 2021 au bénéfice des autorités organisatrices de réseau de distribution d'énergie pour le financement des travaux d'électrification visés à l'article L. 322-6 du code de l'énergie.

⁵² Ministère chargé de la transition énergétique, [arrêté du 13 avril 2021](#) pris en application du décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale.

⁵³ FNCCR, réponse au questionnaire de la Cour des comptes.

⁵⁴ Au sein du programme 362 créé par la [loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021](#).

gestion des crédits a été adossée au Facé et un appel à manifestation d'intérêt, ouvert de fin 2020 à mai 2021, a permis le recensement de 200 projets représentant 321 M€ d'investissement.

Pour 2021, 7 M€ étaient attribués à un sous-programme *Sécurisation des fils nus*, 10 M€ à un sous-programme *Intempéries* et 18 M€ à deux sous-programmes de *Transition énergétique* et de *Solutions innovantes*. Ces sous-programmes et leurs critères de sélection ont fait l'objet d'une définition réglementaire *ad hoc*⁵⁵. Les crédits du plan de relance consacrés aux sous-programmes *Intempéries* et *Sécurisation* ont accru le nombre d'opérations soutenues au titre de l'année 2021 par le programme principal, avec des critères élargis.

Les crédits du plan de relance affectés à la transition énergétique et aux solutions innovantes ont pour leur part servi de test aux nouveaux objets du Facé. 136 projets représentant plus de 157 M€ d'aides avaient été initialement recensés, nécessitant un tri important selon leur maturité. Selon la direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), au 25 octobre 2021, 17,19 M€ de subvention avaient été alloués sur ce volet. L'analyse des dossiers retenus montre que les 2/3 des aides accordées concernent des bornes de recharge électriques, 8,7 % des installations de production d'électricité renouvelable, 5,8 % des projets de stockage. Un projet important de télégestion d'éclairage public représente par ailleurs à lui seul 7,4 %.

Pour 2022, ont été recensés 160 projets pour un montant de subventions de 60 M€ dans les thématiques des intempéries (13,7 M€), de la transition énergétique et des solutions innovantes (13,4 M€ pour les IRVE, 3,8 M€ pour les *smart grid* et stockages de régulation réseau et 0,9 M€ pour les raccordements EnR), des sites isolés (1,1 M€), et des ZNI (7,8 M€). La DGEC a obtenu en 2022 16,8 M€ de reports d'AE des programmes 793 et 794 pour financer ces projets et pouvoir affecter les 15 M€ du plan de relance à la régulation de l'éclairage public.

Les résultats de ces appels à projet démontrent l'appétence des collectivités locales pour la transition énergétique et l'importance de leurs besoins. Si les projets soutenus ne sont pas sans lien avec le réseau de distribution, leur nature (installations de recharge de véhicules électriques, raccordements d'EnR, dispositifs de stockage, télégestion de l'éclairage public) questionne la pertinence de l'élargissement du Facé alors que d'importants besoins de renforcement et de sécurisation seront à satisfaire d'ici 2050. Leur financement par les consommateurs via le TURPE et le Facé, ne va dès lors pas de soi alors que d'autres dispositifs de soutien publics existent déjà et pourraient être adaptés aux besoins des zones rurales.

La loi relative à l'énergie et au climat de 2019 précise de manière explicite que les AODE peuvent percevoir des aides du Facé dans le cadre de la transition énergétique « pour la réalisation d'opérations exceptionnelles ». De toute évidence, le Facé n'est pas en capacité de couvrir les très nombreux besoins d'investissement dans la transition énergétique et l'innovation, dont le lien avec le réseau de distribution basse tension est encore mal mesuré. Un retour aux priorités initiales et la stricte limitation des enveloppes destinées à ces nouveaux sous-programmes paraissent indispensables pour ne pas disperser le soutien du Facé.

⁵⁵ Ministère chargé de la transition écologique, [arrêté du 17 avril 2021](#) instituant des critères de sélection des projets susceptibles de bénéficier de financements au titre de la mesure « Amélioration de la résilience des réseaux électriques et transition énergétique en zone rurale » de la mission « Plan de relance » créée par la loi n° 2020-1721 du 29 décembre 2020 de finances pour 2021.

Recommandation n° 3. (DGEC, 2023) : Réserver les aides des nouveaux sous-programmes transition énergétique et solutions innovantes du FACE aux projets non couverts par d'autres programmes ou mesures de soutien public.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Si le Facé demeure le dispositif permettant de soutenir la qualité de la distribution d'électricité dans les communes rurales, d'importants écueils doivent être évités, alors que la réforme introduite par le décret de 2020 visait globalement à maintenir un statu quo.

La coordination des programmes d'investissement entre AODE et GRD, rendue nécessaire par le partage de la maîtrise d'ouvrage, est restée insuffisante jusqu'à ce jour, en dépit des dispositifs instaurés depuis de nombreuses années pour la favoriser. Or, comme l'indique RTE, face aux défis de la modernisation des réseaux, les « dispositifs de planification, incluant les gestionnaires de réseau, sont un facteur d'efficacité en permettant à la fois des mutualisations et des développements anticipés tout en limitant les risques de coûts échoués »⁵⁶. La relance de la coordination grâce aux nouveaux contrats de concession et aux démarches initiées dans le cadre du CSPDE est encourageante mais ses effets restent à observer.

La détermination des bénéficiaires des aides doit également être profondément revue. Avec près de 20 % des communes en situation dérogatoire, les critères d'éligibilité au Facé ne sont clairement plus adaptés et nécessitent une refonte, délicate à conduire, qui nécessitera vraisemblablement une phase de transition. Quant aux critères de répartition des aides, au-delà des multiples anomalies de gestion relevées par la Cour, le déploiement des compteurs communicants laisse entrevoir la possibilité de préciser, voire dépasser l'estimation statistique actuelle des défaillances du réseau et d'exploiter les données réelles. L'identification des principaux indicateurs de répartition des dotations par le biais de ces compteurs communicants serait une réelle avancée pour assurer une répartition des aides plus rationnelle et plus juste.

Ces évolutions quant à la détermination des bénéficiaires prioritaires des aides devront tenir compte des spécificités des territoires ultramarins et adapter le montant de l'enveloppe consacrée au Facé au regard des besoins des territoires concernés.

Enfin, la difficile rationalisation des investissements au profit des besoins prioritaires du réseau, qu'implique la démultiplication des maîtres d'ouvrage responsables des investissements, nécessite que les objectifs du dispositif restent limités en nombre. La Cour observe la profonde transformation du réseau de distribution attendue d'ici à 2050, notamment sous l'effet du développement de la production décentralisée d'électricité renouvelable. Les besoins des territoires devraient être très importants dans le cadre de cette transition. Au vu toutefois des besoins des réseaux, elle renouvelle son appel⁵⁷ à donner la priorité à l'affectation des aides du Facé aux besoins prioritaires du réseau public de distribution d'électricité, à

⁵⁶ RTE, *Futurs énergétiques 2050 – Les réseaux –*, octobre 2021.

⁵⁷ Cour des comptes, *Les aides à l'électrification rurale : un instrument de péréquation efficace, qui doit s'adapter à des nouveaux besoins*, rapport public annuel, février 2018. Recommandation n° 2 : « Centrer les financements du Facé sur les investissements prioritaires pour la qualité de la distribution d'électricité et la transition énergétique en diversifiant ses modalités d'attribution et en renouvelant ses règles d'intervention. »

savoir sa modernisation et son renforcement pour supporter l'injection de davantage d'EnR, ainsi que sa sécurisation.

3 UNE AMÉLIORATION DE LA GESTION DES AIDES DU FACÉ À CONSOLIDER

3.1 De nouvelles modalités de gestion pour accélérer la consommation des crédits

3.1.1 Rappel des nouvelles dispositions réglementaires de 2020

La réforme des règles du Facé, introduite par le décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020, vise une accélération de l'engagement des opérations et de la consommation des crédits de paiement. Pour ce faire, plusieurs dispositions ont été modifiées :

- les programmes prévisionnels de travaux doivent désormais être adressés avant le 30 septembre de l'année, et non le 31 décembre, pour prévenir les reports d'autorisations d'engagement associés à un envoi tardif des programmations ;
- le programme prévisionnel de travaux doit désormais être engagé dans l'année qui suit l'année de programmation et non plus dans les deux ans ;
- une plus grande fongibilité asymétrique à destination des sous-programmes *Sécurisation* et *Renforcement* ainsi que la fusion des sous-programmes concernant les fils nus ont été instaurés pour faciliter la consommation des droits à subvention – en 2021, 8,44 M€ ont été transférés par des AODE quasi exclusivement du sous-programme *Extension* vers les sous-programmes de *Renforcement* (7,78 M€) et de *Sécurisation* (0,66 M€) ;
- le montant de l'avance que les AODE peuvent solliciter a été porté à 20 % de la subvention notifiée, contre 10 % auparavant.

La mise en œuvre de ces règles est trop récente pour qu'une appréciation sur leurs effets puisse être portée. Elles devraient néanmoins *a priori* accélérer la consommation des crédits et concourir à une réduction des reports d'autorisations d'engagement et des restes à payer.

Enfin, pour renforcer l'incitation à la consommation des crédits, des pénalités pour non-consommation des crédits ont été prévues⁵⁸. Le taux de pénalité appliqué s'élève à 5, 10 ou 20 % des droits à subvention selon que le stock de crédits non consommés représente plus d'une et demie, deux ou trois années de droits à subvention. Les sommes précomptées sont redistribuées aux autres AODE. Ce dispositif de pénalités coexiste avec un dispositif de lissage, appliqué après celui des pénalités, veillant à ce que l'évolution annuelle des dotations reste dans un corridor de + / - 20 %.

En 2021, les pénalités pour stock de crédits appliquées aux droits à subvention ont concerné 27 départements pour un total de 4,7 M€. Mais, compte tenu de l'obligation de respecter un tunnel de 20 % d'évolution des dotations d'une année sur l'autre, sept départements

⁵⁸ Article 17 de l'arrêté du 13 avril 2021 pris en application du décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale. Des pénalités étaient auparavant appliquées, et ce jusqu'en 2018, en l'absence de tout fondement juridique, anomalie soulignée par la Cour à plusieurs reprises dans ses rapports sur le budget de l'État.

ont vu leurs pénalités effacées *de facto* à hauteur de 1,1 M€, soit un quart des pénalités appliquées. *A contrario*, pour 20 départements, après application des pénalités, il a fallu limiter de 6,5 M€ supplémentaires leurs dotations pour éviter une croissance trop vive. Enfin, pour 15 d'entre eux, représentant 5,8 M€, ce lissage est supérieur à la pénalité pour stocks de crédits, de telle sorte que, d'une part, il est probable que la réfaction liée au lissage aurait été probablement plus élevée en l'absence des pénalités et que, d'autre part, le montant définitif alloué à ces AODE diffère peu selon qu'il y ait eu ou non pénalités.

Le mécanisme de lissage est en effet particulièrement structurant. Il a conduit en 2021 à limiter la progression des droits à subvention de 52 départements pour plus de 17,5 M€, soit 5,2 % des enveloppes départementalisées, et à maintenir le niveau des droits à subvention de 43 départements pour plus de 23,27 M€, en réintégrant les pénalités pour stocks de crédits (4,7 M€) et pour non-regroupement (0,99 M€). Si ce mécanisme de lissage répond à une demande de stabilité des AODE, son application après la prise en compte des pénalités revient à annuler l'effet de ces dernières. Il paraîtrait ainsi utile d'une part d'appliquer les mécanismes de pénalités après répartition des droits à subvention, y compris lissage, de façon à garantir l'effectivité des sanctions, et d'autre part, au vu de leur montant réduit (1,7 % des dotations), d'affecter ces pénalités à la réduction du déséquilibre originel du CAS *Facé*. Comme le fait valoir le DGEC, il conviendrait toutefois d'accorder une vigilance particulière sur ce point à la situation de l'Outre-mer et d'adopter un traitement spécifique pour ces territoires, où doivent être pris en compte les difficultés de réalisation des chantiers et par voie de conséquence de consommation des crédits.

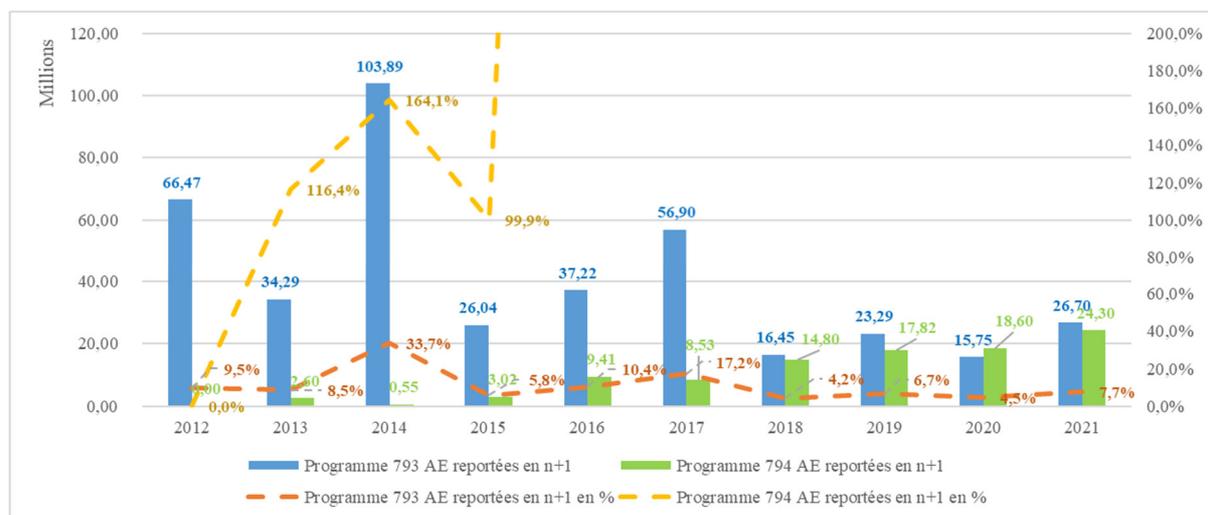
Recommandation n° 4. (DGEC, 2023) : Appliquer les mécanismes de pénalités, pour non-consommation de crédits et pour non-regroupement, après répartition des dotations et en affecter le montant à la réduction du déséquilibre du compte d'affectation spéciale.

3.1.2 Des reliquats de crédits non consommés encore importants

À fin 2021, les restes à payer du CAS *Facé* s'établissaient à 672,86 M€ soit près de deux années de programmation. Depuis 2015, ce montant est toujours resté supérieur à 600 M€. Deux phénomènes sont à distinguer : les reports d'autorisations d'engagement d'une part et la durée de consommation des crédits de paiement d'autre part.

En termes d'autorisations d'engagement, les reports observés depuis 2018 sont moins importants sur le programme 793 mais ils croissent de manière régulière sur le programme 794, en lien avec le projet déjà cité du cirque de Mafate. Selon la DGEC, les reports de 2021 sur 2022 sollicités s'élèveraient à 26,7 M€ sur le programme 793 et à 24,3 M€ sur le programme 794, soit une légère hausse par rapport à 2020. Sur ce point, les nouvelles règles de gestion rappelées ci-dessus n'ont donc pas encore eu d'effet.

Graphique n° 3 : Montants des reports d'autorisations d'engagement en n+ 1, par année et par programme, et poids de ces reports dans les autorisations d'engagement consommées en année n (hors retraits d'engagement), de 2012 à 2021 (en millions d'euros et en pourcentage)



Source : Cour des comptes. Note de lecture : 15,75 M€ d'autorisations d'engagement ont été reportées sur le programme 793 de 2020 sur 2021, représentant 4,5 % des autorisations d'engagement consommées en 2020 sur ce même programme. Pour le programme 794, le pourcentage devient trop important pour être matérialisé au vu des sommes reportées (18,6 M€ en 2020 sur 2021). Données 2021 provisoires fournies par la DGEC.

Par le passé, l'important volume de reports d'autorisations d'engagement a permis de mobiliser des ressources au profit d'actions exceptionnelles : financement du programme d'investissement pour la Corse (15,4 M€), financement de 27,3 M€ d'aides au profit des îles de Saint-Barthélemy et de Saint-Martin pour la reconstruction après le passage de l'ouragan Irma, etc. Si cette mobilisation a été positive, cette disponibilité de crédits laisse à penser que certains reports n'avaient alors pas de justification réelle et sérieuse.

Par ailleurs, la durée d'utilisation des crédits de paiement s'avère assez longue et la prévision budgétaire incertaine, le montant des reports de 2021 sur 2022 s'élevant à 355,4 M€.

Tableau n° 7 : Rythme moyen de consommation des subventions du Facé du programme principal pour les programmations 2013 à 2020 (en pourcentage des aides engagées)

	1ère année	2ème année	3ème année	4ème année	5ème année	6 année
Années de programmation 2013-2020	7,9%	40,1%	24,0%	15,6%	6,8%	0,5%

Source : Cour des comptes. La donnée est une moyenne pondérée pour chaque année de programmation de 2013 à 2020 des sommes décaissées en n, puis n+1, n+2, etc. L'année 2012 ne peut être prise en compte au vu des reliquats antérieurs non distingués dans le fichier de la DGEC utilisé « Crédits de paiement par AODE 793 ».

En dépit des reports d'autorisations d'engagement, qui ont pu être importants avant 2018, et des délais de consommation des crédits de paiement, peu de retraits d'engagement sont observés depuis la création du CAS Facé. De 2012 à 2020, ces retraits représentent à peine 1,2 % des engagements sur le programme 793 et 10,7 % sur le programme 794, soit 1,3 % sur l'ensemble du Facé. En effet, comme cela a déjà été indiqué, les dispositions réglementaires du

Facé permettent aux AODE pour les programmes fonctionnant sur la base de droits à subvention de modifier la programmation d'opérations initialement soumise jusqu'au dépôt de la demande de solde de subvention. De fait, les AODE pratiquent activement cet ajustement des programmations. Si cette pratique est autorisée sur un plan réglementaire, il apparaît contestable que des opérations présentées au stade des avances et acomptes, avec certification de début d'exécution, puissent ne plus justifier les soldes de programmation comme cela est constaté⁵⁹.

3.1.3 Un déséquilibre initial du compte d'affectation spéciale qui perdure

Lors de la transformation du Facé en 2012 en compte d'affectation spéciale et du transfert de gestion d'ERDF (Enedis depuis) vers l'État, 410 M€ d'autorisations d'engagement dites « techniques » ont été créées afin de reprendre les engagements antérieurs de subventions (395,6 M€ pour le programme 793 et 14,4 M€ pour le programme 794). Mais aucune ressource équivalente, nécessaire pour honorer ces engagements antérieurs, n'a alors été transférée au CAS *Facé* par le gestionnaire du dispositif d'aides.

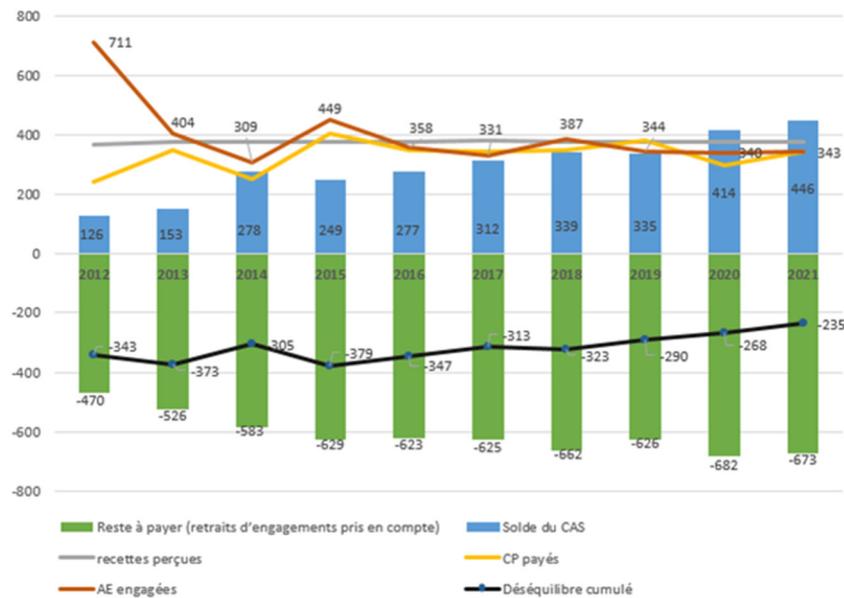
Cette situation constitue un héritage de la gestion antérieure du fonds. Comme la Cour l'avait observé dans ses contrôles antérieurs relatifs à la gestion du fonds d'amortissement des charges d'électrification⁶⁰, les aides notifiées chaque année, déterminant le niveau réel des engagements à honorer, n'étaient pas comptabilisées dans le compte de gestion, seules les participations effectivement versées l'étant. Les aides notifiées, supérieures aux aides versées chaque année, étaient uniquement inscrites sous forme d'engagements hors bilan, alors que « *l'orthodoxie comptable devrait conduire à l'inscription d'une provision pour charges induisant elle-même un report à nouveau négatif particulièrement important* ». Mais « *les responsables du FACE estimaient difficiles d'afficher un report à nouveau négatif égal au chiffre d'affaires annuel et que les inconvénients psychologiques de la solution préconisées l'emporteraient sur ces avantages* ». La Cour avait ainsi observé que depuis 1979 un montant important d'engagements, sans financement en contrepartie, s'était accumulé, résultant d'aides notifiées supérieures aux contributions acquittées. Ce montant cumulé était ainsi passé de 42,7 M€ en 1979 (0,28 Mds de francs) à 173 M€ en 1984 (1,134 Mds de francs), 248 M€ en 1995 (1,627 Mds de francs) et 395 M€ en 2001, montant proche de celui observé en 2011.

Dès sa création en 2012, le CAS *Facé* connaissait donc un déséquilibre, estimé à 343,5 M€ et qui subsiste en 2021 à hauteur de 234,5 M€. Il a donc été réduit de moins d'un tiers après dix ans d'exécution budgétaire du CAS.

⁵⁹ Lors de l'examen des programmes de renforcement 2017 de cinq AODE, la Cour a relevé par exemple que les opérations du SYANE sur les communes de Feigères et de Nancy / Cluses présentées lors de la demande d'avance n'apparaissent plus lors de l'état justificatif du solde, tout comme une opération du SDE 29 à Lopérhet pour l'alimentation d'un EPHAD à Linglas Izella présentée lors de la demande d'acompte de 2018.

⁶⁰ Cour des comptes, *Rapport particulier sur les comptes et la gestion du fonds d'amortissement des charges d'électrification – Exercices 1985 à 1995, 1997 et Rapport particulier sur les comptes et la gestion du fonds d'amortissement des charges d'électrification – Exercices 1996 à 2001, 2002.*

Graphique n° 4 : Recettes perçues, AE engagées (REJB déduits), CP payés, restes à payer, solde et déséquilibre du CAS Facé au 31 décembre de l'année de 2012 à 2021 (en millions d'euros)



Source : Cour des comptes, données 2021 fournies par la direction du Budget dans le cadre de la NEB 2021.

Pour résorber ce déséquilibre originel, les parlementaires ne votent depuis 2018 que 360 M€ de dépenses au titre du CAS Facé, et non 377 M€, niveau conservé pour la contribution des GRD. En prenant en considération les retraits d'engagements qui ne font pas l'objet d'un réemploi, à fin 2020, environ 12 années seraient nécessaires pour la résorption du déséquilibre.

Ce délai est excessif. La Cour rappelle sa recommandation itérativement formulée dans ses rapports sur le budget de l'État d'approuver un plan pluriannuel d'apurement de ce déséquilibre.

3.1.4 Un processus de recouvrement des recettes encore incertain

Lors de son précédent contrôle, la Cour avait constaté des écarts entre les recettes votées au titre de la contribution des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et les recettes recouvrées par la direction générale des finances publiques (DGFIP), justifiant une communication du Parquet général près la Cour des comptes le 12 janvier 2017. D'après la réponse de la DGFIP à cette communication, les écarts observés s'expliquaient par des erreurs déclaratives, par des décalages entre années civiles des encaissements effectifs et par la dichotomie existante entre le calcul du taux annuel de contribution (devant aboutir à une ressource de 377 M€) établi par la DGEC au vu des données qui lui sont fournies par les GRD

et le recouvrement assuré par les comptables publics de la DGFIP « *comme en matière de taxe sur le chiffre d'affaires* »⁶¹ sur la base des déclarations de TVA des GRD.

Pour remédier à ces lacunes, un protocole spécifique avait été signé en septembre 2016 pour permettre la transmission de la DGEC à la DGFIP des données d'identification et d'assiette des redevables de la contribution du Facé. Ce protocole prévoyait une transmission annuelle en juillet des données pour vérifier la cohérence des recettes recouvrées avec les contributions estimées par la DGEC. Par ailleurs, la DGFIP avait procédé à la modification de ses formulaires déclaratifs pour limiter les risques d'erreur. En revanche, en dépit du souhait formulé par la Cour de mettre un terme aux notifications de contribution aux GRD, source de confusion, la DGEC a maintenu son courrier annuel d'information.

Or, des écarts importants entre les recettes votées et les recettes recouvrées sont de nouveau observés en 2019 et en 2020. Et à l'issue de l'instruction de la Cour, aucune explication pour justifier ces écarts n'a été fournie par la DGEC ou la DGFIP.

En pratique, le protocole signé en 2016 entre la DGEC et la DGFIP n'a pas été mis en œuvre. Entre 2016 et 2020, aucune information relative aux données d'identification et d'assiette n'a été transmise par la DGEC à la DGFIP. À la suite du déficit de recouvrement de 1,5 M€ observé en 2020, la DGEC a néanmoins saisi la DGFIP en octobre 2021. Les services concernés de la DGFIP travaillent désormais à expliciter cet écart. Les droits de reprise pour cette contribution courant sur trois années, des régularisations sont possibles⁶². La DGEC a indiqué à la Cour que « *grâce aux efforts de coordination entre la DGEC et la DGFIP, la recette perçue au titre de l'année 2021 a été très proche de l'objectif fixé.* »

Si la DGEC et la DGFIP semblent avoir relancé leurs efforts de coordination, le processus de recouvrement des contributions du Facé n'a toujours pas été sécurisé entre 2016 et 2020 et des écarts dans les montants de contribution recouverts restent à justifier. Ce processus de recouvrement s'avère néanmoins complexe pour un montant global somme toute limité.

Tableau n° 8 : Écarts constatés entre contributions votées et « appelées » par la DGEC et contributions encaissées par la DGFIP de 2012 à 2021 (en millions d'euros)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Contributions votées	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00
Contributions "appelées"	376,75	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00	377,00
Contributions encaissées	376,46	376,45	376,32	375,19	376,89	378,49	376,85	377,97	375,52	376,81
Déficit (votées - encaissées)	0,54	0,55	0,68	1,81	0,11	-1,49	0,15	-0,97	1,48	0,19

Source : Cour des comptes. Les données relatives aux recettes recouvrées pour la période 2012-2016 correspondent à celles communiquées par la DGFIP en réponse à la communication du Parquet général de la Cour des comptes du 12 janvier 2017 (source R90 Médoc selon cette même réponse). Les données relatives aux recettes encaissées pour la période 2017 à 2021 ont été fournies par la DGFIP lors de l'instruction.

⁶¹ [Article L. 2224-31 du CGCT](#). [L'instruction de la DGFIP n° 3 P-2-12 du 29 mars 2012](#) précise les modalités déclaratives.

⁶² Selon [l'article 176 du livre des procédures fiscales](#), « Pour les taxes sur le chiffre d'affaires, le droit de reprise de l'administration s'exerce jusqu'à la fin de la troisième année suivant celle au cours de laquelle la taxe est devenue exigible [...] »

À défaut de simplifier les dispositions relatives au recouvrement des contributions, il revient à la DGFIP et à la DGEC de s'assurer de la mise en œuvre effective des actions décidées en 2016.

Recommandation n° 5. (DGEC, DGFIP, 2023) : Appliquer les dispositions du protocole établi en 2016 pour améliorer le recouvrement des contributions.

3.2 Un nouveau système d'information destiné à simplifier la gestion des aides

3.2.1 Des coûts de gestion limités

La mission du financement de l'électrification rurale (MFR) de la DGEC au ministère chargé de la transition énergétique est responsable de la gestion du dispositif du Facé. Cette mission, d'un format réduit à cinq agents du ministère⁶³, assure l'exercice de l'ensemble des missions : conception et évolutions réglementaires du Facé, secrétariat du conseil pour l'électrification rurale, collecte des données des inventaires biennaux, calcul des droits à subvention pour les sous-programmes concernés, appréciation de l'éligibilité des subventions pour les autres sous-programmes, gestion et contrôle des subventions.

Depuis le dernier contrôle de la Cour, le MTE a mis fin à la convention qui le liait à Enedis depuis 2012 pour la mise à disposition d'agents qui assuraient auparavant ces mêmes missions. La Cour estimait en effet d'un part que cette convention était irrégulière et d'autre part que les coûts moyens des personnels mis à disposition étaient trop élevés pour les missions exercées.

Les coûts de gestion du Facé, bien qu'incomplets dans le tableau ci-après, sont en conséquence minimes, à hauteur de 0,2 % des sommes engagées pour l'ensemble du Facé. Pour retracer ces coûts de gestion, les rémunérations des personnels du ministère ont été pris en compte bien qu'ils ne soient pas imputés sur le CAS *Facé*, conformément aux dispositions budgétaires en vigueur, à la différence des remboursements des mises à disposition effectuées auparavant au profit d'Enedis. Cette internalisation a donc libéré des crédits pour les programmes de subvention. Enfin, parmi ces coûts, depuis 2018, une part notable est consacrée au système d'information du Facé. Intégrant d'importants coûts liés au développement de la solution logicielle, ces coûts devraient être moindres à l'avenir.

⁶³ Un(e) responsable de la mission, un adjoint(e), deux gestionnaires de dossiers et un(e) contrôleur.

Tableau n° 9 : Coûts de gestion partiels du Facé de 2012 à 2020 (autorisations d'engagement consommées par année en euros)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2012-2020
Conception du SI Facé							149 548	377 082	310 703	837 334
Frais de fonctionnement	18 245	83 452	72 975	40 171	32 378	31 217	1 726	7 678	5 846	293 687
Rbt des mises à disposition ENEDIS		1 621 777	320 960	1 007 046	294 162	727 881	151 748			4 123 573
<i>Sous-total : frais sur 793</i>	<i>18 245</i>	<i>1 705 229</i>	<i>393 935</i>	<i>1 047 217</i>	<i>326 539</i>	<i>759 098</i>	<i>303 022</i>	<i>384 761</i>	<i>316 549</i>	<i>5 254 594</i>
Salaires Etat				87 030	111 555	102 449	255 583	317 742	368 961	1 243 321
Coût de gestion	18 245	1 705 229	393 935	1 134 248	438 094	861 547	558 606	702 503	685 509	6 497 916
<i>% du FACE engagé dans l'année</i>	<i>0,0%</i>	<i>0,4%</i>	<i>0,1%</i>	<i>0,3%</i>	<i>0,1%</i>	<i>0,3%</i>	<i>0,1%</i>	<i>0,2%</i>	<i>0,2%</i>	<i>0,2%</i>

Source : Cour des comptes. Note de lecture : les coûts de gestion du dispositif ne comprennent pas les quotes-parts des personnels du bureau des affaires financières et de la logistique de la DGEC et du CBCM du ministère, nécessaires à la gestion financière des aides, ni les équivalents temps plein des AODE utiles à la gestion administrative et financière du dispositif. L'intégration de ces temps ne modifierait toutefois probablement pas le caractère modeste des coûts de gestion de ce dispositif d'aides.

Le coût de gestion du dispositif est donc modeste au regard de l'activité de gestion du fonds. En fin d'année 2021, la MFR estimait à 2 042 le nombre d'engagements juridiques actifs (droits à subvention par AODE ou subvention individuelle pour les sous-programmes concernées) sans prendre en compte les subventions spécifiques liées au plan de relance. Le nombre d'opérations sous-jacentes est bien plus élevé puisque ce sont des programmes entiers d'opérations qui sont soumis à l'équipe de la MFR dans le cadre des sous-programmes fonctionnant avec des droits à subvention. Dans ces conditions, l'activité de la MFR est contrainte et le ministère a choisi de faire développer un système d'information consacré aux aides du Facé pour simplifier la gestion des aides.

3.2.2 Une mise en service difficile du nouveau système d'information

Le développement d'un système d'information pour le Facé s'est inscrit dans le marché de tierce maintenance applicative (TMA) passé en 2017 par le service du numérique du ministère chargé de la transition énergétique, marché dont le terme expirait en octobre 2021. Atos Intégration était titulaire du lot 2 (zone géographique sud) de cet accord-cadre, organisé sous la forme d'un marché sans montant minimum ou maximum. Atos a ainsi été sollicité pour réaliser ce SI-Facé, dont le coût prévisionnel de développement s'élevait à 0,3 M€ TTC et dont la date de mise en production était fixée au 1^{er} janvier 2020.

Le recours à un marché de tierce maintenance applicative pour la conception d'un nouveau système d'information est surprenant. Si le marché de TMA prévoyait bien la possibilité d'assurer le développement de nouvelles applications, l'article 1.3 du cahier des clauses techniques particulières excluait expressément le développement de nouvelles applications de grande taille dont le coût de développement prévisionnel excéderait 0,5 M€ TTC.

Entre 2018 et 2021, 20 bons de commande ont été émis sur ce seul marché de TMA, pour un montant total de plus de 0,823 M€ TTC, dont 0,609 M€ TTC pour la version initiale de l'application. L'exécution effective du marché pour ce projet a ainsi conduit à dépasser le seuil fixé dans l'article 1.3 du CCTP du marché.

Par ailleurs, des prestations complémentaires ont été sollicitées, auprès d'autres prestataires, dans le cadre de ce projet. Au total, à fin 2021, les commandes pour développer et mettre en service cette nouvelles application représentent un coût de 1,021 M€.

Le développement et la mise en œuvre de ce SI-Facé ont connu plusieurs aléas. La première version testée a révélé des anomalies nécessitant des corrections conséquentes. Puis avant toute mise en production, le développement d'une deuxième version a été nécessaire pour prendre en considération les modifications apportées aux dispositions réglementaires du Facé en 2020 ainsi que la mise en œuvre du plan de relance.

D'importants retards et surcoûts par rapport au projet initial sont ainsi observés. La deuxième version du nouveau système d'information (V2) n'a en définitive été mise en service que le 13 février 2021, alors que le terme initial du projet était fixé à janvier 2020. L'examen de l'exécution des bons de commande associés à ce projet informatique soulève de nombreuses interrogations, en particulier s'agissant de l'absence de réserves émises sur les prestations fournies alors que de multiples difficultés de mise en œuvre semblent avérées.

L'année 2021 a été consacrée à la mise en production de cette version, à la formation des utilisateurs et à l'ajustement des fonctionnalités au regard des conditions réelles d'exploitation de l'application, notamment la fiabilisation de l'interface avec Chorus. D'importantes difficultés sont observées cette même année, nécessitant des arrêts de fonctionnement, en particulier en raison de la spécificité de l'intégration des opérations par projet, en partie incompatible avec Chorus. Cette situation a engendré d'importants retards sur les opérations du plan de relance et a pu gêner la consommation des crédits de l'exercice 2021.

Les fonctionnalités de l'outil mis en service permettent à ce jour de dématérialiser la procédure d'échange de documents entre les AODE et la MFR. Les appréciations des AODE consultées dans le cadre de l'instruction sont contrastées quant à ce SI-Facé. Elles soulignent les gains liés à la dématérialisation des échanges de documents et apprécient de pouvoir consulter directement le suivi de l'avancement de leurs dossiers. Mais elles regrettent l'absence d'outils de pilotage global adapté, les anomalies et retards sur les dossiers du plan de relance et en définitive le peu d'apports réels de cet outil à la gestion du dispositif Facé.

Le système d'information développé ne permet ni d'assurer un pilotage budgétaire adéquat des enveloppes du Facé et de leur niveau d'exécution (aucun tableau de bord global à ce jour pour la MFR ou pour les AODE, aucun outil de planification des versements de crédits de paiement), ni d'assurer un suivi précis des opérations individuelles financées par le Facé et de leurs effets en termes de qualité de la distribution d'électricité (pas de renseignement à l'opération et pas de données obligatoires relatives aux réalisations associées à la subvention). Par exemple, il n'est ainsi pas possible de contrôler automatiquement qu'une même opération n'a pas déjà fait l'objet d'un subventionnement du Facé au titre des années antérieures.

Au regard de son coût et de ses délais de développement et d'implantation, les fonctionnalités de l'outil SI-Facé sont décevantes. Par ailleurs, les modalités d'achat retenues par le service numérique du MTE, à savoir des bons de commande successifs à chaque étape du projet, n'ont pas protégé les intérêts de l'État en matière de maîtrise des délais et des coûts de ce projet informatique.

3.3 Des données toujours lacunaires pour apprécier l'efficience du Facé

Depuis 2013 et les premières notes d'exécution budgétaire sur le CAS *Facé*, la Cour appelle de ses vœux un renforcement du contrôle et du suivi des opérations soutenues par les aides du Facé afin de mieux en connaître et en maîtriser les coûts. Lors de son dernier contrôle des comptes et de la gestion, la Cour avait ainsi formulé la recommandation de « *constituer une base de données sur l'efficacité et les coûts des travaux pour améliorer la démarche de performance* ». Mais près de dix ans après la transformation du Facé en CAS, peu de progrès sont observés en la matière. La question de l'efficience du Facé, et indirectement de l'efficacité des investissements réalisés sous maîtrise d'ouvrage des AODE, reste ainsi posée.

3.3.1 Des contrôles limités

Une seule personne de la MFR se consacre aux activités de contrôle qui sont donc limitées au regard du nombre d'opérations soutenues. Le contrôle d'une vingtaine de départements par an est programmé, soit un rythme théorique d'un contrôle tous les cinq ans. Néanmoins, les changements de personnes et la crise sanitaire ont fortement affecté ce cycle. De 2018 à 2021, seuls 46 départements ont fait l'objet d'un contrôle. Ces contrôles sont en revanche précis en matière de pertinence de l'opération et d'éligibilité des travaux réalisés⁶⁴. Des rapports de visite sont établis à l'issue de chaque contrôle et depuis 2018 un rapport annuel est présenté au conseil pour l'électrification rurale.

D'après les bilans examinés par la Cour, les principales incohérences relevées par les contrôles portent sur des dépenses liées à l'éclairage public intégrées à tort dans les opérations soutenues par le Facé. Toutefois, les écarts seraient minimes. De manière générale, aucune demande de remboursement n'a été formulée, en dehors de celle validée par le conseil à l'électrification rurale en 2018 envers le syndicat de Mayotte, pour 52 000 € au titre d'une surfacturation pratiquée par une entreprise. Le ministère n'a pas pu préciser à la Cour lors de l'instruction si son recouvrement avait été réellement mis en œuvre.

Ces contrôles ne portent que sur un échantillon restreint d'opérations, une quinzaine par département. Les opérations de contrôle s'effectuent ainsi sur un périmètre limité, à savoir dans l'hypothèse la plus favorable, un peu plus de 300 opérations par an sur un nombre total d'opérations en cours, inconnu et estimé d'après un interlocuteur interne à plus de 20 000.

En outre, les données communiquées par les AODE lors des états de fin d'achèvement des travaux pour le versement des soldes de subvention ne sont à ce jour pas utilisées et contrôlées par la MFR comme cela a déjà été évoqué ci-dessus. Un doute sérieux quant à la fiabilité de ces dernières existe, en particulier s'agissant des départs mal alimentés pourtant au

⁶⁴ Les points d'attention de ces contrôles portent selon la MFR « *sur la cohérence entre les montants des factures présentées et ceux déclarés sur les certificats de demande de paiement ; la cohérence des longueurs et des caractéristiques des différents câbles HTA et BT posés et déposés entre les plans et les factures ; la vérification des caractéristiques des ouvrages facturés tels que les supports de câbles et les coffrets de branchement et de commande ; le traitement sans subvention de l'éclairage public ; la bonne valorisation des fils nus en cuivre déposés ; la conformité des plans de repérage de fin de chantier et le réel et bon achèvement des travaux* ».

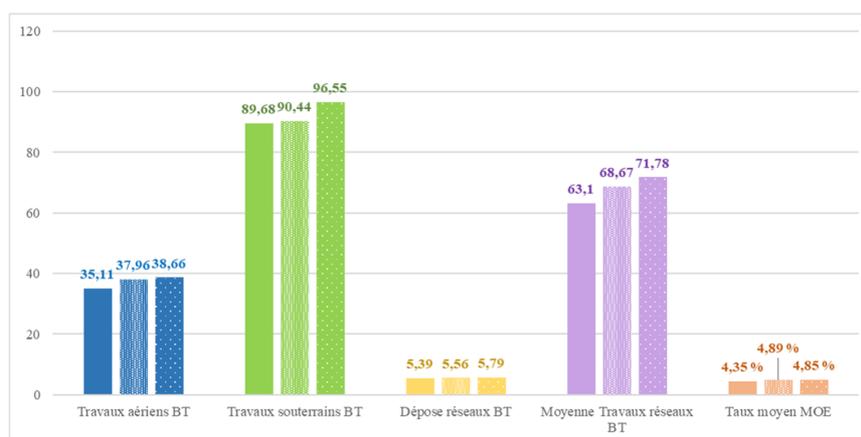
cœur de la répartition des aides du Facé. Les données recensées pour apprécier l'efficacité du Facé sont donc incomplètes pour pouvoir apprécier l'efficacité des aides.

Par ailleurs, jusqu'à présent, la simple communication de fichiers en format tableur pour la gestion des dossiers n'était pas propice à la constitution d'une base de données. Or, le système d'information déployé récemment n'est pas non plus prévu pour assurer un suivi des opérations individuelles financées, alors même que sa conception est récente. Il n'existe donc aujourd'hui pas de base de données automatisée permettant un traitement aisé des informations recueillies.

3.3.2 Des premières données qui démontrent l'utilité d'un recensement des opérations et des coûts

Depuis 2018, la personne en charge du contrôle des aides du Facé renseigne certaines données issues des états d'achèvement des travaux transmis chaque année, pour les opérations du seul programme principal. Ces données fournissent des coûts moyens et des échelles de coûts permettant d'établir des ordres de grandeur utiles lors des opérations de contrôle.

Graphique n° 5 : Coûts moyens des opérations sur le réseau BT soutenues par le Facé pour les années 2018, 2019 et 2020 (au périmètre du seul programme principal, en € par mètre linéaire de réseau pour les travaux et en pourcentage pour le taux moyen de maîtrise d'œuvre)



Source : Cour des comptes d'après les rapports annuels de contrôle de la mission Facé. Note de lecture : les barres de chacune des catégories correspondent, de gauche à droite, aux années 2018, 2019 et 2020.

Les données plus détaillées par type de sous-programmes du Facé sont exposées en annexe n° 8. À l'aide de ces données et des coûts moyens observés dans le graphique ci-dessus, il est possible d'observer que :

- le coût des travaux en technique souterraine pour le réseau BT apparaît en moyenne deux fois et demie plus onéreux en zone ER que pour les travaux en technique aérienne (96,5 € par mètre linéaire contre 38,5 € / m pour l'année 2020) ;
- les opérations de dissimulation du réseau BT (enfouissement) se traduisent par des travaux en technique souterraine nettement plus chers (120 € / m) qu'en moyenne (96,5 €) ; cela s'expliquerait selon la MFR par le fait qu'elles concernent des opérations en centre-bourg, nécessitant des tranchées plus compliquées à réaliser et plus de raccordements à opérer ;
- le coût moyen de construction du réseau BT en aérien pour les opérations d'extension s'avère plus élevé (entre 60 et 70 € / m) que le coût moyen global observé pour les autres

- opérations (enfouissement, etc.) sur le réseau BT sans qu'une explication claire ne se dégage ;
- les coûts moyens de branchement sur le réseau BT varient fortement selon la technique retenue et le type d'opération (entre 200 et 1 000 € par branchement), là encore sans qu'aucune explication évidente n'émerge ;
 - enfin, une forte variabilité des frais présentés par les syndicats au titre de la maîtrise d'œuvre apparaît autour du taux moyen de 4,85 % en 2020 : en 2019, par exemple, six syndicats présentaient des taux supérieurs à 15 %, niveau jugé « *hors norme* » dans le rapport de contrôle mais aucune norme n'a été définie pour ces frais, dont l'appellation s'avère impropre puisqu'ils couvrent en réalité les frais internes des syndicats.

Ce n'est qu'à partir de 2020 que cette base de données a commencé à servir de support aux questionnements adressés aux syndicats. Des demandes d'explication ont ainsi été sollicitées en 2021 auprès de six syndicats, dont le coût moyen des travaux en technique aérienne apparaît pour 2020 supérieur à celui des travaux en technique souterraine⁶⁵. La comparabilité des coûts moyens doit néanmoins prendre en considération la base d'opérations sous-jacentes, en s'assurant d'un panel suffisant, les conditions différentes des travaux selon les territoires, la politique d'achat de l'AODE, etc.

Au-delà du contrôle des opérations financées par le Facé, cette démarche pourrait toutefois permettre une comparaison des coûts avec les opérations conduites par les GRD pour apprécier les surcoûts générés ou non par l'organisation éclatée de la maîtrise d'ouvrage des travaux, même si peu de données relatives aux coûts unitaires des travaux des GRD sont également disponibles et aisément comparables.

D'après les données communiquées par Enedis à la CRE dans le cadre de la régulation incitative du TURPE, le coût unitaire moyen des opérations finalisées en 2019 s'élevait, sur la zone dite Émeraude 1⁶⁶, à 62 € par mètre linéaire pour les travaux aériens torsadés BT et à 100 € par mètre linéaire pour les travaux souterrains BT. Ces données confirment ainsi l'écart important de coût entre technique aérienne et souterraine. Par ailleurs, en observant le coût moyen des autres zones, on relève que plus les travaux s'exercent dans des agglomérations peuplées, plus le coût individuel des travaux s'accroît, reflétant les contraintes importantes des milieux urbains. Mais la comparabilité avec les données du Facé reste délicate : la méthodologie d'évaluation des coûts d'opération n'est pas standardisée et les zones d'intervention ne sont pas les mêmes, Enedis intervenant dans des territoires plus urbanisés avec des coûts renchérissés. EDF-SEI estime pour sa part, sur les zones non interconnectées, pour la période 2018-2019, le coût moyen d'un branchement à 1 700 € et les coûts de réalisation de réseau BT en souterrain entre 120 et 130 € par mètre.

Les remises d'ouvrage des AODE à Enedis pourraient fonder une autre approche pour comparer les coûts d'opérations. En effet, les AODE procèdent à la remise gratuite des biens qu'elles ont construits à Enedis qui les intègre dans son bilan comptable sur la base, non des coûts réels exposés par les AODE, mais d'inducteurs de coûts qui lui sont propres⁶⁷. Ces valorisations de remise gratuite (VRG) font l'objet d'échanges contradictoires entre AODE et

⁶⁵ En l'occurrence, les explications fournies mettent en évidence l'importance du linéaire d'opération pris en compte (les opérations courtes amortissent moins les frais fixes).

⁶⁶ Communes rurales à savoir agglomération de moins de 10 000 habitants.

⁶⁷ Ce que cela aurait coûté à Enedis si elle avait réalisé elle-même l'opération.

Enedis. Or, parmi les AODE rencontrées lors de l'instruction, certaines ont réalisé un bilan des écarts observés avec des résultats contrastés : le syndicat du Finistère a ainsi estimé qu'Enedis surévaluait de 8,6 % en moyenne le coût de ses opérations (2020) quand le syndicat de Haute-Savoie a observé une sous-valorisation de 19 % (2014). Mais aucune analyse d'ensemble de ces VRG n'existe. Elle permettrait pourtant de disposer d'une meilleure visibilité sur les écarts de coûts entre le principal GRD et les AODE, ainsi que sur des éléments du bilan d'Enedis qui fondent la base d'actifs régulés donnant lieu à rémunération par le TURPE.

Le manque de données fiables pour comparer les coûts d'opération s'avère dommageable pour apprécier la pertinence du choix d'une maîtrise d'ouvrage partagée et mieux appréhender les orientations en matière de modernisation du réseau. La bonne connaissance des coûts des travaux en technique souterraine par rapport aux coûts en technique aérienne pourrait ainsi étayer le choix de poursuivre prioritairement la politique d'enfouissement, ou non, au regard des bénéfices attendus en termes de résilience et de durée de vie des réseaux concernés.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Depuis le dernier contrôle des comptes et de la gestion en 2017, le ministère chargé de l'énergie a mis en œuvre de nombreuses recommandations formulées par la Cour pour améliorer la gestion du Facé⁶⁸ : fongibilité des programmes au service des objectifs prioritaires, accélération des rythmes de consommation, inscription réglementaire du dispositif de pénalités (en dépit des limites de la formule retenue jusqu'à présent), etc. Cet effort notable est à souligner et à poursuivre.

Cependant, il subsiste de nombreuses marges de progrès : le processus de recouvrement des contributions, certes complexe, n'est toujours pas sécurisé, les reports annuels d'autorisations d'engagement et de crédits de paiement restent conséquents, la budgétisation annuelle des crédits est incertaine, le contrôle de l'emploi des fonds demeure trop limité et le déséquilibre originel du CAS Facé perdure.

Le développement du système d'information du Facé, qui devait faciliter la tâche de la mission de gestion, a connu des dérives majeures en termes de délais et de coûts et ses performances actuelles sont décevantes. Il ne permet pas encore d'amélioration notable de la gestion.

Au vu de ces difficultés, il reste d'ailleurs à savoir s'il revient à une administration centrale, avec un effectif nécessairement réduit, de piloter, mettre en œuvre et contrôler un tel régime d'aides qui soutient plusieurs milliers d'opérations de travaux.

Mais quoi qu'il en soit, en l'absence de maîtrise de la gestion du dispositif et de données consolidées disponibles, il s'avère aujourd'hui impossible d'apprécier les surcoûts générés (absence de politique d'achat unifié, divergences liées à la non-concordance des priorités de programmation, etc.) ou les coûts évités par la répartition entre AODE et GRD de la maîtrise d'ouvrage des investissements en zone d'électrification rurale (meilleure coordination des

⁶⁸ Cf. à cet égard l'annexe n° 1.

travaux au niveau local avec les autres opérations sur les réseaux secs et humides, effet dynamique de la concurrence par rapport au monopole d'Enedis, etc.).

CONCLUSION

Le financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale (Facé) constitue le dispositif retenu depuis près de quatre-vingt-dix ans pour prévenir un défaut d'investissement et de modernisation dans le réseau public de distribution d'électricité en milieu rural et y garantir une qualité de l'électricité satisfaisante.

Ce dispositif a répondu jusqu'à présent aux objectifs qui lui ont été assignés, mais avec d'importantes limites et en souffrant d'une gestion minimaliste, en dépit des progrès notables enregistrés ces dernières années à l'initiative du ministère chargé de l'énergie. Or, au regard des enjeux de la transition énergétique et de la stratégie bas carbone retenue à l'horizon 2050, les réseaux de distribution d'électricité sont appelés à connaître d'importants bouleversements.

Néanmoins les données actuellement disponibles sont trop lacunaires pour permettre d'apprécier l'efficacité des aides du Facé sur la qualité de la distribution d'électricité et sur la résorption des inégalités entre territoires. Dès lors, si l'objectif de préserver les investissements en milieu rural est justifié au regard des caractéristiques des réseaux dans ces territoires et de la moindre qualité de l'électricité qui y est constatée comparativement aux zones urbaines, aucun élément ne permet de considérer que le dispositif actuel du Facé est en capacité de répondre aux besoins futurs des réseaux et qu'il constitue le meilleur moyen à cet effet. Certains de ses écueils constituent même des handicaps majeurs : coordination insuffisante des investissements des maîtres d'ouvrage, périmètre d'éligibilité inéquitable, manque de données fiables sur ses effets, absence de fondement du montant de l'enveloppe allouée au Facé, etc.

Le présent rapport explore différentes pistes pour s'assurer de l'efficacité des aides du Facé et améliorer son efficacité. Des alternatives existent.

La réforme de la détermination des bénéficiaires des aides (éligibilité et critères de répartition) paraît incontournable. Elle pourrait aboutir, sur un périmètre pouvant être plus restreint, à une profonde réorientation des aides au profit des territoires où la qualité de l'électricité est la plus dégradée, en particulier les zones non interconnectées.

Si la gestion du dispositif était maintenue en l'état, il conviendrait de doter le ministère chargé de la transition énergétique des moyens humains et techniques suffisants pour assurer le contrôle de l'efficacité et de l'efficacité des sommes allouées aux AODE.

Des évolutions plus radicales ont aussi été évoquées par exemple lors de la démarche Action Publique 2022⁶⁹. La répartition de la maîtrise d'ouvrage pourrait ainsi être modifiée. La responsabilité des investissements sur le réseau de distribution pourrait revenir en intégralité aux gestionnaires de réseau de distribution (GRD) afin de renforcer le pilotage de la modernisation et du développement du réseau et de simplifier la gestion du dispositif. Ou, *a contrario*, il pourrait être envisagé de mener le processus de décentralisation en matière de distribution d'électricité à son terme et de confier aux AODE la maîtrise d'ouvrage de tous les investissements sur le réseau de distribution, selon une logique d'affermage classique avec les GRD comme cela peut être observé dans d'autres pays européens, avec un mécanisme financier à repenser.

⁶⁹ Comité Action publique 2022, [Service public 2022 : se réinventer pour mieux servir](#), juin 2018.

Les orientations à retenir pour le Facé constituent un choix politique qui appartient aux pouvoirs publics. En soulignant les insuffisances du dispositif actuel, la Cour entend leur donner les moyens de prolonger leur réflexion de manière à mieux faire face aux défis futurs du réseau de distribution d'électricité.

ANNEXES

Annexe n° 1. Suites réservées aux recommandations du précédent contrôle de la Cour des comptes	70
Annexe n° 2. Caractéristiques du réseau de distribution en France	75
Annexe n° 3. Qualité de l'alimentation en électricité	79
Annexe n° 4. Aides du Facé, votées, allouées et exécutées de 2015 à 2020.....	88
Annexe n° 5. Agrégats financiers des syndicats de collectivités territoriales ayant la compétence distribution d'électricité	92
Annexe n° 6. Comparaison des périmètres de ruralité	95
Annexe n° 7. Critères de répartition des droits à subvention	96
Annexe n° 8. Coûts moyens observés pour les travaux sur le réseau public de distribution d'électricité.....	97

Annexe n° 1. Suites réservées aux recommandations du précédent contrôle de la Cour des comptes

Le tableau ci-après reprend les réponses de la DGEC quant aux suites données aux recommandations de la Cour des comptes formulées dans son dernier rapport d'observations définitives relatif au *compte d'affection spéciale « Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale » – exercices 2012 à 2015*.

Recommandations	Suites apportées selon la DGEC	Appréciation Cour
<p><i>Recommandation n° 1 (DGEC-CER) : Mener, avec les collectivités concédantes et l'ensemble des parties prenantes du FACÉ, un débat stratégique sur les objectifs du FACÉ et son efficacité, pour mieux prioriser les travaux et adapter les programmes et les actions aux nouveaux enjeux, notamment ceux liés à la transition énergétique et à l'équité territoriale.</i></p>	<p>Des réflexions stratégiques ont été conduites et ont en particulier débouché sur le décret du 10 décembre 2020 et l'arrêté du 13 avril 2021 pris en application du décret précité, qui refondent les règles d'attribution et de gestion des aides du Facé. On note en particulier la création des sous-programmes relatifs à la transition énergétique et aux solutions innovantes, dans l'optique d'évolution des modalités d'intervention au regard des enjeux actuels et nouveaux.</p> <p>Diverses mesures contribuent à fluidifier la consommation des crédits : raccourcissement des délais d'engagement, renforcement des possibilités d'avance, introduction de pénalités pour les AODE n'ayant pas suffisamment consommé les crédits des exercices précédents.</p> <p>La définition de pénalités spécifiques incite également au regroupement de la compétence à l'échelon départemental définie par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.</p> <p>Au-delà de l'aspect réglementaire, la mise en place du système d'information du Facé (SI-Facé) contribuera à fluidifier les consommations de crédits et optimiser les crédits en apportant tant du côté des gestionnaires que de celui des utilisateurs les informations adaptées.</p>	<p>Non mise en œuvre</p>

Recommandations	Suites apportées selon la DGEC	Appréciation Cour
<p><i>Recommandation n° 2 (DGEC-CER) : Améliorer l'efficacité du fonctionnement du Conseil à l'électrification rurale : adoption du règlement intérieur, rapport sur l'efficacité des aides, bilan des contrôles, rôle et fonctionnement du comité restreint.</i></p>	<p>Le travail sur le règlement intérieur du Conseil à l'électrification rurale n'a pas encore abouti du fait d'une actualité chargée depuis 2019 (refonte du cadre réglementaire du Facé, mise en place du SI, crise sanitaire, remplacement du chef de mission). Le travail se poursuit et le règlement a fait l'objet de premières discussions.</p> <p>Chaque année, il est présenté au Conseil un bilan des aides versées. Les rapports annuels de performance présentent des indicateurs permettant d'évaluer l'efficacité de ces aides. En outre, il est fait à l'occasion de chaque inventaire bisannuel le bilan de l'utilisation des aides au vu des nouvelles valeurs de paramètres caractérisant les réseaux.</p> <p>Un rapport sur le contrôle exercé sur l'utilisation des aides est présenté chaque année devant le Conseil à l'électrification rurale.</p> <p>Le Comité restreint à l'électrification rurale examine et donne un avis technique sur les dossiers de demande d'aide instruits par projets, c'est-à-dire pour les sous-programmes ne faisant pas l'objet de dotations départementalisées.</p>	<p>Mise en œuvre incomplète</p>
<p><i>Recommandation n° 3 (DGEC-CER) : Renforcer l'accès des AODE à l'information : établissement d'un guide d'accès au FACÉ, diffusion de la doctrine du CER, points réguliers sur l'actualisation des supports requis pour l'obtention des aides, sur les éléments de comparaison (bonnes pratiques, références de prix, etc.).</i></p>	<p>L'information auprès des Aode s'effectue par l'extranet du Facé qui est constitué d'un site d'information relatif à l'historique du Facé, à la nature des aides, aux textes réglementaires, aux points d'attention particuliers tels que les échéances réglementaires, à la tenue des réunions du Conseil et du Comité à l'électrification rurale ...</p> <p>Avec la mise en place du SI, la communication en ligne va s'intensifier. La gestion du site de la Mission devra prendre une place grandissante. Les procédures du SI et pour plusieurs mois encore sont expérimentées et font l'objet de fréquents remaniements. La rédaction d'un guide d'utilisation interviendra ultérieurement. Dans l'immédiat, des vidéos de présentation et d'utilisation sont à disposition en ligne.</p> <p>À ce jour la communication sur les bonnes pratiques et sur les références de coûts moyens est limitée à l'information délivrée auprès du Conseil à l'électrification rurale à l'occasion du rapport annuel sur les contrôles.</p>	<p>Mise en œuvre incomplète</p>

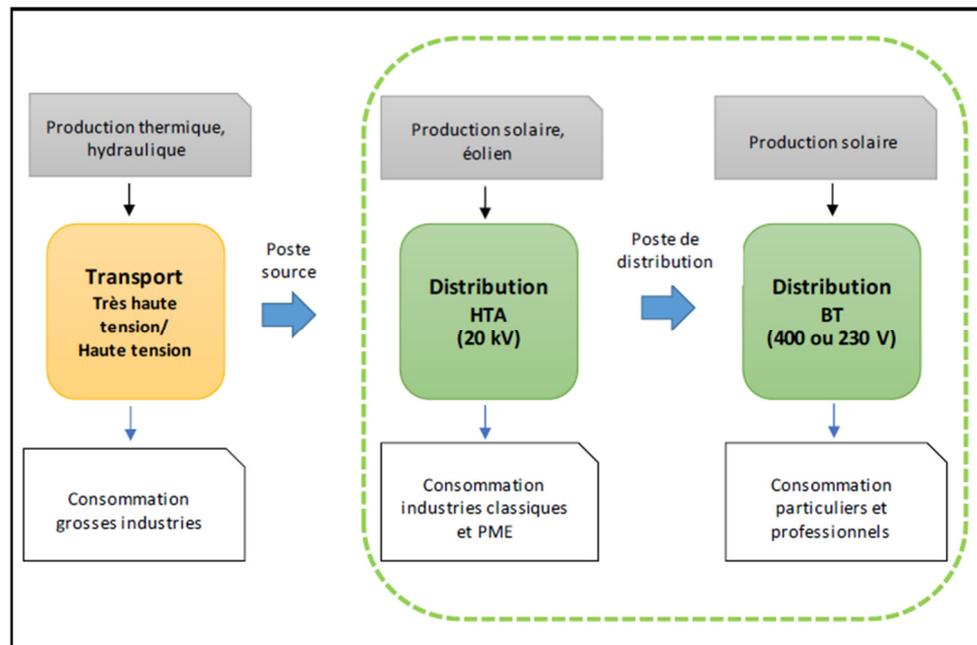
<i>Recommandations</i>	Suites apportées selon la DGEC	Appréciation Cour
<p><i>Recommandation n° 4 (DGEC) : Mettre en place la dématérialisation des opérations et développer l'action qualitative de la mission du FACÉ : amplification et suivi des contrôles, réalisation d'outils méthodologiques, réflexions et animation du débat stratégique.</i></p>	<p>La dématérialisation des tâches de gestion de la programmation des aides et de l'utilisation des crédits est amorcée depuis le printemps par la mise en service du SI.</p> <p>L'activité de contrôle a été ralentie en 2020 et 2021 en lien avec la crise sanitaire. Le rythme annuel normal de 20 sites contrôlés ne devrait pas être revu à la hausse. En revanche cette année pourrait connaître des tests de contrôle opérés à distance.</p> <p>Les réflexions stratégiques sur le Facé ont lieu avec les membres du Conseil à l'électrification rurale : la FNCCR, le gestionnaire de réseaux principal Enedis, EDF-SEI, mais aussi avec les Aode et les ELD. Les autres administrations concernées et notamment la Direction du Budget partagent avec la DGEC des échanges approfondis sur la politique d'affectation des aides notamment à l'occasion des conférences budgétaires.</p> <p>À l'occasion du déploiement du SI Facé, la mission a réalisé des outils de formation pour les AODE, en particulier des vidéos qui sont en ligne.</p>	<p>Mise en œuvre en cours</p>
<p><i>Recommandation n° 5 (DGEC-DGCL-DB) : Uniformiser et clarifier les critères applicables pour l'éligibilité des communes aux aides du FACÉ.</i></p>	<p>L'éligibilité des communes est définie par les articles 2 et 20 du décret n° 2020-1561 du 10 décembre 2020 relatif aux aides pour l'électrification rurale.</p>	<p>Non mise en œuvre</p>

Recommandations	Suites apportées selon la DGEC	Appréciation Cour
<p><i>Recommandation n° 6 (DGEC-DGFiP) : S'assurer que les dispositions récentes adoptées pour améliorer le circuit des recettes, notamment la clarification des modalités de déclaration et de paiement des contributions par les GRD « comme en matière de taxe sur le chiffre d'affaires », ainsi que les échanges d'informations entre la DGEC et la DGFiP, permettent d'assurer la perception et le reversement de contributions correspondant exactement aux recettes votées.</i></p>	<p>Les coefficients permettant de déterminer les contributions des gestionnaires de réseau sont calculés pour que la contribution totale soit la plus proche possible de l'objectif. Cependant, la recette effective du Cas Facé peut être inférieure à la recette ciblée. Par exemple en 2020 elle s'établit à 375 520 104 € alors que la recette espérée se situe à 377 000 000 €.</p> <p>En effet, les coefficients arrêtés chaque année par la DGEC sont calculés de façon à ce que la somme des contributions des GRD atteigne exactement l'objectif de recettes. Toutefois, les données utilisées par la DGEC pour ce calcul peuvent être différentes de celles utilisées par l'administration fiscale pour percevoir les contributions effectives.</p> <p>Des échanges sont en cours avec les services de la DGFiP qui sont en charge du recouvrement des contributions auprès des GRD, afin d'avoir une meilleure cohérence entre les assiettes de la contribution utilisées par chacun des services. L'exigence du secret fiscal complexifie toutefois l'exercice.</p> <p>Lors de la consolidation des données de consommation 2020 issues des GRD en 2021, une grande attention a été portée sur la cohérence des valeurs déclarées. En outre ont été effectuées des comparaisons avec les valeurs collectées dans le cadre du Fonds de Péréquation de l'Electricité. Plusieurs rectifications ont été sollicitées auprès des déclarants.</p>	<p>Non mise en œuvre</p>
<p><i>Recommandation n° 7 (DGEC-SG du MEEM-DB) : Mettre fin à la convention avec EDF dans les plus brefs délais en recourant à un effectif maîtrisé d'agents publics et, le cas échéant, à l'externalisation pour certaines tâches.</i></p>	<p>L'ensemble des conventions individuelles de mise à disposition de personnel est arrivé à échéance au 31 décembre 2017 à l'exception d'une qui a permis à un agent EDF de prolonger sa mise à disposition jusqu'à son départ en retraite courant 2018.</p>	<p>Totalement mise en œuvre</p>
<p><i>Recommandation n° 8 (DGEC) : Constituer une base de données sur l'efficacité et les coûts des travaux pour améliorer la démarche de performance.</i></p>	<p>La base de données n'a pas encore pu être constituée. Néanmoins certains coûts moyens sont connus et utilisés par la mission pour comparer avec les montants demandés. La connaissance de ces coûts résulte notamment des contrôles exercés.</p>	<p>Mise en œuvre en cours</p>

<i>Recommandations</i>	Suites apportées selon la DGEC	Appréciation Cour
<p><i>Recommandation n° 9 (DGEC-DGOM) : Adapter les aides pour mieux cibler les besoins des collectivités d'outre-mer en matière d'électrification rurale et engager une réflexion de fond pour améliorer l'efficacité globale du dispositif dans ces collectivités en y associant les parties prenantes (ministère en charge de l'outre-mer, collectivités et AODE).</i></p>	<p>Le sous-programme relatif aux opérations de production à partir d'installations de proximité en zone non interconnectée a pour objet d'aider à la réalisation d'opérations de production décentralisée d'électricité à partir d'installations de production d'électricité renouvelable de proximité avec ou sans stockage en zone non interconnectée. Avec les départements de Corse, les collectivités d'outre-mer constituent le principal bénéficiaire de ce sous-programme. Ce sous-programme permet de prendre en compte dans le subventionnement et sous conditions, des installations situées en aval du comptage. Cette disposition est exclusive à ce sous-programme.</p>	<p>Mise en œuvre incomplète</p>

Annexe n° 2. Caractéristiques du réseau de distribution en France

Schéma n° 4 : Schéma simplifié du système électrique en France



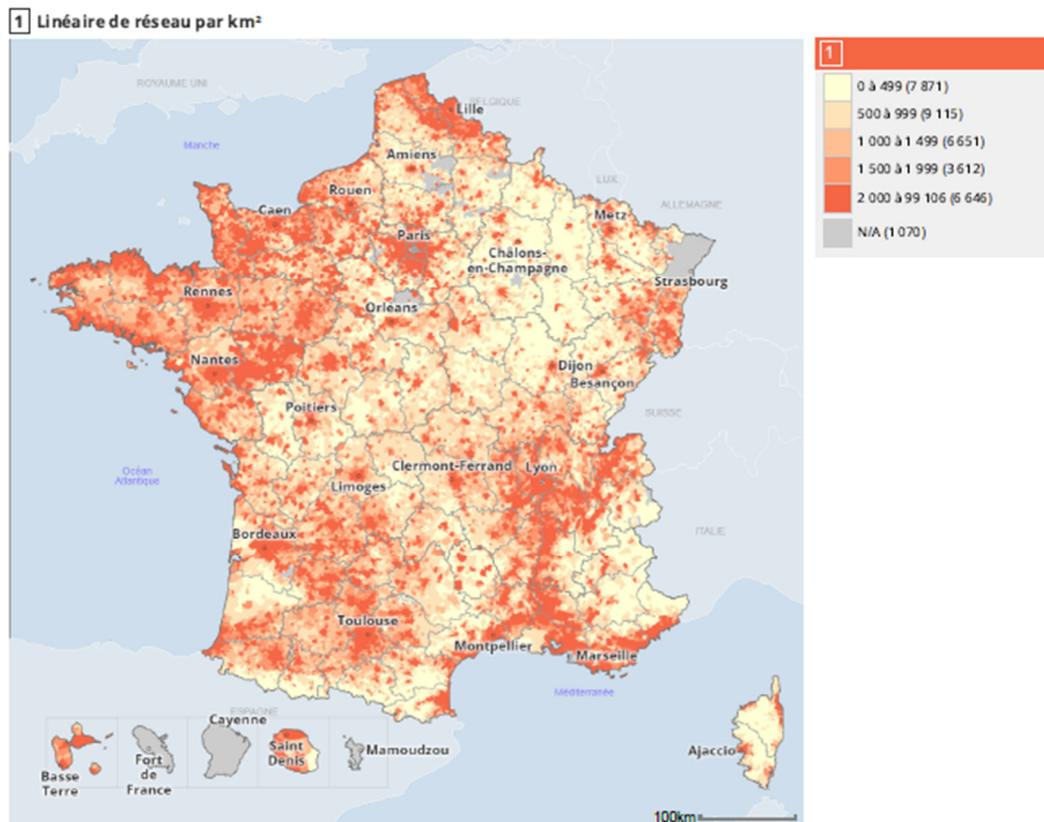
Source : Cour des comptes, *Enedis : contrôle des comptes et de la gestion – Exercices 2011 à 2018, Rapport d'observations définitives*, mai 2021.

Tableau n° 10 : Longueur du linéaire de réseau de distribution de la zone de desserte exclusive d'Enedis par type de zone d'électrification et par type de réseau en 2010, 2015 et 2020 (en kilomètres et en pourcentage)

	2010	%	2015	%	2020	%	Δ 2015 - 2020	Δ 2015 - 2020 % annuel moyen
Réseau des communes considérées comme rurales	748 389	-	732 588	-	745 558	-	12 971	0,35%
Linéaire de réseau moyenne tension (HTA)	379 351	-	376 855	-	385 944	-	9 090	0,48%
dont aérien	284 064	75%	260 414	69%	247 739	64%	-12 675	-0,99%
dont souterrain	95 287	25%	116 440	31%	138 205	36%	21 765	3,49%
Linéaire de réseau basse tension (BT)	369 038	-	355 733	-	359 614	-	3 881	0,22%
dont aérien torsadé	210 478	57%	206 745	58%	209 373	58%	2 628	0,25%
dont aérien nu	63 547	17%	42 349	12%	26 984	8%	-15 366	-8,62%
dont souterrain	95 013	26%	106 638	30%	123 258	34%	16 619	2,94%
Réseaux des communes dites urbaines	542 877	-	608 308	-	636 222	-	27 913	0,90%
Linéaire de réseau moyenne tension (HTA)	226 233	-	254 560	-	267 446	-	12 885	0,99%
dont aérien	72 084	32%	74 656	29%	72 110	27%	-2 546	-0,69%
dont souterrain	154 149	68%	179 904	71%	195 336	73%	15 431	1,66%
Linéaire de réseau basse tension (BT)	316 643	-	353 748	-	368 776	-	15 028	0,84%
dont aérien torsadé	109 418	35%	118 778	34%	120 763	33%	1 985	0,33%
dont aérien nu	35 783	11%	32 159	9%	27 167	7%	-4 991	-3,32%
dont souterrain	171 443	54%	202 812	57%	220 846	60%	18 034	1,72%

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis. NB : les évolutions sont retracées entre 2015 et 2020 afin de neutraliser l'effet de périmètre existant entre 2010 et 2020 lié au renouvellement général des conseils municipaux de 2014.

Carte n° 8 : Nombre de mètres linéaires de réseaux BT par superficie communale (en m par km²) en 2020



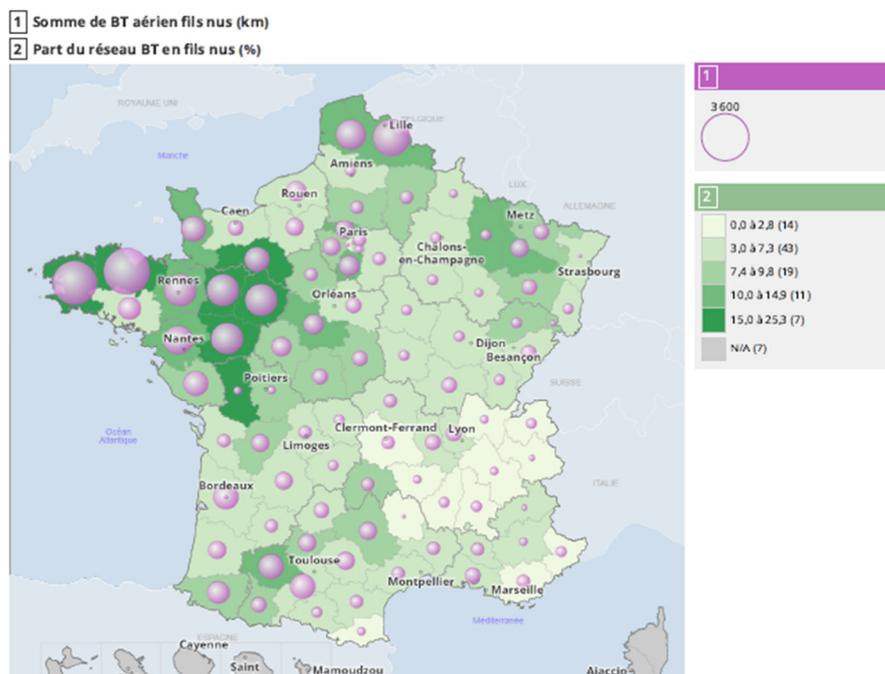
Source : Cour des comptes d'après les données disponibles sur l'open data de l'agence ORE portant sur 14 GRD.

Tableau n° 11 : Ancienneté moyenne comparée en 2010, 2015 et 2020 du réseau de distribution d'Enedis selon la zone d'électrification rurale ou urbaine (en pourcentage)

		Part du réseau HTA		Part du réseau BT		Part des postes de transformation HTA / BT	
		Rural	Urbain	Rural	Urbain	Rural	Urbain
2010	<10 ans	12%	16%	20%	17%	14%	13%
	11 à 20 ans	23%	27%	26%	26%	20%	19%
	21 à 30 ans	30%	26%	20%	19%	28%	26%
	31 à 40 ans	20%	18%	2%	4%	20%	21%
	≥40 ans	15%	14%	32%	34%	18%	21%
2015	<10 ans	14%	17%	20%	16%	16%	14%
	11 à 20 ans	14%	17%	22%	18%	16%	14%
	21 à 30 ans	27%	28%	26%	27%	23%	23%
	31 à 40 ans	23%	19%	6%	7%	23%	22%
	≥40 ans	22%	19%	26%	32%	22%	27%
2020	<10 ans	14%	16%	18%	14%	16%	13%
	11 à 20 ans	12%	15%	20%	16%	14%	12%
	21 à 30 ans	20%	24%	24%	23%	19%	18%
	31 à 40 ans	26%	22%	17%	16%	23%	22%
	≥40 ans	29%	24%	22%	31%	28%	35%

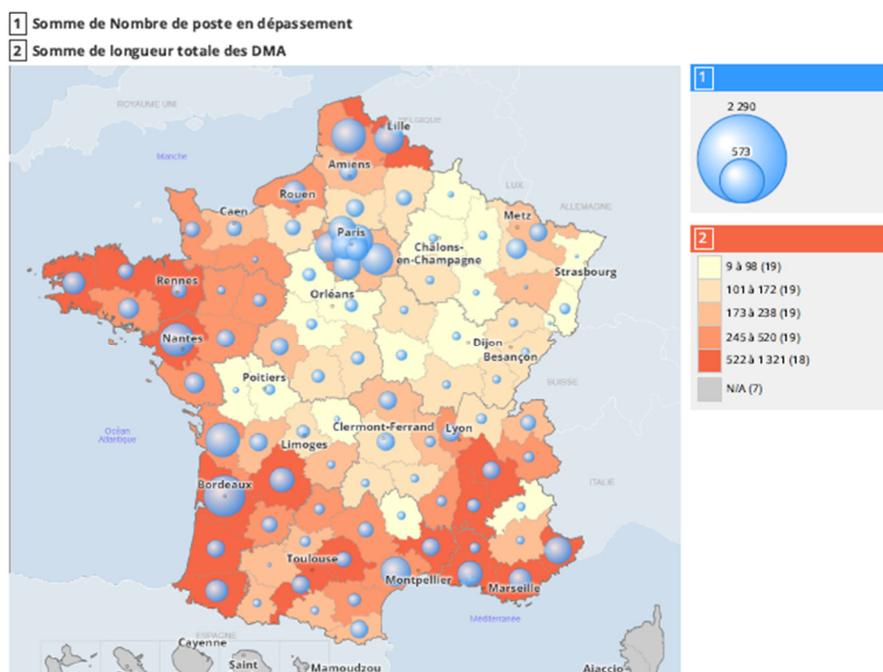
Source : Cour des comptes d'après les données d'Enedis.

Carte n° 9 : Nombre et part des kilomètres de fils aériens nus dans le linéaire de réseau basse tension à fin 2020 par département au périmètre d'Enedis (en nombre de kilomètres et en %)



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis.

Carte n° 10 : Longueur des départs mal alimentés (en km) et nombre de postes de transformation HTA/BT en contrainte par département sur le périmètre d'Enedis en 2020



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis.

La production EnR injectée sur le réseau d'Enedis en 2020

D'après [le bilan électrique d'Enedis](#), en 2020, 62,5 TWh de production décentralisée d'électricité issue d'EnR ont été injectés sur le réseau de distribution au périmètre d'Enedis. Cette production, en hausse de 10,7 % par rapport à 2019, a représenté 16 % de l'électricité ayant circulé sur le réseau en cette année 2020 (377,5 TWh).

19,9 TWh ont été refoulés vers le réseau de RTE du fait d'une discordance entre la consommation et la production d'électricité, soit près du tiers de la production décentralisée injectée. Selon Enedis, la production décentralisée consommée sur site ne représente, en moyenne sur l'année 2020, que 12,8 % de la consommation sur le réseau (62,6 TWh injectés – 19,9 TWh refoulés / 331 TWh de consommation sur le réseau d'Enedis). Ce taux est toutefois en net progrès sur les dernières années (8,7 % en 2017).

Au 31 décembre 2020, la puissance totale installée, raccordée au réseau d'Enedis, représentait 30,1 GW. Quant à la production injectée en 2020, elle se décomposait en 34,1 TWh issus de l'éolien, 10,9 TWh issu du solaire, 6,1 TWh issu de la cogénération, 5,1 TWh issu de l'hydraulique et 5,9 TWh issu des bio-énergies.

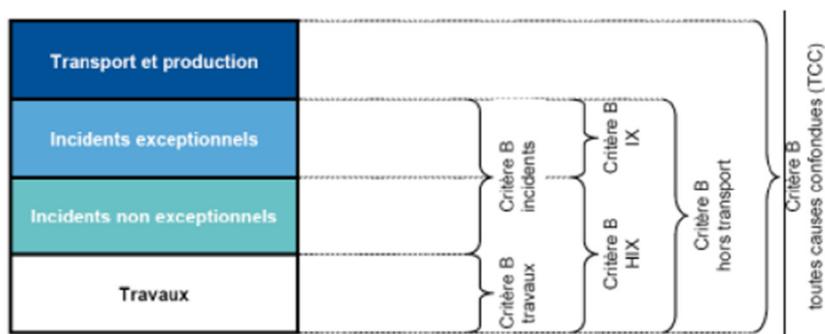
Annexe n° 3. Qualité de l'alimentation en électricité

Définition des principaux indicateurs relatifs à la qualité d'alimentation du réseau basse tension :

- *La durée moyenne des coupures (critère B) :*

Dans son rapport sur les comptes et la gestion d'Enedis déjà cité, la Cour des comptes présentait le critère de qualité d'alimentation basé sur la durée moyenne des coupures comme suit : « *Le critère B est l'indicateur de qualité le plus communément utilisé. Il mesure la durée moyenne de coupure vue du client alimenté en basse tension (BT). Il peut être calculé de différentes manières, incluant ou non les éléments suivants : incidents, travaux, incidents imputables au réseau de transport, évènements exceptionnels⁷⁰.* »

Graphique n° 3 : Déclinaisons du critère B



Source : CRE cité par rapport parlementaire sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité (2011)

- *La fréquence moyenne des coupures (critère F-BT) :*

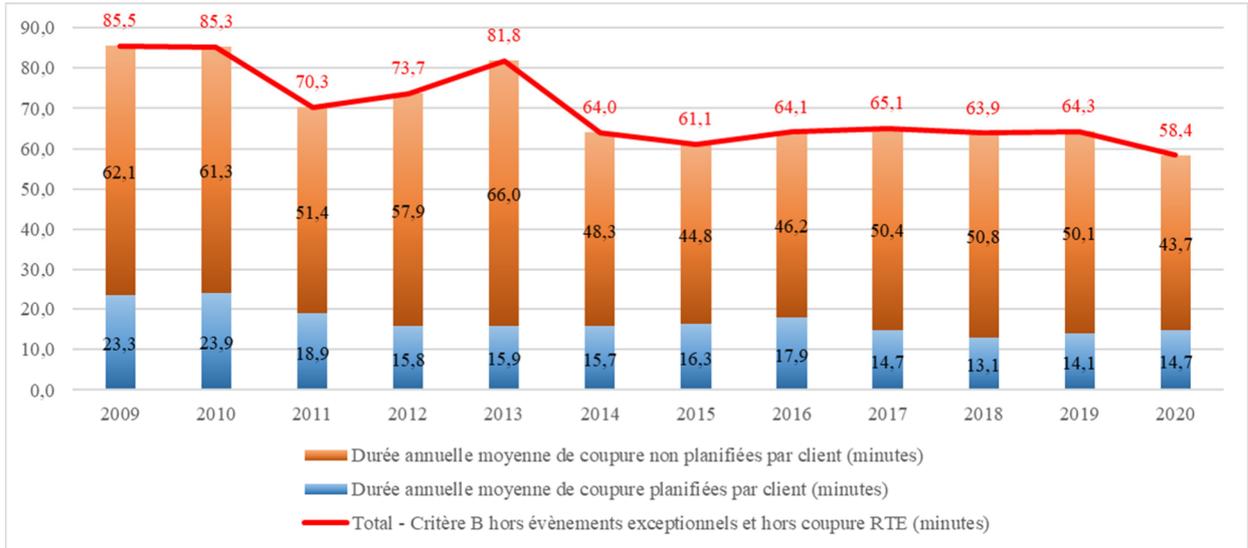
Le critère F mesure la fréquence moyenne des coupures pour le client sur le réseau basse distribution. Le périmètre de ce critère peut être découpé comme celui du critère B selon que sont prises en compte les coupures liées aux travaux, aux incidents non exceptionnels, aux incidents exceptionnels, et au réseau de transport. On retrouvera donc comme critère central de la qualité à nouveau le critère F-BT HIX hors coupure liées au réseau de transport.

À la différence du critère B, le critère F peut néanmoins être différencié entre coupures longues (> 3 minutes) et brèves (< 3 minutes) ou être considéré au global.

⁷⁰ Il s'agit en particulier de dommages dus à des faits de guerre ou assimilés, à des catastrophes naturelles ou à des phénomènes atmosphériques caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée et affectant au moins 100 000 consommateurs.

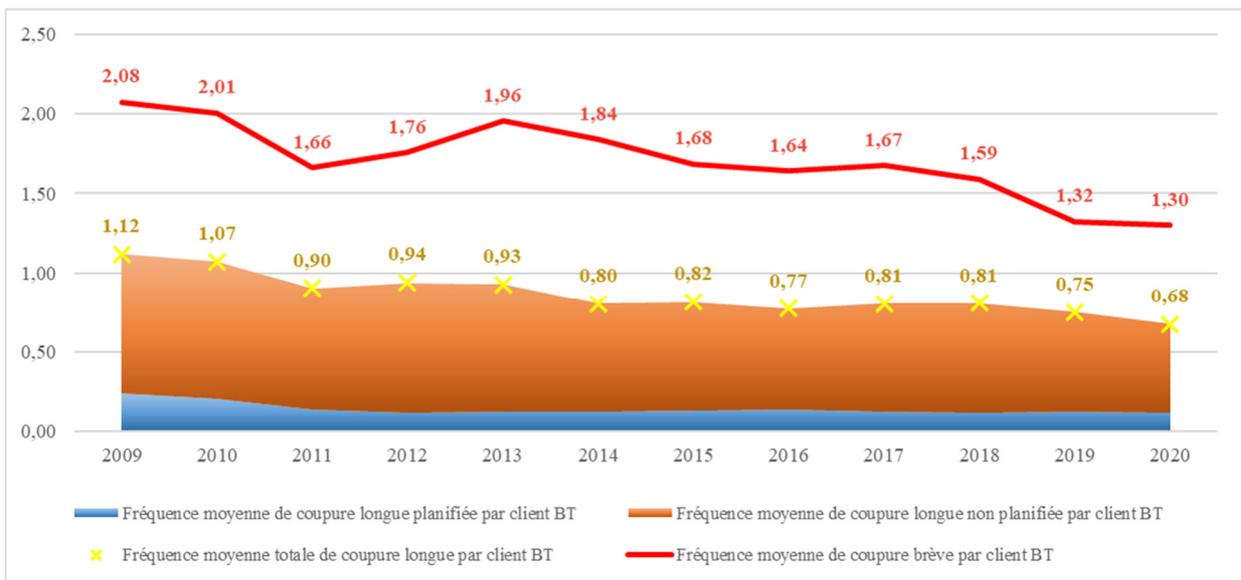
Présentation des principaux indicateurs de qualité :

Graphique n° 6 : Durée annuelle moyenne de coupure des clients basse tension de 2009 à 2020 pour le périmètre d'Enedis – critère B hors événements exceptionnels et hors coupure RTE (en minutes)



Source : Cour des comptes d'après les données de l'open data d'Enedis.

Graphique n° 7 : Fréquence annuelle moyenne de coupure longue (> 3 mn) et brève (< 3mn) des clients basse tension de 2009 à 2020 pour le périmètre d'Enedis – critère F hors événements exceptionnels et hors coupure RTE



Source : Cour des comptes d'après les données de l'open data d'Enedis.

Tableau n° 12 : Décomposition de la durée annuelle moyenne de coupure sur le périmètre Enedis par type de cause et par type de réseau (en minutes)

Durée en minutes	
Critère B TCC	69,76
Critère B HIX	60,88
dont RTE	2,50
Critère B HIX et Hors RTE	58,38
Incidents sur le réseau de distribution	43,65
dont incidents poste source	1,70
dont incidents sur le réseau HTA	32,03
dont incidents sur le réseau BT	9,92
Coupures liées aux travaux	14,68
dont sur le réseau HTA	9,06
dont sur le réseau BT	5,62

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis.

Tableau n° 13 : Incidentologie, hors événements exceptionnels, du réseau de distribution d'électricité selon le type de réseau (HTA / BT ; aérien / souterrain) et selon la zone d'éligibilité du Facé en 2020 (au périmètre d'Enedis)

Année 2020	National	Rural	Urbain
Nombre d'incidents HTA (hors incidents exceptionnels) pour 100 km de réseau :	3,6		
Dont réseau aérien	3,5		
Dont réseau souterrain	1,9		
Nombre d'incidents BT pour 100 km de réseau :	8,8	8,1	9,4
Dont réseau aérien	7,3	6,7	8,1
Dont fils nus	29,2	32,9	27,8
Dont réseau souterrain	4,0	2,3	4,9
Nombre de coupures sur incident réseau (hors incidents exceptionnels)			
Longues (> 3 mn)	87 456		
Dont HTA	23 624		
Dont BT	63 832	29 277	34 555
Brèves (de 1s à 3 mn)	53 586		

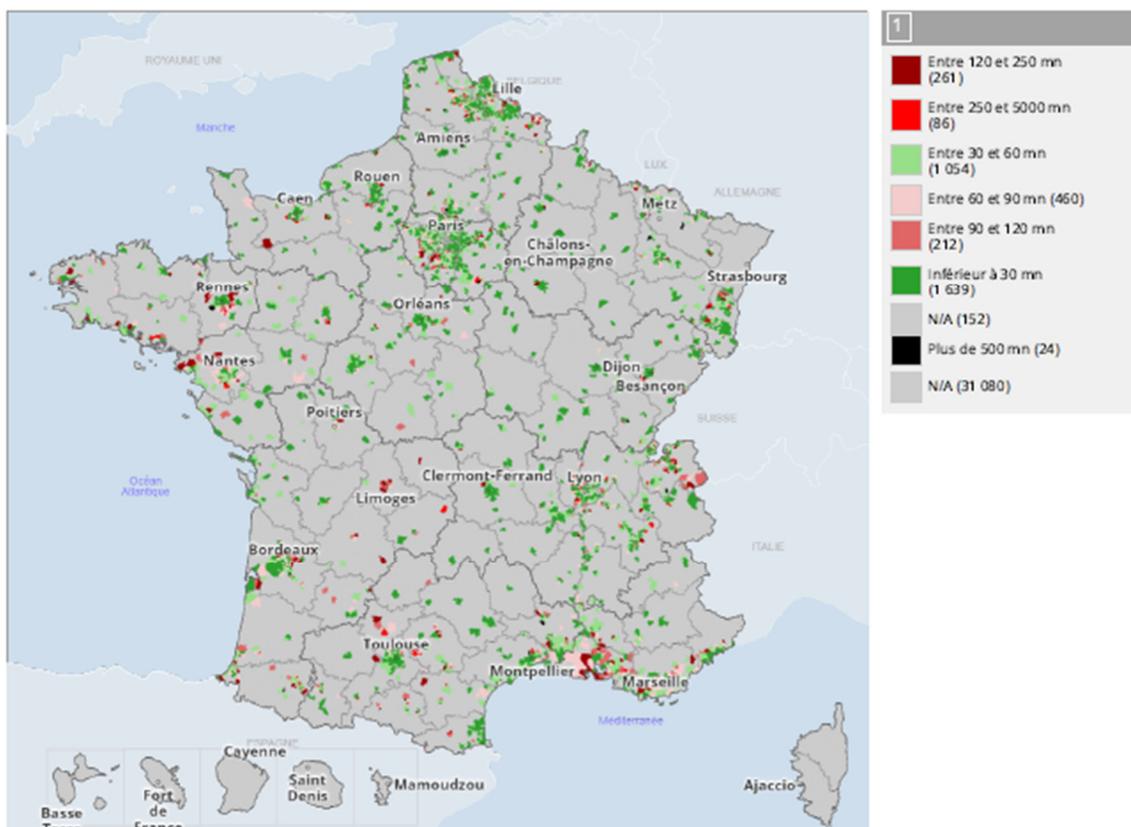
Source : Enedis.

Tableau n° 14 : Évolution du nombre d'incidents sur le réseau basse tension par type de régime d'électrification de 2015 à 2020, hors événements exceptionnels (en nombre)

Nombre d'incidents BT hors événements exceptionnels						
Régime	2015	2016	2017	2018	2019	2020
R	22 142	23 608	24 874	25 237	27 808	29 277
U	27 517	29 112	31 214	34 083	35 907	34 555
Total	49 659	52 720	56 088	59 320	63 715	63 832
Régime	2015	2016	2017	2018	2019	2020
R	45%	45%	44%	43%	44%	46%
U	55%	55%	56%	57%	56%	54%

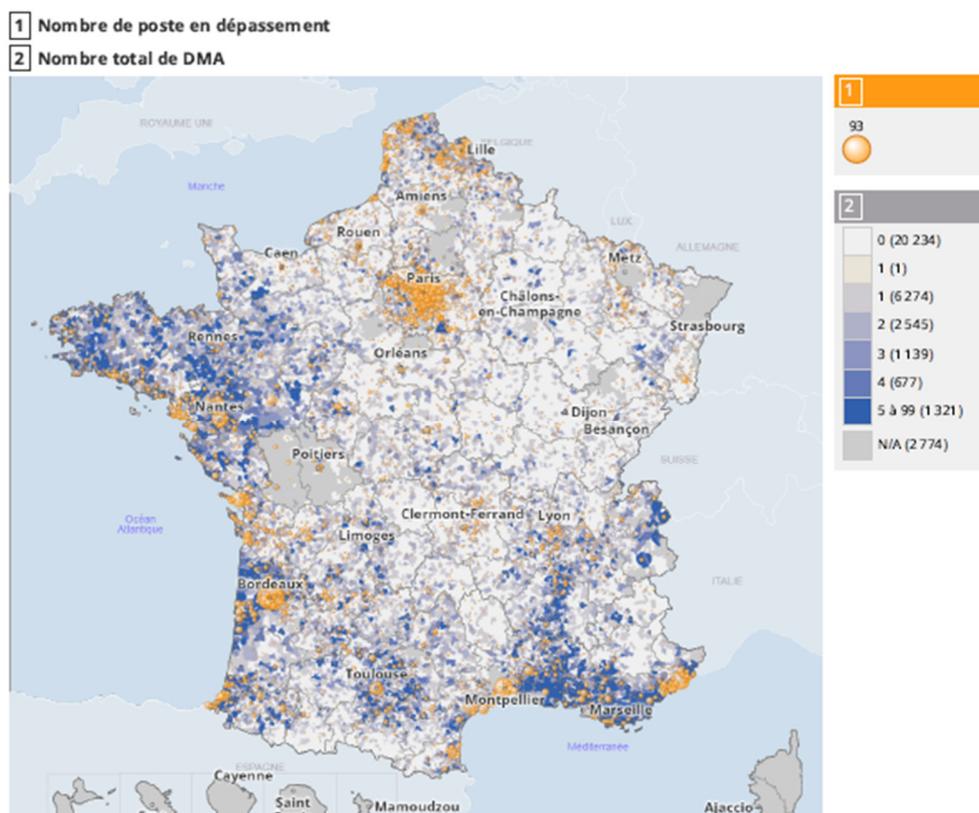
Source : Enedis.

Carte n° 11 : Durées cumulées annuelles de coupure toutes causes confondues moyennes par client BT (critère B TCC) pour les communes urbaines, au sens de l'Insee, en 2020 et sur le périmètre d'Enedis (durée en minutes)



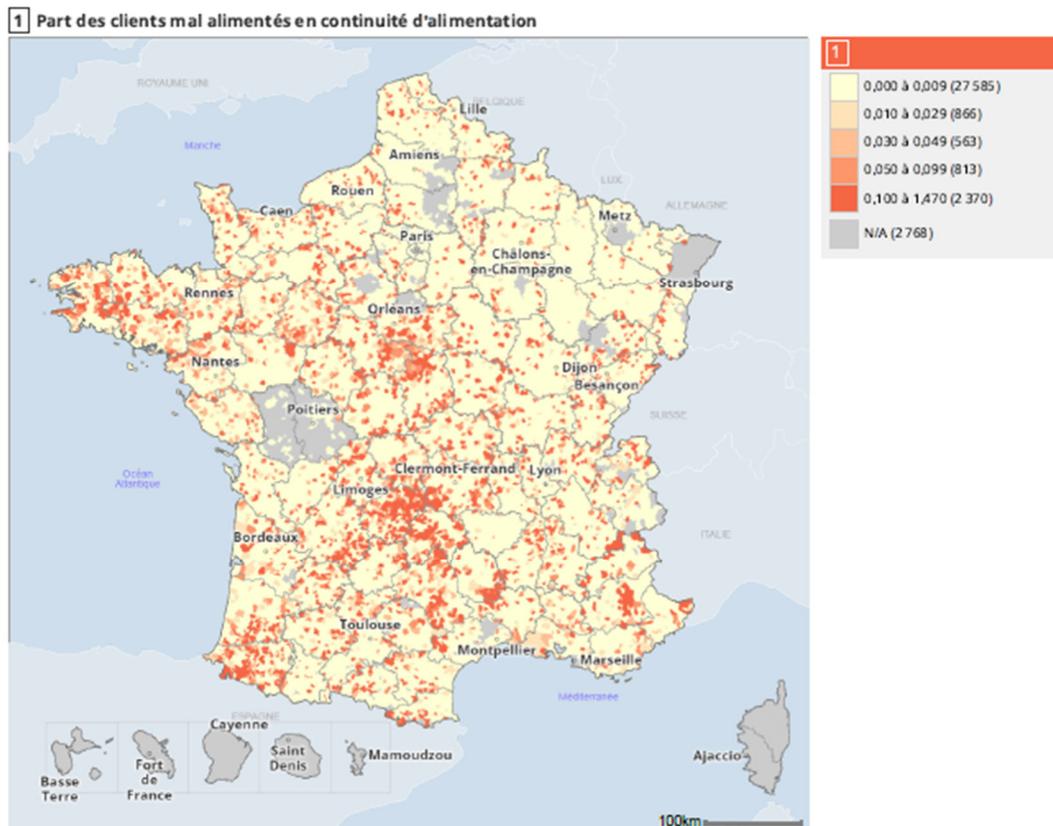
Source : Cour des comptes d'après les données d'Enedis.

Carte n° 12 : Nombre de postes de transformation HTA/BT en contrainte et nombre des départs mal alimentés (DMA) en intensité ou en tension par commune sur le périmètre de desserte d'Enedis en 2020



Source : Cour des comptes d'après les données d'Enedis. Note de lecture : les postes de transformation en contrainte sont identifiés en orange, les départs mal alimentés en bleu.

Carte n° 13 : Part des clients mal alimentés en continuité d'alimentation par commune en 2020 (en pourcentage) au périmètre d'Enedis



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis. Note de lecture : la carte représente pour chaque commune la part des clients considérés comme mal alimentés au regard des critères réglementaires du décret de 2007 en termes de continuité d'alimentation (nombre des coupures brèves et longues et durée cumulée des coupures longues excédant les seuils définis).

Tableau n° 15 : Évolution de la durée annuelle moyenne cumulée de temps de coupure - critère B HIX hors coupure RTE – par année de 2010 à 2020 et par département, sur le périmètre d'Enedis (en minutes)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Ain	93	70	124	212	70	122	71	88	101	103	79
Aisne	127	79	80	96	84	74	69	81	76	77	69
Allier	69	69	86	53	64	47	63	85	64	64	56
Alpes de Hautes-Provence	96	90	80	127	82	109	94	92	148	134	90
Hautes-Alpes	81	92	102	97	64	87	58	105	95	118	75
Alpes-Maritimes	45	39	43	37	37	61	38	42	55	49	41
Ardèche	171	115	242	179	154	139	103	106	152	163	82
Ardennes	167	54	60	88	38	36	33	63	67	40	47
Ariège	385	70	53	135	82	59	42	53	66	78	91
Aube	60	45	44	45	31	53	32	42	54	36	49
Aude	180	87	106	83	83	76	68	83	84	75	76
Aveyron	106	92	125	76	132	89	77	78	81	120	105
Bouches-du-Rhône	64	69	75	55	48	59	53	71	84	65	60
Calvados	84	60	54	144	55	47	72	60	58	66	66
Cantal	95	83	93	131	79	79	70	78	73	82	142
Charente	86	90	87	95	92	63	105	85	100	107	78
Charente-Maritime	68	129	66	62	73	56	63	62	77	98	58
Cher	119	108	67	96	90	71	96	99	115	102	109
Corrèze	147	123	94	109	107	80	121	122	170	141	191
Côte-d'Or	43	36	34	40	28	36	28	28	31	35	41
Côtes d'Armor	164	107	95	265	225	100	133	109	91	101	91
Creuse	164	129	79	84	89	69	96	108	129	111	91
Dordogne	232	180	160	287	197	125	240	183	177	141	131
Doubs	68	74	57	65	47	48	38	43	40	41	69
Drôme	99	102	146	120	91	87	59	82	98	163	78
Eure	144	103	102	114	120	62	64	65	83	99	81
Eure-et-Loir	62	71	56	72	53	51	72	124	62	55	67
Finistère	98	129	80	252	257	81	98	83	64	63	87
Gard	121	91	107	70	122	120	91	106	98	86	74
Haute-Garonne	73	53	70	61	44	44	36	47	58	47	33
Gers	141	92	122	112	137	114	98	91	77	74	99
Gironde	101	83	76	84	85	66	84	72	70	93	62
Hérault	55	48	65	46	56	43	52	42	59	38	38
Ille-et-Vilaine	59	63	55	67	50	45	68	63	54	52	61
Indre	91	105	68	57	74	68	84	142	69	82	69
Indre-et-Loire	83	63	60	72	53	62	101	104	56	67	53
Isère	101	75	129	218	67	73	51	66	66	109	63
Jura	87	104	104	173	81	71	53	57	54	64	107
Landes	103	73	74	90	79	77	88	94	75	92	102
Loir-et-Cher	167	80	58	64	57	57	79	112	74	80	83
Loire	86	64	128	63	51	56	55	62	107	88	49
Haute-Loire	122	62	189	54	60	49	52	61	90	63	34
Loire-Atlantique	52	90	53	61	48	52	78	71	59	68	76
Loiret	144	71	42	54	50	50	51	55	74	43	62
Lot	156	89	139	203	124	78	70	83	84	108	99
Lot-et-Garonne	78	70	79	93	81	74	125	114	76	60	86
Lozère	141	114	154	103	107	78	124	134	134	98	131
Maine-et-Loire	91	149	73	71	70	73	152	98	86	75	62

LE FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Manche	151	84	73	115	71	69	185	75	59	80	92
Mame	129	47	47	49	36	35	39	56	46	41	34
Haute-Marne	146	80	75	97	50	83	52	54	86	51	51
Mayenne	64	87	60	126	57	58	99	85	79	83	80
Meurthe-et-Moselle	74	43	52	36	39	36	32	47	36	35	45
Meuse	241	67	82	96	59	126	61	69	53	51	45
Morbihan	70	195	80	122	81	78	139	93	79	65	80
Moselle	175	64	79	59	59	56	58	62	52	49	57
Nièvre	152	100	93	90	76	86	75	55	95	72	69
Nord	67	52	51	54	49	57	49	72	48	43	40
Oise	104	86	100	101	76	62	77	61	68	74	56
Orne	109	73	69	93	54	61	72	66	64	72	80
Pas-de-Calais	105	72	86	92	79	79	95	96	46	56	51
Puy-de-Dôme	98	74	158	55	71	52	62	82	51	65	71
Pyrénées-Atlantiques	93	82	84	155	132	130	134	100	85	98	108
Hautes-Pyrénées	97	80	62	95	110	128	57	55	61	73	59
Pyrénées-Orientales	87	40	53	43	40	43	32	33	32	30	43
Bas-Rhin	221	67	93	53	60	45	53	48	45	40	54
Haut-Rhin	88	75	63	47	42	38	39	32	31	35	39
Rhône	59	47	56	68	43	60	48	40	45	54	38
Haute-Saône	96	95	86	81	56	59	61	69	65	52	106
Saône-et-Loire	73	60	84	113	62	58	58	54	60	55	51
Sarthe	68	93	74	76	74	70	116	91	88	81	79
Savoie	71	104	105	133	52	100	64	67	67	87	48
Haute-Savoie	87	99	141	113	65	104	69	82	75	133	69
Paris	29	18	23	26	8	12	15	13	21	16	24
Seine-Maritime	103	64	70	94	54	46	47	51	51	50	47
Seine-et-Mame	90	46	42	47	31	38	35	43	44	38	43
Yvelines	51	45	55	56	45	42	48	51	66	52	49
Deux-Sèvres	33	45	35	46	21	29	22	22	22	25	23
Somme	76	56	60	63	55	41	46	48	43	34	32
Tam	111	107	118	75	84	62	74	62	82	96	64
Tarn-et-Garonne	130	91	195	106	129	138	81	83	82	85	116
Var	92	74	140	68	73	96	71	66	80	70	54
Vaucluse	57	69	86	53	48	74	54	53	59	81	59
Vendée	74	119	74	73	71	70	73	132	66	79	66
Vienne	43	36	58	86	31	33	39	36	38	48	28
Haute-Vienne	111	74	54	50	95	47	64	70	125	80	65
Vosges	102	75	73	48	52	60	36	42	31	37	48
Yonne	169	61	40	76	48	52	51	49	93	53	68
Territoire-de-Belfort	108	75	73	43	43	47	62	53	47	46	67
Essonne	48	47	52	52	39	42	45	46	48	37	39
Hauts-de-Seine	38	27	39	86	25	44	38	31	40	42	42
Seine-Saint-Denis	34	24	28	33	26	37	35	28	49	36	31
Val-de-Marne	32	30	30	26	19	25	26	26	23	28	23
Val-d'Oise	43	49	52	49	41	49	39	50	53	54	43
Moyenne nationale Enedis	85,3	70,3	73,7	81,8	64,0	61,1	64,1	65,1	63,9	64,3	58,4
Ecart type	53,3	30,4	38,5	50,9	40,4	26,8	35,5	29,4	30,0	30,8	28,4
Ecart moyen	37,5	22,6	28,1	35,8	27,6	20,8	25,2	23,1	22,1	24,4	21,3

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis.

Tableau n° 16 : Calcul, au périmètre d'Enedis, de la dispersion des valeurs des critères de durées annuelles moyennes de coupures à l'échelle des communes (critère B TCC) et des départements (critère B HIX hRTE) en 2010, 2015 et 2020 (écart-type des valeurs et calcul du coefficient de Gini)

Communes - critère B TCC	2010	2015	2020
Nombre de communes prises en compte	32 385	31 171	30 275
Ecart-type des valeurs	438	246	858
Coefficient de Gini	0,6210	0,6214	0,6796

Départements - critère B HIX hRTE	2010	2015	2020
Nombre de départements pris en compte	94	94	94
Ecart-type des valeurs	53	27	28
Coefficient de Gini	0,2608	0,2175	0,2248

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par Enedis. Note de lecture : le coefficient de Gini est selon sa définition de l'INSEE « un indicateur synthétique permettant de rendre compte du niveau d'inégalité pour une variable et sur une population donnée. Il varie entre 0 (égalité parfaite) et 1 (inégalité extrême). »

Annexe n° 4. Aides du Facé, votées, allouées et exécutées de 2015 à 2020

Tableau n° 17 : Détail par programme et action des crédits du CAS Facé budgété en loi de finances initiales de 2015 à 2020 (en millions d'euros)

Prog	Action	Libellé action	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015-2020	%	
793	3	Renforcement des réseaux	184,0	184,0	172,0	164,2	164,2	164,2	1 033	46,7%	
	4	Extension des réseaux	45,7	46,7	42,7	40,8	41,6	41,6	259	11,7%	
	5	Enfouissement et pose en façade	54,5	55,5	44,5	42,5	42,5	42,5	282	12,8%	
	6	Sécurisation des fils nus (hors faible section)	39,0	39,0	51,0	48,7	48,7	48,7	275	12,4%	
	7	Sécurisation des fils nus de faible section	42,0	42,0	55,0	52,5	52,5	52,5	297	13,4%	
	8	Fonctionnement	1,4	1,4	1,4	0,2	0,2	0,2	5	0,2%	
	9	Déclaration d'utilité publique (THT)	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	3	0,1%	
	10	Intempéries	2,5	0,5	2,5	3,4	5,0	5,0	19	0,9%	
	Sous-total programme 793			369,6	369,6	369,6	352,8	355,2	355,2	2 172	98,2%
	794	2	Sites isolés	2,0	2,0	2,0	1,9	1,0	1,0	10	0,4%
3		Installations de proximité en zone non interconnectée	4,0	4,0	4,0	4,0	3,0	3,0	22	1,0%	
4		Maîtrise de la demande d'énergie	1,4	1,4	1,4	1,3	0,8	0,8	7	0,3%	
Sous-total programme 794			7,4	7,4	7,4	7,2	4,8	4,8	39	1,8%	
TOTAL FACE			377,0	377,0	377,0	360,0	360,0	360,0	2 211	100,0%	

Source : Cour des comptes.

Tableau n° 18 : Détail par programme et action des autorisations d'engagement du CAS Facé consommées par année de 2015 à 2020 (en millions d'euros)

Prog	Action	Libellé action	2015	2016	2017	2018	2019	2020	AE exécutées 2015-2020	%	
793	3	Renforcement des réseaux	228,96	163,12	152,77	172,44	166,12	162,50	1 045,91	47,0%	
	4	Extension des réseaux	57,17	43,74	38,84	39,23	31,85	32,37	243,20	10,9%	
	5	Enfouissement et pose en façade	61,31	42,84	38,65	45,26	39,55	39,56	267,17	12,0%	
	6	Sécurisation des fils nus (hors faible section)	44,56	50,25	45,19	52,63	46,49	46,26	285,38	12,8%	
	7	Sécurisation des fils nus de faible section	50,18	53,63	47,73	57,67	49,74	49,81	308,75	13,9%	
	8	Fonctionnement	1,04	0,33	0,76	0,30	0,38	0,30	3,11	0,1%	
	9	Déclaration d'utilité publique (THT)	0,50	0,50	0,48	0,00	0,00	0,00	1,48	0,1%	
	10	Intempéries	2,49	2,76	5,71	20,00	9,18	19,64	59,77	2,7%	
	Sous-total programme 793			446,21	357,15	330,13	387,52	343,31	350,44	2 214,76	99,6%
	794	2	Sites isolés	1,20	0,57	0,57	0,49	0,10	-0,31	2,63	0,1%
3		Installations de proximité en zone non interconnectée	1,05	0,00	0,50	0,04	0,64	3,55	5,78	0,3%	
4		Maîtrise de la demande d'énergie	0,77	0,22	0,11	-0,71	0,39	-0,41	0,37	0,0%	
5		Déclaration d'utilité publique (THT) - (Engagements antérieurs au 1er janvier 2013)				-0,01			-0,01	0,0%	
Sous-total programme 794			3,02	0,79	1,18	-0,20	1,13	2,84	8,77	0,4%	
TOTAL FACE			449,23	357,94	331,31	387,32	344,45	353,28	2 223,53	100%	

Source : Cour des comptes.

Tableau n° 19 : Détail par programme et action des crédits de paiement du CAS Facé exécutés par année de 2015 à 2020 (en millions d'euros)

Programme	Action	Libellé action	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015-2020	%	
793	3	Renforcement des réseaux	203,52	181,51	157,02	164,44	166,37	137,88	1 010,74	47,6%	
	4	Extension des réseaux	40,67	34,58	45,05	40,66	46,53	29,01	236,50	11,1%	
	5	Enfouissement et pose en façade	58,90	50,48	47,79	43,94	52,26	39,89	293,26	13,8%	
	6	Sécurisation des fils nus (hors faible section)	43,80	39,05	44,98	45,69	51,96	37,67	263,15	12,4%	
	7	Sécurisation des fils nus de faible section	47,26	41,12	43,90	47,13	53,51	41,62	274,53	12,9%	
	8	Fonctionnement	1,13	0,19	1,07	0,24	0,36	0,31	3,29	0,2%	
	9	Déclaration d'utilité publique (THT)	0,00	0,45	0,50	0,13	0,29	0,09	1,45	0,1%	
	10	Intempéries	0,10	1,58	2,00	6,21	8,93	9,57	28,38	1,3%	
	Sous-total programme 793			395,37	348,96	342,30	348,44	380,20	296,04	2 111,32	99,4%
	794	2	Sites isolés	0,39	0,29	0,17	0,86	0,61	0,19	2,51	0,1%
3		Installations de proximité en zone non interconnectée	0,36	0,14	0,68	0,03	0,32	0,37	1,90	0,1%	
4		Maîtrise de la demande d'énergie	7,43	0,19	0,07	0,12	0,62	0,10	8,53	0,4%	
5		Déclaration d'utilité publique (THT) - (Engagements antérieurs au 1er janvier 2013)	0,53						0,53	0,0%	
6		Intempéries (Engagements antérieurs au 1er janvier 2013)							0,00	0,0%	
Sous-total programme 794			8,71	0,63	0,92	1,00	1,56	0,66	13,48	0,6%	
TOTAL FACE			404,08	349,59	343,22	349,44	381,75	296,71	2 124,79	100,0%	

Source : Cour des comptes.

Tableau n° 20 : Répartition prévisionnelle 2021 des crédits du Facé (en millions d'euros)

	AE	CP
Aides du Facé budgétées en 2021	360,00	360,00
P793	353,50	353,50
Renforcement des réseaux	165,00	165,00
Extension des réseaux	37,00	37,00
Enfouissement et pose en façade	40,00	40,00
Sécurisation des fils nus	97,00	97,00
DUP THT	0,50	0,50
Intempéries	5,00	5,00
SI FACé	0,20	0,20
Réserve non affectée	8,80	8,80
P794	6,50	6,50
Sites isolés	1,00	1,00
Installations de proximité en zone non interconnectée	3,00	3,00
Maîtrise de la demande d'énergie	0,50	0,50
Transition énergétique	1,00	1,00
Appels à projet innovants	1,00	1,00

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par la direction du Budget pour la NEB 2021.

Tableau n° 21 : Liste des 20 départements ayant bénéficié du plus de droits à subvention de 2015 à 2020 sur le programme principal ((renforcement, extension, sécurisation et enfouissement) et montants cumulés alloués par département concerné (en milliers d'euros)

n°	département	2015-2020 en K€	Part nationale
24	DORDOGNE	82 062	3,9%
22	COTES-D'ARMOR	79 636	3,8%
29	FINISTERE	61 896	2,9%
35	ILLE-ET-VILAINE	54 027	2,6%
64	PYRENEES-ATLANTIQUES	53 632	2,5%
31	HAUTE-GARONNE	52 751	2,5%
50	MANCHE	48 986	2,3%
81	TARN	48 406	2,3%
49	MAINE-ET-LOIRE	47 835	2,3%
56	MORBIHAN	47 684	2,3%
61	ORNE	44 259	2,1%
40	LANDES	44 150	2,1%
72	SARTHE	44 141	2,1%
53	MAYENNE	44 073	2,1%
32	GERS	42 945	2,0%
974	REUNION	42 660	2,0%
82	TARN-ET-GARONNE	38 844	1,8%
46	LOT	38 697	1,8%
12	AVEYRON	36 001	1,7%
26	DROME	35 772	1,7%

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par le ministère chargé de la transition énergétique.

Tableau n° 22 : Évolution des droits à subventions du programme principal (renforcement, extension, sécurisation et enfouissement) par département de 2015 à 2020 (en milliers d'euros)

n°	département	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015-2020 en K€	Part nationale	Δ 2015-2020 en K€	Δ 2015-2020 en %
1	AIN	3 768	3 816	3 969	3 525	3 289	3 184	21 550	1,0%	-584	-15,5%
2	AISNE	2 727	2 472	2 352	2 349	2 290	2 250	14 439	0,7%	-477	-17,5%
3	ALLIER	3 626	3 613	3 609	3 408	3 266	3 167	20 689	1,0%	-459	-12,7%
4	ALPES-HAUTE-PROVENCE	2 410	2 258	2 317	2 329	2 319	2 320	13 953	0,7%	-90	-3,7%
5	HAUTES-ALPES	934	922	880	865	835	874	5 311	0,2%	-60	-6,5%
6	ALPES-MARITIMES	2 048	1 929	1 887	1 614	1 542	1 671	10 690	0,5%	-377	-18,4%
7	ARDECHE	5 868	5 688	5 713	5 638	5 452	5 500	33 859	1,6%	-368	-6,3%
8	ARDENNES	692	661	693	703	692	745	4 186	0,2%	53	7,7%
9	ARIEGE	3 081	3 123	3 016	3 038	2 956	3 061	18 275	0,9%	-20	-0,7%
10	AUBE	1 613	1 592	1 588	1 573	1 533	1 593	9 492	0,4%	-20	-1,2%
11	AUDE	4 248	4 028	3 927	3 760	3 660	3 897	23 519	1,1%	-351	-8,3%
12	AVEYRON	5 774	6 118	6 282	6 112	5 901	5 813	36 001	1,7%	39	0,7%
13	BOUCHES-DU-RHONE	1 908	1 337	991	904	876	908	6 924	0,3%	-1 000	-52,4%
14	CALVADOS	6 606	6 517	6 425	5 138	4 797	4 375	33 858	1,6%	-2 231	-33,8%
15	CANTAL	3 169	3 471	3 581	3 675	3 569	3 793	21 258	1,0%	624	19,7%
16	CHARENTE	3 340	3 645	3 508	3 747	3 643	3 570	21 453	1,0%	230	6,9%
17	CHARENTE-MARITIME	5 029	4 908	4 659	3 796	3 546	3 571	25 508	1,2%	-1 458	-29,0%
18	CHER	2 837	3 010	3 023	2 723	2 594	2 696	16 884	0,8%	-141	-5,0%
19	CORREZE	3 189	2 945	2 907	2 552	2 404	2 458	16 454	0,8%	-731	-22,9%
2A	CORSE-DU-SUD	2 213	2 174	2 517	2 523	2 459	2 410	14 295	0,7%	197	8,9%
2B	HAUTE-CORSE	2 366	2 297	2 460	2 463	2 406	2 372	14 364	0,7%	6	0,3%
21	COTE-D'OR	1 729	1 652	1 597	1 593	1 561	1 564	9 696	0,5%	-165	-9,5%
22	COTES-D'ARMOR	12 366	13 495	13 559	13 602	13 284	13 330	79 636	3,7%	964	7,8%
23	CREUSE	3 458	3 460	3 415	3 051	2 912	2 751	19 046	0,9%	-707	-20,4%
24	DORDOGNE	14 288	14 474	14 514	13 902	13 304	11 580	82 062	3,9%	-2 708	-19,0%
25	DOUBS	146	135	133	106	79	65	664	0,0%	-81	-55,5%
26	DROME	6 131	5 932	5 953	5 927	5 746	6 082	35 772	1,7%	-49	-0,8%
27	EURE	5 016	5 156	5 144	4 515	4 216	4 283	28 330	1,3%	-733	-14,6%
28	EURE-ET-LOIR	1 768	1 792	1 919	1 754	1 669	1 783	10 585	0,5%	15	0,9%
29	FINISTERE	10 092	10 641	10 538	10 178	9 957	10 491	61 896	2,9%	399	4,0%
30	GARD	4 934	4 687	4 639	4 506	4 293	4 676	27 735	1,3%	-258	-5,2%
31	HAUTE-GARONNE	8 891	8 961	8 954	8 798	8 460	8 687	52 751	2,5%	-204	-2,3%
32	GERS	6 710	7 454	7 465	7 285	7 077	6 955	42 945	2,0%	245	3,6%
33	GIROUDE	5 542	5 785	5 872	5 872	5 708	5 967	34 746	1,6%	425	7,7%
34	HERAULT	3 014	2 919	2 907	2 903	2 794	2 767	17 303	0,8%	-247	-8,2%
35	ILLE-ET-VILAINE	8 969	9 388	9 383	9 060	8 764	8 463	54 027	2,5%	-506	-5,6%
36	INDRE	2 808	2 901	2 934	2 568	2 465	2 446	16 122	0,8%	-362	-12,9%
37	INDRE-ET-LOIRE	4 396	4 662	4 714	4 702	4 565	4 704	27 743	1,3%	308	7,0%
38	ISERE	5 296	4 926	4 879	4 643	4 315	4 424	28 483	1,3%	-872	-16,5%
39	JURA	2 613	2 617	2 648	2 625	2 545	2 545	15 593	0,7%	-68	-2,6%
40	LANDES	8 201	8 029	7 937	6 898	6 554	6 531	44 150	2,1%	-1 670	-20,4%
41	LOIR-ET-CHER	2 747	3 117	3 131	3 070	2 988	3 053	18 106	0,8%	306	11,2%
42	LOIRE	4 808	5 007	5 012	4 828	4 622	4 665	28 942	1,4%	-143	-3,0%
43	HAUTE-LOIRE	2 506	2 415	2 472	2 444	2 360	2 383	14 579	0,7%	-123	-4,9%
44	LOIRE-ATLANTIQUE	5 821	5 421	5 272	4 481	4 121	4 301	29 417	1,4%	-1 520	-26,1%
45	LOIRET	1 798	1 755	1 752	1 597	1 525	1 617	10 044	0,5%	-181	-10,1%
46	LOT	6 683	6 387	6 589	6 508	6 299	6 232	38 697	1,8%	-451	-6,7%
47	LOT-ET-GARONNE	5 499	5 574	5 554	5 330	5 089	4 974	32 020	1,5%	-525	-9,5%
48	LOZERE	1 048	1 013	1 095	1 091	1 064	1 100	6 410	0,3%	53	5,0%
49	MAINE-ET-LOIRE	8 091	8 487	8 487	7 750	7 481	7 538	47 835	2,2%	-553	-6,8%

LE FINANCEMENT DES AIDES AUX COLLECTIVITÉS POUR L'ÉLECTRIFICATION RURALE

n°	département	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2015-2020 en K€	Part nationale	Δ 2015-2020 en K€	Δ 2015-2020 en %
50	MANCHE	8 291	8 769	8 827	7 899	7 592	7 609	48 986	2,3%	-682	-8,2%
51	MARNE	1 610	1 506	1 496	1 509	1 482	1 515	9 118	0,4%	-95	-5,9%
52	HAUTE-MARNE	1 015	921	878	896	883	937	5 529	0,3%	-78	-7,7%
53	MAYENNE	6 643	7 363	7 376	7 585	7 381	7 724	44 073	2,1%	1 081	16,3%
56	MORBIHAN	8 913	8 683	8 593	7 453	7 118	6 924	47 684	2,2%	-1 989	-22,3%
57	MOSELLE	343	297	318	301	326	333	1 918	0,1%	-10	-2,9%
58	NIEVRE	1 994	1 947	1 981	1 968	1 912	1 806	11 607	0,5%	-188	-9,4%
59	NORD	2 554	1 934	1 518	1 232	1 164	1 032	9 434	0,4%	-1 522	-59,6%
60	OISE	2 733	2 654	2 503	2 507	2 442	2 429	15 268	0,7%	-304	-11,1%
61	ORNE	7 410	7 712	7 626	7 355	7 155	7 001	44 259	2,1%	-409	-5,5%
63	PUY-DE-DOME	3 642	3 459	3 473	3 357	3 218	3 261	20 410	1,0%	-381	-10,5%
64	PYRENEES-ATLANTIQUES	9 425	9 317	9 341	8 813	8 386	8 350	53 632	2,5%	-1 075	-11,4%
65	HAUTES-PYRENEES	2 435	2 469	2 571	2 513	2 436	2 532	14 956	0,7%	97	4,0%
66	PYRENEES-ORIENTALES	171	178	194	212	202	210	1 167	0,1%	39	22,8%
67	BAS-RHIN	116	103	94	92	87	88	580	0,0%	-28	-24,1%
68	HAUT-RHIN	223	192	171	153	140	105	984	0,0%	-118	-52,9%
69	RHONE	2 791	2 469	2 297	2 297	2 223	2 378	14 454	0,7%	-413	-14,8%
70	HAUTE-SAONE	2 279	2 111	2 119	2 123	2 060	2 009	12 701	0,6%	-270	-11,9%
71	SAONE-ET-LOIRE	3 649	3 492	3 550	3 412	3 261	3 212	20 576	1,0%	-437	-12,0%
72	SARTHE	6 983	7 522	7 482	7 461	7 233	7 460	44 141	2,1%	477	6,8%
73	SAVOIE	324	245	201	220	231	229	1 451	0,1%	-95	-29,3%
74	HAUTE-SAVOIE	4 877	3 959	3 235	3 049	2 893	2 965	20 977	1,0%	-1 912	-39,2%
76	SEINE-MARITIME	3 814	3 744	3 833	3 436	3 269	3 202	21 298	1,0%	-612	-16,0%
77	SEINE-ET-MARNE	1 502	1 419	1 412	1 401	1 373	1 402	8 509	0,4%	-100	-6,7%
78	YVELINES	76	59	56	52	48	45	336	0,0%	-31	-40,8%
79	DEUX-SEVRES	4 087	4 103	4 628	4 234	4 215	4 434	25 702	1,2%	347	8,5%
80	SOMME	1 816	1 546	1 404	1 339	1 270	1 483	8 859	0,4%	-333	-18,4%
81	TARN	7 992	8 176	8 271	8 167	7 896	7 905	48 406	2,3%	-87	-1,1%
82	TARN-ET-GARONNE	6 503	6 730	6 731	6 603	6 403	5 874	38 844	1,8%	-629	-9,7%
84	VAUCLUSE	3 350	3 092	3 131	3 005	2 843	2 832	18 253	0,9%	-518	-15,5%
85	VENDEE	5 450	5 380	5 229	4 768	4 490	4 170	29 487	1,4%	-1 280	-23,5%
86	VIENNE	5 728	5 538	5 810	5 817	5 643	5 353	33 889	1,6%	-375	-6,5%
87	HAUTE-VIENNE	3 231	3 277	3 280	2 966	2 814	2 753	18 321	0,9%	-478	-14,8%
88	VOSGES	2 575	2 527	2 531	2 505	2 413	2 364	14 915	0,7%	-211	-8,2%
89	YONNE	1 679	1 568	1 437	1 316	1 290	1 418	8 707	0,4%	-261	-15,5%
91	ESSONNE	68	58	68	76	85	0	355	0,0%	-68	-100,0%
95	VAL-DOISE	85	79	81	70	66	0	381	0,0%	-85	-100,0%
971	GUADELOUPE	2 819	2 868	3 169	3 062	3 477	3 585	18 980	0,9%	766	27,2%
972	MARTINIQUE	1 137	1 131	1 210	1 353	1 539	1 567	7 937	0,4%	430	37,8%
973	GUYANE	1 317	1 865	1 771	1 849	1 782	1 774	10 358	0,5%	457	34,7%
974	REUNION	7 376	6 593	7 202	7 210	7 023	7 256	42 660	2,0%	-120	-1,6%
975	ST-PIERRE-ET-MIQUELON	709	707	706	670	648	649	4 089	0,2%	-60	-8,5%
976	MAYOTTE	2 375	2 493	2 496	2 496	2 417	2 416	14 693	0,7%	41	1,7%
977	ST BARTHELEMY	126	111	100	108	124	124	693	0,0%	-2	-1,6%
978	ST MARTIN	152	140	137	115	98	98	740	0,0%	-54	-35,5%
	FACE France entière	367 212	367 287	367 219	351 065	338 916	339 018	2 130 718	100,0%	-28 194	-7,7%
	évolution annuelle dotations		75	-68	-16 154	-12 149	102	-28 194	-7,7%	-	-

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par le ministère chargé de la transition énergétique.

Tableau n° 23 : Répartition par AODE des aides allouées au titre du sous-programme *Intempéries* de 2015 à 2020 (autorizations d'engagement exécutées en euros)

Aides du sous-programme d'intempéries	Dpt
COM DE SAINT MARTIN	978
SAINTE BARTHELEMY	977
SYNDICAT DEPARTEMENTAL ENERGIE FINISTERE (SD)	29
SYNDICAT DEPARTEMENTAL ENERGIES MORBIHAN	56
ASYMIX ENERGIE DE L'ARDECHE	07
ASYMIX ENERGIES DEPT LOIRE SIEL	42
SM TERRITOIRE D'ENERGIE ISERE -TE 3	38
ASYMIX ENERGIE EQUIPT ENVIR NIEVRE SI	58
SYNDICAT DEPARTEMENTAL ENERGIES DROME	26
SYNDICAT SYDER	69
SYNDICAT ENERGIES MANCHE SDEM	52
SYNDICAT SDEC ENERGIE CALVADOS	14
SM D'ELECTRICITE DU GARD	34
SYNDICAT ENERGIES VIENNE	86
SYADEN	74
SIVU ARC ENERGIES MAURIENNE	73
SYNDICAT ENERGIE HAUTES-PYRENEES	65
SIVU ENERGIES VALLEE DE THONES SIE	74
SIEDS	79
SDEG	32
SIEA	01
SIVOM D'ELECTRICITE DE SEYSSSEL SIES	74
Total général	59 771 912

Source : Cour des comptes d'après les données fournies par le ministère chargé de la transition énergétique.

Annexe n° 5. Agrégats financiers des syndicats de collectivités territoriales ayant la compétence distribution d'électricité

La situation financière des syndicats d'énergie :

Il n'est pas possible de consolider les données financières de la seule compétence de distribution d'électricité à partir des comptes financiers des syndicats d'énergie. Ceux-ci exercent plusieurs compétences et la distribution d'électricité ne fait pas l'objet d'un suivi isolé dans un budget annexe. L'analyse de la situation financière globale des syndicats, au périmètre des budgets principaux, permet toutefois de retirer quelques enseignements généraux utiles.

À partir des extractions fournies par le centre appui métier, les principales données présentées ci-dessous ont été reconstituées. Elles permettent d'observer pour les syndicats exerçant la compétence énergie ou percevant la taxe communale sur la consommation finale d'électricité une capacité de désendettement autour de 1,6 années, un autofinancement des investissements d'environ 90 %, un taux d'épargne supérieur à 50 % et un fonds de roulement net global représentant près de 2 années de charges de gestion à fin 2020.

La situation financière de ces syndicats, qui ont réalisé en moyenne 1,28 Md€ d'investissements de 2015 à 2020 (distribution d'électricité, éclairage public et autres compétences), est donc très satisfaisante. Si leur principale fonction est d'investir, ils sont peu endettés et financent leurs dépenses d'équipements majoritairement grâce à des subventions et à leur capacité d'autofinancement.

Tableau n° 24 : Principaux agrégats financiers des syndicats de communes ayant la compétence distribution d'électricité de 2015 à 2020 (en euros)

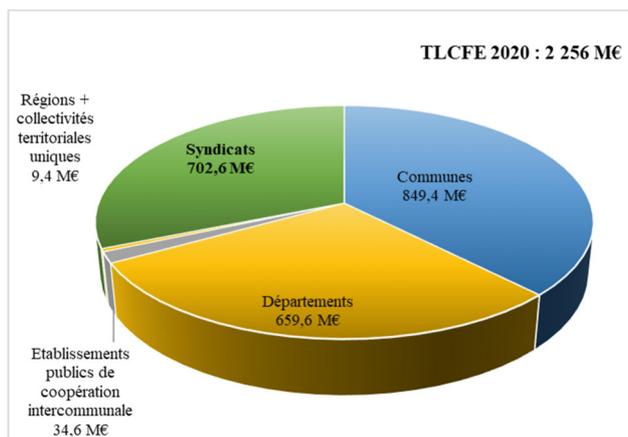
	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Produits de gestion	894 240 983	911 319 163	1 012 677 496	1 054 948 348	1 118 254 985	1 174 303 694
Charges de gestion	353 050 137	380 643 925	421 292 964	465 809 601	506 027 275	515 234 633
CAF brute	488 133 160	479 138 702	547 898 203	546 663 976	568 946 125	632 271 992
CAF nette ou disponible	389 380 376	361 449 415	435 632 390	435 665 764	452 201 323	510 065 334
+ Subventions d'investissement reçues hors attributions de compensation	671 151 531	613 446 368	651 780 485	716 680 021	805 527 356	711 305 288
= Financement propre disponible	1 103 914 105	1 033 598 573	1 156 874 199	1 202 699 268	1 330 644 696	1 292 398 614
- Dépenses d'équipement (y c. tvx en régie)	1 166 340 680	1 139 000 311	1 264 096 002	1 339 017 255	1 452 115 176	1 348 653 177
- Subventions d'équipement	51 316 091	51 377 242	62 176 351	82 082 945	94 113 432	96 294 094
= Besoin (-) ou capacité (+) de financement	12 297 556	-51 951 506	-47 777 644	-98 439 549	-170 192 976	-98 208 382
Encours de dettes du BP au 31 décembre	780 288 406	770 981 882	898 864 823	894 367 524	994 793 029	1 041 454 281
Fonds de roulement net global (E-F)	729 218 547	768 908 864	837 420 834	869 794 084	859 766 745	974 090 653
Indicateurs financiers						
Taux d'épargne (CAF brute / Produits de gestion)	54,6%	52,6%	54,1%	51,8%	50,9%	53,8%
Capacité de désendettement en années (encours de dette / CAF Brute)	1,60	1,61	1,64	1,64	1,75	1,65
Fonds de roulement net global en jours de charges de gestion	744	727	716	672	612	681
Autofinancement des investissements de l'année	91%	87%	87%	85%	86%	89%
Part du financement des dépenses d'investissement par des subventions reçues	55%	52%	49%	50%	52%	49%

Source : Cour des comptes d'après les données extraites d'Open Anafi par le centre appui métier. Note de lecture : une liste de 178 syndicats compétences en matière d'énergie a été fournie par la DGCL et complétée de syndicats percevant la taxe sur l'électricité. Pour l'année 2020, 216 syndicats sont pris en considération. Ces données correspondent à celles des budgets principaux et correspondent à toutes les activités de ces syndicats y compris celles hors réseau de distribution. Le montant total des investissements ne correspond ainsi pas à la somme des investissements réalisés dans le seul domaine de l'électricité.

Les taxes locales sur la consommation finale d'électricité (TLCFE) en 2020 :

En 2020, les produits des TLCFE, communales et départementales, perçues par les collectivités locales se répartissaient comme suit.

Graphique n° 8 : Répartition du produit des taxes locales sur la consommation finale d'électricité par type de collectivité bénéficiaire en 2020 (en millions d'euros)



Source : Cour des comptes d'après les données fournies par la DGCL.

L'extraction des données financières pour les syndicats d'énergie réalisées pour cette instruction a permis de reconstituer un périmètre de 134 syndicats percevant 674,379 M€ sur les 702,6 M€ perçus en 2020. Sur ce périmètre, 171,595 M€ ont été reversés aux communes, soit 25 % des sommes considérées.

Les syndicats d'énergie de communes urbaines représentent la majeure partie de ces reversements : SIPPEREC (région parisienne) pour 54 M€, SIGEIF (région parisienne) pour 18,9 M€ ou encore SIGERLY (région lyonnaise) pour 15,8 M€. Dans ces cas, les syndicats assument le recouvrement et la vérification des sommes perçues avant reversement aux communes.

La réforme des TLCFE à compter de 2022 :

L'article 54 de la loi de finances pour 2021 a prévu l'intégration progressive des deux taxes locales au sein de la TICFE, respectivement d'ici 2022 et 2023.

Selon les informations communiquées par le ministère chargé de la transition énergétique, « en contrepartie, les ressources des collectivités locales et de leurs groupements seront préservées, à travers la perception d'une part départementale ou communale de TICFE.

Cette part sera assise sur les données de consommation de l'électricité collectées par l'enquête dans le cadre de l'application de l'article 179 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 (données locales de l'énergie) pour les données locales de l'énergie. C'est sur ces données que seront calculés les montants des parts de TICFE attribués aux collectivités et aux groupements bénéficiaires, les fournisseurs d'électricité n'ayant plus d'obligations déclaratives à l'issue de la réforme.

Plus précisément, à partir de 2023, le montant de la part de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité reversée aux départements (TDCFE) sera égal au montant perçu au titre de l'année précédente majoré de l'inflation, multiplié par le rapport entre la quantité d'électricité fournie sur le territoire du département ou de la métropole de Lyon au titre de la pénultième année (N-2, soit les données de consommation de 2021 pour l'année 2023 par exemple) et celle fournie au titre de l'antépénultième (N-3, soit les données de consommation 2020 pour 2023).

À partir de 2024, le montant de la part de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité reversée aux communes ou aux groupements et aux départements qui s'y substituent (TCCFE) sera égal à celui perçu au titre de l'année précédente majoré de l'inflation, multiplié par le rapport entre la quantité d'électricité fournie sur le territoire, selon le cas, de la commune, de l'établissement public de coopération intercommunale, du département ou de la métropole de Lyon, au titre de la pénultième année (N-2, soit les données de consommation de 2022 pour l'année 2024 par exemple) et celle fournie au titre de l'antépénultième année (N-3, soit les données de consommation 2021 pour 2024). »⁷¹

Pour l'année d'intégration de chacune des deux taxes locales au sein de la TICFE, l'article 54 de la loi de finances pour 2021 a défini le montant à percevoir pour les collectivités comme « le montant [de 2022] augmenté de 1,5 % ou de 1 % pour les syndicats mentionnés à l'article L. 5212-24, ainsi que de l'évolution, entre 2020 et 2021, de l'indice des prix à la consommation hors tabac » pour la taxe communale et le montant de 2021 « augmenté de 1,5 % ainsi que de l'évolution, entre 2019 et 2020, de l'indice des prix à la consommation hors tabac » pour la taxe départementale.

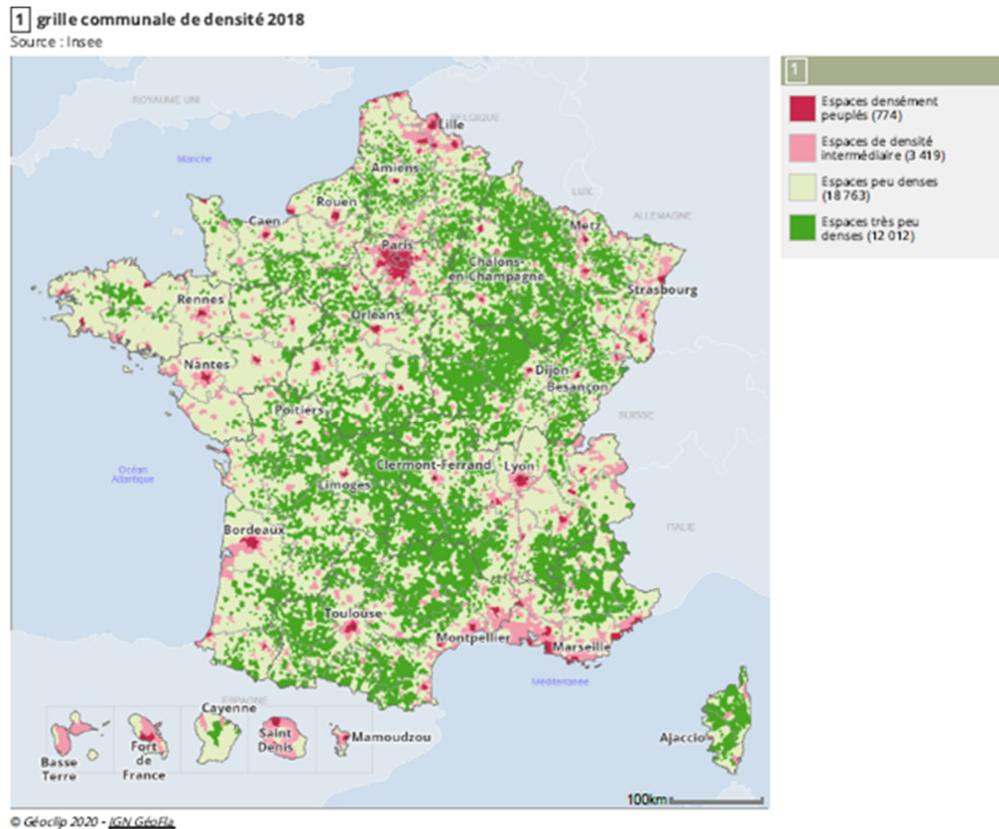
Il convient enfin de préciser qu'outre la pérennisation de la ressource pour les collectivités, certaines profiteront d'un surplus dans la mesure où « la part de TICFE sera égale soit au montant de la taxe perçue si la collectivité avait délibéré en faveur du tarif maximum, soit au montant qu'elle aurait perçu si elle avait délibéré en ce sens. En outre, pour toutes les collectivités, ce montant sera augmenté à hauteur des frais de gestion perçus actuellement les fournisseurs d'électricité - soit 10 M€ pour les départements, et 20 M€ pour le bloc communal. »⁷² Et comme indiqué ci-dessus, le montant sera désormais actualisé non seulement de l'inflation, mais également de la variation de la consommation d'électricité observée sur le territoire de la collectivité.

⁷¹ Ministre chargé de la transition énergétique, DGEC, réponse à la Cour, *Fiche portant sur les nouvelles modalités de calcul de la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE)*

⁷² Réponse du ministère de l'économie, des finances et de la relance à la question parlementaire n° 36 397, publiée au Journal Officiel le 27 avril 2021.

Annexe n° 6. Comparaison des périmètres de ruralité

Carte n° 14 : Communes rurales et urbaines selon la nouvelle définition retenue par l'Insee en 2021



Source : Cour des comptes d'après les données de l'Insee.

Tableau n° 25 : Comparaison entre les communes rurales au sens de l'Insee et celles intégrées au Facé au 1^{er} janvier 2020 et poids de ces communes dans la population et dans les caractéristiques du réseau public de distribution d'électricité

	Définition INSEE ruralité 2020			Données Facé 2020			Définition Facé pour le seul périmètre d'Enedis		
	Nombre de communes	Part des communes	Part de la population	Nombre de communes	Part des communes	Part de la population	Part des clients BT	Part de la longueur de réseau BT	Part de la consommation
Communes rurales	30 775	88%	32,80%	25 641	73,4%	24,9%	22,5%	49,4%	25,6%
Communes urbaines	4 193	12%	67,20%	9 274	26,6%	75,1%	77,5%	50,6%	74,4%
France entière	34 968	100%	100%	34 915	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Source : Cour des comptes.

Annexe n° 7. Critères de répartition des droits à subvention

<i>Sous-programmes</i>	Arrêté du 27 mars 2013	Arrêté du 13 avril 2021
<i>Renforcement</i>	<p>80 % de l'enveloppe en fonction du coût global de résorption des départs mal alimentés de chaque département, calculé de la manière suivante : Coût de résorption du stock = [longueur cumulée des DMA en zone rurale × coût pondéré du km + nombre de DMA en zone rurale × 1/3 × coût pondéré d'un poste] × coefficient haute montagne.</p> <p>20 % en fonction du taux d'évolution des puissances souscrites de la zone ER : Flux = [variations positives de puissance souscrite entre n et n - 1 dans le département/puissance souscrite dans le département en N] (=> taux de variation positive) × longueur du réseau BT en zone rurale du département.</p>	<p>100 % de l'enveloppe au prorata du coût de résorption du stock de départs basse tension mal alimentés (DMA) sur la zone rurale du département.</p> <p>Coût de résorption du stock = [longueur cumulée des DMA en zone rurale X coût pondéré du km + (nombre de DMA en zone rurale X 1/3 + nombre de postes transformateurs en contrainte) X coût pondéré d'un poste] X coefficient de haute montagne X coefficient outre-mer X (1+0,2 DMA résorbés sans l'aide du Facé / DMA résorbés avec et sans l'aide du Facé).</p>
<i>Extension</i>	<p>Au prorata des droits à subvention du programme « renforcement ».</p> <p>Clé de répartition à 20 % de l'ensemble « renforcement et extension ».</p>	<p>50 % en fonction des flux de puissance souscrite des clients de la zone rurale alimentés en basse tension.</p> <p>50 % en fonction de la variation de population dans le département.</p> <p>Possibilité d'adaptation après avis du CER pour les Outre-mer.</p>
<i>Sécurisation des fils nus</i>	<p>70 % sont répartis au prorata de la longueur des fils nus en zone rurale.</p> <p>Les 30 % restants sont répartis au prorata de la densité des clients sur les départs comportant des fils nus.</p>	<p>70 % sont répartis au prorata de la longueur des fils nus en zone rurale.</p> <p>Les 30 % restants sont répartis au prorata de la densité des clients sur les départs comportant des fils nus.</p>
<i>Sécurisation des fils nus de faible section</i>	<p>Répartition au prorata des kilomètres de fils nus de faible section en zone rurale. Pas d'attribution en deçà de 10 km.</p>	<p><i>Programme fusionné avec celui consacré à la sécurisation des fils nus.</i></p>
<i>Enfouissement</i>	<p>70 % sont répartis au prorata de la longueur des lignes basse tension aériennes en zone rurale.</p> <p>Les 30 % restants sont répartis au prorata des travaux d'amélioration esthétique financés par les maîtres d'ouvrage sur leurs fonds propres (y compris leur participation aux travaux bénéficiant des aides pour l'électrification rurale).</p>	<p>70 % sont répartis au prorata de la longueur des lignes basse tension aériennes en zone rurale.</p> <p>Les 30 % restants sont répartis au prorata des travaux d'amélioration esthétique financés par les maîtres d'ouvrage sur leurs fonds propres (y compris leur participation aux travaux bénéficiant des aides pour l'électrification rurale).</p>

Annexe n° 8. Coûts moyens observés pour les travaux sur le réseau public de distribution d'électricité

Tableau n° 26 : Données relatives aux coûts moyens par mètre linéaires des opérations soutenues par le Facé selon la typologie des programmes sous-jacents pour le réseau BT (en € / mètres linéaires pour les canalisations et en coût moyen par unité pour les branchements)

Renforcement de réseau BT		2018	2019	2020
Aérien déposé		5,37 €	5,10 €	6,03 €
Souterrain déposé		21,31 €	4,31 €	3,81 €
Façade déposé		6,50 €	9,10 €	10,28 €
Aérien posé		39,71 €	40,02 €	42,23 €
Souterrain posé		92,45 €	94,55 €	93,02 €
Façade posé		-	-	-
Branchements				
	aérien	235,21 €	213,49 €	225,29 €
	souterrain	803,23 €	212,63 €	849,96 €
	façade	223,63 €	207,85 €	463,69 €

Remplacement de réseau BT en fils nus		2018	2019	2020
Aérien déposé		4,79 €	5,30 €	5,11 €
Souterrain déposé		-	-	-
Façade déposé		-	-	-
Aérien posé		30,69 €	35,58 €	35,25 €
Souterrain posé		84,74 €	81,96 €	84,94 €
Façade posé		-	-	-
Branchements				
	aérien	190,53 €	197,46 €	238,11 €
	souterrain	873,86 €	911,98 €	1 032,21 €
	façade		-	-

Dissimulation de réseau BT		2018	2019	2020
Aérien déposé		7,56 €	8,45 €	8,49 €
Souterrain déposé		44,60 €	45,06 €	8,41 €
Façade déposé		6,32 €	11,01 €	13,12 €
Aérien posé		-	-	-
Souterrain posé		123,42 €	117,18 €	119,70 €
Façade posé		78,47	67,85	60,08
Branchements				
	aérien	754,90 €	774,71 €	490,26 €
	souterrain	859,10 €	854,03 €	906,45 €
	façade	386,62 €	303,48 €	733,69 €

Extension de réseau BT		2018	2019	2020
Aérien posé		71,37 €	72,84 €	62,32 €
Souterrain posé		84,95 €	95,06 €	95,85 €

Source : Cour des comptes d'après les données des rapports de contrôle 2018-2020 de la MFR.

Tableau n° 27 : Données relatives aux coûts moyens par mètre linéaire des opérations soutenues par le Facé selon la typologie des programmes sous-jacents pour le réseau HTA (en € / mètres linéaires pour les réseaux et en coût par poste pour les postes HTA/BT)

Poste HTA / BT (coût moyen par poste)	2018	2019	2020
Dépose			
Poteau	517,49 €	539,87 €	398,63 €
Socle	392,67 €	764,36 €	666,89 €
Cabine	1 489,95 €	1 160,59 €	1 421,96 €
Autre	-	-	-
Pose			
Poteau	7 020,22 €	6 374,22 €	6 880,12 €
Socle	14 435,42 €	13 495,32 €	14 641,57 €
Cabine	24 238,49 €	23 034,00 €	21 279,91 €
Autre	15 500,48 €	15 036,15 €	11 393,08 €

Extension de réseau HTA (raccordements HTA)	2018	2019	2020
Aérien déposé	6,88 €	8,34 €	7,59 €
Aérien posé	66,42 €	58,73 €	66,33 €
Souterrain posé	88,21 €	86,94 €	87,23 €

Dissimulation de réseau HTA	2018	2019	2020
Aérien déposé	5,87 €	6,57 €	7,11 €
Souterrain posé	87,53 €	103,62 €	93,86 €

Source : Cour des comptes d'après les données des rapports de contrôle 2018-2020 de la MFR.