

S2020-1902

Deuxième CHAMBRE

Troisième SECTION

OBSERVATIONS DÉFINITIVES

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

ENEDIS : CONTROLE DES COMPTES ET DE LA GESTION

Exercices 2011 à 2018

Le présent document, qui a fait l'objet d'une contradiction avec les destinataires concernés,
a été délibéré par la Cour des comptes, le 24 septembre 2020.

**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.....	7
LISTE DES RECOMMANDATIONS	13
INTRODUCTION.....	15
1 LA DISTRIBUTION D'ELECTRICITE : UN ENVIRONNEMENT JURIDIQUE COMPLEXE ET FRAGILE.....	18
1.1 Un cadre juridique fondé sur l'articulation entre les règles issues de la libéralisation du marché et le modèle historique français	18
1.1.1 La séparation des activités de distribution et l'affirmation du rôle de distributeur	18
1.1.2 Accès non discriminatoire et indépendance de gestion : la résolution progressive des situations de non-conformité	19
1.1.2.1 Les garanties offertes par la séparation des activités.....	19
1.1.2.2 La diminution du champ des activités mutualisées	20
1.1.2.3 Les tensions autour de l'identité sociale.....	20
1.1.3 Les spécificités du modèle français maintenues mais potentiellement en question	21
1.2 Une gouvernance complexe, la nécessité pour la tutelle de préciser les conditions de mise en œuvre des missions de service public.....	22
1.2.1 Les évolutions de la composition des instances dirigeantes.....	22
1.2.2 Les relations entre EDF et Enedis : une complexité inhérente au système retenu.....	23
1.2.3 Clarifier la mise en œuvre de missions de service public assignées à l'entreprise.....	24
1.2.4 La nécessité de préciser les relations financières avec les fournisseurs d'électricité.....	25
1.2.4.1 Une mesure de régulation mise en œuvre dans des conditions hasardeuses.....	25
1.2.4.2 Une généralisation du commissionnement économiquement contestable	26
2 LES CONCESSIONS D'ELECTRICITE REGISSANT LES RELATIONS AVEC LES COLLECTIVITES LOCALES	28
2.1 Un régime juridique spécifique	28
2.1.1 Le caractère monopolistique de la gestion des réseaux publics de distribution d'électricité.....	28
2.1.2 Des autorités concédantes nombreuses et de taille diverse	29
2.1.3 Un double niveau de régulation, local et national	30
2.1.3.1 L'existence d'une péréquation géographique tarifaire	30
2.1.3.2 Le modèle de cahier des charges	30
2.1.4 Le partage de la maîtrise d'ouvrage des travaux	31
2.2 Des relations plus équilibrées, pas totalement apaisées	32
2.2.1 La volonté de mettre fin à des désaccords récurrents.....	32
2.2.2 Un nouvel équilibre fragile	33
2.3 Les particularités du régime financier des concessions	34
2.3.1 Les biens du domaine concédé représentant l'essentiel du bilan d'Enedis	34
2.3.2 Les provisions pour renouvellement	35

2.3.3 Les contributions versées aux autorités concédantes	37
2.3.3.1 Des contributions de nature diverse	37
2.3.3.2 Des dépenses à objets multiples	38
2.3.4 L'équilibre économique des concessions	39
3 DES ACTIVITES OPERATIONNELLES EN PLEINE EVOLUTION	41
3.1 La croissance des énergies renouvelables	41
3.1.1 L'augmentation de la production décentralisée.....	41
3.1.2 Des missions nouvelles de gestionnaire de système électrique.....	42
3.1.3 Le développement de l'autoconsommation.....	43
3.2 La mise en œuvre de la transition énergétique	44
3.2.1 L'appui aux collectivités	44
3.2.2 Le développement des mécanismes de flexibilité	45
3.2.3 Des incitations encore limitées pour le distributeur	46
3.3 L'accompagnement du développement de la mobilité électrique	47
3.3.1 Des objectifs ambitieux, une dynamique d'évolution incertaine	47
3.3.2 Gérer l'impact sur le système électrique	49
3.4 Les défis du développement du numérique et de la gestion des données	50
3.4.1 Une mise à disposition des données de plus en plus large	50
3.4.2 Une politique numérique active, des attentes qui restent fortes	51
3.4.3 L'ambition de se positionner comme opérateur de données	52
3.5 Une diversification qui doit rester dans le cadre des missions de service public.....	52
4 LA QUALITE DE SERVICE ET LES CHOIX D'INVESTISSEMENT.....	54
4.1 La qualité de l'électricité: une nécessaire clarification des objectifs poursuivis, une remise à plat des dispositifs existants à engager.....	54
4.1.1 Un système de collecte de l'information à fiabiliser	55
4.1.2 Un dispositif réglementaire inopérant	55
4.1.3 Des mécanismes de régulation incitative plus exigeants.....	56
4.1.4 Une légère amélioration de la qualité mais des disparités territoriales qui restent importantes, des interrogations sur l'évolution des objectifs	57
4.1.4.1 L'amélioration des performances	58
4.1.4.2 Des disparités entre les territoires.....	59
4.1.5 Clarifier les objectifs et les critères en matière de qualité.....	59
4.2 Une augmentation des investissements liée à Linky et au développement des EnR	59
4.2.1 La part prépondérante des dépenses de raccordement et renforcement	60
4.2.2 La progression ralentie des investissements consacrés à la qualité de la desserte	61
4.2.3 Des dépenses inférieures aux trajectoires prévisionnelles.....	62
4.3 Une nouvelle stratégie d'investissement fondée sur l'efficacité des dépenses	62
4.4 Des besoins d'investissements qui restent importants	63
4.4.1 Des augmentations considérables liées notamment au développement des EnR et de la mobilité électrique	63
4.4.2 La nécessité de garantir un niveau d'investissements conforme aux besoins effectifs de renouvellement et de modernisation du réseau.....	64

4.5 Un financement des investissements contraint.....	65
4.5.1 Les choix financiers de l'entreprise et de son actionnaire.....	65
4.5.2 La mutualisation contestable des coûts de raccordement.....	66
4.6 Clarifier et partager la doctrine d'investissement	66
4.6.1 L'approfondissement du dialogue avec les concédants sur les programmes locaux d'investissement	67
4.6.2 La nécessaire clarification des lignes directrices de la politique d'investissement.....	67
5 UNE REGULATION FINANCIERE FAVORABLE	70
5.1 Analyse du compte de résultat	71
5.1.1 Les grandes masses et le bénéfice net	71
5.1.2 La remontée de dividendes vers EDF.....	73
5.2 Analyse du bilan.....	73
5.2.1 L'actif.....	73
5.2.2 Le passif	74
5.3 La construction du tarif (TURPE).....	75
5.3.1 Un fonctionnement de type budgétaire	75
5.3.2 Le problème posé par la rémunération du capital	77
5.3.2.1 Les conséquences de l'annulation du TURPE 3.....	77
5.3.2.2 Le nouveau cadre introduit par la loi de 2015	77
5.3.3 Les montants	78
5.3.4 La nécessité de clarifier la méthode	79
ANNEXES.....	82

SYNTHÈSE

Un régime particulier, jusqu'à présent relativement préservé malgré d'importantes évolutions réglementaires

Le modèle français de la distribution d'électricité présente plusieurs spécificités :

- La distribution publique d'électricité est un service public local ;
- Ce service public est obligatoirement délégué sous forme de concession ;
- Les collectivités n'ont pas le choix de leur concessionnaire, qui dispose d'un monopole dans sa zone de desserte exclusive ;
- Les éléments essentiels du contrat sont définis au niveau national, notamment le tarif d'acheminement acquitté par les consommateurs qui est le même sur l'ensemble du territoire ;
- Le concessionnaire n'est pas propriétaire des ouvrages du réseau qui appartiennent aux collectivités ;

Une autre particularité du système français de distribution d'électricité est qu'il est dominé par une entreprise, Enedis, qui exerce son activité sur 95 % du territoire. Les 150 autres gestionnaires de réseaux de distribution ont un rôle purement local.

Les directives européennes sur l'ouverture à la concurrence d'une partie du secteur de l'électricité ont profondément affecté l'organisation et le mode de fonctionnement de la distribution. Elles n'ont pas entraîné le démantèlement d'EDF mais elles ont imposé la séparation comptable, juridique et fonctionnelle des activités de transport et de distribution d'électricité afin de garantir l'absence de discrimination et l'égal accès des fournisseurs au réseau de distribution.

La création en 2008 d'une filiale d'EDF dédiée à la distribution, ERDF (devenue Enedis en 2016), découle donc directement de la mise en œuvre des règles européennes. Jusque-là, l'activité de distribution était exercée par un service dédié au sein d'EDF.

De même qu'elles n'ont pas remis en cause l'appartenance à EDF, les réglementations européennes successives n'ont pas fait disparaître les spécificités du modèle français de la distribution mentionnées ci-dessus.

Malgré une relation plus équilibrée avec les autorités concédantes, des différends récurrents et un modèle fragilisé qui appellent une clarification par l'Etat des missions de service public d'Enedis

Malgré la relative stabilité de son régime juridique, le modèle français de distribution de l'électricité et tout particulièrement le quasi-monopole confié à Enedis, se trouvent fragilisés.

Les précédents rapports de la Cour avaient pointé le développement de sujets de désaccords entre ERDF et une partie des autorités concédantes. Ils portaient par exemple sur le niveau des investissements consentis par le gestionnaire de réseau, la répartition et la coordination de la maîtrise d'ouvrage ou la qualité des informations transmises sur le

patrimoine de la concession. Certaines autorités concédantes dénonçaient l'asymétrie dans les relations entre elles et le concessionnaire et un mode de fonctionnement vertical et centralisé, peu soucieux de s'adapter aux spécificités des territoires.

Les évolutions législatives et réglementaires ont permis de répondre à certaines des attentes des autorités concédantes en renforçant leurs pouvoirs de contrôle ou les obligations d'information du concessionnaire sur le patrimoine et l'exécution de la concession.

Les négociations autour du nouveau modèle de cahier des charges ont également été l'occasion de dessiner les contours d'une relation plus équilibrée, en améliorant notamment la coordination et la programmation pluriannuelle des investissements. Elles ont permis à Enedis d'engager le renouvellement de l'ensemble des contrats de concession pour des durées supérieures à 20 ans.

Néanmoins, les attentes à l'égard d'Enedis ont trouvé un écho supplémentaire avec la montée en puissance des collectivités territoriales, dans le prolongement des réformes institutionnelles sur les métropoles et de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Le consensus sur le rôle prééminent d'Enedis ou la péréquation tarifaire est moins fort aujourd'hui qu'hier, et les discussions autour des projets de restructuration d'EDF alimentent ces interrogations.

Plus globalement, la relation avec EDF est une source supplémentaire de complexité. Elle repose sur un équilibre délicat entre la capacité d'Enedis à remplir ses missions de service public de façon autonome et la préservation des prérogatives de l'actionnaire vis-à-vis de sa filiale. Dans les faits, si la gestion quotidienne de l'entreprise est indiscutablement assurée de façon indépendante, le rôle d'EDF reste essentiel, notamment en matière financière, sur le niveau et le mode de financement des investissements ou sur le montant des dividendes.

Au-delà, la clarification des missions de service public confiées à Enedis et de leurs conditions d'exercice est indispensable pour préserver la pertinence et la légitimité du système français de distribution d'électricité, y compris face aux défis de la transition énergétique. La signature d'un contrat de service public, repoussée depuis de trop nombreuses années, y contribuerait en fixant notamment les objectifs et les lignes directrices en matière de qualité de service, de modernisation des infrastructures, de développement des outils numériques au bénéfice du consommateur et d'adaptation au changement climatique.

Des missions qui se transforment, sous l'impact de la croissance des énergies renouvelables (EnR) et de la transformation numérique

Les activités d'Enedis se sont considérablement transformées ces dernières années.

Le développement des EnR a fait évoluer le système traditionnel conçu pour acheminer l'électricité depuis les sites de production vers le consommateur final en utilisant le réseau de transport (haute-tension) puis le réseau de distribution.

À la différence de la production d'électricité de source thermique, la production d'électricité de source EnR (hors hydraulique) est directement raccordée au réseau de distribution, sans passer par le réseau de transport. Son augmentation entraîne une multiplication des raccordements accompagnée de nombreux travaux d'infrastructures du réseau de distribution. Par ailleurs, le caractère décentralisé, intermittent et imprévisible des

EnR rend plus complexe la gestion de l'équilibre offre-demande avec des refoulements croissants sur le réseau de transport.

Cette évolution nécessite, au-delà de l'adaptation des infrastructures, l'acquisition de nouvelles compétences en matière de gestion des flux ainsi que la mise au point d'outils tant techniques que commerciaux destinés à anticiper et piloter les variations de la consommation et de la production. Dans ce cadre, le développement des réseaux intelligents génère à son tour de nouveaux champs d'action, notamment en matière de gestion des données.

Enedis accompagne aussi l'émergence de nouveaux usages, comme l'autoconsommation et les véhicules électriques. Certaines de ces évolutions ont encore un impact limité sur l'activité et les finances d'Enedis. L'entreprise reste néanmoins attentive à ces changements susceptibles de faire évoluer son modèle économique et le périmètre de ses missions, dans un contexte marqué par l'atonie de la consommation d'électricité.

Faire face aux enjeux financiers considérables de la transition énergétique sans négliger le renouvellement et la modernisation d'infrastructures vieillissantes

La transition énergétique et le développement des outils numériques sont à l'origine de dépenses importantes pour Enedis : les coûts de raccordement au réseau de distribution des installations d'électricité renouvelable sont passés de 74 M€ en 2008 à 239 M€ en 2018. De même, le déploiement des compteurs Linky a coûté 1,7 Md€ entre 2016 et 2018 contribuant à la forte augmentation des dépenses d'investissement entre 2011 et 2018 (+ 42 %).

L'augmentation des dépenses va se poursuivre, pour atteindre 69 Md€ en cumulé (hors inflation) d'ici 2035. Leur montant annuel passerait ainsi de 3,3 Md€ (hors Linky) en 2019 à 4,36 Md€ en 2035.

Les investissements liés au raccordement des producteurs EnR devraient doubler d'ici 2025 (465 M€) et atteindre 550 M€ en 2035. Le développement des véhicules électriques devrait de son côté générer 5 Md€ d'investissement en cumulé d'ici 2035.

Les dépenses destinées d'une part à la modernisation du réseau, d'autre part au raccordement et au comptage pour les consommateurs continueront à représenter la majorité de ces investissements (2,75 Md€ en 2035). Néanmoins, elles progressent de façon plus modérée (+1,25 % par an en moyenne pour les dépenses de modernisation).

Cette évolution s'explique en partie par la recherche d'une plus grande efficience des dépenses grâce à un ciblage sur les parties les plus incidentogènes du réseau et par des capacités accrues d'anticipation et de détection des pannes offertes par les outils numériques. Néanmoins, le risque de sous-investissement dans les infrastructures de réseau apparaît réel, d'autant que de telles dépenses n'ont pas de caractère obligatoire, à la différence des dépenses de raccordement au réseau.

Dans ce contexte, le renforcement de la gouvernance est nécessaire pour garantir que le niveau des dépenses d'investissements permette à l'entreprise de remplir ses missions de service public. Dans le prolongement des précédents rapports de la Cour, des améliorations destinées à accroître la transparence et la concertation autour des programmes locaux

d'investissements ont déjà été apportées. Elles doivent se poursuivre avec la mise en œuvre du nouveau modèle de cahier des charges. Il reste aussi à transposer les dispositions de la directive 2019/944 qui imposent aux distributeurs, sous le contrôle du régulateur, de réaliser un plan de développement des réseaux et qui offrent ainsi un outil supplémentaire pour garantir que les trajectoires d'investissements répondent bien aux besoins de modernisation du réseau.

Mobiliser les leviers d'optimisation des dépenses

Face à des dépenses en forte croissance, les sources d'économies, restent incertaines car fondées sur des mécanismes de flexibilité encore peu développés. Par ailleurs, les modalités actuelles de financement des investissements engagés par l'entreprise ne l'incitent pas suffisamment à limiter ou à différer ses interventions sur les infrastructures de réseau, quand cela est techniquement et économiquement possible.

La CRE et les pouvoirs publics doivent engager des réflexions sur de nouveaux mécanismes financiers permettant le développement des flexibilités. Ceux-ci doivent permettre de préciser à quel moment et dans quelles conditions l'entreprise doit investir dans le renforcement du réseau et, à l'inverse, dans quelle configuration elle devrait faire l'économie d'un investissement surdimensionné et gérer les points de fragilité du réseau par l'effacement ou le stockage.

Redéfinir les exigences en matière de qualité d'alimentation

La qualité de l'électricité est l'un des indicateurs de la performance de l'activité d'Enedis. Elle se mesure notamment par la durée moyenne des coupures subies par les consommateurs.

Le rapport de la Cour de 2013 sur les concessions électriques avait fait le constat d'une dégradation de la qualité entre 2000 et 2010 imputable à une baisse du niveau des investissements consacrés à la qualité de la desserte. La situation s'est redressée depuis : la durée moyenne de coupure hors travaux et événements exceptionnels est passée de 61,3 minutes en 2010 à 50,3 minutes en 2018.

Le dispositif reste cependant imparfait. La collecte des informations, réalisée à ce jour sur la base des appels téléphoniques des consommateurs, mériterait d'être fiabilisée par l'utilisation des données issues du système de comptage. De même, le suivi de la qualité repose sur une moyenne nationale qui prend mal en compte les disparités entre les territoires.

Plus globalement, si le principe d'un dispositif de régulation incitative apparaît pertinent, il doit reposer sur une clarification des objectifs attendus. La baisse du temps de coupure doit notamment avoir un réel impact sur la qualité du service fourni à l'ensemble des consommateurs. La Cour invite donc les pouvoirs publics et l'autorité de régulation à engager une réflexion sur les critères de qualité à mettre en place et à adapter en conséquence les mécanismes d'incitation et de sanction existants.

De bonnes performances financières, un tarif régulé permettant d'assurer des marges confortables mais un mode de calcul des charges de capital à revoir

L'analyse des comptes montre un résultat net de près de 650 M€ en moyenne sur la période 2011-2018. Ce chiffre est trois à quatre fois plus élevé que sur la période précédemment analysée par la Cour (2007-2010). Ces bonnes performances permettent de dégager des flux de trésorerie suffisants pour financer les investissements. Elles ont également permis d'assurer le versement à EDF de dividendes de 500 M€ annuels en moyenne, soit près de 80 % du résultat net sur la période 2011-2018.

Les ressources d'Enedis proviennent à 95 % du tarif fixé par la CRE. Ce tarif permet à l'entreprise de dégager une marge nette supérieure à 5 %. Il n'est donc pas défavorable à l'entreprise même si le mode de calcul retenu apparaît en partie contestable et constitue un point de désaccord récurrent entre Enedis et la CRE.

Le mode de rémunération du capital d'Enedis n'est en effet toujours pas stabilisé après quinze ans et cinq TURPE. La méthode définie en 2014 a été validée par le juge mais elle présente des défauts, notamment son caractère atypique par rapport aux pratiques européennes. En outre, elle constitue une base théorique fragile pour justifier la rémunération élevée que reçoit Enedis pour la gestion d'activité de service public en monopole. La Cour invite donc à revoir le mode de calcul utilisé pour la rémunération des charges de capital en prenant en compte une base d'actifs régulés représentative de l'activité globale de l'entreprise.

LISTE DES RECOMMANDATIONS

Recommandation n° 1 (DGEC, Enedis, 2021) : Conclure au plus vite un contrat de service public (recommandation réitérée).

Recommandation n° 2 (DGEC, CRE, Enedis, 2021) : Pour améliorer la qualité de l'alimentation électrique sur les territoires, améliorer la fiabilité des informations collectées, adapter les critères de qualité et prévoir des mécanismes d'incitation et de sanction dans le TURPE.

Recommandation n° 3 (DGEC, CRE, Enedis, 2021) : Revoir le mode de rémunération du capital d'Enedis en le rapprochant autant que possible de la méthode majoritaire en Europe de rémunération d'une base d'actifs représentative de l'activité globale de l'entreprise.

INTRODUCTION

La distribution constitue l'une des quatre grandes activités de l'industrie électrique aux côtés de la production, du transport sur le réseau à très haute tension et de la vente au consommateur final (fourniture).

L'électricité produite par les centrales est d'abord acheminée sur de longues distances par des lignes à très haute et à haute tension (entre 63 000 et 400 000 volts) gérées par RTE. Les niveaux de tension et d'intensité sont ensuite modifiés dans des postes de transformation placés à l'interconnexion des réseaux de transport et de distribution. Elle est enfin distribuée aux consommateurs finals dans des lignes à moyenne (20 000 volts) et à basse tension (400 ou 230 volts).

Les postes source matérialisent la séparation physique entre les ouvrages du réseau de transport et ceux du réseau de distribution. Ils sont au nombre de 2 240. Au sein du réseau de distribution, l'interface entre les réseaux moyenne et basse tension est assurée par près de 790 000 postes de distribution. L'électricité moyenne tension (« HTA » pour Haute Tension A) alimente directement les clients industriels. Pour les autres clients (particuliers, commerçants, artisans, etc.), elle est convertie en basse tension (BT).

La France dispose du second plus important réseau de distribution d'électricité derrière l'Allemagne et devant l'Italie. Il s'étend sur plus de 1,4 million de kilomètres avec une proportion similaire de lignes moyenne et basse tension.

Historiquement, le réseau de distribution d'électricité s'est développé sous la responsabilité des collectivités, dès la fin du 19^{ème} siècle, notamment pour les besoins de l'éclairage public.

La loi du 5 avril 1884 a confié aux communes la compétence d'organiser le service public de distribution d'électricité. La loi du 15 juin 1906 a renforcé le rôle des collectivités et imposé le modèle de la concession. De tels contrats permettaient, en raison de leur durée, de financer les investissements nécessaires au développement de l'électrification du territoire. La plupart des concessions étaient accordées à des entreprises privées même si certaines collectivités ont créé des services de distribution sous forme de régies municipales, de sociétés coopératives ou d'économie mixte.

Après la seconde guerre mondiale, la volonté de garantir l'accès à l'électricité de l'ensemble de la population a conduit à la nationalisation, par la loi n° 46-628 du 8 avril 1946, des activités de production, transport, distribution, importation et exportation d'électricité. Ces activités ont été confiées à un établissement public, EDF. À la suite de l'ouverture à la concurrence d'une partie du secteur électrique dans l'Union européenne, l'établissement public EDF est devenu une société anonyme. L'obligation de donner accès aux réseaux de transport et de distribution dans des conditions non discriminatoires a parallèlement conduit à la remise en cause du modèle d'intégration verticale existant. La création de RTE puis celle de ERDF (devenue Enedis) en 2008, ont ainsi marqué la séparation physique, comptable et juridique des activités de réseaux au sein du groupe EDF. À la différence des activités de production et de commercialisation, elles n'ont pas été ouvertes à la concurrence et continuent de relever d'un cadre régulé.

Enedis est une société à directoire et conseil de surveillance. Elle génère un chiffre d'affaire supérieur à 14 Md€ et emploie près de 39 000 salariés dont la quasi-totalité relève du statut des industries électriques et gazières.

Elle est l'une des près de 150 structures qui gèrent la distribution d'électricité en France et dont l'activité est régulée et organisée en monopole par zone géographique. La place d'Enedis est prépondérante car elle exerce son activité sur 95 % du territoire national métropolitain. En 2018, elle a distribué l'électricité à plus de 36,5 millions de clients (points de livraison).

En application des dispositions de l'article [L. 322-8](#) du code de l'énergie, les missions d'Enedis consistent à distribuer l'électricité mais également à entretenir, sécuriser et développer le réseau. L'article [L. 322-9](#) lui impose également de veiller *«à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau»*.

Dans ce cadre, Enedis assure divers types de prestations. Elle réalise les raccordements au réseau de distribution, le relevé des consommations et toutes les interventions techniques nécessaire à la maintenance, à l'extension ou au renforcement du réseau. À cet effet, elle perçoit des recettes tarifaires (TURPE) facturées aux fournisseurs d'électricité qui les répercutent au consommateur final. Le tarif varie selon le type de client mais est indépendant de la distance parcourue par l'électricité pour approvisionner le consommateur.

Enedis exerce son activité dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession passés avec les collectivités territoriales ayant le statut d'autorité organisatrice de la distribution d'électricité qui sont propriétaires du réseau géré par Enedis, à l'exception des biens propres du concessionnaire.

L'activité d'Enedis connaît des changements importants depuis quelques années. La croissance de la production d'électricité à base d'EnR, qui présente la particularité d'être directement raccordée au réseau de distribution et non au réseau géré par RTE, a nécessité une adaptation importante des infrastructures physiques. Plus encore, le caractère intermittent de cette production a fait évoluer la nature de son rôle vers la gestion des flux autant que celle des infrastructures, stimulant parallèlement l'usage des technologies numériques.

Ces évolutions sont appelées à se poursuivre et d'autres, encore émergentes, vont prendre de l'ampleur avec le développement de nouveaux usages (mobilité électrique et autoconsommation par exemple). Elles représentent des enjeux importants pour l'adaptation du modèle financier d'Enedis et de sa stratégie d'investissement mais aussi pour faire évoluer sa relation avec les collectivités territoriales vers un mode plus partenarial.

Dans ce contexte, le présent rapport analyse la manière dont Enedis s'adapte à ces multiples évolutions et continue à remplir ses missions de service public, en termes de qualité notamment, et de façon égale sur l'ensemble du territoire.

La première partie décrit les évolutions juridiques du secteur de l'électricité et les défis qu'elles constituent pour Enedis.

La deuxième partie présente la manière dont les relations d'Enedis avec les autorités concédantes ont été rééquilibrées et sont devenues plus partenariales malgré des sujets de tension récurrents.

La troisième partie porte sur les évolutions liées à la transition énergétique et au développement des technologies numériques qui conduisent à transformer le rôle du gestionnaire de réseau.

La quatrième partie décrit les évolutions de la trajectoire d'investissement de l'entreprise et ses enjeux pour la qualité de l'alimentation électrique.

La cinquième partie concerne les aspects financiers de la gestion de l'entreprise avec une analyse approfondie des problématiques tarifaires.

1 LA DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ : UN ENVIRONNEMENT JURIDIQUE COMPLEXE ET FRAGILE

En France, la gestion des réseaux de distribution d'électricité est une activité régulée et organisée en monopole par zone géographique. En application de l'article [L. 111-52](#) du code de l'énergie, il existe trois types de gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité : Enedis ; les entreprises locales de distribution (ELD) ; EDF SEI (direction des systèmes électriques insulaires d'EDF) dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental.

Enedis exerce son activité sur 95 % du territoire national. Les ELD sont au nombre de 137 en 2018 et assurent la distribution d'électricité dans moins de 2 440 communes. Seuls cinq d'entre elles desservent plus de 100 000 clients.

Au niveau européen, la situation est hétérogène¹. Il existe plus de 2 400 distributeurs qui délivrent un total de 2 700 TWh par an à 260 millions de consommateurs mais le nombre de gestionnaires de réseaux de distribution de plus de 100 000 clients est de 191². Certains pays ont un nombre limité de distributeurs (Irlande, Grèce, Lituanie, pays d'Europe de l'Est). D'autres, comme la Pologne, l'Allemagne ou les pays nordiques ont un grand nombre de distributeurs (plus de 850 en Allemagne), majoritairement de petite taille.

1.1 Un cadre juridique fondé sur l'articulation entre les règles issues de la libéralisation du marché et le modèle historique français

1.1.1 La séparation des activités de distribution et l'affirmation du rôle de distributeur

L'organisation de la distribution publique d'électricité a été profondément modifiée par les mesures de libéralisation du marché de l'électricité consécutivement aux directives 96/92/CE, 2003/54/CE et [2009/72/CE](#) qui reposent sur la séparation entre les activités ouvertes à la concurrence (production et fourniture) et les activités régulées (transport et distribution).

Les directives européennes n'ont pas imposé le démantèlement des entreprises verticalement intégrées (« *full ownership unbundling* »). Néanmoins, les modalités de

¹ Annexe 3 sur les gestionnaires de réseaux publics de distribution en Europe

² European Commission (Joint Research Center), *Distribution System Operators - Observatory 2018*,

séparation des différentes activités du secteur électrique ont été graduellement renforcées (séparation fonctionnelle³, séparation comptable⁴ et séparation juridique⁵).

La mise en œuvre de ces dispositions a conduit EDF, qui exerce à la fois des activités concurrentielles (production, commercialisation) et des activités monopolistiques (réseaux), à créer en 2005 une filiale pour les activités de transport d'électricité (RTE) puis au 1^{er} janvier 2008 une filiale dédiée à la distribution d'électricité (ERDF, devenue Enedis en 2016).

Le secteur de l'électricité a connu récemment de nouveaux changements avec l'adoption du paquet de mesures « une énergie propre pour tous les européens » dont les quatre derniers textes ont été publiés le 14 juin 2019.

Ces textes ont notamment reconnu le rôle central des distributeurs dans la transition énergétique et ont renforcé leur représentation au niveau européen. Le [règlement 2019/943](#) sur le marché intérieur de l'électricité a prévu la création d'une entité commune rassemblant les gestionnaires du réseau de distribution, sur le modèle de ce qui existe déjà pour le transport d'électricité (REGRT⁶). Ses missions comprennent notamment la facilitation de l'intégration des EnR, la contribution à la numérisation par le déploiement de réseaux et de compteurs intelligents, le développement de la flexibilité et de la participation active de la demande, et le soutien à la gestion et à la protection des données (article 55). Elle devra également participer à l'élaboration des codes de réseau et coopérer plus étroitement avec le REGRT pour la planification et l'exploitation des réseaux.

En revanche, les nouveaux textes issus du paquet de mesures « une énergie propre pour tous les européens » n'ont pas modifié les règles de séparation des activités et d'indépendance en vigueur. Les dispositions de l'article 26 de la directive 2009/72, qui sera abrogée en 2021, ont été reprises sans modifications à l'article 35 de la directive 2019/944.

1.1.2 Accès non discriminatoire et indépendance de gestion : la résolution progressive des situations de non-conformité

1.1.2.1 Les garanties offertes par la séparation des activités

Les réseaux sont des infrastructures essentielles car chaque fournisseur ne peut pas construire son propre réseau. L'ouverture à la concurrence des activités de production et de

³ L'organisation interne reflète la séparation des activités opérationnelles et implique un processus de décision spécifique (*functional or management unbundling*).

⁴ Les activités de distribution font l'objet d'une comptabilité séparée pour éviter toute subvention croisée (*accounting unbundling*).

⁵ La distribution est gérée par une entité juridique distincte qui dispose de ses propres instances de décision mais elle reste au sein de l'entreprise verticalement intégrée.

⁶ Réseau Européen des Gestionnaires de Réseau de Transport d'électricité (en anglais European Network of Transmission System Operators for Electricity/ENTSO-E) qui rassemble 41 membres.

fourniture d'électricité a donc nécessité la mise en place de règles d'accès des tiers aux réseaux (ATR) de transport et de distribution afin de garantir le bon fonctionnement des marchés.

Les dispositions des directives européennes relatives à la séparation des activités et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux découlent de ces principes.

En application de ces règles, Enedis a mis en place un code de bonne conduite⁷ qui rassemble les engagements en matière de transparence, d'objectivité, de non-discrimination et de protection des informations commercialement sensibles. Le directeur de la conformité⁸ veille au respect de ces engagements et est notamment chargé de rédiger le rapport annuel sur la mise en œuvre du code de bonne conduite transmis à la CRE qui produit tous les deux ans son propre rapport.

1.1.2.2 La diminution du champ des activités mutualisées

Les exigences en matière d'indépendance et de neutralité ont conduit Enedis à accentuer la séparation avec EDF, que ce soit physiquement (locaux) mais aussi dans la politique de communication ou la gestion des moyens. Dans ce cadre, le recours aux services de la société mère a diminué de 343 M€ en 2011 à 132,3 M€ en 2018.

Le recours à des achats mutualisés reste possible mais il doit être justifié par les conditions économiques plus favorables comparativement aux offres des prestataires tiers. Certains achats font l'objet d'un suivi particulier : ainsi les prestations de services informatiques, qui représentent les trois-quarts des prestations mutualisées, sont formalisées dans un contrat avec Group Support Services (G2S), filiale du groupe EDF piloté par un comité stratégique auquel le responsable de la conformité participe périodiquement.

De même, Enedis a progressivement ré-internalisé la gestion de certaines activités. Cela concerne notamment la gestion immobilière, avec la création d'une direction immobilière en 2018 mais également la gestion du parc automobile des dirigeants et des dossiers d'assurance relatifs à la responsabilité civile.

1.1.2.3 Les tensions autour de l'identité sociale

L'article L.111-64 du code de l'énergie précise que « *la société gestionnaire d'un réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients et les sociétés de production ou de fourniture qui la contrôlent (...) s'abstiennent de toute confusion entre leur identité sociale, leur pratique de communication et leur stratégie de marque* ». L'objectif est d'aider le

⁷ [Articles L. 111-61 et L. 111-62 du code de l'énergie](#) (pris en application de l'article 26d de la directive 2009/72)

⁸ Le responsable de la conformité est un salarié de l'entreprise. Néanmoins, son contrat de travail est soumis à l'approbation de la CRE qui vérifie l'indépendance de l'intéressé. Il ne peut être dénoncé par Enedis sans accord préalable et motivé de la CRE. Il a accès aux informations utiles à l'exercice de ses missions.

consommateur à distinguer l'entreprise de distribution en situation de monopole et assurant une mission de service public des fournisseurs d'électricité en situation de concurrence.

Le changement d'identité visuelle d'ERDF est intervenu le 4 juillet 2015, suite à la demande de la CRE et à une saisine du Cordis par UFC Que Choisir. La CRE a estimé ce changement insuffisant au motif de la supposée confusion entre les marques et identités sociales respectives d'ERDF et de la maison-mère.

Pour répondre aux exigences de la CRE, la société ERDF a changé sa dénomination sociale en Enedis au 1^{er} juin 2016, entraînant la modification de la signalétique (sites, véhicules, vêtements, panneaux de chantiers...) et la mise à jour des applications informatiques et des supports de communication. Selon Enedis, le changement d'identité sociale aurait coûté 25 M€.

Le changement de nom⁹ a permis de mettre fin au principal point d'achoppement entre EDF et la CRE sur le sujet de la conformité. Dans le [rapport](#) de 2019 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, la CRE note que la situation est désormais satisfaisante. Elle ne constate aucune situation majeure de non-conformité et relève que les opérateurs ont remédié ou lancé des actions visant à remédier aux situations de non-conformité identifiées dans les précédents rapports.

1.1.3 Les spécificités du modèle français maintenues mais potentiellement en question

La libéralisation du secteur de l'électricité a eu un impact considérable sur le statut juridique de l'entreprise, sur son organisation et sur son mode de fonctionnement vis-à-vis de son actionnaire comme des nouveaux acteurs du marché.

En revanche, les spécificités du régime français de la distribution d'électricité ont été maintenues :

- Le caractère local du service public de distribution d'électricité ;
- Le régime de la concession ;
- Le monopole des distributeurs dans leur zone de desserte exclusive ;
- La compétence d'Enedis, sur 95 % du territoire ;
- L'existence d'un tarif national assurant une péréquation tarifaire.

Elles découlent de l'histoire particulière de l'électrification en France depuis le début du 20^{ème} siècle, les bouleversements apportés par la loi de nationalisation de 1946 ayant préservé notamment l'ancrage local de la distribution d'électricité et le système de la concession. Seule la péréquation nationale a été introduite plus récemment.

Elles ne sont aujourd'hui pas directement menacées par la réglementation européenne dans la mesure où la Commission ne semble pas envisager, au moins à court terme, une

⁹ Enedis n'est pas la seule dans ce cas. Le CEER note que des changements similaires sont intervenus en Grèce, en Italie, en Allemagne et au Danemark ([CEER-Legal Affairs Committee, Implementation of DSO and TSO unbundling provisions, 2019](#)).

ouverture à la concurrence de l'activité de distribution d'électricité, en s'inspirant du modèle décentralisé, dominant dans les pays du nord de l'Europe.

Au niveau national en revanche, les tensions entre Enedis et les autorités concédantes (cf point 2.1.1) ont généré des critiques à l'égard d'un système fondé sur le quasi-monopole de l'entreprise. Selon certaines collectivités, la décentralisation croissante du système électrique requiert une relation plus partenariale permettant de favoriser l'émergence des projets à l'échelle locale.

Les réflexions en cours sur la future réorganisation du groupe EDF¹² alimentent aussi les interrogations sur l'évolution de l'organisation du secteur. Les missions exercées par Enedis et le cadre juridique dans lequel elles s'exercent ne seraient pas remis en cause par la mise en œuvre éventuelle de ce projet. La réorganisation envisagée pourrait toutefois modifier à terme le regard porté par des autorités concédantes sur le quasi-monopole dont bénéficie Enedis.

1.2 Une gouvernance complexe, la nécessité pour la tutelle de préciser les conditions de mise en œuvre des missions de service public

1.2.1 Les évolutions de la composition des instances dirigeantes

Enedis est une société anonyme à directoire et conseil de surveillance.

Le nombre de membres du directoire a évolué depuis au cours de la période contrôlée. Il était composé initialement de trois membres puis est passé à deux en juin 2011 avant de d'être porté à cinq le 11 janvier 2013, puis à nouveau à deux fin 2017¹³. Le président du directoire pendant la période contrôlée, M. Philippe Monloubou a été nommé le 1^{er} janvier 2014 et a succédé à Mme Michèle Bellon, qui était en fonction depuis le 16 mars 2010¹⁴.

Cette gouvernance resserrée, et largement centrée sur les questions financières, aboutit à un fonctionnement de type « directeur général » avec une prise de décision sans doute facilitée mais sans les avantages de la collégialité.

La société est contrôlée par un conseil de surveillance composé de 15 membres pour un mandat de cinq ans.

Les représentants de l'actionnaire, désignés par l'assemblée générale des actionnaires, sont au nombre de huit, les statuts prévoyant qu'ils sont majoritaires. Il y a cinq représentants des salariés, élus selon les modalités prévues par la [loi n° 83-875](#) du 26 juillet 1983 modifiée

¹² Le PDG d'EDF a été chargé de présenter un projet de réorganisation du groupe EDF, en cours de discussion et non abouti au moment de la rédaction de ce rapport.

¹³ Le nombre de membres du directoire a de nouveau été porté à cinq en juillet 2020.

¹⁴ Le mandat de M. Monloubou s'est terminé le 9 février 2020. Le directoire est désormais présidé par Madame Laigneau, précédemment présidente du conseil de surveillance, elle-même remplacée dans ces fonctions par Monsieur Christophe Carval.

relative à la démocratisation du secteur public. L'État actionnaire est représenté par l'Agence des participations de l'État (APE).

La Cour, dans ses rapports successifs sur les comptes et la gestion d'ERDF et sur les concessions d'électricité, avait recommandé d'ouvrir le conseil de surveillance à des personnalités extérieures. En application de la loi n° 2016-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, un représentant des autorités organisatrices du réseau public de distribution d'électricité siège au Conseil de surveillance (M. Xavier Pintat, président de la FNCCR, nommé par [décret du 10 février 2016](#)).

Deux autres représentants de l'État participent de droit au Conseil de surveillance d'Enedis, mais sans droit de vote:

- Un représentant du contrôle général économique et financier (CGEfi) ;
- Un commissaire du gouvernement, nommé par le ministre en charge de l'énergie ([décret n° 2015-38 du 19 janvier 2015](#)) pour le contrôle des missions de service public de l'entreprise;

1.2.2 Les relations entre EDF et Enedis : une complexité inhérente au système retenu

L'article L 111-65-I du code de l'énergie précise que les statuts « *doivent comporter des dispositions propres à concilier l'indépendance d'action des responsables de la gestion du réseau et la préservation des droits des actionnaires* ».

Cette disposition illustre la complexité du système mis en place et la tension inévitable entre les intérêts d'Enedis et ceux de sa maison mère, d'autant que la situation financière du groupe génère des contraintes en matière de financement ou de développement pour l'ensemble des entités du groupe.

Ces tensions sont inhérentes au système mis en place qui, comme le relève de façon systématique le contrôle général dans ses rapports annuels, crée une certaine ambiguïté en exigeant l'indépendance de gestion tout en tolérant la dépendance liée à la structure capitalistique.

Les [statuts](#) ont défini, dans ce cadre, les compétences du conseil de surveillance. Il exerce des fonctions de contrôle sur la fixation et l'exécution du budget (annuel et pluriannuel) ainsi que sur la politique de financement et d'investissement. Ils prévoient en revanche que les décisions individuelles d'investissements relèvent du directoire, à l'exception des plus importantes pour lesquels le conseil est consulté. Il peut s'opposer aux achats ou aux cessions d'actifs supérieurs à un certain montant. En revanche, il n'est qu'informé des transactions réalisées dans le cadre de la gestion de la trésorerie courante.

Il y a aujourd'hui consensus sur l'absence d'ingérence d'EDF dans la gestion quotidienne d'Enedis.

Dans son [rapport](#) de 2019 sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux, la CRE a notamment constaté que le processus de décision et de pilotage des investissements mis en place respectait les règles d'indépendance et que le processus de décision faisait l'objet d'une documentation précise permettant les arbitrages et le suivi. Elle a relevé que la maison-mère n'intervenait pas dans le processus de validation des projets, conformément aux statuts, et

n'avait aucune capacité à interférer ou à orienter les investissements à la maille locale. Le seul changement demandé par l'autorité de régulation a porté sur le seuil au-delà duquel les projets informatiques devaient être validés par le Conseil de surveillance¹⁵.

En revanche, il est clair que les décisions du directoire s'inscrivent dans le cadre fixé par l'actionnaire. Ainsi, la détermination des plans à moyen terme qui fixent le cadre financier pluriannuel, le niveau des dividendes ou la trajectoire des investissements sont arrêtées en conseil de surveillance, en cohérence avec la stratégie du groupe. De même, la stratégie financière de l'entreprise, notamment le choix d'autofinancer les investissements découle des orientations de la maison-mère (cf point 4.5.1).

Exiger une étanchéité totale entre les deux entreprises reviendrait à renoncer au compromis prévu par les textes européens sur les entreprises verticalement intégrées et conduirait de fait au démantèlement du groupe. Néanmoins, l'articulation du double objectif posé à [l'article L 111-65-I](#) mentionné ci-dessus implique que les pouvoirs publics fixent clairement les objectifs de service public.

1.2.3 Clarifier la mise en œuvre de missions de service public assignées à l'entreprise

Le contrôle de l'État s'exprime notamment à travers le contrat de service public prévu à l'article [L. 121-46](#) du code de l'énergie. L'objet de ce contrat est défini de manière assez large et comprend notamment les exigences du service public en matière de qualité ou la politique de protection de l'environnement. Un contrat a été signé entre l'État et EDF le 24 octobre 2005.

À la création d'ERDF au 1^{er} janvier 2008, il n'y a pas eu de nouveau contrat signé. Dans le rapport particulier de 2012 sur comptes et la gestion de l'entreprise, la Cour recommandait la signature « au plus vite » d'un tel contrat. Cette recommandation est restée lettre morte. En réponse aux questions de la Cour, la DGEC invoque les longues négociations entre Enedis et la FNCCR autour du nouveau modèle de cahier des charges. Elle s'interroge aussi sur la place d'un tel document par rapport aux autres leviers d'actions que sont la réglementation et la régulation d'une part, et la contractualisation locale d'autre part.

La Cour rappelle que la conclusion du contrat de service public est une obligation légale et non une simple faculté. Ce contrat est par ailleurs essentiel pour préciser, de façon très concrète, les objectifs attendus et les obligations de service public qui pèsent sur l'entreprise, notamment en matière de qualité d'alimentation de l'ensemble des consommateurs, de renouvellement et de développement du réseau, et pour clarifier ses modalités d'intervention en matière de transition énergétique. Enfin, la tutelle joue un rôle déterminant pour assurer le bon fonctionnement du système de gouvernance et le maintien de relations équilibrées entre l'entreprise et son actionnaire. À cet égard, le contrat de service public constitue le cadre d'action d'Enedis et s'impose à elle autant qu'à son actionnaire.

¹⁵ Actuellement de 20 M€, la CRE a suggéré un relèvement de ce seuil à 100 M€ afin d'assurer l'indépendance d'Enedis tout en préservant le droit de supervision économique de son actionnaire.

La carence de l'État à signer un nouveau contrat de service public n'apparaît en rien justifiée et ne peut que contribuer à fragiliser le système existant. La Cour réitère donc sa recommandation de conclure au plus vite ce contrat.

1.2.4 La nécessité de préciser les relations financières avec les fournisseurs d'électricité.

Le dispositif dit du « commissionnement » consiste pour un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) à rémunérer le fournisseur d'énergie au titre des frais de gestion de clientèle, assurée pour son compte ; il est à l'origine de nombreux contentieux, a été mis en place aux dépens des intérêts du consommateur jusqu'en 2018 et continue d'altérer la cohérence économique des relations contractuelles entre les fournisseurs d'énergie et les gestionnaires de réseaux.

1.2.4.1 Une mesure de régulation mise en œuvre dans des conditions hasardeuses

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a imposé aux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel de proposer à leurs clients un contrat unique pour la fourniture et la distribution de l'énergie. Elle n'a cependant pas précisé les conséquences de ce contrat unique pour les relations, notamment financières, entre le fournisseur et le gestionnaire du réseau.

Saisi à différentes reprises dès 2008, le comité de règlement des différends de la CRE (le CORDIS) a considéré que le contrat unique n'avait ni pour objet ni pour effet de modifier les responsabilités contractuelles respectives du GRD et du fournisseur vis à vis du client final. Il a estimé, en outre, que le fournisseur y figurait comme intermédiaire dûment missionné par le client final et le GRD pour assurer la prestation d'acheminement d'énergie. Cette appréciation a été confirmée par un arrêt du 29 juillet 2011 de la Cour d'appel de Paris à la suite de procédures contentieuses engagées par plusieurs fournisseurs alternatifs. Ce principe de neutralité du contrat unique a fait naître d'autres différends entre l'un de ces fournisseurs alternatifs et les gestionnaires des réseaux de distribution de l'électricité et du gaz naturel portant sur les conditions de règlement des impayés des consommateurs pour leur part concernant l'acheminement de l'énergie et sur la rémunération des fournisseurs au titre des coûts de gestion de la clientèle supportés pour le compte des GRD (prestations dites de « peines et soins »), autrement appelée commissionnement.

Sollicité à cette fin par un fournisseur alternatif, le président de la CRE a souhaité pallier le silence de la loi en mettant en œuvre par une délibération du 26 juillet 2012, sans base juridique solide, une régulation asymétrique du commissionnement des prestations de clientèle. Cette intervention est allée au-delà du principe jurisprudentiel de neutralité du contrat unique dans les relations entre fournisseurs et GRD : elle a cherché à remédier aux difficultés d'ouverture de la concurrence en compensant le handicap concurrentiel des fournisseurs alternatifs, lié à une base de clientèle jugée insuffisante pour couvrir leurs charges fixes, et en leur accordant le bénéfice de la rémunération, par les GRD, de leurs « peines et soins ». À l'inverse, les fournisseurs historiques se sont vus refuser la même rémunération par le GRD en

raison de la taille de leur clientèle. Pour ce motif notamment, le Conseil d'État a annulé ce dispositif en juillet 2016¹⁶.

Sans méconnaître l'objectif d'ouverture du marché poursuivi, la Cour émet les plus vives critiques sur les conditions dans lesquelles la CRE est intervenue. Le régulateur a validé seul une rémunération dont le montant n'avait pas été suffisamment audité, ni contredit avec l'ensemble des parties prenantes à l'occasion d'une consultation publique, comme c'est l'usage pour toutes les délibérations tarifaires de la CRE. En outre, par une délibération du 3 mai 2016, la CRE a décidé de prolonger d'une année supplémentaire la rémunération du principal bénéficiaire concerné, confortant ainsi l'avantage accordé.

La rémunération des fournisseurs alternatifs d'électricité a représenté un coût pour ENEDIS de 137,5 M€ entre 2012 et 2017, dont 126 M€ pour le principal bénéficiaire. Pour en assurer la couverture par le tarif d'utilisation du réseau facturé au consommateur, la CRE a par ailleurs eu recours au compte de régularisation des charges et produits (CRCP) dont l'objet est d'ajuster les écarts entre les prévisions fondant ses propositions tarifaires et les réalisations constatées. Ces charges n'étant pas éligibles au CRCP, la CRE a ainsi dérogé aux règles qu'elle s'était elle-même fixées.

La Cour estime donc nécessaire de mieux encadrer les relations financières entre les gestionnaires des réseaux de distribution et les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel : la loi devrait imposer que ces relations soient exclusivement stipulées dans les contrats d'accès au réseau prévus aux articles L. 111-91 à L. 111-92-1 et L. 111-97 à L. 111-97-1 du code de l'énergie, conclus selon les modèles approuvés par la CRE après consultation publique en application de l'article L. 134-3 du même code.

1.2.4.2 Une généralisation du commissionnement économiquement contestable

Le législateur a tiré les conséquences de l'annulation, par le Conseil d'État, du dispositif mis en place par la CRE en élargissant depuis le 1^{er} janvier 2018 le commissionnement à tous les fournisseurs. La CRE s'est vu reconnaître, *a posteriori*, la compétence pour fixer la rémunération versée par les GRD, ce qu'elle a fait par des délibérations du 26 octobre 2017, applicables à compter du 1^{er} janvier 2018, à des niveaux cependant quatre fois plus faibles que ceux figurant dans le dispositif initial.

Ces rémunérations sont financées par les tarifs d'utilisation des réseaux et supportées par les consommateurs finals dans la part « acheminement » de leur facture. En contrepartie, le montant des tarifs régulés de vente, sur lesquels sont indexés la plupart des prix de vente de l'électricité, a été diminué d'un montant équivalent, ce qui assure la neutralité du dispositif pour les consommateurs, mais revient à en annuler l'intérêt pour la rémunération des fournisseurs.

La généralisation du commissionnement à tous les fournisseurs ne répond plus à l'objectif initialement visé par la CRE d'accompagner les fournisseurs alternatifs pour ouvrir le marché à la concurrence. Le dispositif a donc perdu son utilité, mais le maintien de ce prix administré empêche la bonne appréciation des gains de productivité des fournisseurs et de leur

¹⁶ CE, 13 juillet 2016, n° 388150.

répercussion, dans un contexte concurrentiel, au profit des consommateurs. Enfin la régulation, par la CRE, du montant du commissionnement, depuis le 1^{er} janvier 2018, vient alimenter le flux des recours contentieux de la part de fournisseurs qui estiment insuffisante la rémunération qui leur est accordée.

Il serait donc préférable pour l'État de laisser les fournisseurs évaluer eux-mêmes, dans leur offre commerciale, le prix à recevoir de leurs clients en contrepartie de leurs coûts de gestion de clientèle, y compris lorsqu'ils concernent l'acheminement de l'énergie. La Cour estime ainsi que ce dispositif mal conçu, qui n'a d'ailleurs pas d'équivalent chez nos voisins européens, mériterait d'être reconsidéré.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

La première décennie des années 2000 a été marquée par des changements considérables dans le secteur de l'électricité. La séparation imposée aux entreprises verticalement intégrées a conduit à la création d'ERDF (devenue Enedis) et a bouleversé les modes de fonctionnement existants afin de garantir l'absence de discrimination et l'égal accès des fournisseurs au réseau de distribution.

La période sous revue marque plutôt une stabilisation du cadre juridique. Les textes européens les plus récents, notamment ceux du paquet de mesures « une énergie propre pour tous les européens » n'ont pas imposé de nouvelles obligations en matière de séparation. De même, Enedis a répondu aux critiques du régulateur sur le respect du code de bonne conduite et des règles d'indépendance, en procédant aux adaptations demandées.

Les évolutions intervenues au niveau européen ont préservé une grande partie des spécificités historiques du système français de distribution, notamment le monopole des gestionnaires du réseau de distribution, la péréquation tarifaire et l'ancrage local du service public de la distribution.

Au niveau national en revanche, les tensions récurrentes entre Enedis et les autorités concédantes et la décentralisation croissante du système électrique ont généré des critiques à l'égard d'un système fondé sur le quasi-monopole d'un seul acteur. Les discussions autour des projets de restructuration d'EDF alimentent cette instabilité.

La relation avec EDF est une source supplémentaire de complexité, inhérente à la structure capitalistique retenue. L'indépendance de gestion, imposée par les textes européens, est aujourd'hui une réalité. Néanmoins, le contrôle économique exercé par la maison-mère a évidemment un impact sur les choix de l'entreprise en matière financière, notamment sur le niveau et le mode de financement des investissements ou sur le montant des dividendes distribués.

Dans cet environnement, il appartient à l'État de garantir les conditions d'exercice des missions de service public. À cet effet, la conclusion d'un contrat de service public, repoussée depuis des années, est indispensable, pour clarifier les objectifs attendus en matière de service public, notamment en matière de qualité d'alimentation ou d'adaptation au changement climatique, et assurer le contrôle de la performance de l'entreprise au regard de ces objectifs.

Recommandation n° 1. (DGEC, Enedis, 2021) Conclure au plus vite un contrat de service public (recommandation réitérée).
--

2 LES CONCESSIONS D'ELECTRICITE REGISSANT LES RELATIONS AVEC LES COLLECTIVITES LOCALES

La loi du 15 juin 1906 a imposé le modèle de la concession. Les concessions de distribution d'électricité constituent encore aujourd'hui le cadre juridique dans lequel Enedis exerce l'essentiel de ses activités. Ces dernières années, l'enjeu pour elle a été de mettre fin aux tensions récurrentes avec les autorités concédantes et de créer un mode de relation plus partenarial.

2.1 Un régime juridique spécifique

Les concessions de distribution d'électricité présentent des spécificités par rapport au droit commun de tels contrats publics.

2.1.1 Le caractère monopolistique de la gestion des réseaux publics de distribution d'électricité

Le régime juridique particulier des concessions de distribution d'électricité découle du droit exclusif détenu par Enedis dans sa zone de desserte exclusive en application de l'article [L. 111-52](#) du code de l'énergie issu de l'article 24 de la [directive 2009/72/CE](#)¹⁷.

Les autorités organisatrices de la distribution, sauf si elles ont choisi la gestion en régie avant 1946, ne peuvent donc choisir un autre mode de gestion que la concession ni choisir un autre titulaire que celui bénéficiant des droits exclusifs. Il n'y a pas de procédure de mise en concurrence¹⁸.

¹⁷ « Les États membres désignent, ou demandent aux entreprises propriétaires ou responsables de réseaux de distribution de désigner, pour une durée à déterminer par les États membres en fonction de considérations d'efficacité et d'équilibre économique, un ou plusieurs gestionnaires de réseau de distribution ».

¹⁸ La [Cour administrative d'appel](#) de Lyon a relevé que « si l'article 24 de la directive 2009/72/CE impose que les contrats de concession de la distribution d'électricité aient une durée déterminée, il n'implique pas pour autant d'obligation de mise en concurrence préalable » (CAA Lyon, 6 juillet 2018, Mme D.). Le Conseil d'État a

2.1.2 Des autorités concédantes nombreuses et de taille diverse

L'article 6 de la loi du 15 juin 1906 précisait que la concession était donnée par la commune, par un syndicat formé entre plusieurs communes, ou par l'État dans les autres cas. Dans les faits, la plupart des communes ont transféré leurs compétences à des syndicats intercommunaux regroupant l'intégralité ou la quasi-totalité des communes du département. Ces structures, parfois constituées à l'échelle d'un canton, ont joué un rôle essentiel dans l'électrification du territoire¹⁹.

La diversité des situations et le rôle des collectivités locales n'ont jamais été remis en cause mais les AODE ont été incitées à se regrouper. L'article L. 2224-31-IV du code général des collectivités territoriales, introduit par [l'article 33 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006](#) relative au secteur de l'énergie prévoit la transformation des structures exerçant leurs compétences à un niveau infra-départemental en syndicats de communes ou de syndicats mixtes à l'échelle du département ou sur un ensemble de territoire départementaux contigus.

La [loi n° 2014-58 du 27 janvier 2014](#) de modernisation de l'action territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPTAM) a franchi une nouvelle étape en confiant aux métropoles ou aux communautés urbaines la compétence d'autorité concédante de la distribution d'électricité. Elle n'a cependant pas imposé le démantèlement des syndicats d'électricité préexistants exerçant la compétence d'AODE mais créé un mécanisme dit de « représentation-substitution » permettant à la métropole ou à la communauté urbaine de se substituer à leurs membres au sein de ces structures.

Ces dispositions ont permis de réduire le nombre de concessions qui étaient d'environ 10 000 dans les années 80. Enedis en gère désormais moins de 500.

Tableau n° 1 : Évolution du nombre de concessions de distribution d'électricité géré par Enedis

2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
1033	1004	736	665	625	593	580	524	509	475

Source : Cgefi

La logique de regroupement n'a cependant pas été poussée jusqu'au bout. Les concessions communales représentent aujourd'hui les deux-tiers des concessions gérées par Enedis. Elle anticipe néanmoins une poursuite du mouvement de regroupement (420 en 2021), à la faveur du renouvellement des concessions.

de son côté précisé qu'Enedis « assure la gestion du réseau public de distribution d'électricité sur la plus grande partie du territoire où elle est ainsi [...] le seul concessionnaire possible des contrats de concession conclus par les différentes autorités concédantes » ([CE](#), 11 mai 2016, commune de Douai).

¹⁹ En 1918, seules 20 % des communes françaises (58 % de la population) sont électrifiées ; elles sont 96 % en 1937 ([François-Mathieu Poupaud](#), La fabrique d'une solidarité nationale. État et élus ruraux dans l'adoption d'une péréquation des tarifs de l'électricité en France, *Revue française de sciences-politique*, 2007).

2.1.3 Un double niveau de régulation, local et national

La distribution d'électricité est un service public local. Les contrats de concession sont négociés et conclus au niveau local par les collectivités autorités concédantes.

Malgré cela, le caractère spécifique des concessions de distribution d'électricité a pour effet de priver les collectivités d'une partie des compétences qu'elles exercent habituellement en matière de concession et de limiter la liberté contractuelle.

2.1.3.1 L'existence d'une péréquation géographique tarifaire

La mise en place d'une tarification uniforme sur l'ensemble du territoire est l'aboutissement d'un long processus. L'unification tarifaire s'est d'abord imposée au niveau du département, à partir des années 30. L'idée d'un tarif national pour chaque catégorie de consommateur émerge à partir des années 70 mais ne se concrétise que progressivement.

Il est aujourd'hui considéré comme intimement lié au système français de solidarité entre les territoires, mais aussi au maintien d'un opérateur national qui assure, par son existence même, l'effectivité de ce système. Il est atypique en Europe où dominent des modèles décentralisés. De fait, de tels systèmes fonctionnent avec une tarification locale de la distribution, soit librement fixée par l'opérateur, soit régulée au niveau national mais de façon non uniforme sur l'ensemble du territoire (Royaume-Uni).

Ce tarif tient compte des coûts supportés par Enedis (cf point 5.3.), indépendamment des caractéristiques de chacune des concessions. Ce modèle s'accompagne d'un mécanisme de péréquation au bénéfice des autres gestionnaires du réseau de distribution d'électricité (ELD), géré par le Fonds de péréquation de l'électricité.

2.1.3.2 Le modèle de cahier des charges

Les concessions d'électricité étaient initialement soumises aux clauses d'un cahier des charges type, en application de l'article 6 de la loi du 15 juin 1906. Ce dispositif a été rendu caduc par les lois de décentralisation. Néanmoins, la volonté d'harmoniser les pratiques sur l'ensemble du territoire et d'aider les autorités concédantes de petite taille a conduit les parties prenantes à mettre au point des modèles de cahiers de charges qui fixent les obligations réciproques. Ces modèles sont des documents de référence qui peuvent en principe être adaptés localement.

Les négociations engagées par EDF et la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) se sont concrétisées par l'adoption en 1992 d'un modèle de cahier des charges. Ce modèle a permis de moderniser le cadre juridique des concessions qui relevaient toujours en théorie du cahier des charges type de 1928 et de fixer un nouveau mode de régulation du secteur. Il a également permis de préserver le système existant face aux incertitudes créées par le mouvement de libéralisation au niveau européen.

Ce modèle a fait l'objet d'une mise à jour, après la signature le 5 juillet 2007 d'un nouvel accord-cadre destiné à prendre en compte la séparation des activités de distribution et de fourniture, dans le cadre de la libéralisation du marché de l'électricité. D'autres ajustements

sont intervenus en 2013 avant que les discussions n'aboutissent fin 2017 à la rédaction d'un nouveau modèle de cahier des charges (cf point 2.2.2.).

2.1.4 Le partage de la maîtrise d'ouvrage des travaux

Le régime des concessions de service public implique que le concessionnaire exploite le service à ses risques et périls et qu'il est maître d'ouvrage des travaux à réaliser. Les contrats de concession de distribution publique d'électricité obéissent à un régime dérogatoire qui peut les rapprocher du régime de l'affermage. En effet, [l'article L 322-6](#) du code de l'énergie autorise les collectivités à assurer elles-mêmes une partie de la maîtrise d'ouvrage des travaux. Ces dispositions trouvent leur origine dans les premiers cahiers des charges type et permettaient aux syndicats d'électrification de se substituer aux sociétés électriques quand celles-ci refusaient d'investir dans le réseau, notamment dans les zones rurales jugées peu rentables. Elles n'ont jamais été remises en cause.

La répartition entre l'autorité concédante et le concessionnaire repose sur le classement des communes en régime urbain ou rural pour l'application du dispositif d'aide à l'électrification rurale dans le cadre du Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACE)²⁰. Sauf exception, les communes de moins de 2 000 habitants qui ne font pas partie d'une agglomération de plus de 5 000 habitants relèvent du régime rural.

En régime urbain, les compétences des AODE se limitent en général à la réalisation des travaux d'intégration des réseaux dans l'environnement (enfouissement, amélioration esthétique) visés à l'article 8 du modèle de cahier des charges. Le concessionnaire assure la maîtrise d'ouvrage de la plupart des autres travaux (renouvellement, sécurisation, extension, branchement ou renforcement).

En régime rural, les compétences des AODE sont beaucoup plus étendues, notamment sur le réseau basse tension où elles peuvent assurer la maîtrise d'ouvrage des travaux d'extension, renforcement, sécurisation et amélioration esthétique. Le concessionnaire assure de son côté l'exploitation et la maintenance du réseau basse tension, réalise en général les travaux de branchement, le raccordement des producteurs et prend en charge les travaux sur le réseau moyenne tension.

Les travaux sous maîtrise d'ouvrage des collectivités concédantes représentent environ 900 M€ par an, près du quart du montant des travaux sous maîtrise d'ouvrage d'Enedis.

La Cour avait relevé dans son rapport sur les concessions d'électricité de 2013 que la détermination des champs respectifs de compétences était source de divergences entre le concessionnaire et les autorités concédantes. Elle avait également pointé les inefficiences et les redondances de ce partage de compétences, tout en soulignant que mettre fin à ce dispositif se heurterait aux réticences des collectivités et nécessiterait d'inventer un mécanisme de sécurisation des investissements en zone rurale. En alternative, la Cour recommandait notamment une meilleure régulation des investissements locaux. C'est la solution qui a été retenue (cf point 4.6.1.).

²⁰ Décret n° 2013-46 du 14 janvier 2013

Le principe du partage de la maîtrise d'ouvrage a donc été maintenu. Il constitue du reste un élément important de l'accord de 2017 sur le nouveau modèle de cahier des charges et a notamment permis d'emporter l'adhésion des représentants des concédants.

2.2 Des relations plus équilibrées, pas totalement apaisées

Les relations avec les collectivités locales ont été identifiées dans la cartographie des risques de l'entreprise comme l'un des sujets dont la criticité est la plus forte²¹. L'objectif d'Enedis a donc été de mettre fin aux différends récurrents et de développer une relation plus partenariale.

2.2.1 La volonté de mettre fin à des désaccords récurrents

Outre la question de la répartition de la maîtrise d'ouvrage mentionnée ci-dessus, les critiques des collectivités portaient notamment sur le niveau des investissements, l'utilisation des provisions pour renouvellement (cf. point 2.3.2.) et sur la faiblesse des informations patrimoniales mises à disposition par le concessionnaire.

La Cour avait relevé en 2013 que les obligations d'information du concessionnaire étaient relativement limitées, les dispositions du code général des collectivités territoriales donnant peu de précisions sur le contenu du rapport annuel d'activité. La Cour avait également pointé les lacunes dans la connaissance du patrimoine des concessions d'électricité dues à l'absence d'inventaire et de valorisation des actifs à la maille de la concession.

Par ailleurs, la dégradation de la qualité entre 2000 et 2010 a provoqué l'exaspération des autorités concédantes. Le [livre blanc](#) publié en 2011 par la FNCCR, particulièrement virulent, dénonce les « abus de monopole » d'ERDF, le sous-investissement et la baisse de qualité, et menace en dernier recours d'opter pour un opérateur public local.

Ces critiques trouvent un écho supplémentaire avec le regroupement des autorités concédantes, la montée en puissance des métropoles et communautés urbaines et l'accroissement des compétences des collectivités en matière de transition énergétique.

Les évolutions jurisprudentielles et législatives vont leur donner satisfaction sur un certain nombre de sujets. Dans le prolongement de la [loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité \(dite loi NOME\)](#)²², la loi du 17 août 2015 sur la transition énergétique a créé le comité du système de distribution publique d'électricité²³ chargé d'examiner la politique

²¹ L'intitulé du risque est le suivant : « face à l'évolution de la gouvernance locale, Enedis doit renouveler sa relation contractuelle dans une logique de *business partner* pour être reconnue comme facilitateur de la transition énergétique ».

²² [L'article 21 de la loi NOME](#) a prévu la tenue de conférences départementales chargées d'examiner, sous l'autorité de Préfet, les programmes prévisionnels d'investissements.

²³ Article [L.111-56-1 du code de l'énergie](#)

d'investissement sur le réseau (cf. point 4.6.1.). Elle a intégré également la jurisprudence Commune de Douai²⁴ en imposant au distributeur des obligations nouvelles de mise à disposition des données comptables et d'un inventaire détaillé et localisé des ouvrages de la concession²⁵. Enfin, elle a imposé la présence au conseil de surveillance d'Enedis d'un représentant des autorités concédantes²⁶.

Par ailleurs, Enedis a modifié en 2015 son organisation interne, créant 25 directions régionales destinées à « *réinvestir les territoires* »²⁷ et renouer le dialogue avec les collectivités.

Parallèlement, les discussions se sont poursuivies avec la FNCCR afin de mettre fin aux différends récurrents. Une première étape a été atteinte avec la signature en 2013 d'un protocole d'accord qui comprend des engagements importants sur la programmation pluriannuelle des investissements et sur la localisation des données patrimoniales à la maille communale. Ce protocole acte aussi la volonté de remettre à plat le cahier des charges de 1992.

2.2.2 Un nouvel équilibre fragile

Les négociations sur le nouveau modèle de cahier des charges ont été longues et difficiles. Elles ont vu l'émergence d'un nouvel acteur représentant les AODE, France Urbaine. Cette association concrétise le pouvoir croissant des grandes agglomérations.

L'accord de décembre 2017 est un document de compromis. Il permet de conforter le système existant en réaffirmant l'attachement des parties au modèle concessif français « reposant sur la solidarité territoriale et le rôle déterminant des collectivités dans la définition des enjeux énergétiques des territoires ».

Malgré cela, le contenu de l'accord est plus substantiel que celui de 1992 et témoigne de la volonté de consolider la relation partenariale et de renforcer la gouvernance, notamment en matière d'investissements ou d'échanges de données. Un chapitre entier est consacré à la transition énergétique et les règles de répartition de la maîtrise d'ouvrage sont clarifiées. Le cahier des charges acte aussi la fin des provisions pour renouvellement (cf. point 2.3.2.).

L'accord sur le nouveau modèle de cahier des charges ne constitue que la première étape d'un long processus de renouvellement des concessions. Il a pour objectif le renouvellement de l'ensemble des concessions au 1^{er} juillet 2021, soit au terme normal des contrats en cours soit de façon anticipée.

Le rythme de renouvellement a été un peu ralenti du fait de la crise sanitaire et des élections municipales de juin 2020 mais Enedis estime pouvoir renouveler la quasi-totalité des contrats d'ici fin 2021. À date de septembre 2020, 192 contrats ont été renouvelés. Les renouvellements s'accompagnent de regroupements de contrats permettant de diminuer le

²⁴ Cette décision atteste que nonobstant le caractère spécifique des concessions d'électricité, le distributeur reste soumis, à l'égard des autorités organisatrices, aux obligations d'information qui s'imposent à tout délégataire de service public ([CE, 21 décembre 2012, Commune de Douai](#)).

²⁵ Article [L. 111-73 du code de l'énergie](#)

²⁶ Article [L.111-56-1 du code de l'énergie](#)

²⁷ François-Mathieu Poupeau. Entre impératif de rationalisation et souci de proximité : la recomposition du rapport d'EDF-ENEDIS aux territoires. Horizons publics, Berger-Levrault, 2018, pp.47-52.

nombre de concessions. La cible estimée du nombre de contrats de concessions d'ici fin 2021 est de 370 (475 fin 2018).

2.3 Les particularités du régime financier des concessions

En application de l'article [L. 322-4 du code de l'énergie](#), les collectivités organisatrices sont propriétaires des réseaux publics de distribution d'électricité, moyenne et basse tension, que le service public de distribution d'électricité soit géré en régie ou concédé.

Ce principe connaît deux exceptions. La première concerne les postes de transformation du courant de haute ou très haute tension en moyenne tension qui sont la propriété d'Enedis.

La seconde, plus récente et plus marginale, vise les colonnes montantes²⁸. [L'article 176 de la loi n°2018-1021 du 23 novembre 2018](#) portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique précise que les colonnes montantes électriques mises en service avant la loi appartiennent au réseau de distribution. Toutefois, elles peuvent rester propriété des propriétaires qui en font la demande avant expiration de ce délai. Les colonnes montantes mises en service à compter de la loi appartiennent d'emblée au réseau public de distribution. Ces dispositions ont mis fin à une série de contentieux sur la propriété des colonnes montantes opposant Enedis et les copropriétés.

Le régime des concessions de distribution d'électricité a un caractère « hybride » du fait du partage de la maîtrise d'ouvrage entre les collectivités et le concessionnaire (cf point 2.1.4.). Les deux parties sont donc amenées à financer les biens de la concession.

2.3.1 Les biens du domaine concédé représentant l'essentiel du bilan d'Enedis

Bien que propriété des concédants, les biens mis dans la concession sont inscrits au bilan d'Enedis. Ils représentent 86 % de l'actif immobilisé.

²⁸ Les colonnes montantes sont les ouvrages électriques qui acheminent l'électricité entre le réseau public de distribution d'électricité et les compteurs individuels des différents consommateurs situés au sein d'un même immeuble ou sur une même parcelle cadastrale. Ces ouvrages collectifs de branchement seraient environ 770 000.

Tableau n° 2 : Montant des immobilisations nettes figurant au bilan d'Enedis au 31 décembre 2018

<i>M€</i>	Montant
<i>Immobilisations incorporelles</i>	1 131
<i>Immobilisations corporelles du domaine propre</i>	4 542
<i>Immobilisations corporelles du domaine concédé</i>	47 023
<i>En cours</i>	1 669
<i>Immobilisations financières</i>	32
Total actif immobilisé	54 397

Source : Enedis ; tableau Cour des comptes

Les passifs des concessions correspondent aux droits du concédant sur le concessionnaire et comprennent :

- d'une part, « le compte spécifique des concessions », classé en « autres fonds propres » ventilé entre :
 - la contre-valeur des biens du domaine concédé (telle que figurant à l'actif et quelle que soit l'origine du financement du bien) ;
 - L'amortissement constitué sur la partie des biens financés par le concédant qui représente la dette du concessionnaire envers le concédant ;
 - Le financement du concessionnaire non amorti qui représente la créance du concessionnaire sur le concédant ;
- d'autre part, la provision pour renouvellement *inscrite en provision pour risques et charges* calculée par différence entre la valeur de renouvellement et la valeur d'origine.

Tableau n° 3 : Comptes de concessions au 31 décembre 2018 (M€)

	Montant
Compte spécifique des concessions	36 026
<i>dont contre valeur des biens</i>	47 060
<i>dont financement du concessionnaire non amorti</i>	- 24 357
<i>dont amortissement du financement du concédant</i>	13 272
Provisions pour renouvellement	8 867

Source : Enedis (états financiers)

Les comptes des concessions permettent ainsi de préciser d'un côté, les droits du concédant sur les biens existants, en tenant compte de la part financée par Enedis, et de l'autre, ses droits sur les biens à renouveler, en tenant compte de l'amortissement du financement du concédant et des provisions pour renouvellement. À l'occasion du renouvellement effectif du bien, les droits du concédant sur les biens à renouveler se transforment en droit du concédant sur les biens existants.

2.3.2 Les provisions pour renouvellement

Les provisions pour renouvellement sont une spécificité comptable des concessions. Elles sont constituées par concession et par ouvrage. Elles sont assises sur la différence entre la

valeur de renouvellement, à capacité et fonctionnalités identiques, et la valeur d'origine. Elles ne concernent que les seuls biens renouvelables avant la fin de la concession, en application de la loi n°2004-803 du 9 août 2004.

Elles viennent compléter les charges d'amortissement et ont pour objectif de maintenir le « potentiel productif des installations concédées »²⁹ en compensant les effets de l'inflation.

Le montant des provisions, quoiqu'en légère diminution depuis 2010, reste considérable (plus de 8,8 Md€ en 2018). La baisse constatée a pour origine l'affectation de la provision pour renouvellement en droit du concédant au moment du renouvellement de certains ouvrages mais également le changement d'estimation de la durée de vie d'un certain nombre d'ouvrages (canalisations BT aériennes torsadées, transformateurs HTA/BT) qui a conduit à des reprises de provisions importantes (574 M€ en 2011 et 2012) et à des moindres dotations³⁰.

Tableau n° 4 : Évolution du montant des provisions pour renouvellement (M€)

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
10 844	10 320	9 981	9 814	9 573	9 368	9 139	8 929	8 867

Source : Enedis (États financiers)

La question des provisions pour renouvellement est sensible pour les autorités concédantes d'autant qu'une certaine confusion règne sur la période antérieure au TURPE. Une partie des provisions était gérée en masse sans qu'on puisse précisément définir, au sein de chaque concession, le montant affecté à chaque ouvrage. Ce niveau de détail n'apparaissait pas utile en l'absence de perspective d'un changement de concessionnaire : les provisions restaient dans les comptes du concessionnaire au moment du renouvellement du contrat et avaient vocation à y rester de façon illimitée.

Les interrogations sur la pérennité du système concessif qui ont émergé au moment de l'ouverture des marchés ont généré des questions nouvelles sur les droits des concédants sur le stock de provisions non utilisées en cas d'un éventuel changement de concessionnaire. Le risque pour Enedis était que ce dispositif purement comptable ne se traduise *in fine* en sortie de liquidités, d'autant que certains contrats de concession prévoyaient, dans certains cas, la possibilité de transformer le solde de provisions en indemnités à verser au concessionnaire en fin de concession.

Le risque de contentieux à l'issue incertaine a conduit Enedis à obtenir l'abandon de ce système à l'occasion des prolongations ou des renouvellements des concessions³¹ et dans le nouveau modèle de cahier des charges de décembre 2017.

²⁹ Memento comptable Lefèvre, 4110 et suivants ; les provisions pour renouvellement reposent sur la valeur de renouvellement du bien, les amortissements sur sa valeur d'origine.

³⁰ L'obligation de renouvellement ne portant que sur les seuls biens renouvelables pendant la durée de la concession, l'allongement de la durée de vie de certains ouvrages reporte leur renouvellement à une date postérieure à la fin du contrat.

³¹ C'est le cas de la concession de la Ville de Paris qui a acté la fin des provisions pour renouvellement en contrepartie de l'engagement du concessionnaire sur une programmation pluriannuelle garantissant le maintien d'un certain niveau de dépenses d'investissement.

L'éventuel solde de provisions pour renouvellement au terme des contrats en cours est reporté sur les nouveaux contrats, pour les futurs travaux de renouvellement des ouvrages. En revanche, l'arrêt de dotations nouvelles va conduire progressivement à la diminution du stock.

2.3.3 Les contributions versées aux autorités concédantes

La réglementation et les cahiers des charges des concessions prévoient le versement par Enedis de diverses contributions bénéficiant, directement ou indirectement, aux autorités concédantes. L'ensemble de ces contributions sont intégrées dans le calcul du TURPE.

2.3.3.1 Des contributions de nature diverse

En premier lieu, le modèle de cahier des charges prévoit trois types de redevances à la charge du concessionnaire.

En premier lieu, le modèle de cahier des charges prévoit trois types de redevances à la charge du concessionnaire.

La redevance dite de l'article 8 est versée annuellement par le concessionnaire afin de participer au financement de travaux dont l'autorité concédante est maître d'ouvrage et destinés à améliorer la qualité de la distribution et l'intégration des ouvrages de la concession dans l'environnement

La redevance dite « R1 » est une redevance de fonctionnement ayant pour objet de financer les dépenses annuelles de l'autorité concédante pour l'accomplissement de sa mission (contrôle de l'exécution de la concession, conseils aux usagers, coordination des travaux etc.). Elle peut aussi financer des études, en particulier sur les infrastructures intelligentes de recharge des véhicules électriques, des actions de sensibilisation à la maîtrise de la consommation ou l'accompagnement des éco-quartiers.

La redevance dite « R2 » est versée en contrepartie des investissements réalisés par le concédant sur des installations du réseau ou des branchements individuels et collectifs dans le cadre d'opérations de rénovation urbaine ou de réhabilitation de l'habitat vétuste ou insalubre. Le nouveau modèle de cahier des charges de décembre 2017 a intégré les dépenses réalisées en faveur de la transition énergétique et permettant notamment de différer ou d'éviter le renforcement du réseau (ex. systèmes intelligents de pilotage de l'éclairage public ou dispositifs de pilotage d'infrastructure de recharge de véhicules électriques ou de stockage d'énergie).

En second lieu, Enedis contribue au financement du Fonds d'Amortissement des Charges d'Électrification (FACÉ)³².

³² Cour des comptes, Rapport public annuel 2019, Tome 2, Les aides pour l'électrification rurale : un instrument de péréquation efficace, qui doit s'adapter à de nouveaux besoins, La documentation française, pp.77-102, disponible sur www.ccomptes.fr.; Cour des comptes, Compte d'affectation spéciale « Financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale », Note d'analyse de l'exécution budgétaire 2018, 45 pages, disponible sur www.ccomptes.fr.

Le FACÉ a été créé par la loi du 30 décembre 1936 afin de compenser les écarts dans la couverture du réseau électrique entre territoires urbains et ruraux. Il intervient au moyen d'aides financières pour la réalisation de travaux d'électrification dont la maîtrise d'ouvrage est assurée par les AODE dans les territoires relevant du régime rural. Il est géré depuis 2012 par un compte d'affectation spéciale « financement des aides aux collectivités pour l'électrification rurale ».

Le financement des aides versées aux collectivités dans le cadre du FACÉ est assuré, en application de l'article L. 222-31 du CGCT grâce à une contribution annuelle due par les gestionnaires des réseaux publics de distribution et assise sur le nombre de kilowattheures distribués en basse tension. Le taux de cette contribution est fixé annuellement au début de l'exercice concerné par arrêté des ministres chargés du budget et de l'énergie. Le budget du FACÉ est alimenté à plus de 95 % par des contributions d'Enedis. Le montant global des contributions versées par Enedis s'élève à 660 M€ en 2018.

Tableau n° 5 : Évolution du montant des redevances et contributions FACÉ versées par Enedis (M€)

M€	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
R1/R2	236	241	244	245	240	239	238	238
Occupation du domaine public	44	45	47	50	46	47	49	50
Autres redevances	24	21	22	23	24	23	22	19
Contributions Facé	334	356	355	355	354	355	354	353
Total	638	663	668	673	664	664	663	660

Source : Enedis

2.3.3.2 Des dépenses à objets multiples

Si le FACÉ remplit un rôle utile d'équité territoriale en faveur du monde rural, les objectifs poursuivis par les diverses redevances de concession apparaissent moins clairs.

Ces redevances doivent en principe compenser les dépenses exposées par les autorités concédantes. Le modèle de cahier leur assigne cependant d'autres objectifs, qui semblent relever davantage d'une logique de « partage de rente »³³:

- favoriser le regroupement des autorités concédantes (majoration pour « départementalisation ») ;
- inciter les autorités concédantes à renouveler de façon anticipée les contrats conclus sur un modèle antérieur à celui de 2017 (majoration exceptionnelle de la redevance « R2 » à verser au titre de la première année civile d'application du contrat, règles d'indexation de la redevance R1 plus favorables..) ;
- inciter les autorités concédantes à conclure un contrat de longue durée (prise en compte de la durée de la concession dans la formule de calcul des redevances)

³³ François-Mathieu Poupeau, Ce qu'un instrument fait à la gouvernance locale. Les contrats de concession et la régulation de la distribution publique d'électricité en France, *Revue Politiques et Management public*, juillet-septembre 2015.

Au-delà des exemples mentionnés ci-dessus, on relève que dans les négociations sur le nouveau modèle de cahier des charges, les autorités concédantes ont obtenu une augmentation du montant des redevances en contrepartie de l'abandon des provisions pour renouvellement.

L'augmentation attendue est d'environ 30 M€ d'ici 2022, en fonction du rythme de renouvellement des concessions, sans que cette augmentation résulte de nouvelles obligations mises à la charge des autorités concédantes. Elle sera répercutée sur les consommateurs par le biais du TURPE sans que l'on puisse à ce jour évaluer le bénéfice qu'ils pourront en retirer.

2.3.4 L'équilibre économique des concessions

Dans les concessions de service de droit commun, les tarifs tiennent compte de l'équilibre économique de chaque contrat. La situation est différente pour les concessions de distribution d'électricité où la tarification est uniforme quelles que soient les particularités des territoires (géographie, densité de la population, etc.). Les autorités concédantes ne disposent d'aucune marge de manœuvre pour ajuster les tarifs aux spécificités de la concession. Certaines concessions sont donc excédentaires alors que d'autres sont déficitaires.

L'appréciation du caractère rentable ou non d'une concession repose sur les résultats figurant dans les comptes rendus annuels d'activité de concession (CRAC). Les CRAC comprennent notamment les flux de charges et produits d'exploitation pour chacune des concessions. À la différence du droit commun des concessions, il ne s'agit pas à proprement parler d'un compte de résultat dans la mesure où certaines données chiffrées figurant dans les CRAC ne sont pas connues à la maille de la concession mais sont construites à partir de clés de répartition.

Le volet financier des CRAC comprend en effet :

- Des données disponibles à la maille de la concession (la plupart des produits ou certaines charges comme les redevances) ;
- Des données non localisables, correspondant notamment à des activités mutualisées et calculées au niveau de chaque direction régionale (DR) pour produire une quote-part régionale.

La quote-part régionale est ensuite répartie au niveau de chaque concession pour produire une quote-part concession. La clé de répartition utilisée varie selon le type de rubrique: par exemple, les charges de personnel sont réparties selon une clé composite prenant en compte notamment le nombre de clients et la longueur de réseau.

Ces éléments permettent de calculer un résultat d'exploitation théorique par concession. Afin de traduire le principe de péréquation tarifaire, une « contribution à l'équilibre » permet d'assurer un équilibre théorique entre les produits et les charges. Cette contribution est positive pour les contributeurs. Elle est négative pour les bénéficiaires. Elle ne donne lieu à aucun versement ni prélèvement mais permet simplement de répartir le résultat d'Enedis sur l'ensemble des concessions. Elles se compensent donc entre elles.

Tableau n° 6 : Détermination de la contribution à l'équilibre

Produits d'exploitation	Charges d'exploitation	Produits d'exploitation	Charges d'exploitation
-------------------------	------------------------	-------------------------	------------------------

	Contribution à l'équilibre positive	Contribution à l'équilibre négative (dotation)	

Source : Cour des comptes d'après les éléments transmis par Enedis

Les comptes de chaque concession affichent donc un double résultat, le résultat découlant de la différence entre les produits et les charges d'exploitation et le résultat théorique comprenant cette contribution.

Plus des trois-quarts des concessions Enedis affichent en 2018 un « résultat avant contribution » positif pour un montant total de 1 491 M€. Les concessions « déficitaires » affichent une perte de 286 M€. Les 20 concessions les plus déficitaires concentrent près de 80 % du déficit. À l'inverse, les trois concessions de Paris et de sa périphérie ont chacune un résultat avant contribution supérieur à 68 M€³⁴.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le régime des concessions de distribution d'électricité présente plusieurs spécificités. Les contrats passés par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité se caractérisent par l'absence de mise en concurrence des gestionnaires de réseau et un cadre national très structurant au détriment de la liberté contractuelle. Ainsi, les concessions gérées par Enedis reposent-elles très largement sur un modèle national de cahier des charges négocié avec les représentants des autorités concédantes. Sur le plan financier, les actifs des concessions constituent la quasi-totalité du bilan d'Enedis alors qu'elle n'est pas propriétaire de ces actifs et ses recettes découlent de l'application d'une tarification uniforme sur l'ensemble du territoire.

Si le modèle concessif n'a pas été remis en cause, il a été fortement mis à l'épreuve ces dernières années. Les griefs récurrents sur le volume des investissements ou la qualité des données des données transmises à l'autorité concédante ont trouvé un écho supplémentaire avec la montée en puissance des collectivités territoriales, dans le prolongement des réformes institutionnelles sur les métropoles et de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Ces évolutions ont créé les conditions d'une relation plus équilibrée entre les autorités concédantes et Enedis. Cette dernière a su proposer ou accepter les compromis nécessaires pour obtenir, en contrepartie, notamment la fin du système des provisions pour renouvellement dont l'accumulation (8,9 Md€) faisait peser sur l'entreprise des risques financiers importants en cas de contentieux avec les autorités concédantes.

³⁴ Annexe 11 sur le résultat des concessions

3 DES ACTIVITES OPERATIONNELLES EN PLEINE EVOLUTION

En application des dispositions de l'article [L. 322-8](#) du code de l'énergie, les missions d'Enedis consistent à distribuer l'électricité mais également à entretenir, sécuriser et développer le réseau. L'article [L. 322-9](#) lui impose également de veiller «à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau».

Dans ce cadre, Enedis assure divers types de prestations. Elle réalise les raccordements³⁵ au réseau de distribution, le relevé des consommations et toutes interventions techniques dans les conditions fixées par la loi et les contrats de concession signés.

Les missions de l'entreprise ont évolué de manière importante ces dernières années sous l'effet de la transition énergétique, de l'émergence de nouveaux usages et du développement de l'économie numérique.

3.1 La croissance des énergies renouvelables

Le raccordement au réseau de distribution permet au consommateur de bénéficier de l'acheminement de l'électricité jusqu'au lieu de consommation de l'électricité. Il permet aussi à des producteurs d'électricité d'injecter de l'énergie dans le réseau (et non d'en soutirer).

3.1.1 L'augmentation de la production décentralisée

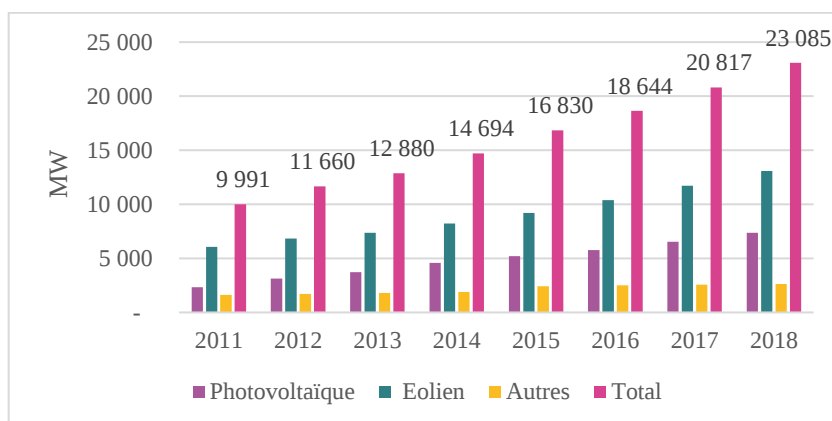
Dans le circuit traditionnel de l'électricité, l'électricité produite est d'abord raccordée au réseau de transport puis elle est acheminée vers le consommateur final par le réseau de distribution³⁶. Ce n'est pas le cas pour une grande partie de l'électricité produite à partir d'EnR qui est directement raccordée au réseau de distribution et non au réseau de transport³⁷.

Le nombre et la puissance des sites de production raccordés au réseau de distribution ont plus que doublé sur la période sous revue. Il existe au 31 décembre 2018 plus de 400 000 installations de production raccordés pour une puissance de plus de 23 000 MW. Les installations photovoltaïques représentent 98 % du nombre total de ces installations de production mais moins du tiers de la puissance totale, derrière l'éolien (57 %).

³⁵ Annexe 5 sur les opérations de raccordement et leur financement.

³⁶ Annexe 1 - schéma simplifié du secteur électrique

³⁷ La proportion de raccordement au réseau de distribution est de 86 % pour le solaire et 88 % pour l'éolien on-shore ; elle est d'environ 56 % pour les bioénergies. L'hydraulique et l'éolien off-shore sont essentiellement raccordés au réseau de transport.

Graphique n° 1 : Installations de production raccordées au réseau Enedis (puissance)

Source : Chiffres Enedis-graphique Cour des comptes

La production d'électricité décentralisée a augmenté de 9,9 % par an en moyenne entre 2010 et 2018 pour atteindre 49,8 TWh.

Cette augmentation a nécessité une adaptation des infrastructures de réseaux de distribution et une mobilisation importante des équipes, la réglementation fixant un délai maximal de raccordement pour les installations de production d'électricité ([article L. 342-3 du code de l'énergie](#)). Elle a également renforcé le besoin de planification et de coordination entre les parties prenantes, notamment au travers de la réalisation des schémas régionaux de développement des énergies renouvelables (S3REN)³⁸.

Ces évolutions vont se poursuivre dans le prolongement des objectifs fixés par programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) qui prévoit de doubler la capacité installée des renouvelables électriques. Aussi, les quatre scénarios du bilan prévisionnel de RTE sur la période 2025-2035 reposent sur un taux d'EnR (y compris hydraulique) d'au moins 40 % dans la production totale d'électricité³⁹.

L'augmentation de la production décentralisée a un impact financier considérable sur le réseau de distribution. Les dépenses de raccordement des producteurs ont triplé en 10 ans pour atteindre 239 M€ en 2018 (cf. point 4.2.1.). Enedis anticipe qu'elles vont plus que doubler d'ici 2035 (545 M€ en 2035 hors inflation).

3.1.2 Des missions nouvelles de gestionnaire de système électrique

Le caractère intermittent et imprévisible de l'électricité produite à partir de sources EnR ne garantit pas l'adéquation de la production avec les besoins de consommation. De même, le

³⁸ Prévus à l'[article L. 321-7](#) du code de l'énergie, ces documents ont pour objectif d'anticiper les besoins d'extension ou de renforcements du réseau, et d'optimiser les coûts en mutualisant les ouvrages des réseaux de distribution et de transport et en répartissant les dépenses entre les producteurs.

³⁹ RTE, [Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande de l'électricité en France](#), édition 2017, 429 p.

choix de la localisation des installations de production dépend de la ressource existante et de l'opportunité de production sans lien avec la densité de population ou la consommation locale.

Alors qu'ils ont été conçus pour acheminer l'électricité dans un sens, de la production vers la consommation, la production à partir d'EnR conduit à avoir des points d'injection et de soutirage à un même niveau de maille. Ce fonctionnement bidirectionnel des réseaux électriques permet de « refouler » de l'électricité depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport géré par RTE.

La part de la production décentralisée dans le total des injections est passée de 7 % en 2011 à 13 % en 2018. Le volume des refoulements vers le réseau de transport a parallèlement augmenté de 5 TWh en 2011 à 12,9 TWh en 2018. Ces changements rendent la gestion du réseau plus complexe et exigent des aménagements techniques et fonctionnels ainsi qu'une coordination renforcée avec RTE.

Ces défis ne sont pas propres à la France. L'observatoire européen de 2018⁴⁰ note que la plupart des États membres sont mal préparés cette évolution, du fait de la vétusté de réseaux de distribution et de l'inadaptation du modèle traditionnel d'opération des réseaux.

3.1.3 Le développement de l'autoconsommation

L'autoconsommation est définie par [l'article L 315-1 du code de l'énergie](#) comme « *le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même et sur un même site tout ou partie de l'électricité produite par son installation* ».

Au 31 décembre 2018, 39 513 installations étaient en autoconsommation pour une puissance raccordée de 179 MW⁴¹.

Les volumes d'électricité concernés restent mineurs mais la tendance à la hausse de l'autoconsommation est significative. En 2017, près de moitié des raccordements d'installations de moins de 36 kVA sont en autoconsommation individuelle. De même, les capacités photovoltaïques résultant de l'autoconsommation individuelle atteindraient jusqu'à 10 GW à horizon 2035 dans tous les scénarios prévisionnels de RTE, et jusqu'à 12 et 13 GW pour deux d'entre eux, sous réserve d'une baisse significative des coûts d'installation des panneaux⁴².

L'autoconsommation collective est également amenée à se développer même si elle est encore marginale en France. L'émergence d'un modèle de « Communauté énergétique citoyenne (CEC) »⁴³ a été vue avec circonspection par Enedis et l'association des gestionnaires

⁴⁰ European Commission (Joint Research Center), *Distribution System Operators - [Observatory 2018](#)*, 2019, 83 p.

⁴¹ [CRE](#), *Éclairer un monde d'énergie, Rapport d'activité 2018*, juillet 2019, 96 pages.

⁴² [RTE](#), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande de l'électricité en France*, 2017, 429 p.

⁴³ L'article 2 (11) de la [directive 2019/944](#) définit la communauté énergétique citoyenne comme une entité juridique dont le principal objectif est de proposer des avantages communautaires environnementaux, économiques ou sociaux plutôt que de générer des profits financiers et qui peut prendre part à la majeure partie des activités du secteur électrique (production, distribution, fourniture, consommation, agrégation et stockage

de réseaux de distribution européens (EDSO)⁴⁴ qui ont obtenu que ces structures ne soient pas qualifiées de gestionnaire de réseau. Les États membres restent cependant libres de leur confier ou non des missions de gestionnaires de réseau.

Il faut sur ce point insister sur le fait que l'autoconsommation est encore très partielle pour une zone donnée et qu'elle n'est pas synonyme d'autonomie électrique. La réassurance de l'approvisionnement électrique des zones, qui se fournissent partiellement par autoconsommation, est un service nouveau dont le coût n'est pas encore très bien appréhendé.

Enedis accorde une grande attention à ces sujets car ils contribuent, comme le développement des EnR, à la baisse de l'utilisation des réseaux amont et à l'évolution des flux sur les réseaux de distribution. Plus largement, ces évolutions représentent un risque d'érosion du champ de la distribution publique d'électricité et sont ainsi susceptibles d'affaiblir le modèle existant. Sur le plan financier, il est nécessaire de clarifier le partage du risque entre le producteur/consommateur et le réseau et de tenir compte des bénéfices que l'auto production apporte au réseau mais aussi de ses surcoûts éventuels. À cet égard, le Turpe 5 a déjà prévu une nouvelle formule tarifaire à destination des utilisateurs participant à une opération d'autoconsommation collective ainsi que des charges de gestion spécifiques. Au-delà, l'éventuel rééquilibrage entre les composantes fixes et variables du tarif doit être envisagé, tout en prenant en compte les éventuels impacts sociaux d'une telle mesure.

3.2 La mise en œuvre de la transition énergétique

Au début du 20^{ème} siècle, les gestionnaires du réseau de distribution ont eu pour mission essentielle d'accompagner l'électrification du territoire et de développer les infrastructures. Les enjeux se sont ensuite portés sur la sécurisation des réseaux et leur insertion dans le paysage. Aujourd'hui, ils portent de plus en plus sur la transition énergétique.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 a consacré cette évolution en complétant la liste des missions du gestionnaire de réseau (article [L. 322- 8 du code de l'énergie](#)) par un alinéa lui imposant de mettre en œuvre « des actions d'efficacité énergétique et [de] favorise[r] l'insertion des énergies renouvelables sur le réseau ».

3.2.1 L'appui aux collectivités

Les collectivités territoriales, qu'elles soient ou non autorités concédantes, ont vu leurs compétences considérablement renforcées dans le domaine de la transition énergétique. Elles mettent en place les actions relatives à l'efficacité énergétique des bâtiments ou à la maîtrise de

d'énergie, ou fournir de services liés à l'efficacité énergétique, ou des services de recharge pour les véhicules électriques...).

⁴⁴ European Distributor System Operator (EDSO), [Position paper](#) on Local energy communities, septembre 2017

la demande d'énergie. Elles peuvent intervenir directement pour produire de l'électricité de sources EnR (articles [L. 2224-33](#) et [L. 2224-34](#) du code général des collectivités territoriales) ou pour créer des services d'infrastructure de charge de véhicules électriques ([article L.2224-37](#)).

Enedis a un rôle d'accompagnement et de mise en œuvre de ces différentes initiatives. Elle participe à la déclinaison des objectifs du Schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET)⁴⁵ et alimente, par les données qu'elle transmet, les plans climat-air-énergie territoriaux (PCAET)⁴⁶. Enedis émet également un avis sur les projets d'implantation de bornes de recharge pour véhicules autonomes et participe aux actions menées par [les territoires à énergie positive](#).

3.2.2 Le développement des mécanismes de flexibilité

L'augmentation du nombre de raccordements des producteurs EnR ainsi que l'accroissement de la pointe de consommation entraînent des contraintes sur les infrastructures, en tension et en intensité qui nécessitent des investissements de renforcement du réseau. Ces contraintes portent à la fois sur l'injection et sur le soutirage.

Les mécanismes de flexibilité⁴⁷ permettent d'abaisser ponctuellement le niveau de contrainte sur un matériel en différant ou en évitant son renforcement. Ils peuvent aussi limiter les pertes et réduire le nombre de coupures. Ils se distinguent des diminutions pérennes de puissance suite par exemple à des travaux d'amélioration de la performance énergétique.

Enedis estime que la mise en place de ces mécanismes pourraient diminuer les coûts de raccordement de 10 %, voire 20 % pour le raccordement des points de recharges pour véhicules électriques équipés d'un pilotage de la recharge.

À la suite d'une consultation publique lancée en 2018, Enedis a défini plusieurs « cas d'usage » des flexibilités locales qui font l'objet d'expérimentations avant leur éventuel extension. Ils concernent à la fois les producteurs et les consommateurs et ont pour objectif de trouver des solutions de modulation de puissance économiquement et techniquement viables⁴⁸.

Ces initiatives lancées par Enedis se combinent avec les dispositions de l'[article 199](#) de la loi du 17 août 2015 qui prévoit la possibilité pour les autorités organisatrices de demander au gestionnaire du réseau de distribution de mettre en place un service de flexibilité local en

⁴⁵ Le SRADDET est un document de planification et d'aménagement du territoire. Il comprend un volet climat, air et énergie dont les objectifs guident la réalisation schémas régionaux de développement des énergies renouvelables.

⁴⁶ Les PCAET sont élaborés par les établissements publics de coopération intercommunale (EPCI) à fiscalité propre (métropoles, communautés urbaines, communautés d'agglomération et communautés de communes) de plus de 20 000 personnes.

⁴⁷ La flexibilité est définie comme « une augmentation ou une diminution temporaire de l'énergie échangée avec le réseau, pilotée en temps réel (de manière manuelle ou automatique) selon les besoins du gestionnaire de réseau et en fonction de la situation locale » ([E-Cube](#), Étude sur les mécanismes de valorisation des flexibilités pour la gestion et le dimensionnement des réseaux publics de distribution d'électricité, juillet 2017, 96 pages (étude mandatée par la CRE).

⁴⁸ Annexe 7 sur les mécanismes de flexibilités

vue d'optimiser la gestion des flux d'électricité entre des producteurs et des consommateurs. À ce jour, ce dispositif n'a suscité qu'une seule initiative de la part des collectivités.

[L'article 32 de la directive 2019/944](#) pourrait contribuer au développement des services de flexibilité. Il prévoit que les États membres doivent créer le cadre réglementaire nécessaire pour inciter les gestionnaires de réseau de distribution à acquérir des services de flexibilité notamment en lui assurant une rémunération suffisante. La directive impose également au GRD d'élaborer un plan de développement du réseau, soumis au régulateur. Ce plan doit notamment détailler les services de flexibilité nécessaires à moyen et long terme ainsi que les plans d'investissement en infrastructure, l'utilisation de l'efficacité énergétique, le stockage ou toute autre ressource alternative à l'expansion du réseau.

Les solutions de flexibilité sont encore émergentes et leur pertinence technique et économique doit être démontrée au cas par cas. La DGEC fait observer que si ces solutions contribuent à traiter localement les contraintes sur le réseau, elles ne peuvent se substituer aux investissements de renforcement rendus indispensables notamment par l'augmentation de la production décentralisée. Dès lors, la transposition devrait permettre de définir sans tarder un cadre réglementaire de développement.

3.2.3 Des incitations encore limitées pour le distributeur

Les dispositions de [l'article L.341-4 du code de l'énergie](#) prévoient que la structure et le niveau des TURPE sont fixés afin d'inciter les consommateurs à limiter leur consommation aux périodes de pointe. Dans le cadre du TURPE 5, la CRE a ainsi renforcé les signaux tarifaires adressés aux consommateurs entre les périodes de pointe et celles de moindre charge. L'implication du consommateur est d'autant plus importante que le développement du numérique le met en situation de jouer un rôle actif sur le marché de l'électricité et « d'apporter de la flexibilité au système » ([Directive 2019-944](#)).

Les actions en direction du gestionnaire de réseau sont plus limitées. L'article [L. 341-2](#) du code de l'énergie prévoit la couverture par le Turpe des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux « *dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Il n'existe toutefois pas de dispositifs spécifiques pour obliger ou inciter le distributeur à mettre en place des actions de maîtrise de l'énergie ou rechercher des solutions alternatives au renforcement des réseaux. Or, de telles actions ont un double intérêt, d'abord de limiter la consommation d'énergie mais également de limiter les dépenses.

La CRE a commencé néanmoins à développer des mécanismes ciblés sur les gestionnaires de réseau destinés à encourager le développement des flexibilités. Elle a prévu dans le cadre du TURPE 5 la couverture des surcoûts de charges d'exploitation liés à des projets de déploiement des réseaux électriques intelligents permettant de différer ou d'annuler des investissements dans les réseaux.

Dans sa délibération n° 2018-240 du 21 novembre 2018 sur les services de flexibilité, la CRE a souligné que la valeur de la flexibilité devrait être partagée entre le porteur de projet et le gestionnaire du réseau. De même, elle participe au sein du Conseil des régulateurs

européens de l'énergie⁴⁹ à la définition des lignes directrices pour la mise en place des dispositifs destinés à encourager les distributeurs à développer des outils innovants⁵⁰.

Cette orientation doit être encouragée car la programmation des investissements sur le réseau, qui vise majoritairement Enedis mais concerne aussi les ELD et les autorités concédantes en tant que maîtres d'ouvrage, devrait être encadrée par une doctrine claire en matière de flexibilité permettant de dire à tous ces intervenants, à quel moment et dans quelles conditions ils doivent investir dans le renforcement du réseau et, à l'inverse, dans quelle configuration ils devraient faire l'économie d'un investissement surdimensionné et gérer les points de fragilité du réseau par l'effacement ou le stockage.

3.3 L'accompagnement du développement de la mobilité électrique

Enedis a créé en 2018 une mission « mobilité » avec une équipe de 20 personnes. Cette mission est née du constat du caractère transversal de cette problématique qui touche des sujets financiers, techniques, la relation avec les pouvoirs publics et impose de nouer des partenariats avec des parties prenantes qui ne sont pas les interlocuteurs habituels de l'entreprise (industrie automobile notamment).

Enedis a pour objectif d'accompagner le développement à grande échelle de la mobilité électrique en créant des références pour chaque cas d'usage (véhicules individuels, transports en commun..) et en anticipant les investissements indispensables sur le réseau⁵¹. Elle joue aussi un rôle d'expertise dans le développement des infrastructures de recharge (IRVE), en particulier celles accessibles au public, en optimisant les coûts pour la collectivité par la recherche des emplacements les plus propices au raccordement de ces infrastructures au réseau et de solutions innovantes (raccordement au réseau d'éclairage public par exemple)⁵².

3.3.1 Des objectifs ambitieux, une dynamique d'évolution incertaine

La programmation pluriannuelle pour l'énergie (PPE) vise 3,7 à 4,4 millions de véhicules électriques (VE) et de véhicules hybrides rechargeables (VHR) à l'horizon 2030. La loi du 17 août 2015 sur la transition énergétique pour la croissance verte a fixé un objectif de 7 millions de points de recharge à la même échéance ([article 41](#)).

⁴⁹ Le CEER est une association qui réunit 39 régulateurs européens.

⁵⁰ [CEER](#), *Incentives schemes for regulating distribution system operators, including for innovation, conclusions paper*, février 2018, 55 pages

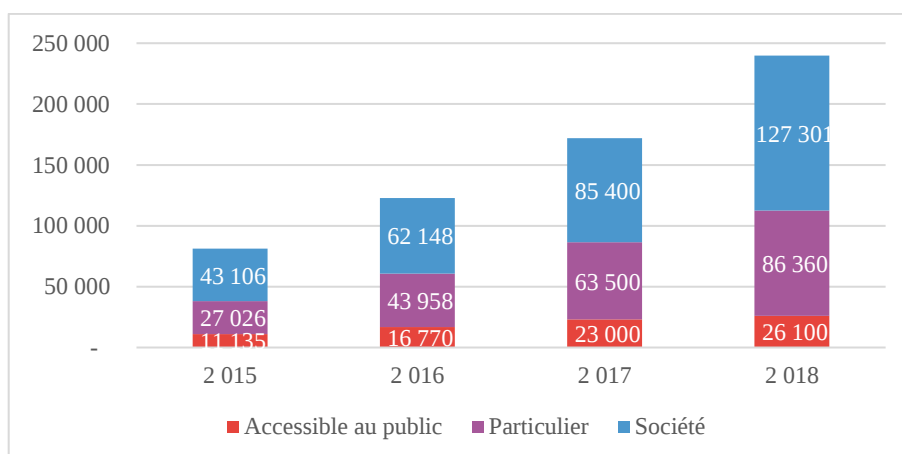
⁵¹ Enedis, *Enedis, partenaire de la mobilité électrique*, novembre 2019, 48 p.

⁵² La CRE, dans la délibération du 12 juin 2014 sur le développement des réseaux électriques intelligents, a invité les distributeurs à participer aux études amont réalisées par les porteurs de projets de bornes de recharge, en concertation avec les autorités organisatrices de la distribution, afin de les informer des capacités d'accueil des réseaux publics de distribution d'électricité et des projets de développement du réseau en cours.

En 2018, environ 200 000 VE et 50 000 VHR circulaient en France, dont un tiers de véhicules particuliers⁵³. Sur les neuf premiers mois de 2019, plus de 36 000 immatriculations nouvelles ont été réalisées, en augmentation de 50 % par rapport à la même période en 2018.

Au premier trimestre 2019, le nombre de points de charge était supérieur à 241 000, dont 27 400 accessibles au public.

Graphique n° 2 : Evolution du nombre de points de recharge (2015-2018)



Source : Enedis (opendata)

La France dispose du deuxième réseau le plus important en Europe derrière les Pays-Bas (40 769 points de charge ouverts au public) et juste devant l'Allemagne. Elle est en conformité avec les préconisations de l'Union européenne (un point de charge pour dix véhicules)⁵⁴ mais avec des disparités importantes sur le territoire. Par ailleurs, les recharges rapides (au-delà de 24 kW) restent minoritaires (9 % du total) et limitent le développement des trajets longue distance.

La dynamique d'évolution du parc de VE et de VHR reste cependant incertaine d'autant qu'elle ne dépend pas uniquement du maillage du territoire mais également de multiples facteurs qui ne sont pas de sa compétence (évolution des coûts et de l'offre, mesures de soutien à l'achat des véhicules ou à la création de points de recharge⁵⁵...).

Enedis a donc travaillé sur plusieurs scénarios très contrastés. Les projections d'investissement les plus récentes (2018) reposent sur un des scénarios de développement de la mobilité électrique les plus ambitieux avec 9 millions de véhicules en circulation (et environ 12

⁵³ CRE, *Les réseaux électriques au service des véhicules électriques*, octobre 2018, 44 pages.

⁵⁴ Directive 2014/94/UE du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs

⁵⁵ Le Programme des investissements d'Avenir (PIA) a cofinancé le déploiement d'IRVE à l'initiative des collectivités territoriales. De même, les utilisateurs individuels ont bénéficié du crédit d'impôt à la transition énergétique (CITE). Plus récemment, la loi d'orientation sur les mobilités prévoit que le taux de réfaction peut s'élever jusqu'à 75 %, jusqu'en 2021, pour les infrastructures de recharge ouvertes au public, au lieu du taux habituel de 40 %.

millions d'IRVE) à horizon 2035. Le coût des travaux sur le réseau augmente progressivement et devrait en cumulé atteindre 5 Md€ sur la période 2019-2035.

3.3.2 Gérer l'impact sur le système électrique

Les études existantes montrent que le système électrique français serait en mesure de faire face au développement massif des VE, dans un contexte marqué par la baisse tendancielle de la consommation.

Selon le scénario de RTE le plus favorable au développement de la mobilité électrique⁵⁶, la consommation totale d'électricité à horizon 2035 n'augmenterait pas par rapport à celle de 2018 (480 TWh). Le récent rapport de l'OPECST⁵⁷ arrive à une conclusion similaire.

La principale difficulté reste la capacité de faire face au pic de consommation lié à la recharge simultanée des véhicules en fin de journée. La gestion est d'autant plus complexe que les besoins varient en fonction des performances de la recharge.

Les réponses au défi de l'équilibre consommation/production imposent la mise en place d'un parc de recharge (sur les lieux de travail par exemple) et de mécanismes de pilotage adaptés. Par exemple, la recharge de la batterie peut être pilotée grâce à une interface permettant de recevoir et interpréter un signal entraînant le décalage de l'heure de charge ou la modulation de puissance. Les VE pourraient même un jour être utilisés comme source de flexibilité, en utilisant ses capacités de stockage et en réinjectant de l'énergie sur d'autres équipements électriques, voire sur les réseaux. Les VE dits « bi-directionnels » restent néanmoins expérimentaux et constituent selon RTE un marché de « niche »⁵⁸.

Ces systèmes de pilotage ont plusieurs avantages. Ils permettent d'absorber l'appel de puissance supplémentaire et d'adapter la consommation à la production d'électricité renouvelable. Enedis estime également que les coûts de raccordement pourraient diminuer jusqu'à 20 % avec la mise en place d'un pilotage de la recharge performant.

Le [décret n° 2017/26](#) du 12 janvier 2017 prévoit que les points de recharge ouverts au public sont équipés d'un système permettant de piloter la recharge. Mais la pilotabilité n'est pas encore requise pour les points de recharge privés.

⁵⁶ Scénario Ampère : 15,6 millions de véhicules à horizon 2035 pour une consommation de 35 TWh

⁵⁷ [Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques](#), Rapport d'information n° 1766, *Les scénarios technologiques permettant d'atteindre l'objectif d'un arrêt de la commercialisation des véhicules thermiques en 2040*, mai 2019, 709 pages. Selon ce rapport, le besoin supplémentaire découlant de la consommation d'un parc de 32,4 millions de véhicules (75,8 TWh) aurait pu être couvert par le différentiel existant en 2018 entre la production française d'électricité et la consommation totale.

⁵⁸ [RTE](#), *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électriques*, mai 2019, 82 pages.

3.4 Les défis du développement du numérique et de la gestion des données

Le déploiement des compteurs communicants Linky constitue la partie la plus visible de l'intégration du numérique dans le secteur de la distribution. Au 31 décembre 2019, plus de 23 millions de compteurs ont été posés, en phase avec le planning prévisionnel.

Au-delà, les outils numériques sont utilisés de multiples façons, dont certaines sont émergentes. Ils servent ainsi à prioriser les travaux, détecter voire anticiper les pannes et réduire la fréquence et la durée des coupures. Ils permettent aussi l'intégration optimale des productions décentralisées dans le réseau et le développement des mécanismes de flexibilité.

Ces nouvelles technologies ont aussi transformé l'organisation et le fonctionnement de l'entreprise avec un impact considérable sur les ressources humaines et la gestion mutualisée avec GrDF d'une partie des activités⁵⁹.

Elles génèrent un nombre considérable de données de natures diverses : il peut s'agir de données de consommation (agrégées ou individuelles), de données patrimoniales sur les réseaux ou encore de données d'exploitation ou de mesure de la qualité de service.

La mise à disposition des données doit s'opérer au bénéfice de l'ensemble des parties prenantes (consommateurs, entreprises, personnes publiques). Elle suscite notamment l'intérêt des acteurs économiques qui y voient un potentiel économique considérable en permettant la différenciation des offres commerciales et en favorisant l'émergence de nouveaux usages (mobilité, autoconsommation collective) et de services innovants, dans le domaine de l'efficacité énergétique ou de la domotique par exemple.

3.4.1 Une mise à disposition des données de plus en plus large

Le cadre juridique a été considérablement enrichi pour favoriser une ouverture croissante des données mises à disposition.

L'article 179 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 a introduit des obligations nouvelles pour les GRD sur la mise à disposition des données quantitatives annuelles relatives à la consommation d'électricité. Les données sont agrégées à des mailles géographiques différentes, y compris à une maille infra-communale (IRIS)⁶⁰ et notamment destinées au service statistique du ministère de l'environnement et aux collectivités.

L'article 23 de la [loi n° 2016-1321](#) du 7 octobre 2016 pour une République numérique renforce substantiellement ces obligations en prévoyant la mise à disposition du public des données détaillées de consommation d'électricité, en vue de permettre leur réutilisation « *dans l'objectif de favoriser notamment le développement d'offres d'énergie, d'usages et de services énergétiques* ». Le périmètre concerné est très large et inclut notamment, en application du décret n°2017-486 du 5 avril 2017 les quantités d'électricité consommées à différents pas

⁵⁹ Annexe 10 sur l'évolution du service commun

⁶⁰ Le découpage IRIS (Îlots Regroupés pour l'Information Statistique) est réalisé par l'INSEE. Il est la maille de base des statistiques infra-communales pour les communes d'au moins 10 000 habitants et permet la constitution de territoires homogènes d'environ 2 000 habitants.

de temps, le nombre de points d'injection et de soutirage ou encore les courbes de mesure permettant de reconstituer les flux.

Parallèlement à ces textes de portée générale, la loi a renforcé les obligations particulières du GRD à l'égard des autorités concédantes, s'agissant notamment des données cartographiques sur la localisation et les caractéristiques des ouvrages de réseau.

3.4.2 Une politique numérique active, des attentes qui restent fortes

Enedis a développé, dans le cadre ou en anticipation de ces textes, de nombreuses initiatives destinées à la diffusion des données.

Elle publie depuis 2015 un volume important de données en [open data](#) sur le patrimoine qu'elle exploite, les installations de production raccordées au réseau de distribution, les bilans de consommation à des mailles temporelles diverses et la continuité d'alimentation. Elle a publié en 2018 des données cartographiques des ouvrages réseaux aériens (lignes et postes).

Elle a également piloté la création en 2017 de l'[agence ORE](#) (opérateurs de réseaux d'énergie). Cette agence, dont la création a été encouragée par la CRE⁶¹, a pour mission de mutualiser et mettre à disposition des acteurs publics et privés les données nationales et locales relatives à la distribution de gaz et d'électricité. Elle se présente comme un guichet destiné à faciliter les démarches et à relayer les demandes adressées aux GRD. L'agence regroupe à ce jour 170 acteurs de la distribution d'électricité et de gaz⁶².

Dans sa communication sur l'état d'avancement des travaux relatifs aux données⁶³, la CRE a salué les avancées réalisées tout en soulignant que les attentes des acteurs de marché demeuraient fortes, notamment sur la fréquence et le délai de mise à disposition des données et sur l'égalité de traitement des acteurs en concurrence sur les mêmes services. Elle a également réitéré sa demande à Enedis de publier une carte des zones de contraintes, nécessaire au développement des services de flexibilité locaux. Elle envisage enfin de créer un mécanisme de régulation incitative sur la qualité de service en matière de données.

La Cour rappelle en outre que le rapport sur les compteurs communicants Linky avait critiqué les moyens mis en place pour permettre à l'utilisateur de connaître sa consommation détaillée⁶⁴.

⁶¹ CRE, Rapport du comité d'études relatif aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie, mai 2017, 116 pages.

⁶² Les gestionnaires de réseaux de transport ont créé leur propre plate-forme ([ODRE](#)).

⁶³ CRE, [délibération n° 2018-214 du 11 octobre 2018](#) portant communication sur l'état d'avancement des travaux relatifs aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructure d'énergie, 33 pages.

⁶⁴ Cour des comptes, *Rapport public annuel 2019*, Tome 1, Les compteurs communicants Linky : tirer pour les consommateurs tous les bénéfices d'un investissement coûteux, p. 243-287. La documentation française, janvier 2019, disponible sur www.ccomptes.fr.

3.4.3 L'ambition de se positionner comme opérateur de données

Le développement exponentiel des données a posé la question de l'organisation de la mise à disposition de données. Certains pays ont choisi de créer une plateforme centralisée, gérée par exemple par le gestionnaire du réseau de transport comme au Danemark ou par une entreprise dédiée, propriété des gestionnaires de réseaux (Pays-Bas).

En France, la place prépondérante d'Enedis lui a permis de développer une politique active en matière de données. Elle souhaite conserver ce rôle qu'elle estime nécessaire pour mettre en place des solutions innovantes de gestion des flux.

La réglementation actuelle ne s'y oppose pas. L'article 23 de la [directive 2019/944](#) laisse aux États membres le soin d'organiser la gestion de données, sous réserve d'en assurer une consultation et un échange efficaces et sécurisés, et de garantir la protection et la sécurité des données.

La Cour n'a pas procédé à une analyse comparée des différents systèmes de gouvernance qui permettrait de définir le plus adapté à la France. La confirmation du rôle central confié à Enedis en matière de gestion de données implique néanmoins des avancées significatives sur les différents points de vigilance soulevés par la CRE.

3.5 Une diversification qui doit rester dans le cadre des missions de service public

La capacité de l'entreprise à investir de nouveaux champs de compétence a été encadrée par le régulateur et par la réglementation.

Dans le rapport de 2017 sur les données⁶⁵, la CRE souligne que le rôle joué par les gestionnaires de réseau dans la mise à disposition des données ne doit pas les conduire à proposer des services qui peuvent l'être dans le cadre du marché (ex. domotique).

Dans le rapport de 2018 sur la mobilité électrique⁶⁶, elle précise que les gestionnaires du réseau de distribution n'ont pas vocation à aller au-delà des missions de service public qui leur sont confiées en se substituant aux acteurs de marché « *même dans les zones carencées* » (ce qu'autorise désormais la réglementation européenne).

De façon plus générale, le rapport 2019 sur le code de bonne conduite consacre une partie à la diversification des activités des gestionnaires de réseau et définit les conditions d'exercice d'une activité concurrentielle par les GRD.

⁶⁵ [CRE](#), *Rapport du comité d'études relatif aux données dont disposent les gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'énergie*, mai 2017, 116 pages.

⁶⁶ [CRE](#), *Les réseaux électriques au service des véhicules électriques*, octobre 2018, 44 pages.

Au niveau européen, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie⁶⁷ rappelle que les distributeurs doivent faciliter l'émergence des nouveaux services énergétiques mais sans interférer avec les mécanismes de marché (« facilitateurs neutres du marché »)⁶⁸.

Elle a soutenu les dispositions de la directive 2019/944 limitant la capacité des GRD à intervenir dans le domaine de l'électromobilité⁶⁹. L'article 33 de la directive précise en effet que « *Les gestionnaires de réseau de distribution ne peuvent être propriétaires de points de recharge pour les véhicules électriques, ni les développer, les gérer ou les exploiter, sauf lorsqu'ils sont propriétaires de points de recharge privés réservés à leur propre usage* ». Une dérogation est introduite en cas de carence de l'initiative privée.

De la même manière, les distributeurs ne sont pas autorisés à posséder ou gérer des installations de stockage (article 36). Là encore, il est prévu des dérogations en cas de carence de l'initiative privée ou pour les composants totalement intégrés au réseau, comme par exemple des batteries dédiées à des services de maintien de tension.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le champ des missions exercées par Enedis s'est considérablement enrichi ces dernières années, sous l'effet de la transition énergétique, du développement des nouveaux usages et des exigences de la gestion des données énergétiques.

Le doublement de la production d'électricité à base d'EnR sur la période 2011-2018 ainsi que la nécessité de raccorder des installations de production de taille variable et souvent éloignées des lieux de consommation ont entraîné de nombreux travaux d'extension ou de renforcement du réseau. Par ailleurs, les spécificités liées au caractère décentralisé, intermittent et imprévisible des EnR ont rendu plus complexe la gestion de l'équilibre offre-demande avec des refoulements croissants sur le réseau de transport (5 Twh en 2011, près de 13 en 2018).

L'entreprise accompagne par ailleurs l'émergence de nouveaux usages, comme les véhicules électriques et développe de nouveaux outils de flexibilité et de pilotage de la consommation. Ces outils reposent largement sur les données issues des compteurs communicants dont elle doit par ailleurs assurer la mise à disposition auprès du public. Enedis a développé de multiples initiatives en ce domaine mais doit encore apporter des garanties aux utilisateurs en termes de réactivité notamment.

Ces évolutions génèrent des dépenses importantes pour Enedis : les coûts de raccordement au réseau de distribution des installations d'électricité renouvelable sont passés de 74 M€ en 2008 à 239 M€ en 2018. Elles devraient atteindre 550 M€ en 2035. Les dépenses liées au développement des infrastructures de recharge des véhicules électriques sont estimées à près de 5 Mds€ d'ici 2035. Certaines sont payées directement par les demandeurs de

⁶⁷ L'ACER est une structure indépendante créée par le troisième paquet énergie pour favoriser la coopération entre les régulateurs européens de l'énergie. Elle veille à l'intégration des marchés et à l'harmonisation des cadres réglementaires conformément aux objectifs de la politique énergétique de l'UE.

⁶⁸ [ACER](#), *Energy Regulation : a bridge to 2025-conclusion paper*, Septembre 2014

⁶⁹ [ACER/CEER](#), *White Paper#2, the role of the DSO, Relevant to the Commission's clean energy proposals*, 15 mai 2017.

nouveaux raccordement mais une grande partie pèse sur l'ensemble des consommateurs par l'intermédiaire du TURPE.

En sens inverse, les sources d'économies, fondées sur des mécanismes de flexibilité encore peu développés, restent incertaines, d'autant que la rémunération de l'entreprise reste assise sur le volume d'électricité distribuée. La Cour invite les pouvoirs publics et la CRE à engager une réflexion sur l'adaptation du système de rémunération de l'entreprise en vue de développer des mécanismes financiers pour l'inciter à limiter ou repousser les travaux de développement du réseau. De tels mécanismes doivent être ciblés et encadrés afin de ne pas décourager le distributeur d'entreprendre les travaux de renforcement de réseau rendus indispensables par le développement de la production décentralisée.

4 LA QUALITE DE SERVICE ET LES CHOIX D'INVESTISSEMENT

4.1 La qualité de l'électricité: une nécessaire clarification des objectifs poursuivis, une remise à plat des dispositifs existants à engager

La qualité de l'électricité est le principal indicateur qui sert à mesurer la performance du service rendu par Enedis à ses clients. Elle recouvre plusieurs notions :

- la continuité d'alimentation ;
- le niveau de tension.

Elle intègre également des éléments « non techniques » de qualité de service non analysés dans le présent rapport.

Plusieurs dispositifs ont été mis en place visant à définir des niveaux acceptables de qualité ou à sanctionner les mauvaises performances. Le code de l'énergie a fixé des niveaux de qualité, reposant sur des critères de « mauvaise alimentation » et assortis de contraintes financières supposées obliger le distributeur à remédier aux défaillances constatées. De son côté, la CRE a mis en place un mécanisme de bonus-malus pour inciter le distributeur à diminuer la durée moyenne et la fréquence des coupures.

Les consommateurs victimes d'une durée de coupure longue (supérieure à cinq heures) peuvent également prétendre à une indemnisation⁷⁰.

⁷⁰ Annexe 12 sur le dispositif d'indemnisation en cas de coupure de longue durée

4.1.1 Un système de collecte de l'information à fiabiliser

La procédure de collecte des informations repose sur les informations transmises directement par les clients d'Enedis, notamment par le biais d'appels téléphoniques. L'heure de début d'incident est l'appel client. L'heure de fin d'incident correspond au retour de l'alimentation pour tous les clients.

Les informations recueillies sur la nature de la perturbation (incidents/travaux), ainsi que sur son origine (c'est-à-dire la partie du réseau concernée) sont saisies dans une application informatique. Cette saisie permet de confirmer la réalité de la rupture d'alimentation, d'identifier le nombre des clients concernés et d'éliminer les éventuels doublons.

L'ensemble de la procédure repose sur un document interne très détaillé. Néanmoins, un tel système ne peut assurer des remontées d'informations parfaitement fiables et Enedis doit s'assurer que Linky contribue à améliorer le mécanisme d'identification et de comptabilisation des incidents.

4.1.2 Un dispositif réglementaire inopérant

Le code de l'énergie⁷¹ a fixé des niveaux de qualité, reposant sur des critères de « mauvaise alimentation » et assortis de contraintes financières supposées obliger le distributeur à remédier aux défaillances constatées.

Pour la continuité d'alimentation dans les zones interconnectées, un client est réputé « mal alimenté » s'il subit sur un an :

- soit un nombre de coupures longues⁷² supérieur à six ;
- soit un nombre de coupures brèves⁷³ supérieur à 35 ;
- soit une durée cumulée annuelle des coupures longues de plus de 13 heures.

Le niveau de qualité est réputé non respecté lorsque le pourcentage d'utilisateurs dépassant ces valeurs au niveau global et au niveau du département est de 5 %.

Le dispositif n'est pas assorti de sanctions à l'égard du distributeur défaillant. La loi⁷⁴ a simplement prévu la possibilité pour les autorités concédantes d'obliger le GRD à remettre entre les mains d'un comptable public une somme jusqu'à rétablissement du niveau normal de qualité. La Cour relève que le décret d'application de cette procédure est intervenu tardivement, 11 ans après le vote de la loi⁷⁵, et apparaît particulièrement formaliste.

⁷¹ Articles [D. 322-1 à D. 322-8](#) pris en application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité ([L.322-12](#) du code de l'énergie).

⁷² Supérieures à trois minutes

⁷³ Comprises entre une seconde et trois minutes

⁷⁴ [Loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005](#) de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

⁷⁵ [Décret n° 2016-1128 du 17 août 2016](#) codifié aux articles R.322-11 et suivants du code de l'énergie.

Le dispositif a également été critiqué par la CRE qui le juge peu contraignant pour les gestionnaires de réseau et estime que l'évaluation à la maille du département n'est pas assez fine pour identifier et traiter les « points noirs ». Il en est de même pour le rapport d'information parlementaire sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité qui le juge « inutile »⁷⁶.

En 2018, Enedis ne respectait pas les critères réglementaires de qualité dans six départements. Sur la période 2012-2018, cinq départements ont atteint trois fois ou plus ces seuils : Corrèze, Alpes de Haute-Provence, Lozère, Ardèche et Dordogne. La procédure de consignation n'a jamais été mise en œuvre à son encontre.

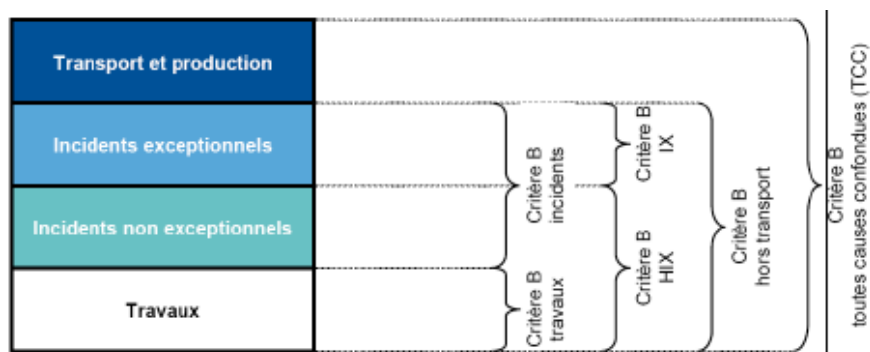
Au total, on voit mal l'intérêt de maintenir ce dispositif complexe, peu ambitieux et dépourvu de toute sanction effective, d'autant que l'autorité de régulation a mis en place de son côté d'autres mécanismes d'encadrement de la qualité d'alimentation.

4.1.3 Des mécanismes de régulation incitative plus exigeants

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, événements exceptionnels⁷⁷.

Graphique n° 3 : Déclinaisons du critère B



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

⁷⁶ [Assemblée nationale](#), Rapport d'information sur la sécurité et le financement des réseaux de distribution d'électricité, Rapport n° 3337, Avril 2011.

⁷⁷ 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.

Afin d'améliorer la qualité, la CRE a mis en place dès le TURPE 3 un mécanisme de bonus/malus fondé sur le critère B hors transports et événements exceptionnels⁷⁸. Selon si les durées de coupure effectivement constatées sont inférieures ou supérieures aux temps de référence fixés par la CRE, l'entreprise touche un bonus ou doit restituer le montant du malus au tarif. Un système de plafond/plancher permet d'exclure les performances exceptionnelles et de limiter l'exposition au risque de l'entreprise.

En 2016, la CRE a fait réaliser une étude⁷⁹ pour évaluer la situation de la France en termes de régulation incitative. Ce rapport a confirmé la pertinence des indicateurs utilisés mais a conclu à la nécessité d'un renforcement des mécanismes et des niveaux d'incitation. Il préconisait notamment l'extension du critère de la durée moyenne de coupure au réseau HTA et l'introduction, pour les deux réseaux, de deux nouveaux critères de qualité fondés sur la fréquence moyenne de coupure par installation de consommation (l'un pour les clients HTA, l'autre pour les clients BT). Il suggérait aussi d'accroître le bonus-malus du critère B et d'accroître l'exposition financière du gestionnaire.

La CRE a suivi une partie de ces recommandations en augmentant dans le TURPE 5 la valeur de l'incitation et en relevant le plafond-plancher.

Tableau n° 7 : Évolution du dispositif de régulation incitative (temps de coupure-BT)

	Incitation	Plafond
TURPE 3	4 M€/minute	50 M€
TURPE 4	4,3 M€/minute	54,2 M€
TURPE 5	6,4 M€/minute	80 M€

Données : CRE ; tableau Cour des comptes

Elle a également décidé de poursuivre la diminution des valeurs de référence (moins une minute par an) et d'introduire deux nouveaux dispositifs d'incitation financière : le premier porte sur la durée moyenne de coupure sur le réseau HTA, le second sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et BT.

4.1.4 Une légère amélioration de la qualité mais des disparités territoriales qui restent importantes, des interrogations sur l'évolution des objectifs

La qualité de l'électricité s'est considérablement améliorée jusqu'au début des années 2000. Elle s'est dégradée ensuite, le critère B hors événements exceptionnels passant de 43 minutes en 2002 à 86 minutes en 2009. La Cour avait pointé cette évolution négative dans

⁷⁸ Les temps de coupure liés aux travaux ont également été exclus par la CRE jusqu'en 2014 en raison de l'obligation réglementaire d'éliminer les transformateurs contenant des traces de polychlorobiphényles (PCB), élimination qui ne pouvait pas être réalisée sous tension et qui a entraîné de façon conjoncturelle une forte augmentation des temps de coupure.

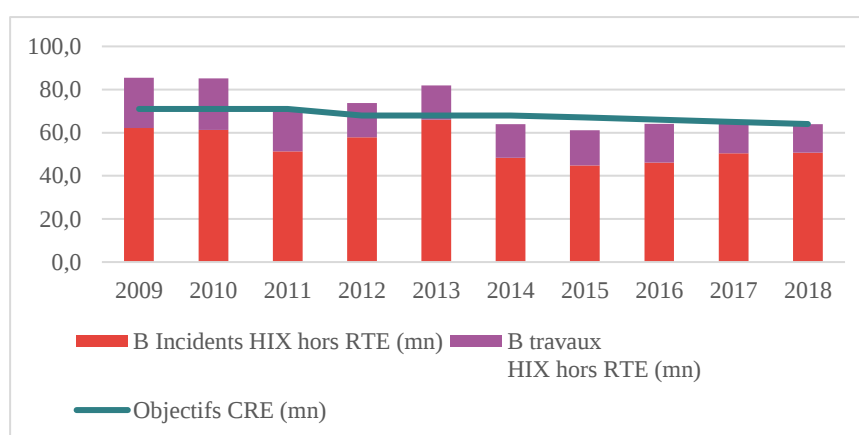
⁷⁹ FTI-CL Energy, Étude sur la régulation incitative de la qualité d'alimentation des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, Septembre 2016

le rapport de 2013 sur les concessions électriques tout en relevant que la France se situait dans la moyenne européenne et que, sur une longue période, l'amélioration était tout à fait significative (le temps de coupure moyen pouvait atteindre 400 minutes dans les années 80).

4.1.4.1 L'amélioration des performances

Le critère B s'est amélioré sur la période sous revue et se situe depuis 2014 autour de 64 minutes. Cette tendance à la baisse se fait néanmoins à un rythme mesuré, les chiffres de l'année 2018 se situant à peine quatre minutes en deçà de la moyenne 2011-2018 (68 minutes).

Graphique n° 4 : Évolution du critère B et des objectifs fixés par la CRE (mn)



Source : données Enedis ; graphique Cour des comptes

L'amélioration des performances de l'entreprise en matière de qualité lui a permis de toucher des bonus à partir de 2014 après un malus de 69,8 M€ pour les années 2012 et 2013. Sur la période 2014-2018, ces bonus représentent 91,8 M€.

Tableau n° 8 : Évolution du bonus/malus lié à la continuité d'alimentation

M€	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	Total
Bonus / Malus tous critères	7	-23,9	-45,9	18	27,8	8	18,1	20	29,1
Dont Critère B	7	-23,9	-45,9	18	27,8	8	-0,6	0,8	-8,8

Source : Enedis ; tableau Cour des comptes

Note : la CRE a introduit deux nouveaux critères de qualité d'alimentation dans le TURPE 5.

Il faut relever néanmoins que les résultats positifs des deux dernières années résultent des nouveaux critères de qualité mis en place (durée moyenne de coupure sur le réseau HTA, fréquence moyenne de coupure sur les réseaux HTA et HTB). S'agissant du critère B, la performance réalisée par l'entreprise étant proche des objectifs fixés par la CRE, l'impact financier est négligeable.

4.1.4.2 Des disparités entre les territoires

Le dispositif en place porte sur une moyenne nationale. Or, cette moyenne cache des différences importantes entre les territoires. La continuité de la desserte est meilleure dans les zones urbaines les plus denses où les quantités d'ouvrage par consommateur sont plus faibles. Le critère B est en effet inférieur à 30 minutes en zone urbaine et inférieure à 15 minutes dans les grandes villes. En 2018, 10 départements avaient un temps de coupure moyen supérieur à 100 minutes. Certains départements affichent de façon récurrente les performances les plus faibles (Ardèche, Dordogne)⁸⁰.

Au niveau européen, la performance de la France est supérieure à la moyenne pour le temps de coupure sur le réseau moyenne tension mais plus médiocre s'agissant du critère B (+ 16 minutes par rapport à la moyenne européenne)⁸¹.

4.1.5 **Clarifier les objectifs et les critères en matière de qualité**

Enedis affiche sa volonté d'atteindre durablement une durée moyenne de coupure de 60 minutes. En revanche, elle n'envisage pas de consacrer des moyens disproportionnés pour faire baisser ce niveau de façon continue. La Cour partage l'objectif d'éviter des surinvestissements pour une amélioration minime de la qualité tout en soulignant que les performances atteintes au début des années 2000 étaient supérieures à celles d'aujourd'hui.

La Cour ne se prononce donc pas sur la pertinence de l'objectif des 60 minutes retenu par Enedis. Elle l'invite, en lien avec la CRE et l'autorité de tutelle dans le cadre du contrat de service public, à engager une réflexion sur le « bon » niveau de qualité, voire sur la pertinence de conserver un critère fondé sur la moyenne nationale. Cette réflexion devrait permettre la remise à plat des dispositifs existants et offrir une meilleure visibilité sur les investissements.

4.2 **Une augmentation des investissements liée à Linky et au développement des EnR**

Il existe quatre catégories d'investissement en fonction de leur destination :

- Raccordements et renforcement du réseau (domaine A);
- Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie (domaine B);
- Outils de travail, moyens d'exploitation (domaine C) ;
- Modernisation du réseau (D).

Certaines de ces dépenses s'imposent à Enedis, l'entreprise ayant l'obligation de raccorder les utilisateurs qui en font la demande. D'autres sont dites « délibérées » et

⁸⁰ Annexe 13 sur les comparaisons entre départements

⁸¹ Annexe 14 sur les comparaisons entre pays européens

comprennent notamment les dépenses destinées à améliorer la qualité de la desserte (renouvellement et modernisation du réseau). Les dépenses relatives à Linky relèvent de la catégorie D.

Le montant des investissements s'élève à près de 4 Md€ en 2018. Il a augmenté de 42 % entre 2011 et 2018. Cette augmentation est concentrée sur la période la plus récente (+ 26 % entre 2015 et 2018). Elle permet de retrouver le niveau atteint au début des années 1990 après une forte baisse entre 1992 et 2006 (1,6 Md€ en 2006).

Tableau n° 9 : Évolution du montant des investissements 2011-2018 (M€)

M€	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018/2011
<i>Raccordement et renforcement (A)</i>	1 365	1 468	1 526	1 501	1 396	1 408	1 411	1 464	7%
<i>Obligations réglementaires, sécuritaires et de voirie (B)</i>	396	399	417	397	370	387	402	415	5%
<i>Outils de travail et moyens d'exploitation (C)</i>	259	294	300	330	315	351	363	347	34%
<i>Modernisation réseau (D)</i>	801	908	935	979	1 089	1 316	1 591	1 772	121%
TOTAL	2 821	3 069	3 177	3 208	3 170	3 462	3 767	3 998	42%
Total (hors Linky)	2 790	3 036	3 116	3 132	3 052	3 144	3 155	3 206	15%

Source : données Enedis ; tableau Cour des comptes

Les dépenses consacrées à Linky représentent les deux-tiers de l'augmentation totale sur la période. Hors Linky, l'augmentation des investissements est en moyenne de 1,8 % par an et se concentre sur la période 2011-2014. Elle est plus faible à partir de 2015, au moment de la montée en charge des dépenses pour Linky.

Il faut ajouter à ces chiffres les investissements réalisés par les autorités concédantes, sous leur propre maîtrise d'ouvrage, de 900 M€ par an en moyenne.

4.2.1 La part prépondérante des dépenses de raccordement et renforcement

Les dépenses de raccordement représentent près de la moitié des investissements hors Linky. Leur augmentation est de 7 % sur la période avec d'importantes différences selon la nature des dépenses.

Tableau n° 10 : Évolution du montant des investissements consacrés aux raccordements et renforcements 2011-2018 (M€)

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2018/2011
Raccordement et renforcement	1 366	1 468	1 526	1 501	1 395	1 409	1 411	1 464	7%
<i>Dont raccordement clients</i>	817	942	953	929	834	821	835	878	7%
<i>Dont raccordement producteurs</i>	208	142	171	185	141	160	227	239	15%
<i>Dont comptage et transformateurs</i>	124	127	128	129	140	149	95	86	-31%
<i>Dont renforcement des réseaux</i>	217	257	274	258	280	279	254	261	20%

Source : chiffres Enedis ; tableau Cour des comptes

Les dépenses de raccordement clients ont connu une progression limitée de 1 % par an en moyenne avec une baisse des mises en service à partir de 2015. Les dépenses de raccordement des producteurs ont augmenté de façon plus significative avec la croissance de la production décentralisée (2 % par an en moyenne) malgré une baisse en 2012 avec la fin des dispositifs de soutien aux EnR les plus favorables. Sur les dix dernières années, les dépenses de raccordement des producteurs ont plus que triplé. La tendance va se poursuivre (cf. point 4.4.1).

4.2.2 La progression ralentie des investissements consacrés à la qualité de la desserte

Les dépenses consacrées à la qualité du réseau sont suivies avec attention car elles contribuent directement à l'amélioration de la qualité d'alimentation. Le précédent rapport de la Cour avait noté que le niveau des investissements spécifiquement consacré à l'amélioration du réseau était resté inférieur à 500 M€ entre 2004 et 2008 avant d'augmenter sensiblement en 2009 et 2010 (+ 30 %).

L'augmentation des dépenses dédiées à l'amélioration de la qualité du réseau est de 27 % 2011-2018 mais essentiellement concentrée sur le début de la période.

Tableau n° 11 : Évolution des dépenses de modernisation du réseau (hors Linky)

M€	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Dépenses	769	875	874	904	970	998	979	980

Source : chiffres Enedis ; tableau Cour des comptes

Un effort particulier a été consenti pour la fiabilisation des postes source en zone urbaine dense⁸². Les autres dépenses ont servi au remplacement des câbles souterrains les plus « incidentogènes », à l'élimination des fils nus sur le réseau basse tension aérien et à la prolongation de la durée de vie des câbles aériens de moyenne tension en zone rurale⁸³.

En outre, Enedis a mieux intégré l'impact du changement climatique sur ses infrastructures en élargissant la base de son plan « Aléas Climatiques », essentiellement consacré aux risques de tempêtes et à leurs conséquences sur les réseaux aériens. Elle a mis en place un plan d'action permettant notamment de renforcer la protection des réseaux souterrains contre les fortes chaleurs et celle des postes de transformation contre le risque inondation.

Les dépenses ont également porté sur l'amélioration de la capacité de l'entreprise à traiter rapidement les incidents : mise en place d'organes de manœuvre télécommandés, détection et anticipation des incidents et anomalies de tension sur le réseau BT par Linky, utilisation de capteurs communicants sur les postes-source et transmission des informations en temps réel sur l'état des ouvrages.

⁸² L'incendie survenu le 12 janvier 2013 sur le poste de transformation électrique HTA/HTB de Levallois-Perret a conduit l'entreprise à lancer un programme de sécurisation des postes sources en zone urbaine dense.

⁸³ Annexe 15 sur le programme de modernisation du réseau de distribution

4.2.3 Des dépenses inférieures aux trajectoires prévisionnelles

Le rapport de la Cour sur les concessions d'électricité mentionnait un fort besoin d'investissements supplémentaires, évalué en cumulé à environ 25,3 Md€ sur la période 2012-2018 (hors Linky). Selon ces projections réalisées par Enedis, le montant de ces investissements devait atteindre 4,2 Md€ en 2018.

Cette évolution ambitieuse reposait notamment sur une augmentation prévisionnelle de 140 % des dépenses hors Linky consacrées à la qualité du réseau pour atteindre 1,6 Md€ en 2018.

Les dépenses effectives sont inférieures aux prévisions figurant dans le rapport de la Cour.

Entre 2012 et 2018, l'ensemble des dépenses d'investissements hors Linky se sont élevées à 21,8 Md€, soit 3,4 Md€ de moins que la trajectoire prévisionnelle.

Ce décalage résulte d'une surestimation des dépenses de raccordement, sur lesquelles l'entreprise n'a pas prise, mais également de la baisse des dépenses effectives consacrées à la qualité de la desserte. Celles-ci sont en effet inférieures de 1,6 Md€ aux prévisions (6,6 Md€ au lieu de 8,2 Md€ sur la période 2012-2018) et n'ont jamais dépassé 1 Md€ par an.

Des évolutions similaires sont constatées entre les trajectoires prévisionnelles qui ont servi de base aux délibérations tarifaires de la CRE et les réalisations effectives⁸⁴.

Les évolutions pluriannuelles ont été modifiées par les documents stratégiques de politique d'investissement réalisés en 2015 pour la période 2015-2030 et en 2018 pour la période 2019-2035. Elles prennent en compte le ralentissement du rythme de réalisation de certains programmes de modernisation du réseau.

4.3 Une nouvelle stratégie d'investissement fondée sur l'efficience des dépenses

Les évolutions constatées ci-dessus résultent notamment de la mise en place à partir de 2014-2015 d'une stratégie de renforcement de l'efficience des dépenses d'investissement qui concerne tout particulièrement les travaux de renouvellement et de modernisation du réseau destinés à améliorer la qualité de la desserte.

Cette stratégie repose sur un ciblage plus précis des dépenses d'investissement. Les dépenses affectées aux différents programmes sont déterminées en fonction de cibles d'efficience qui reposent notamment sur la probabilité d'un incident ou son impact financier. L'entreprise analyse également la rentabilité financière des investissements en évaluant par exemple les gains induits par une baisse du nombre d'incidents (baisse des dépenses de

⁸⁴ Annexe 16 sur les comparaisons entre les trajectoires prévisionnelles des investissements retenues dans les délibérations tarifaires et les dépenses effectives.

dépannage, augmentation du bonus attaché au critère B, baisse des pénalités pour coupures longues...) au regard des coûts actualisés de renouvellement des câbles.

Pour le réseau aérien HTA, l'entreprise a ainsi mis en place un programme de Prolongation de Durée de Vie (PDV) afin de procéder, après diagnostic, aux seuls investissements jugés indispensables au regard du risque de défaillance des ouvrages. L'objectif est similaire pour le réseau souterrain HTA et le réseau BT afin de concentrer les interventions sur les câbles les plus incidentogènes, sur le réseau souterrain comme sur le réseau aérien, et d'assurer une surveillance des câbles ne présentant pas de risques. Plus largement, la stratégie d'investissement préconise de prendre « *davantage de recul sur la reconduction des CAPEX historiquement consacrés* ».

Cette stratégie conduit l'entreprise à lisser ses dépenses, à réexaminer la pertinence de certains programmes et à revoir certains de ses objectifs. Comme indiqué précédemment, Enedis vise désormais un niveau de qualité d'alimentation se traduisant par un critère B durablement inférieur à 60 minutes mais elle n'ambitionne pas d'aller au-delà de manière à ne pas dégrader le coût pour la collectivité et les clients et à préserver des ressources pour le développement des réseaux intelligents et l'accompagnement des nouveaux usages. De même, le rythme d'enfouissement des réseaux et de l'éradication des fils nus aériens a diminué à partir de 2015 et l'échéance d'éradication complète de ces fils a été repoussée en 2018 de 2030 à 2035.

La stratégie Efficience Capex a également eu pour objectif de faire évoluer les pratiques professionnelles de l'entreprise, particulièrement dans le domaine des achats et des travaux. Sa mise en œuvre repose en effet sur la réalisation de diagnostics patrimoniaux, la mise en place d'outils de pilotage et de suivi des réalisations et des coûts associés, l'harmonisation des pratiques et la production de benchmark sur les coûts unitaires entre les directions régionales, ou encore la mise en place de retours d'expérience (REX) pour certains investissements.

4.4 Des besoins d'investissements qui restent importants

4.4.1 Des augmentations considérables liées notamment au développement des EnR et de la mobilité électrique

Enedis prévoit un montant global d'investissement de 69 Md€ hors inflation entre 2019 et 2035. Leur montant annuel, toujours hors inflation, devrait progresser sensiblement sur cette période, de 3,3 Md€ (hors Linky) en 2019 à 4,36 Md€ en 2035.

Il est prévu que les dépenses destinées d'une part à la modernisation du réseau, d'autre part au raccordement et au comptage pour les consommateurs, qui représentent ensemble la majorité de ces investissements, n'augmentent respectivement que de 1,25 % et de 1,8 % par an en moyenne entre 2019 et 2035. Leur montant total passerait ainsi de 2,22 Md€ en 2019 à 2,75 Md€ en 2035.

Enedis anticipe par contre une augmentation considérable des dépenses de raccordement des producteurs EnR, dans le prolongement des évolutions constatées sur les dix dernières

années. Ces dépenses représentaient 250 M€ en 2019, elles devraient plus que doubler sur la période pour atteindre 550 M€ en 2035.

Les dépenses générées par le développement de la mobilité électrique⁸⁵, de 55 M€ en 2019, devraient quant à elles progresser à un rythme encore plus rapide pour atteindre 355 M€ dès 2030 et se maintenir ensuite à ce niveau. Sur l'ensemble de la période 2019-2035, la dépense à ce titre devrait être de près de 5 Md€.

4.4.2 La nécessité de garantir un niveau d'investissements conforme aux besoins effectifs de renouvellement et de modernisation du réseau

Les dépenses de raccordement, que ce soit celles liées aux raccordement des producteurs d'EnR ou celles induites par le déploiement des bornes de recharge des véhicules électriques s'imposent à Enedis.

Ce n'est pas le cas des dépenses relatives à la modernisation du réseau.

Le risque est évidemment que la trajectoire de ces dépenses soit régulée en fonction de celle des dépenses d'investissements obligatoires et non en fonction des besoins effectifs du réseau. L'évaluation de ces besoins dépendant notamment du niveau de qualité attendu, la clarification des objectifs de qualité d'alimentation est, comme indiqué précédemment, un préalable indispensable à la détermination des trajectoires d'investissement.

La démarche d'optimisation portée par l'entreprise et destinée à renforcer le ciblage des dépenses doit accompagner la réalisation du programme d'investissement mais ne pas être un outil de régulation des dépenses.

Il est difficile d'apprécier le « bon » niveau de dépenses d'autant que l'effet d'une baisse des investissements sur la qualité d'alimentation ne se traduit que plusieurs années après. La Cour constate cependant la dégradation de certains indicateurs. Ainsi, le nombre des réseaux basse-tension âgés de moins de 25 ans est passé de 87 % à 48 % en 2018. De même, le nombre d'incidents sur ce réseau a augmenté de 26 % entre 2009 et 2018⁸⁶. En sens inverse, les résultats se sont améliorés dans des proportions similaires sur le réseau moyenne tension qui a bénéficié d'un effort particulier –et justifié–, étant à l'origine de la grande majorité des durées de coupure. Néanmoins, la politique d'investissement doit permettre que l'amélioration sur une partie du réseau ne se traduise pas par une dégradation sur d'autres parties.

De même, les efforts engagés pour améliorer la résilience et l'adaptabilité du réseau aux aléas climatiques doivent être poursuivis. Il restait, au 31 décembre 2018, un stock de 45 000 km de câbles (HTA et BT) de câbles « à isolation au papier imprégnés » (CPI) qui ont montré leurs défauts à l'occasion des épisodes de canicule. Le remplacement de ces câbles est essentiel pour limiter l'exposition de ces infrastructures aux aléas climatiques et réduire leur vulnérabilité, notamment dans les grandes agglomérations.

⁸⁵ Fondées sur une hypothèse de neuf millions de véhicules et 11 millions de points de chargement à l'horizon 2035.

⁸⁶ Annexe 17 sur l'évolution du nombre d'incidents

Dans le cadre du rapport d'évaluation du premier plan d'adaptation au changement climatique (2011-2015), le conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD) relevait que le secteur de l'énergie était plutôt mieux préparé que d'autres secteurs de l'économie à faire face au changement climatique mais il recommandait au ministère chargé de l'environnement « (...) *d'inciter à la réalisation d'analyses ou d'études d'adaptation au changement climatique à inscrire dans les contrats de service public, afin de préciser le niveau de résilience accessible pour les secteurs fournissant des biens publics essentiels (électricité, transports...)* »⁸⁷.

L'évolution de l'ensemble de ces dépenses et des indicateurs de la qualité du réseau doivent donc faire l'objet d'une vigilance particulière.

4.5 Un financement des investissements contraint

4.5.1 Les choix financiers de l'entreprise et de son actionnaire

Les dépenses d'investissement de l'entreprise ont fait l'objet au début des années 2010 de régulations budgétaires actées par le conseil de surveillance. Ainsi, le budget 2013 a été révisé en avril 2013 pour acter un gel du montant des investissements de 74 M€ au titre de la contribution d'Enedis au programme d'économies SPARK mis en place au sein du groupe EDF. De même, le budget 2014, initialement prévu à 3 284 M€ a fait l'objet à la demande de l'actionnaire d'un gel de 250 M€ justifié par les incertitudes sur l'évolution du cadre tarifaire après l'annulation de TURPE 3 en décembre 2012.

Ces décisions et la révision des trajectoires d'investissement ont fait l'objet de vives discussions au sein du conseil de surveillance, le représentant du ministère en charge de l'environnement exprimant à plusieurs reprises sa préoccupation de voir les investissements de qualité servir de variable d'ajustement.

Plus largement, la politique de distribution des dividendes (cf. paragraphe 5.1.2) et le choix d'autofinancer les investissements limitent la capacité de l'entreprise à mobiliser des ressources complémentaires. À l'exception de Linky, le montant de la dette financière ne dépasse pas 30 M€ et correspond en quasi-totalité à des avances reçues pour le financement des travaux.

Le recours à l'endettement reste une solution possible pour faire face aux besoins d'investissement mais elle n'est pas souhaitée par l'entreprise et son actionnaire. Par ailleurs, les dettes d'Enedis sont consolidées au niveau du groupe EDF et un recours accru à l'endettement contribuerait à alourdir encore le montant de la dette du groupe (30 Md€ en 2018). Dans ce contexte, le maintien d'un endettement maîtrisé apparaît en effet raisonnable.

⁸⁷ [CGEDD](#), Évaluation du plan national d'adaptation au changement climatique, Rapport n° 010178-01, Novembre 2015, 202 pages.

Néanmoins, hors augmentation tarifaire, l'entreprise et son actionnaire pourraient revoir les modalités de financement des investissements du fait de l'augmentation attendue des dépenses d'ici 2035.

4.5.2 La mutualisation contestable des coûts de raccordement

La Cour avait relevé dans son rapport de 2013 sur les concessions électriques que le dispositif actuel de prise en charge des raccordements revenait à faire porter une partie du coût de ces raccordements sur l'ensemble des consommateurs (réfaction), par l'intermédiaire du TURPE.

La réfaction est de 40 % pour les travaux d'extension et de branchement pour les installations de consommation (306 M€ en 2018). Le législateur a en outre décidé en 2017 d'étendre ce dispositif à certaines installations de production de source EnR⁸⁸. Enfin, la loi n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités prévoit une nouvelle extension du dispositif en faveur des bornes de recharge pour véhicules électriques ouvertes au public. Le taux de réfaction est fixé par la CRE et peut être porté temporairement, jusqu'au 31 décembre 2021, jusqu'à 75 %. Les 25 % restants sont à la charge de l'aménageur. Enedis évalue l'impact de cette mesure sur le TURPE à 30 M€.

Comme la Cour l'a précédemment relevé, la mutualisation des coûts de raccordement des installations de consommation n'a pas de justification économique claire.

S'agissant des mesures particulières de soutien en faveur des installations de production à base d'EnR et des bornes de recharges publiques, la Cour n'est pas en mesure d'apprécier dans le cadre du présent contrôle l'efficacité de telles mesures ni les effets d'aubaine qu'elles créent.

La Cour note que ces mesures de réfaction conduisent à faire porter par l'ensemble des consommateurs, par le truchement du TURPE, une part significative des dépenses de raccordement, le demandeur ne prenant en charge qu'une fraction de ces dépenses. Ces dépenses imposées limitent la marge de manœuvre de l'entreprise et sa capacité à utiliser les ressources du TURPE à d'autres fins, pour un intérêt non démontré.

4.6 Clarifier et partager la doctrine d'investissement

Dans le rapport de 2013 sur les concessions d'électricité, la Cour avait pointé les carences du pilotage global des investissements. Elle avait recommandé d'établir une programmation locale des investissements entre ERDF et autorités concédantes, visant à les orienter vers les enjeux prioritaires en termes de qualité, notamment le réseau moyenne tension. Elle précisait également que ces programmations locales devraient à terme être consolidées au niveau national.

⁸⁸ Annexe 5 sur les opérations de raccordement et leurs conditions financières

Ces recommandations ont été partiellement suivies d'effet. L'approfondissement de la concertation sur les programmes d'investissements, qui résulte à la fois des évolutions du cadre juridique et d'un dialogue plus équilibré avec les concédants, est une réalité. Les choix stratégiques ainsi que le niveau des investissements restent néanmoins de la compétence exclusive de l'entreprise avec des pouvoirs limités du régulateur.

4.6.1 L'approfondissement du dialogue avec les concédants sur les programmes locaux d'investissement

En application des dispositions de la [loi NOME](#)⁸⁹, des conférences départementales organisées par les préfets permettent de mieux coordonner les programmes de travaux du concessionnaire et de l'autorité concédante. Elles se tiennent aujourd'hui dans plus de deux-tiers des départements. La même loi a obligé les gestionnaires du réseau à préparer un compte rendu annuel de la politique d'investissement et de développement des réseaux.

Par ailleurs, le nouveau modèle de cahier des charges de décembre 2017 a mis en place un nouveau dispositif de programmation des investissements qui accroît l'espace de négociation local et constitue une avancée pour le renforcement de la coordination des travaux des deux maîtres d'ouvrage.

Ce dispositif est décliné comme suit :

- Un schéma directeur des investissements sur la durée du contrat (long-terme);
- Des programmes pluriannuels sur quatre ou cinq ans (moyen terme) ;
- Des programmes annuels des investissements propres au distributeur et à l'autorité concédante.

Les programmes pluriannuels sont établis sur la base d'un diagnostic technique partagé du réseau et permettent aux parties de définir les priorités de façon concertée.

En cas de non-exécution du programme pluriannuel, le concédant peut enjoindre au concessionnaire de déposer auprès du comptable public une somme équivalente à 7 % de des investissements restant à réaliser sous la maîtrise d'ouvrage du distributeur.

4.6.2 La nécessaire clarification des lignes directrices de la politique d'investissement

D'autres dispositifs ont été mis en place ou sont en projet pour renforcer la transparence et le dialogue dans la définition des orientations nationales de l'entreprise en matière d'investissement.

⁸⁹ Article 21 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite « loi NOME » modifiant l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales

Le comité du système de distribution publique d'électricité (CSDPE) créé par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte⁹⁰ a pour objectif de prolonger, au niveau national, l'action des conférences départementales de la loi NOME.

Il rassemble des représentants de l'État, des autorités concédantes et des gestionnaires de réseau. Le secrétariat du CSDPE est assuré par Enedis elle-même qui propose l'ordre du jour des réunions, prépare et diffuse les documents nécessaires au comité pour exercer sa mission et réalise une synthèse des programmes prévisionnels d'investissement établis par les conférences départementales.

Le CSDPE est chargé d'examiner la politique d'investissement des GRD et des AODE auxquels il peut adresser des avis. Au-delà de ses missions consultatives, le comité peut, soit de sa propre initiative, soit à la demande du ministère chargé de l'énergie, formuler des propositions d'orientations générales sur les politiques d'investissement des réseaux publics d'électricité et leur contribution à la qualité de service et à la transition énergétique.

Le fonctionnement effectif du CSDPE est trop récent pour porter un jugement sur l'efficacité de son fonctionnement. Il doit devenir un lieu effectif de discussion sur les orientations des politiques d'investissement et sur les cibles d'efficacité retenues par Enedis pour définir le niveau et la nature de ses investissements et ne pas se limiter à la consolidation des documents issus des conférences départementales.

Les dispositions récentes de [la directive 2019/944](#) vont également dans le sens d'un renforcement de la gouvernance des investissements. L'article 32 de la directive impose en effet au gestionnaire du réseau d'élaborer tous les deux ans un plan de développement du réseau. Ce plan, réalisé après consultation des différentes parties prenantes, doit notamment intégrer « *les investissements programmés pour les cinq à dix prochaines années, l'accent étant mis en particulier sur les principales infrastructures de distribution nécessaires pour raccorder les nouvelles capacités de production et les nouvelles charges, y compris les points de recharge des véhicules électriques* ».

Le texte prévoit que le résultat de la consultation et le plan de développement du réseau sont soumis à l'autorité de régulation. Celle-ci peut en outre demander la modification du plan. La transposition de ces dispositions permettra à la CRE d'avoir une vision pluriannuelle des évolutions du réseau. À la différence des règles applicables au gestionnaire du réseau de transport⁹¹, la CRE n'est pas aujourd'hui compétente pour approuver le programme d'investissement d'Enedis ni veiller à sa correcte mise en œuvre.

Au-delà, il appartient à l'État, dans le cadre du contrat de service public, de fixer les niveaux de qualité attendus et les lignes directrices encadrant la définition des programmes

⁹⁰ Codifié à l'article [L.111-56-1](#) du code de l'énergie

⁹¹ En application des articles L.134-3 et [L.321-6](#) du code de l'énergie, la CRE contrôle le schéma décennal de développement du réseau de transport. Elle vérifie si le schéma couvre tous les besoins d'investissement et peut imposer à RTE une modification du schéma. De même, le programme annuel d'investissement de RTE (1,45 Md€ en 2018) est approuvé par la CRE qui peut notamment le mettre en demeure de réaliser un investissement prévu par le schéma décennal.

d'investissement afin notamment de prendre en compte les exigences de résilience et d'adaptabilité aux changements climatiques.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

Le contrôle de la qualité d'alimentation repose sur plusieurs dispositifs à l'efficacité variable. En particulier, le dispositif réglementaire fondé sur l'identification d'un certain volume de clients « mal alimentés » apparaît peu contraignant du fait de l'absence de mesures réelles de sanctions en cas de défaillances constatées. Les dispositifs incitatifs mis en place dans le cadre des décisions tarifaires de la CRE ont été plus efficaces, le renforcement progressif des critères contribuant à l'amélioration de la qualité sur la période sous-revue. Ils restent néanmoins orientés sur des résultats « moyens » sans prendre en compte notamment les disparités entre territoires.

Il apparaît nécessaire aujourd'hui de clarifier à la fois les critères de qualité et les objectifs que l'on souhaite atteindre. Ces clarifications incombant aux pouvoirs publics, sont indispensables pour ajuster le cas échéant le niveau d'investissement. Cette nécessaire remise à plat doit s'accompagner de la fiabilisation du dispositif de collecte d'information en s'appuyant sur les données issues de Linky.

Les dépenses brutes d'investissement d'Enedis s'élèvent à près de 4 Md€ par an. Pour la période sous revue, elles ont fortement augmenté en raison notamment de la croissance de la production décentralisée et surtout du déploiement de Linky. Les investissements destinés à la résilience et à la modernisation du réseau ont également augmenté de façon significative au moins jusqu'en 2015, contribuant à améliorer les performances de l'entreprise en matière de qualité d'alimentation.

La croissance des investissements est amenée à se poursuivre. Les raccordements des installations de production d'électricité à base d'EnR et le développement des bornes de recharge pour véhicules électriques représenteront plus de 900 M€ à l'horizon 2035, trois fois plus qu'en 2019. Leur financement sera assuré car ce sont des dépenses obligatoires pour Enedis. Le risque est qu'elles contraignent le niveau des autres dépenses, en particulier celles liées à la qualité de la desserte, d'autant que le choix d'autofinancer les investissements limite la capacité de l'entreprise à augmenter les ressources à sa disposition.

Recommandation n° 2. (DGEC, CRE, Enedis, 2021) Pour améliorer la qualité de l'alimentation électrique sur les territoires, améliorer la fiabilité des informations collectées, adapter les critères de qualité et prévoir des mécanismes d'incitation et de sanction dans le TURPE.

5 UNE REGULATION FINANCIERE FAVORABLE

Enedis gère un service public en monopole. Il n'est donc pas soumis aux aléas du marché et a des ressources garanties par la loi. L'article L 341-2 du Code de l'énergie prévoit un principe général de couverture des coûts dans les conditions suivantes : « *Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace*. ». Le tarif est donc construit de manière à couvrir le montant prévisionnel des charges supportées par le GRD pour une période future donnée, en général trois ou quatre ans. En outre, pour une large catégorie de dépenses qui dépendent notamment des conditions climatiques et de la consommation d'électricité, un mécanisme de régularisation, appliqué en cours et en fin de période, permet de recalculer le niveau des prix facturés aux utilisateurs afin de compenser les écarts des coûts réels avec la prévision initiale.

Dans ces conditions et même si certains aléas peuvent survenir et modifier les charges d'exploitation prévues, la notion de risque d'exploitation du gestionnaire de réseau n'a qu'une portée limitée, en comparaison de celui d'une entreprise commerciale opérant dans un marché concurrentiel et on doit s'interroger sur le bon niveau de rémunération du capital d'un tel monopole.

5.1 Analyse du compte de résultat

5.1.1 Les grandes masses et le bénéfice net

Tableau n° 12 : Présentation simplifiée du compte de résultat (2015-2018)

En M€	2015	2016	2017	2018
Chiffre d'affaires	13 548	13 845	14 083	14 413
Production immobilisée	1 245	1 400	1 579	1 670
Reprises sur amortissements & provisions	811	839	637	751
Autres	102	179	103	116
Total produits d'exploitation	15 706	16 263	16 402	16 950
Total charges d'exploitation	14 361	14 781	15 114	15 746
<i>Dont charges de personnel</i>	<i>2 655</i>	<i>2 657</i>	<i>2 719</i>	<i>2 750</i>
Résultat d'exploitation	1 345	1 482	1 288	1 204
Résultat financier	-168	- 130	- 108	- 115
Résultat exceptionnel	- 304	- 71	- 28	- 97
IS	- 499	- 494	- 544	- 396
Résultat net	374	786	609	596

Source : comptes sociaux Enedis

Du fait que l'essentiel de ses ressources (95%) provient du tarif, Enedis a un chiffre d'affaires et un résultat d'exploitation assez stables.

Le chiffre d'affaires croît de 6,4% sur la période, traduisant à la fois l'indexation du tarif et l'augmentation de l'activité, notamment liée à la croissance de la population et au développement du réseau. Les produits d'exploitation augmentent plus rapidement que les ventes de services (+ 7,9%) du fait du dynamisme de la production immobilisée qui reflète l'importance des travaux en cours sur le réseau. Dans le même temps, les charges d'exploitation augmentent de 2,7%, avec un dynamisme un peu plus fort des charges de personnel, +3,6%.

Après un fléchissement en 2015 et un rebond en 2016, le résultat net se stabilise autour de 600 M€, proche de la moyenne constatée sur la période 2011-2018, qui est de 645 M€, niveau bien plus élevé que le niveau moyen observé sur la période précédente (2007-2010) :

Tableau n° 13 : Évolution du résultat net après impôt sur 8 ans

M€	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2011-2018
Résultat net	588	831	781	600	374	786	609	596	645

Source : comptes sociaux Enedis

Toutefois, la comptabilité du groupe EDF étant établie en norme IFRS, il convient également de donner l'historique du résultat tel qu'il apparaît au sein du groupe.

Tableau n° 14 : Présentation IFRS du compte de résultat (2013-2018)

<i>Présentation IFRS</i>	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
CA	12 256	13 313	13 811	13 280	13 548	13 835	14 084	14 203
OPEX	4 866	5 046	5 322	5 388	5 288	5 344	5 406	5 408
EBITDA	2 759	3 417	3 617	3 532	3 808	4 047	3 993	4 028
EBIT	1 154	1 497	1 466	1 207	1 580	1 662	1 479	1 365
Résultat net IFRS	704	929	863	698	887	1 015	791	844

Source : Enedis

Le résultat IFRS a pu donc être, ces dernières années, supérieur au résultat des comptes sociaux, de 20%, 30% ou 40%, la différence principale tenant au fait que les normes IFRS ne permettent pas un traitement accéléré des amortissements.

Ces éléments montrent que la méthode retenue pour le calcul de la rémunération des capitaux dans le TURPE 4, applicable de janvier 2014 à juillet 2017, et dans le TURPE 5, applicable à compter du 1^{er} août 2017, est certes critiquable sous certains aspects mais n'a pas été défavorable à Enedis puisqu'elle permet de dégager une marge nette après impôt de l'ordre de 6 % en normes IFRS (4,3 % en normes comptables françaises), ce qui constitue une rentabilité plutôt élevée pour un service public, qui ne présente pas de risque d'exploitation significatif compte-tenu du principe, inscrit dans la loi, de couverture des coûts par un tarif administré.

Enedis fait valoir que sa rémunération est équivalente, voire inférieure, à celles de gestionnaires de distribution européens. Ces comparaisons ne sont pas convaincantes dans la mesure où la politique suivie par chaque régulateur national et les situations institutionnelles ou patrimoniales de ces entreprises (certaines sont propriétaires de leur réseau) sont différentes et que la législation française prévoit qu'Enedis bénéficie d'un statut de concessionnaire obligatoire du réseau national, hors ELD, ce qui en fait un monopole d'une nature sans équivalent en Europe.

En outre, les comparaisons avec deux entreprises publiques françaises mentionnées par Enedis ne sont pas à son avantage. La Poste a réalisé une marge nette de 4,6% en normes IFRS en 2017 et 2018 mais seulement de 3,2% en 2019. De même, la RATP a réalisé une marge nette de 3,2% en 2016 et de 5,1% en 2017 et 2018, mais a enregistré un résultat négatif de près d'un milliard d'euros en 2019. Ces niveaux sont à comparer à la moyenne de 6% de marge nette observée ces dernières années pour Enedis.

Ainsi ces entreprises, données en points de comparaison, ont des rentabilités plus faibles alors qu'elles sont exposées à des risques commerciaux bien plus élevés qu'Enedis.

5.1.2 La remontée de dividendes vers EDF

Depuis plusieurs années, et en tout cas sur la période contrôlée, la doctrine affichée par le groupe EDF est que la filiale, détenue à 100%, Enedis, doit reverser à sa maison mère 2/3 de son résultat net sous forme de dividendes. Ce ratio, qui s'applique au résultat en normes IFRS, a été présenté, par le groupe EDF et par l'APE, comme raisonnable au regard des pratiques du marché.

Tableau n° 15 : Comparaison du traitement des dividendes selon la norme comptable

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Dividendes versés (M€)</i>	535	427	454	551	659	513	557
<i>Dividendes/résultat net IFRS</i>	65%	52%	65%	65%	65%	65%	65%
<i>Dividendes/résultat net NF</i>	64%	55%	76%	147%	84%	84%	93%

Source : Enedis

Sur les cinq derniers exercices, 2014-2018, Enedis a fait un bénéfice net cumulé de 2,96 Md€ et a versé à EDF 2,73 Md€ de dividendes. Il faut par ailleurs relever que sur l'exercice 2015 le montant des dividendes versés a été supérieur au bénéfice net du fait d'un prélèvement sur le report à nouveau.

5.2 Analyse du bilan

5.2.1 L'actif

Tableau n° 16 : Actif

ACTIF NET (en M€)	2015	2016	2017	2018
Immobilisations incorporelles	925	766	983	1131
Immobilisations corporelles domaine propre	4 162	3 978	4 398	4 542
Immobilisations corporelles domaine concédé	43 204	44 310	45 590	47 023
Immobilisations en cours	1 508	1 545	1 648	1 679
Immobilisations financières	3 436	432	32	32
ACTIF IMMOBILISE	52 892	51 375	52 651	54 396

Stocks et en-cours	70	148	178	235
Avances et acomptes versés	17	23	37	45
Créances d'exploitation	2 827	5 220	5 075	4 708
Disponibilités	0	2	5	5
Charges constatées d'avance	3	21	23	21
ACTIF CIRCULANT	2 917	5 415	5 318	5 014
ACTIF TOTAL	55 809	56 790	57 969	59 410

Source : comptes sociaux Enedis

Comme cela a été souligné précédemment, la particularité de l'actif d'Enedis est la proportion importante des actifs concédés. En 2018, les immobilisations propres représentent environ 7 Md€ contre environ 47 Md€ pour les immobilisations du domaine concédé. Ce ratio, de l'ordre de 14 % / 86 %, est relativement stable dans le temps, comme le relevait le précédent rapport de la Cour et comme le montre les chiffres des quatre derniers exercices présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau n° 17 : Part des actifs concédés

Actifs concédés/Actifs immobilisés	81,6 %	86,2 %	86,6 %	86,4 %
---	--------	--------	--------	--------

Source : calcul rapporteurs Cour des comptes

Cette structure, très particulière de l'actif du bilan ne fait pas apparaître spontanément une base d'actifs régulés, ce qui est la source principale des fluctuations de la méthode de calcul du poste de rémunération des capitaux engagés dans les différents TURPE.

5.2.2 Le passif

Tableau n° 18 : Passif

PASSIF (en M€)	2015	2016	2017	2018
Capitaux propres	4 775	5 088	5 077	5 265
Comptes spécifiques des concessions	33 766	34 575	35 386	36 386
Total fonds propres	38 541	39 663	40 463	41 291
Provisions pour renouvellement	9 368	9 139	8 929	8 867
Autres provisions pour risques et charges	3 320	3 683	3 937	4 154
Total provisions	12 688	12 822	12 866	13 021
Emprunts et dettes financières	26	23	23	525

Autres dettes d'exploitation	4 578	4 282	4 617	4 572
Total dettes	4 580	4 305	4 640	5 097
PASSIF TOTAL	55 809	56 790	57 969	59 410

Source : comptes sociaux Enedis

On retrouve au passif les déséquilibres observés à l'actif, les deux postes les plus importants concernant les concessions : les fonds propres attachés aux concessions, d'environ 36 Md€, qui représentent 87% des fonds propres, ratio proche de celui observé pour les immobilisations, et les provisions pour renouvellement, d'environ 9 Md€.

Ce dernier poste est stabilisé et devrait continuer de baisser lentement pour deux raisons, comme cela a été exposé en partie 2. La première est que la loi de 2004 a limité l'utilisation des provisions pour renouvellement aux seuls actifs renouvelables pendant la durée du contrat de concession, ce qui limite les flux entrants. La seconde est que le nouveau contrat de concession-type adopté en 2017 a abandonné ce dispositif comptable. La garantie de bon renouvellement des actifs concédés prend désormais une forme contractuelle plus classique qui ne nécessite pas un « affichage comptable » de type « provision pour renouvellement ».

La combinaison de ces deux dispositifs va conduire mécaniquement à une érosion du stock de 9 Md€. Pour les concédants déjà passés au contrat de 2017, les flux sont taris et les provisions en stock seront consommées au fur et à mesure des renouvellements des actifs correspondants. Pour ceux qui sont encore au modèle de 1992, l'inscription de nouvelles provisions est encore possible en droit, mais très limitée en fait puisqu'il faut aussi passer l'obstacle du renouvellement sur la durée de la concession, ce qui n'est possible que pour une partie des actifs. Enedis s'attend à ce que le stock de provisions pour renouvellement décroisse plus vite à partir de 2021, lorsque la plupart des concédants seront passés au régime de 2017.

5.3 La construction du tarif (TURPE)

5.3.1 Un fonctionnement de type budgétaire

Du côté des dépenses, le niveau tarifaire correspond au montant total des charges supportées par le GRD pour une période future donnée. La prévision de dépenses, qui porte sur une période de trois à quatre ans, conduit à distinguer des grands postes de dépenses (dépenses courantes, charges de personnel, investissement, etc...) et à fixer leur évolution probablement sur la durée du TURPE. Les coûts ainsi couverts ne sont pas tous les coûts de l'entreprise. Le tarif ne prend en charge que les coûts qui résultent des missions et contrats de service public sous la réserve qu'ils soient ceux d'un opérateur efficace.

C'est tout l'objet des discussions budgétaires entre Enedis et la CRE en début de période. Pour éviter que cette approche budgétaire ne favorise une dérive des dépenses, le TURPE prévoit la mise en place de dispositifs incitatifs de réduction des coûts.

Les principaux postes de charges d'exploitation sont les coûts d'accès au réseau public de transport facturés par RTE, 3,6 Md€, et les achats des pertes, 1,0 Md€. L'ensemble des autres postes de charges d'exploitation courantes, représentent une masse de 4,6 Md€, hors coûts des prestations bénéficiant de produits commerciaux propres (contributions de raccordement et recettes des prestations).

Les deux principaux postes de charges de capital sont les dotations nettes aux amortissements, de 2,5 Md€, et la rémunération du capital proprement dite, de 1,5 Md€. Le poste de dotations nettes aux provisions pour renouvellement est devenu très faible, moins de 100 M€ du fait du tarissement du dispositif.

Cette trajectoire de dépenses détermine un montant global de recettes qu'il faut répartir entre les différents utilisateurs, ce qui renforce le caractère budgétaire de la gestion du dispositif. Pour cela, le TURPE définit différentes « grilles tarifaires » relatives à différentes composantes (comptage, soutirage, gestion, etc...) pour lesquelles sont établis des tarifs unitaires (€/MWh, €/kVA, €/client, etc.). La combinaison de ses tarifs et d'une consommation prévisionnelle d'électricité doit procurer la recette globale attendue.

Cette application d'un prix administré en fonction de la nature des services rendus aux clients est toutefois limitée par deux principes tarifaires majeurs : (i) l'indépendance de la tarification par rapport à la distance entre injection et soutirage, dit tarif timbre-poste, (ii) la péréquation tarifaire nationale, qui mutualise les surcoûts des réseaux peu denses, ce qui est favorable aux zones rurales.

La réconciliation entre la trajectoire prévisionnelle des dépenses et la prévision de recettes est soumise à plusieurs ajustements à la fin de chaque exercice pour tenir compte du fait que les recettes, en partie indexées sur la consommation d'énergie électrique, et certaines catégories de dépenses évoluent en fonction d'événements extérieurs qu'Enedis ne peut pas toujours maîtriser ou anticiper correctement sur une période de quatre ans (aléas climatiques, niveau de consommation, coût des pertes, rythme d'extension du réseau). Ces ajustements peuvent être significatifs. Ainsi, des températures plus clémentes en 2014 et 2015 ont fait baisser la consommation d'énergie électrique et les recettes tarifaires ont été, respectivement, inférieures de 588 M€ et 700 M€ par rapport aux prévisions.

Les charges, dites « non maîtrisables », qui répondent à ces conditions de prévisibilité limitée et dont la liste limitative est fixée *ex ante* par le TURPE, sont éligibles au compte de régularisation des charges et produits (CRCP). Ce mécanisme permet, après avoir constaté *ex post* les écarts de dépenses et de recettes par rapport à la prévision budgétaire, de procéder aux ajustements nécessaires, le cas échéant en augmentant les tarifs unitaires du TURPE pour la période suivante. Les charges qui ne répondent pas à ces conditions, dites charges « maîtrisables », ne sont pas éligibles au CRCP et leur écart, supporté par Enedis, vient affecter le compte de résultat de l'entreprise.

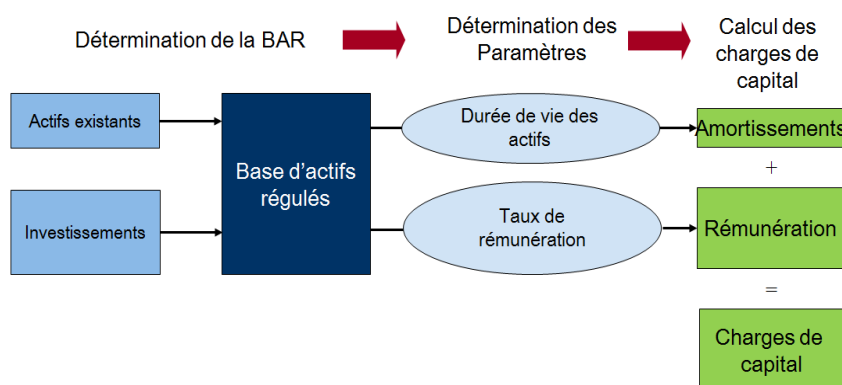
Ce point est important car il montre que le risque de l'exploitant est limité au risque pesant sur le niveau des « charges maîtrisables » qui ne sont qu'une fraction du chiffre d'affaires, environ un tiers des dépenses totales inscrites au compte de résultat, alors que les dépenses d'investissement, les amortissements et les charges non-maîtrisables, c'est-à-dire celles qui comportent un risque d'exploitation, sont intégralement couvertes par le TURPE *ex ante*, au moment de la construction du tarif, et *ex post* en fin de période par le mécanisme du CRCP. En clair, plus le périmètre du filet de sécurité que constitue le CRCP est étendu et moins il est justifié de rémunérer Enedis au titre de son risque d'exploitant et, partant, de remonter l'essentiel du résultat sous forme de dividendes versés à EDF.

5.3.2 Le problème posé par la rémunération du capital

5.3.2.1 Les conséquences de l'annulation du TURPE 3

En annulant la part distribution du TURPE 3, en novembre 2012, le Conseil d'Etat a jugé que la méthode utilisée pour déterminer les charges de capital était « *erronée en droit* » car ne prenant pas en compte les « *comptes spécifiques des concessions* ». Cette décision a posé la question de l'applicabilité au cas d'Enedis de la méthode largement employée en Europe consistant à appliquer un taux de rémunération à une base d'actifs régulés (BAR). En effet, les charges de capital étant constituées des amortissements et de la rémunération des capitaux engagés, la méthode classique demande que l'on définisse une BAR et un taux de rémunération dont le produit constituera la rémunération des capitaux investis, selon le schéma suivant :

Graphique n° 5 : Schéma de détermination des charges de capital dans une approche classique « BAR x Taux »



La réponse apportée par la CRE au jugement du Conseil d'Etat a conduit à distinguer les deux catégories d'actifs. Elle est fondée sur l'idée qu'il existe pour Enedis un risque inhérent au fait de porter cet actif, même si elle n'en est pas propriétaire, et qu'Enedis devrait être rémunérée pour ce risque. Cette conception conduit à rémunérer deux périmètres largement distincts. Un petit périmètre de capitaux propres, ayant vocation à financer des actifs propres, de l'ordre de 4 milliards d'euros en 2014, rémunérés à un taux sans risque, et un périmètre beaucoup plus large de tous les actifs gérés « *à ses risques et périls* » par le gestionnaire de réseau, qu'ils soient détenus en propre ou concédés, de l'ordre de 51 Md€, rémunérés uniquement au titre du risque.

5.3.2.2 Le nouveau cadre introduit par la loi de 2015

La loi de 2015 a prévu que : « *Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables. Elle peut se fonder sur la rémunération d'une base d'actifs régulée, définie comme le produit de cette base par le coût moyen pondéré du capital, établi à partir d'une structure normative du passif du*

gestionnaire de réseau, par référence à la structure du passif d'entreprises comparables du même secteur dans l'Union européenne. ».

Cet ajout, introduit en prévision de la préparation du TURPE 5, a été justifié dans l'exposé des motifs afin de « *sécuriser la mise en œuvre d'une méthode de régulation économique communément admise en Europe. (.../...) il est essentiel que le TURPE instaure un cadre favorable à l'investissement, en se fondant sur une méthode tarifaire stable, lisible et juridiquement solide* ».

L'objet de cette rédaction est donc bien de répondre aux motifs de l'annulation du TURPE 3 et de permettre, pour le calcul des charges en capital, l'application d'une « *méthode de régulation économique communément admise en Europe* »,

En outre, la nouvelle rédaction de la loi précise que : « *la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables* », ce qui ouvre clairement la possibilité d'une solution proche de celle retenue par les régulateurs italien et portugais qui, face à une difficulté comparable, ont défini la BAR sans distinguer actifs propres et actifs concédés.

Mais la CRE a considéré que le juge, en rejetant les demandes d'annulation du TURPE 4, avait validé la méthode de calcul de la rémunération du capital qui y figurait et qui, pour cette raison, a été conservée dans le TURPE 5. La lecture qui a donc été faite de l'article L 341-2, dans sa nouvelle rédaction issue de la loi LTECV, est que la méthode standard n'était que suggérée et non rendue obligatoire.

5.3.3 Les montants

Depuis 2014, dans le TURPE 4 comme dans le TURPE 5, la rémunération des capitaux d'Enedis comporte donc deux composantes : une composante classique de rémunération des capitaux propres régulés, assise sur un élément du passif, et une composante de marge sur la gestion des actifs, qu'ils soient détenus en propre ou concédés.

Chaque composante demande la détermination d'une assiette et d'un taux. L'assiette des actifs gérés est l'ensemble des immobilisations, quelle que soit leur origine, hors Linky qui bénéficie d'un dispositif spécifique et les capitaux propres régulés sont égaux à la différence entre cette première assiette et la somme des passifs des concessions et des provisions pour renouvellement. Les taux applicables sont les suivants :

Tableau n° 19 : Rémunération capitaux

Rémunération des capitaux propres	Marge sur actifs gérés
Taux sans risque / (1 - IS)	(Bêta x Prime de marché) / (1 - IS)
$2,7\% / (1 - 31,79 \%) = 4,0 \%$	$(0,34 \times 5\%) / (1 - 31,79 \%) = 2,5 \%$

Source : Enedis

En pratique, Enedis considère que, en moyenne sur la période 2017-2020, la rémunération d'un montant de capitaux propres de 5,8 Md€ apporte 230 M€ ($5\,800 \times 0,04$) et la rémunération de 51 Md€ d'actifs gérés, hors Linky, apporte 1 275 M€ ($51\,000 \times 0,025$). L'essentiel de la rémunération des capitaux engagés passe donc par le canal de la marge sur actifs gérés, qui est cinq fois plus importante que la rémunération des capitaux propres.

On peut observer la stabilité de ce rapport entre ces deux composantes pour les six derniers exercices couverts par le TURPE 4 et TURPE 5.

Tableau n° 20 : Composantes prévisionnelles de la rémunération des capitaux

Montants prévisionnels (en M€)	Délibération TURPE 4			Délibération TURPE 5		
	2014	2015	2016	2017	2018	2019
Capitaux propres régulés (CPR) au 01/01/N	3 818	4 608	5 395	5 057	5 602	6 103
Rémunération des CPR	233	281	329	207	230	250
BAR hors Linky au 01/01/N	45 508	47 289	49 063	49 017	50 280	51 486
Rémunération de la BAR hors Linky	1 138	1 182	1 227	1 274	1 307	1 339
Résultat d'exploitation hors Linky	1 371	1 463	1 556	1 482	1 537	1 589
BAR Linky				549	1 139	1 967
Rémunération de la BAR Linky				56	117	202
CRL				-201	-275	-304
Apurement du CRCP	-6	-6	-6	-21	-21	-21
Ecart avec les recettes prévisionnelles	-21	-35	11	32	-14	-37
Résultat d'exploitation prévisionnel	1 344	1 422	1 560	1 348	1 344	1 428

Source Enedis.

Si on laisse de côté le traitement de Linky qui introduit un élément nouveau, la physionomie du calcul de la rémunération des capitaux varie peu et il apparaît clairement que la rémunération des CPR se stabilise autour de 250 M€ alors que la marge sur gestion d'actifs progresse régulièrement pour dépasser 1,3 Md€ en fin de période.

En conséquence, le résultat net d'Enedis provient, pour l'essentiel, de la marge pour gestion d'actifs, composante qui n'a pas véritablement la nature d'une rémunération du capital mais qui est représentative de la rémunération d'un risque d'exploitation selon la doctrine du TURPE 4 : « *Dans les conditions d'exploitation normale du réseau, le tarif doit procurer à ERDF une « marge raisonnable » dans la mesure où il exploite le réseau concédé à ses risques et périls. (.../...), la marge raisonnable (i.e. la marge sur actifs) est donnée par la formule suivante : $\text{marge sur actif} = \text{Bêta} \times \text{prime de marché}$.* ».

5.3.4 La nécessité de clarifier la méthode

Dans le code de l'énergie, la rémunération du capital investi est envisagée sous deux formes : comme un coût ordinaire qu'il faut couvrir et comme une marge. La notion de risque est différente dans les deux cas. La méthode du TURPE 4 utilise le *bêta* de la méthode standard pour la gestion d'un portefeuille d'actifs financiers, mais l'applique au risque de l'exploitant,

notion assez éloignée de la précédente. Ainsi, le terme ($\text{bêta} \times \text{prime de risque} = 0,34 \times 5\%$) utilisé par la CRE dans le TURPE 5 (page 69) pour calculer la rémunération du risque d'exploitation des actifs d'Enedis est le même ($\text{bêta} \times \text{prime de risque marché} = 0,37 \times 5\%$) que celui utilisé pour calculer le coût du capital de RTE : $\text{BAR} \times \text{CMPC}$ (TURPE HTB, page 55).

Le résultat de ces choix est que les capitaux propres d'Enedis sont rémunérés uniquement au taux sans risque, alors que l'exploitant Enedis est rémunéré au niveau de la prime de risque du marché boursier. Ces imprécisions de vocabulaire révèlent qu'en réalité le taux de rémunération des actifs n'est rien d'autre qu'une marge « commerciale » de l'exploitant, proportionnelle à la valeur nette comptable du réseau dont il assure la gestion.

Cette méthode, et c'est son but, permet d'équilibrer le budget en apportant des recettes supplémentaires au titre de la marge sur gestion des actifs mais elle n'est pas sans défaut. En effet, la marge sur actifs gérés ne correspond pas à des coûts spécifiques que l'on pourrait constater empiriquement mais à la rémunération d'un risque, terme plus difficile à quantifier, surtout pour un monopole dont 95 % des recettes d'exploitation sont garanties par un tarif administré. En outre, elle ouvre une possibilité de contestation puisque son montant est fixé pour dégager un excédent dont le montant « normal » est très subjectif.

La rémunération du capital dans le cas d'Enedis est donc largement finaliste et conçue à l'envers pour obtenir le résultat souhaité : (1) la rémunération des capitaux propres étant en moyenne de 230 M€, on constate une insuffisance de recettes pour offrir une marge raisonnable à Enedis ; (2) on détermine le niveau de recettes manquantes à atteindre, environ 1,2 Md€ ; (3) on considère l'ensemble des actifs gérés et on applique, à cette assiette, le taux convenable pour obtenir le montant de 1,2 Md€ ; (4) on affirme que ce taux, quel que soit la méthode utilisée pour le justifier, est représentatif du risque de l'exploitant et dégage une « *marge normale* ».

Enedis critique la méthode actuelle en observant qu'elle lui offre un taux de rémunération de gestion des actifs qui n'a pas d'équivalent sur le marché, surtout pour des actifs réels et non des actifs financiers. Elle considère le même montant attribué par application d'une méthode classique sur la base de la rémunération des capitaux engagés appliquée à une base d'actifs régulés plus suffisamment large permettrait de dégager la même recette en s'adossant à une méthode standard utilisant des normes de marché moins contestables.

Cette position de principe d'Enedis devrait être soutenue dès lors que la loi LTECV de 2015, postérieure au choix de la méthode appliquée actuellement qui date de 2014, a levé la contrainte de la distinction entre actifs propres et actifs concédés et invite clairement le régulateur à privilégier la méthode $\text{BAR} \times \text{CMPC}$, présentée comme un standard européen.

La CRE a affirmé dans sa présentation du TURPE 4 qu'il y a de nombreux avantages à ce que les régulateurs européens alignent leurs méthodes de fixation de la rémunération des monopoles. En l'espèce, l'alignement ne peut se faire que sur la méthode $\text{BAR} \times \text{CMPC}$. Le maintien de la méthode utilisée dans les TURPE 4 et 5 empêche cet alignement européen.

Enfin, la méthode actuelle, qui a consisté à garantir un taux de marge commerciale à Enedis et donc un montant de dividendes à EDF, est justifiée par un raisonnement de type « *marge normale* » qui n'a pas de lien clair avec la notion de « charges de capital » et qui pourrait conduire à une rémunération excessive. Cette observation pointe le fait que l'adaptation souhaitable de la méthode de fixation des charges de capital dans le cadre de la préparation du TURPE 6, ouvrira nécessairement un débat sur le niveau de rémunération d'Enedis. En effet, la détermination de l'assiette et du taux de rémunération par une méthode objective et transparente, ce qui est exigé par le code de l'énergie, ne pourra, comme cela a été le cas par le

passé, laisser au régulateur le soin de fixer ces paramètres pour garantir ex ante un certain niveau de revenus.

Enedis considère toutefois que les charges nettes d'exploitation qui ne sont pas incluses dans le périmètre du CRCP s'élèvent à 4,7 Md€ en moyenne sur la période 2017-2020, ce qui représente 100 % des charges nettes d'exploitation hors charges liées au système électrique. Enedis serait donc en risque sur ce montant. La portée de ce risque théorique doit toutefois être appréciée au regard de l'absence de pression concurrentielle sur le distributeur.

En toute hypothèse, le niveau actuel de rémunération, environ 4,3 % de marge nette après impôt en normes françaises mais de plus de 6% en normes IFRS devrait être reconsidérée, d'autant que les comparaisons avec les niveaux de rémunération de gestionnaires de réseaux en Europe trouvent leurs limites du fait que la situation du GRD français n'a pas d'équivalent dans l'Union (maintien des concessions locales, concessionnaire national obligatoire imposé par la loi, péréquation tarifaire, etc...).

Enfin, le niveau de bénéfices et la remontée quasiment intégrale de dividendes vers l'actionnaire est un sujet qui pourrait être considéré différemment à l'avenir si une partie minoritaire du capital d'une filiale dont ferait partie Enedis était ouverte à des investisseurs dont certains pourraient être privés.

Il s'agirait alors de savoir à quelle hauteur le consommateur rémunérerait un investisseur qui aurait pris une participation dans un monopole de service public, sans risque de gestion du fait d'une rémunération garantie par un tarif administré.

CONCLUSION INTERMÉDIAIRE

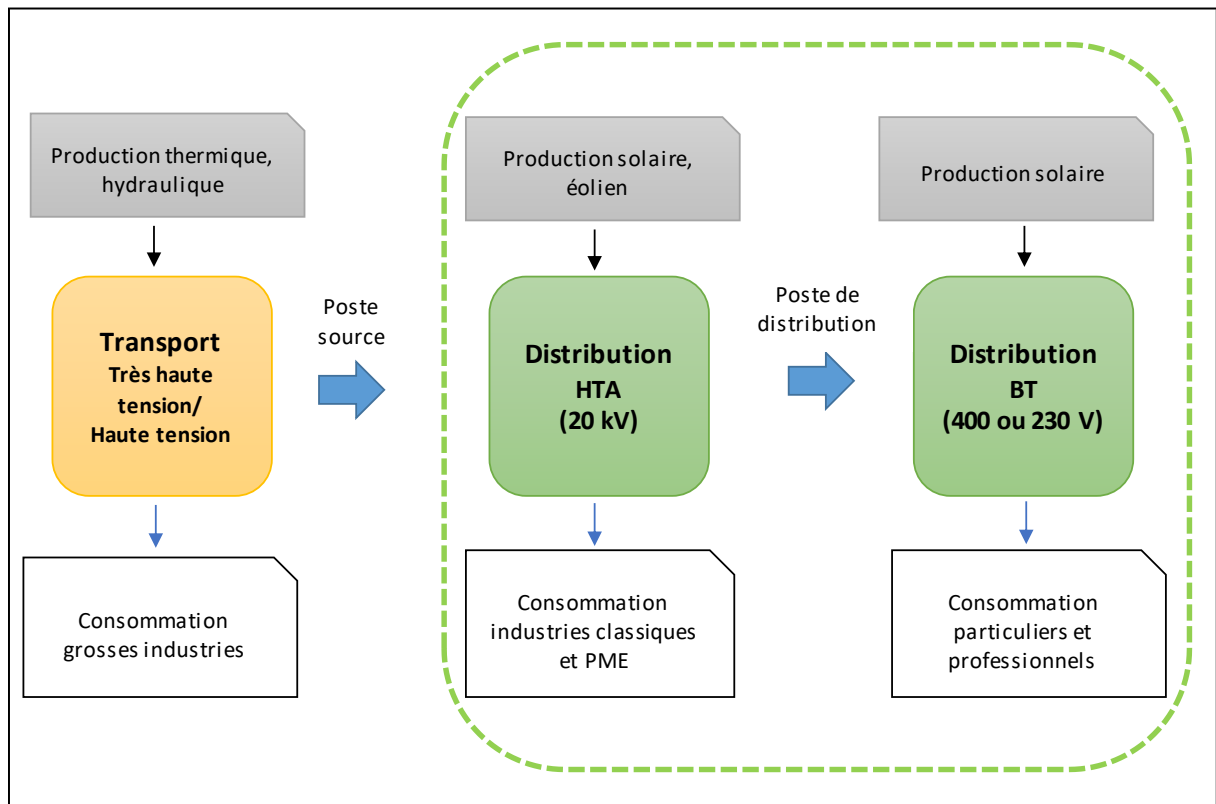
Le mode de rémunération du capital d'Enedis n'est toujours pas stabilisé après quinze ans et cinq TURPE. La méthode définie en 2014 a été validée par le juge mais elle présente des défauts, notamment son caractère atypique par rapport aux pratiques européennes, et reste contestée par l'entreprise qui est la première concernée. En outre, elle constitue une base théorique fragile pour établir la rémunération que reçoit Enedis pour la gestion d'activité de service public en monopole. Le ministre chargé de l'énergie ayant un pouvoir d'intervention et donc de négociation pour l'approbation du TURPE 6, la Cour recommande qu'il prenne position sur ce sujet en s'appuyant sur la volonté du législateur exprimée dans la loi LTECV de 2015.

Recommandation n°3 (DGEC, CRE, Enedis, 2021) Revoir le mode de rémunération du capital d'Enedis en le rapprochant autant que possible de la méthode majoritaire en Europe de rémunération d'une base d'actifs régulés représentative de l'activité globale de l'entreprise.

ANNEXES

Annexe n° 1. Schéma simplifié du secteur électrique	83
Annexe n° 2. Caractéristiques du réseau français et des réseaux des autres pays européens	84
Annexe n° 3. Les gestionnaires des réseaux publics de distribution en Europe.....	88
Annexe n° 4. Organisation territoriale d'Enedis	90
Annexe n° 5. Les opérations de raccordement et leurs conditions financières	91
Annexe n° 6. Production décentralisée	93
Annexe n° 7. Les mécanismes de flexibilité	95
Annexe n° 8. Mobilité électrique – réseau géré par Enedis	97
Annexe n° 9. Mobilité électrique : comparaisons internationales.....	99
Annexe n° 10. Fin des synergies par métier et évolution du service commun	103
Annexe n° 11. Résultats des concessions	104
Annexe n° 12. Dispositif d'indemnisation en cas de coupure de longue durée	105
Annexe n° 13. Qualité d'alimentation – comparaisons entre départements.....	106
Annexe n° 14. Qualité d'alimentation – comparaisons européennes	107
Annexe n° 15. Programme de modernisation du réseau de distribution	110
Annexe n° 16. Comparaison entre les trajectoires prévisionnelles d'investissement prévues dans les délibérations tarifaires et les dépenses effectives	111
Annexe n° 17. Évolution du nombre d'incidents	112

Annexe n° 1. Schéma simplifié du secteur électrique



Source : Cour des comptes

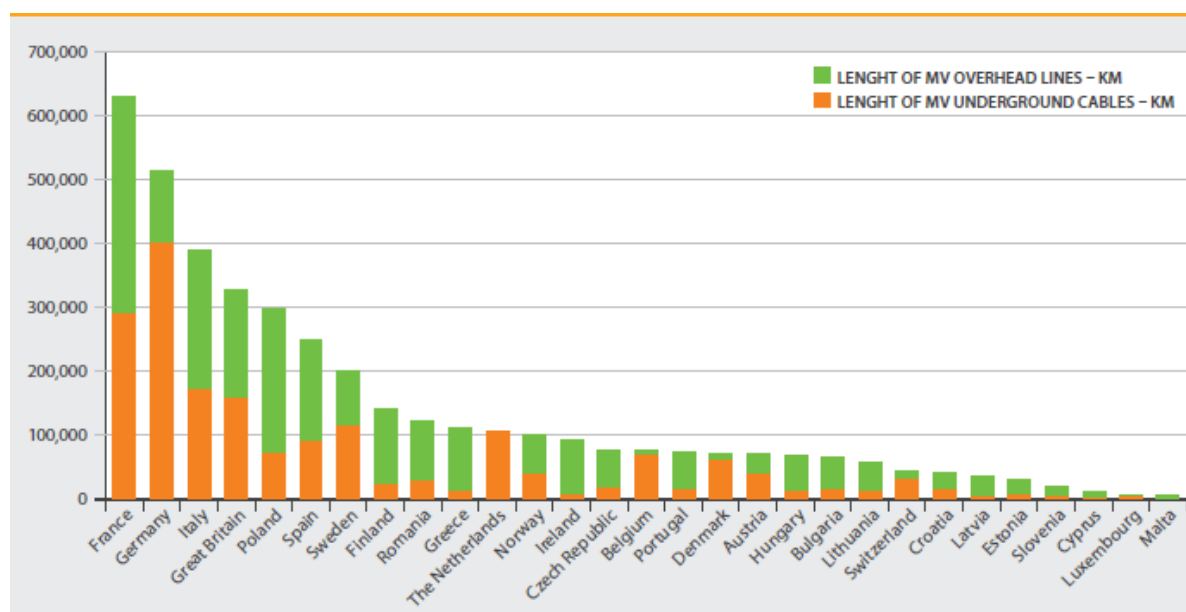
Annexe n° 2. Caractéristiques du réseau français et des réseaux des autres pays européens

Les réseaux de distribution en Europe

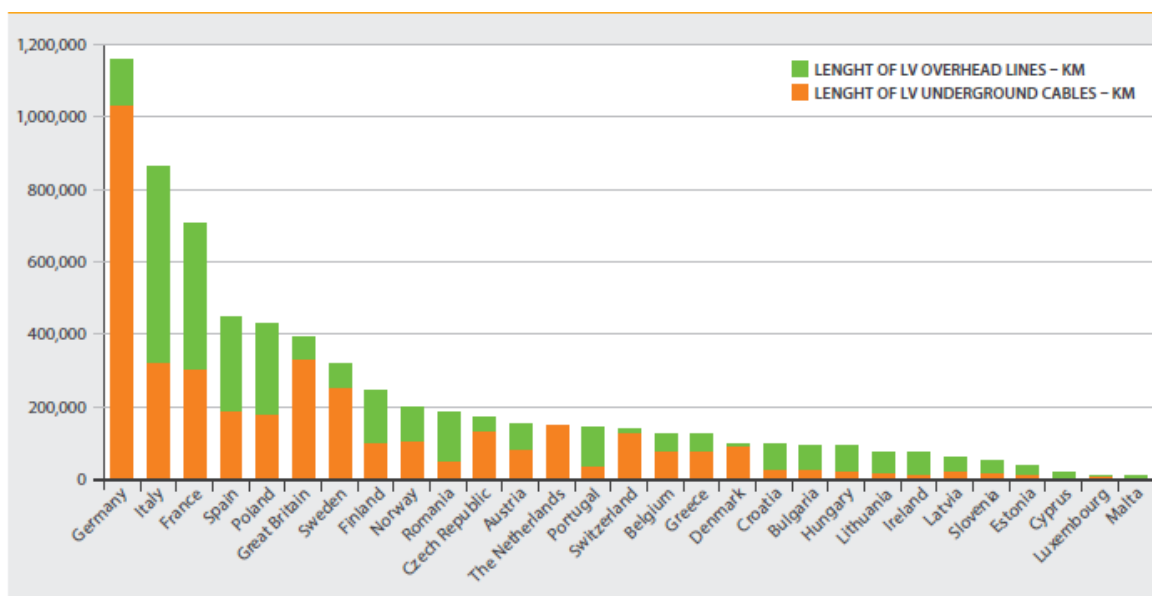
La France est le deuxième réseau européen en Europe devant l'Italie et après l'Allemagne. Celle-ci se caractérise par un taux de lignes basse tension élevé (69 % contre 53% en France).

La moitié du réseau français est souterrain, ce qui la place dans une position moyenne en Europe. C'est également le cas en Italie. La totalité du réseau hollandais est souterrain. Une grande partie l'est en Allemagne, Danemark et Suisse. La situation est plus contrastée dans les autres pays européens. Le taux d'enfouissement des réseaux est en général plus important pour le réseau basse tension (Autriche, Suède, Grand Bretagne). Seule la Belgique, et dans une moindre mesure la France et l'Italie, ont un taux d'enfouissement du réseau moyenne tension supérieur à celui du réseau basse tension.

Graphique n° 6 : Longueur des réseaux en Europe (moyenne tension)



Source: CEER, Benchmarking report on the quality of electricity, 2016

Graphique n° 7 : Longueur des réseaux dans les pays européens (basse tension)

Source: CEER, Benchmarking report on the quality of electricity, 2016

Le réseau géré par Enedis

Le réseau français a une longueur de près de 1,4 millions de kilomètres, réparti à parts quasiment égales entre les lignes moyenne et basse tension.

Le réseau géré par Enedis a augmenté de 60 000 km entre 2011 et 2018. La proportion de lignes enterrées est en 2018 de 50 % pour le réseau haute-tension et 46 % pour le réseau basse tension. Cette proportion est en augmentation constante (43% et 40% respectivement en 2011).

Tableau n° 21 : Évolution du réseau moyenne tension (km)

	HTA aérien fils nus	HTA aérien torsadé	HTA souterrain	HTA total
2011	350 189	1 478	261 457	613 123
2012	345 716	1 453	270 473	617 642
2013	341 450	1 435	279 271	622 156
2014	337 212	1 416	288 208	626 835
2015	333 662	1 408	296 345	631 415
2016	330 222	1 399	303 992	635 614
2017	326 713	1 395	312 581	640 688
2018	323 730	1 390	319 782	644 901
2018/2011	-8%	-6%	22%	5%

Source : chiffres Enedis ; tableau Cour des comptes

La proportion des fils nus a diminué sur la période sous revue, de façon limitée et essentiellement jusqu'en 2014 sur le réseau moyenne tension, de façon beaucoup plus

substantielle sur le réseau basse tension. Cette évolution s'est faite au profit de l'enfouissement des réseaux et de façon plus marginale avec l'augmentation de l'aérien torsadé.

Tableau n° 22 : Évolution du réseau basse tension (km)

	BT aérien fils nus	BT aérien torsadé	BT souterrain	BT Total
2011	94 366	320 728	276 871	691 965
2012	89 637	321 535	285 979	697 151
2013	84 791	322 632	294 373	701 797
2014	79 597	323 953	302 556	706 106
2015	74 508	325 523	309 450	709 481
2016	69 912	327 149	316 202	713 262
2017	65 690	328 271	323 130	717 090
2018	61 744	329 241	330 015	721 000
2018/2011	-35%	3%	19%	4%

Source : Enedis ; tableau Cour des comptes

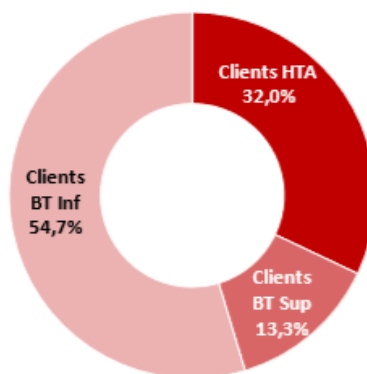
Note : ces chiffres intègrent les travaux sous maîtrise d'ouvrage des autorités concédantes

La consommation d'électricité sur le réseau d'Enedis

La consommation totale sur le réseau d'Enedis s'est élevée en 2018 à 348,1 TWh⁹².

Les sites HTA (raccordement supérieur à 250 kW) ne sont que 0,3 % des 36,4 millions de clients raccordés au réseau d'Enedis mais ils représentent le tiers de la consommation totale.

Graphique n° 8 : Répartition des consommateurs raccordés au réseau Enedis en énergie consommée



Source : Enedis, bilan 2018

Les sites BT Sup correspondent majoritairement à une clientèle composée de PMI-PMI. Le nombre augmente de façon régulièrement même s'ils ne représentent que 1,1 % des clients raccordés.

⁹² [Enedis](#), Bilan électrique 2018, mai 2019, 37 pages.

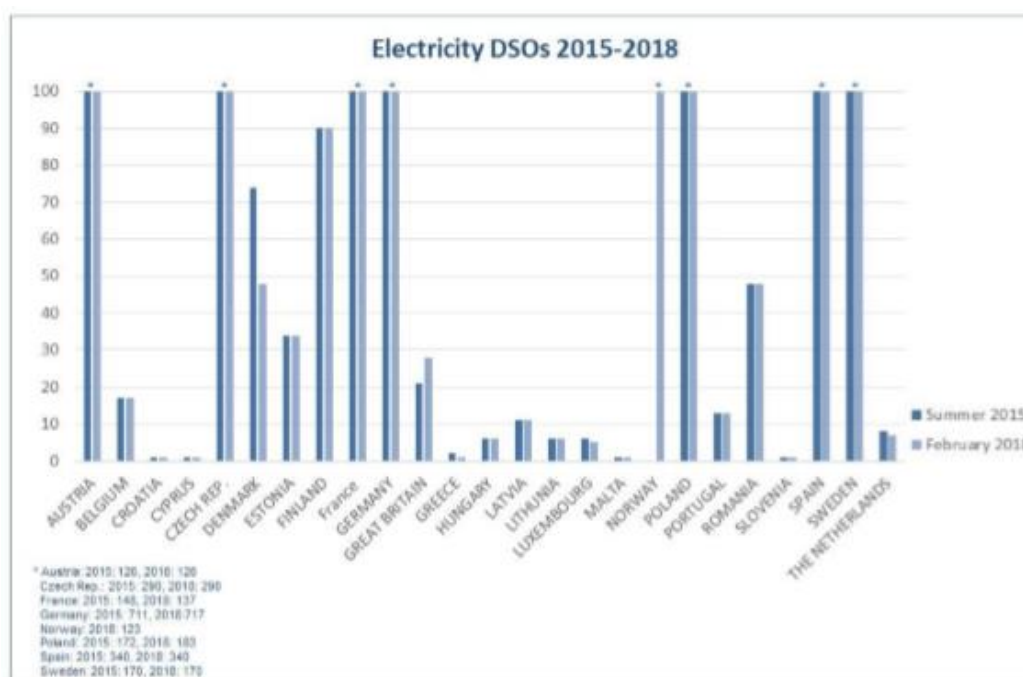
Les clients BT Inf (sites raccordés en moins de 36 kVA) représentent 98,7 % de la clientèle mais 54,7 % de la consommation. Le nombre de sites augmente de 300 000 par an environ mais l'impact de cette augmentation sur la consommation est compensé par l'utilisation croissante des appareils à faible consommation et un moindre recours au chauffage électrique dans les logements neufs.

Annexe n° 3. Les gestionnaires des réseaux publics de distribution en Europe

La situation des gestionnaires de réseau de distribution est très variée en Europe. Certains pays n'ont que quelques opérateurs, comme en Irlande ou en Grèce tandis que d'autres en ont plusieurs centaines. Les pays nordiques et l'Allemagne se caractérisent par une faible concentration, avec un grand nombre d'acteurs locaux et une part limitée de marché pour les quelques acteurs les plus importants. À l'inverse, la France et l'Italie se caractérisent par une forte concentration de l'activité entre les mains d'un acteur dominant, malgré le nombre important de gestionnaires.

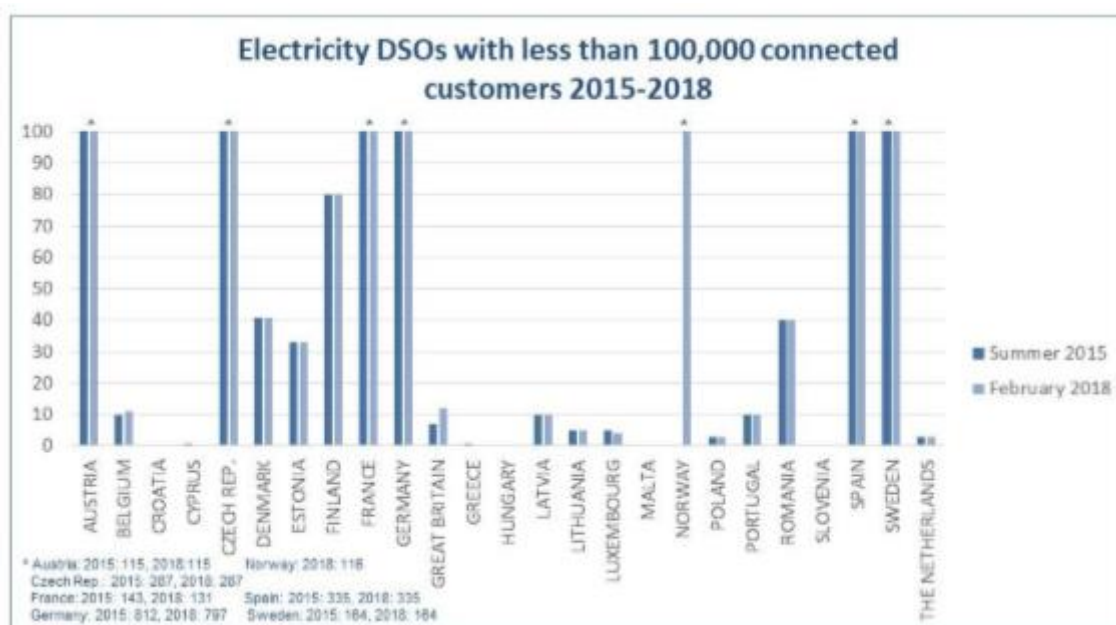
Le CEER notait dans son rapport de 2019 sur la mise en œuvre des règles de séparation⁹³ que le paysage des gestionnaires de réseaux de distribution évoluait assez peu. Cette situation contraste avec celle du secteur du transport d'électricité où le CEER constate un mouvement de concentration des opérateurs.

Graphique n° 9 : Nombre de gestionnaires de réseau de distribution



Source: CEER, Implementation of DSO and TSO unbundling provisions, 2019

⁹³ [CEER](#), Implementation of DSO and TSO unbundling provisions, 2019

Graphique n° 10 : Nombre de gestionnaires de réseau de distribution (moins de 100 000 clients)

Source: CEER, *Implementation of DSO and TSO unbundling provisions*, 2019

La même diversité se retrouve dans la structure capitalistique des gestionnaires. En Allemagne et dans les pays nordiques, les gestionnaires de réseaux sont la propriété des collectivités. Au Royaume-Uni, en Italie, au Portugal et en Espagne, ce sont des entreprises à capitaux privés. La France et la Grèce constituent un modèle plus rare avec des capitaux publics étatiques.

Annexe n° 4. Organisation territoriale d'Enedis

L'ouverture des marchés s'est accompagnée d'une évolution importante de l'organisation interne d'Enedis. Initialement fondée sur un modèle départemental voire infra-départemental destiné à favoriser les relations étroites avec les partenaires locaux, le gestionnaire de réseau a privilégié, à partir des années 2000, une organisation moins territorialisée avec l'émergence de régions fonctionnelles, chargées de piloter l'ensemble des métiers de la distribution (Directions des opérations en région, DOR). Les directions régionales d'ERDF ont été créées en 2012 afin de revenir à une plus grande décentralisation. Elles se sont accompagnées de la création de huit directions interrégionales (DIR) qui se sont substituées aux DOR et huit unités de service logistique.

Enedis a choisi en 2015 de faire reposer le fonctionnement du réseau sur 25 régions afin de mieux maîtriser les coûts, renforcer la relation avec les territoires mais également simplifier la gouvernance. Désormais, le niveau national abrite l'expertise des métiers et établit les politiques. Les directions régionales sont en charge de l'ensemble des activités opérationnelles et ont compétence sur l'ensemble des métiers de la distribution. Cette évolution a conduit à supprimer au 1^{er} janvier 2016 l'échelon intermédiaire des DIR, dans le cadre du plan « Cohérence et subsidiarité ». Les huit unités de Services Logistiques ont été regroupées au sein d'une même direction « Support et Logistique ».

À ce jour, Enedis n'envisage pas à court terme une nouvelle évolution de son organisation interne. Elle estime que l'organisation autour de 25 régions est à ce jour la plus efficace pour assurer à la fois la proximité avec les partenaires locaux, une meilleure maîtrise des coûts et l'utilisation optimale des technologies d'information et de communication.

Annexe n° 5. Les opérations de raccordement et leurs conditions financières

Les opérations de raccordement

Le raccordement consiste à connecter physiquement l'installation d'un utilisateur à un réseau public de distribution (RPD) d'électricité. En application de l'[article L. 342-1](#), le raccordement au réseau comprend la création d'ouvrage d'extension, d'ouvrages de branchement en basse tension et le cas échéant le renforcement des réseaux existants. Les opérations de raccordement concernent à la fois les consommateurs et les producteurs dont les installations ne sont pas raccordées au réseau de transport.

Les ouvrages de branchement (dédiés à l'utilisateur) et d'extension (du réseau) sont définis aux articles [D. 342-1](#) et [D. 342-2](#) du code de l'énergie.

Les renforcements sont définis comme les ouvrages nécessaires pour permettre à l'installation d'échanger avec le réseau public la totalité de la puissance que l'utilisateur souhaite injecter ou soutirer, et qui ne sont pas des ouvrages de branchement ou d'extension.

Les conditions financières du raccordement

Les conditions financières du raccordement varient selon la nature des travaux et le demandeur.

Le coût des travaux de renforcement du réseau est pris en charge en totalité par le TURPE.

Une part des coûts de branchement et d'extension peut être couverte par le TURPE, en application de l'[article L. 341-2](#) du code de l'énergie. Cette part s'appelle la réfaction. La part des coûts de branchement et d'extension des réseaux non couverte par le TURPE fait l'objet d'une contribution due par le bénéficiaire du raccordement. La contribution est versée au maître d'ouvrage (Enedis ou les collectivités) sur la base de barèmes approuvés par la CRE.

La prise en charge partielle par le TURPE bénéficie aux installations de consommation. Elle bénéficie également, depuis la loi n° 2017-227 du 24 février 2017 à certaines installations de production à base d'EnR afin d'éviter que le coût de raccordement ne soit un frein pour les projets d'énergies renouvelables, notamment en milieu rural.

Le taux de réfaction applicable aux coûts de branchement et d'extension (part des coûts pris en charge par le TURPE) ont été fixés par [l'arrêté du 30 novembre 2017](#) modifié. Ils varient selon les bénéficiaires.

- Pour les installations de consommation, le taux de réfaction est de 40 % ;
- Pour les installations de production, non EnR, l'ensemble des coûts de branchement et d'extension est acquitté par le demandeur. Le taux de réfaction est donc nul ;
- Pour les installations de production EnR de puissance inférieure ou égale à 100 kVA, le taux de réfaction est de 40 %.
- Pour les installations de production EnR de puissance supérieure ou égale à 5 MW, le taux de réfaction est de 0 %.

Il existe des dispositions spécifiques pour les installations de production de puissance supérieure à 100 kVA, qui relèvent d'un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RRnR). Pour ces installations, les coûts de raccordement intègrent :

- les ouvrages propres à l'installation de production ;
- une quote-part des ouvrages créés et mutualisés en application des schémas S3REnR.

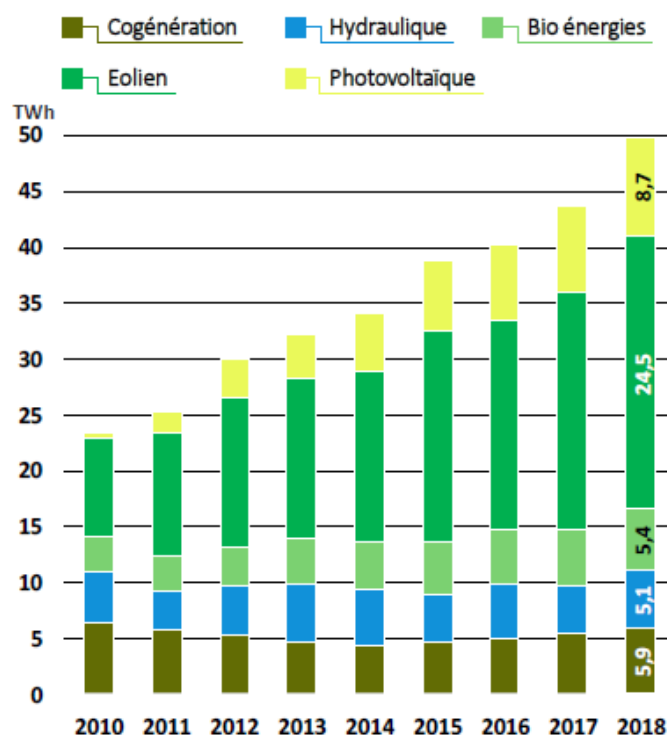
Le taux de réfaction applicables à ces deux composantes varie également selon la taille de l'installation.

Il est à noter enfin que le projet de loi d'orientation des mobilités, en attente de promulgation, prévoit une extension du dispositif de réfaction en faveur des bornes de recharge pour véhicules électriques ouvertes au public. Le taux de réfaction est porté temporairement, jusqu'au 31 décembre 2021, de 40 à 75 %. Les 25 % restants sont à la charge de l'aménageur.

Annexe n° 6. Production décentralisée

La production décentralisée a plus que doublé entre 2010 et 2018, passant de 23 TWh en 2011 à 49,8 TWh en 2018.

Graphique n° 11 : Évolution de la production décentralisée sur le périmètre d'Enedis



Source : Enedis (bilan électrique 2018)

L'éolien représente près de 50 % de la production décentralisée. Le photovoltaïque représente 17,5 % en croissance importante sur toute la période. La production décentralisée (nette des refoulements) couvre environ 10 % de la consommation en 2018.

Le taux de charge (rapport entre la production réelle et la production théorique) s'est stabilisé autour de 21 % ces dernières années. Il est variable selon les énergies (21,4 % pour l'éolien, 13,5 % pour le photovoltaïque).

Les capacités de production sont réparties de manière inégale sur l'ensemble du territoire.

La région Haut-de-France est la première en terme de capacité de production, suivie de la région Grand-Est. Ces deux régions tirent leur dynamisme de l'éolien. Les performances des régions Occitanie, Auvergne-Rhône-Alpes, PACA et Aquitaine reposent quant à elles sur le développement du photovoltaïque. Ces quatre régions représentent les trois-quarts de la capacité de production photovoltaïque.

Tableau n° 23 : Répartition des capacités de production décentralisée (éolien et photovoltaïque)

Région	Éolien	Photovoltaïque	Total	%
<i>Hauts-de-France</i>	3 753	153	3 906	18%
<i>Grand-Est</i>	3 328	334	3 662	17%
<i>Occitanie</i>	1 149	1 941	3 090	14%
<i>Nouvelle Aquitaine</i>	465	1 933	2 398	11%
<i>Auvergne-Rhône-Alpes</i>	528	1 013	1 541	7%
<i>Pays de la Loire</i>	969	550	1 518	7%
<i>Bretagne</i>	1 047	234	1 281	6%
<i>Centre-Val de Loire</i>	943	250	1 193	5%
<i>Provence-Alpes-Côte d'Azur</i>	28	1 151	1 179	5%
<i>Normandie</i>	836	176	1 013	5%
<i>Bourgogne-Franche-Comté</i>	733	239	972	4%
<i>Île-de-France</i>	89	120	210	1%
Total	13 869	8 095	21 963	100%

Source : chiffres Enedis (OpenData), novembre 2019 ; tableau Cour des comptes

La région Ile-de-France dispose d'une capacité limitée au regard de sa densité de population même si elle possède le plus de capacité de cogénération (353 MW) et de bioénergies (170 MW).

Annexe n° 7. Les mécanismes de flexibilité

Selon la définition donnée par Enedis, une flexibilité est une modulation de puissance volontaire, d'un site ou de plusieurs sites, à la hausse ou à la baisse, en injection ou en soutirage, durant une période donnée, en réaction à un signal extérieur pour fournir un service.

Les flexibilités constituent un enjeu national en vue de répondre aux objectifs du projet de PPE de 6,5 GW de capacité d'effacement à horizon 2008. Pour Enedis, l'enjeu est surtout local afin de faire face aux congestions du réseau.

Elle a défini un certain nombre de cas d'usage qui font l'objet d'expérimentations. Ces cas d'usage visent les producteurs, qui sont considérés comme le principal gisement de flexibilité, et les consommateurs.

- Offres de raccordement intelligents (ORI) : destinés aux producteurs comme aux consommateurs, ces offres proposent un raccordement plus rapide et/ou moins cher en contrepartie d'un engagement à limiter temporairement leur production/consommation sur demande d'Enedis ; ces offres sont proposées de façon alternative à la solution de raccordement de référence qui est dimensionnée en fonction de leur production/consommation maximum.
- Optimisation des ouvrages mutualisés des Schémas régionaux de raccordement des EnR⁹⁴ : destinée aux producteurs d'EnR, cette offre propose une réduction des délais de raccordement en contrepartie d'un écrêtement marginal de la production. Elle permet aussi à Enedis d'accueillir plus de production pour la même quantité de travaux à réaliser.
- Les flexibilités suite à incident permettent d'intervenir pour gérer ponctuellement les congestions ;
- Les flexibilités pour mieux programmer des travaux et éviter des coupures ;
- Les flexibilités pour reporter les investissements : dans ce cadre, les flexibilités sont utilisées pour reporter la dépense de renouvellement ou de renforcement. Elles nécessitent en contrepartie une conduite en temps réel des réseaux.

Enedis participe aux travaux de l'ADEME sur la valorisation socio-économique des réseaux intelligents⁹⁵ mais l'évaluation des gains attendus est complexe.

⁹⁴ Les S3REnR permettent la planification des ouvrages du réseau de distribution nécessaires à l'accueil des installations de production d'électricité renouvelable. Ils permettent aussi la mutualisation des coûts entre les différents producteurs.

⁹⁵ [ADEME](#), Valorisation économique des réseaux électriques intelligents, juillet 2017

Graphique n° 12 : Synthèse des cas d'usage des flexibilités locales

	Raccordement	Optimisation des investissements dans les S3REnR	Report d'investissement	Programmation travaux	Gestion d'incident
 Valeur de la flexibilité	Coûts et délais de raccordement pour le client	Valeur collective de 250 M€ à 2035 (alternative à des investissements)	Valeur collective de 0 à 24 k€/MW/an* (report d'investissement)	Valeur collective de 0 à 20k €/MWh* (Alternative à la mise en place de moyens spécifiques)	
 Importance de la localisation	Oui quel que soit le cas d'usage				
 Sources de flexibilité	Installation HTA à raccorder	Producteurs, Stockage, Véhicules électriques, effacement de consommation, en actif ou réactif pour des contraintes de tension - Enedis est technologiquement neutre			
 Durée d'activation et occurrence	Dépend des cas	0,06 % de limitations	Entre 0 et quelques heures par an selon les cas	Pendant les travaux (selon besoins réseau)	Quelques heures par an (occurrences faibles)
 Principes contractuels	Contractualisation bilatérale	Mise en concurrence selon les modalités définies et conformément aux règles de marchés en vigueur**			
 Principes de rémunération	Rémunération intégrée dans l'offre de raccordement (réduction des coûts)	Contrat avec réservation de capacité** Valeur seuil de l'offre expérimentée : 500 kVA (engagement de résultat) Part fixe de réservation et coût variable d'activation, avec pénalités associées			Contrats cadres sans réservation de capacité : Part variable d'activation

* Selon les exemples étudiés dans le Rapport Valorisation Économique des Smart Grids, valeurs dépendant de la situation locale.

** Pour les S3REnR, si mise en concurrence infructueuse, limitation des producteurs raccordés selon des modalités à définir dans le contrat d'accès au réseau.

Source : Enedis

Annexe n° 8. Mobilité électrique – réseau géré par Enedis

Le nombre total de point de recharge s'élevait à près de 240 000 au dernier trimestre 2018. Il a quasiment triplé en trois ans. La flotte des entreprises représente près de la moitié du nombre total de véhicules.

Tableau n° 24 : Évolution du nombre de points de recharge

	Accessible au public	Particulier	Société	Total
2 015	11 135	27 026	43 106	81 267
2 016	16 770	43 958	62 148	122 876
2 017	23 000	63 500	85 400	171 900
2 018	26 100	86 360	127 301	239 761

Source : Enedis (open data)

La puissance installée a suivi le même rythme. Elle représente aujourd'hui un montant cumulée de 1 624 mVA.

Tableau n° 25 : Évolution de la puissance installée des points de recharge (mVA)

	Accessible au public	Particulier	Société
2015	116	109	256
2016	198	177	369
2017	361	256	507
2018	520	348	756

Source : Enedis (opendata)

La répartition du nombre de points de charge varie selon les régions entre 31 pour l'Ile de France et 58 pour l'Occitanie. L'Ile de France a fortement pâti de la fermeture du réseau Autolib à l'été 2018 qui a rendu inopérant 6 200 points de recharge.

Tableau n° 26 : Nombre de points de charge accessibles au public/100 000 habitants

Région	Points de charge	Évolution sur 12 mois (%)
<i>OCCITANIE</i>	58	39
<i>CENTRE VAL DE LOIRE</i>	56	18
<i>NORMANDIE</i>	55	18
<i>NOUVELLE-AQUITAINE</i>	52	25
<i>BRETAGNE</i>	51	8
<i>PROVENCE ALPES COTE D'AZUR</i>	43	41
<i>AUVERGNE RHONE ALPES</i>	40	20
<i>PAYS DE LA LOIRE</i>	37	32
<i>BOURGOGNE FRANCHE COMTE</i>	36	70
<i>GRAND-EST</i>	34	51
<i>NORD PAS DE CALAIS PICARDIE</i>	32	26
<i>ILE DE FRANCE</i>	31	-52

Source : Enedis Opendata (2019)

Ces moyennes cachent des zones blanches. Le rapport de l'OPECST relevait notamment l'absence de points de recharge accessibles au public dans la Creuse et le territoire de Belfort⁹⁶.

Selon les chiffres du Gireve⁹⁷, les collectivités territoriales avec co-financement PIA sont à l'origine de 67 % des stations de recharge ouvertes au public. Les autres principaux aménageurs sont les concessions automobiles, les sociétés de parking, la grande distribution ou es sociétés d'autopartage.

⁹⁶ [Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques](#), Rapport d'information n° 1766, *Les scénarios technologiques permettant d'atteindre l'objectif d'un arrêt de ma commercialisation des véhicules thermiques en 2040*, mai 2019, 709 pages.

⁹⁷ GIREVE est une plate-forme d'interopérabilité créée par Renault, la CDC, EDF et Enedis afin de faciliter l'itinérance de la recharge. Elle permet de mettre à disposition des opérateurs des informations sur les infrastructures de recharge et le suivi des consommations.

Annexe n° 9. Mobilité électrique : comparaisons internationales

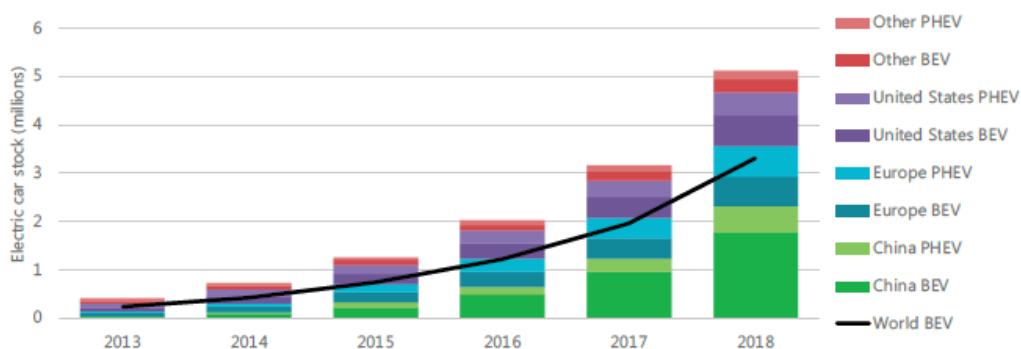
Véhicules électriques

Le nombre de véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables était de 5,1 millions en 2018, en augmentation de 2 millions par rapport à 2017.

La Chine dispose du plus grand parc en valeur absolue (2,3 millions) soit près de la moitié du parc existant. Le marché des 2 roues est également particulièrement dynamique en Chine (300 millions).

Les États-Unis représentent 22 % du stock, la Norvège 5 %, le Royaume-Uni 4 % et la France et l'Allemagne 3 % chacun.

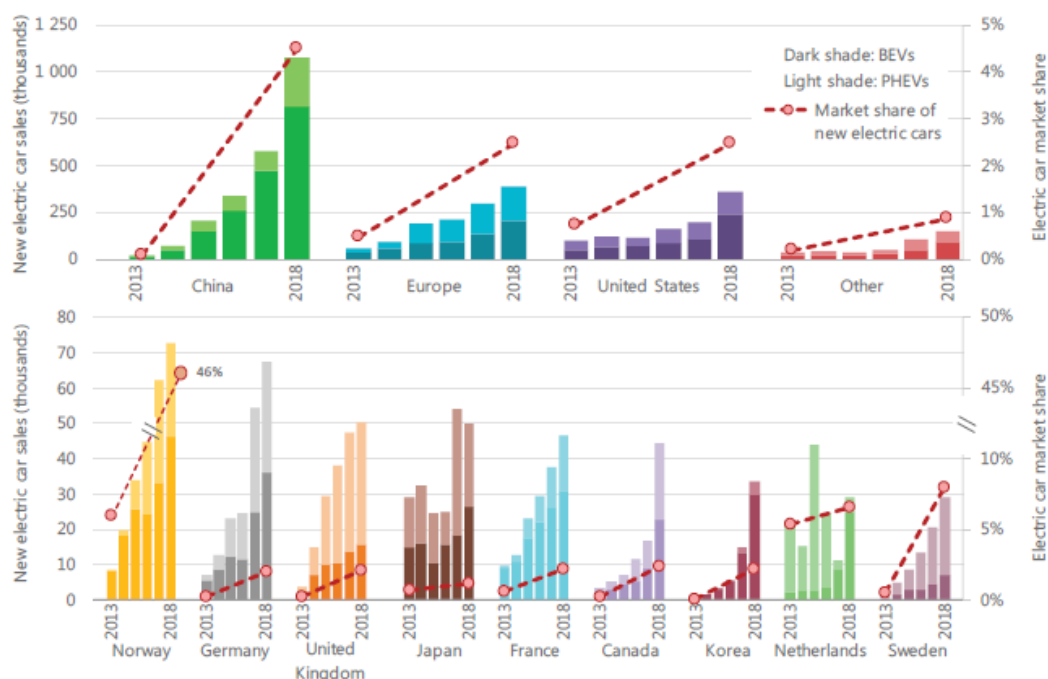
Graphique n° 13 : Évolution du stock de VE et VHT (véhicules légers non commerciaux)



Source : International Energy Agency, Global EV Outlook 2019, Scaling-up the transition to electric mobility, Mai 2019

Note : « Other » (autres) fait référence aux 10 pays ayant le plus de VE et VHR

La Norvège reste la plus performante en termes de parts de marché. Près de la moitié des nouvelles immatriculations concerne des VE ou des VHR. Avec la Suède, l'Islande et les Pays-Bas, elle est le seul pays à avoir une part de marché supérieure à 5 %.

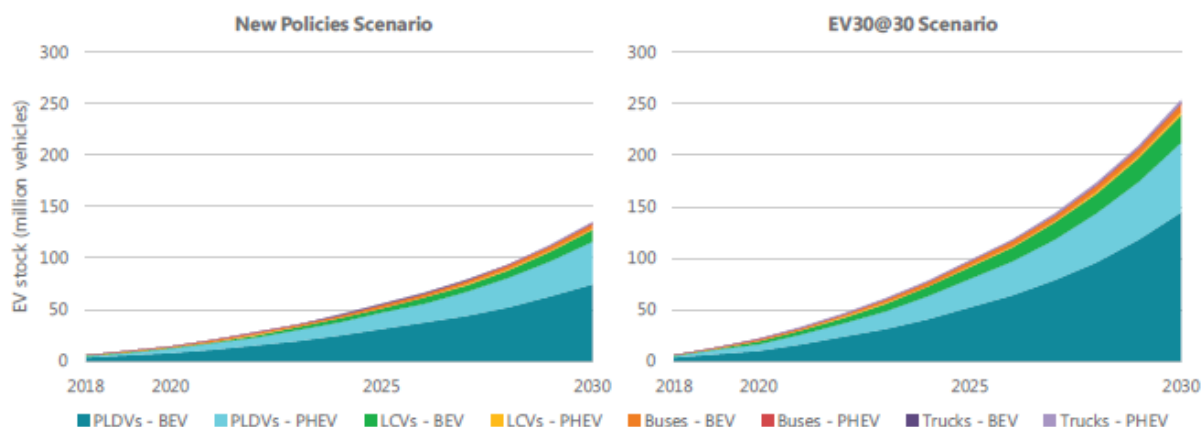
Graphique n° 14 : Ventes de véhicules électriques et parts de marché

Source: International Energy Agency, Global EV Outlook 2019, Scaling-up the transition to electric mobility, Mai 2019

Le scénario de l'IEA qui prolonge les tendances actuelles (New Policies Scenarios) estime que les véhicules électriques (hors 2 roues) pourraient représenter plus du quart des nouvelles immatriculations en Chine et en Europe en 2030. La situation des États-Unis est très contrastée selon les États.

Un autre scénario, plus ambitieux (EV 30@30)⁹⁸, estime que les ventes de VE et VHR pourraient atteindre en 2030 50 % de l'ensemble des ventes en Europe, 42 % en Chine et 30 % au Canada et aux États-Unis. Dans ce scénario, le nombre de VE et VHR en circulation serait de 250 millions.

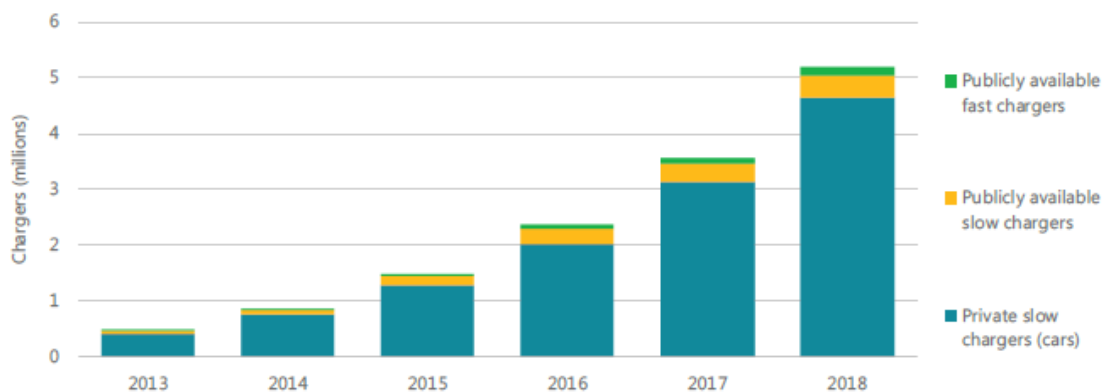
⁹⁸ Ce scénario repose sur un objectif collectif défini par 11 pays membres de l'IEA pour atteindre un taux de 30 % de véhicules électriques d'ici 2030 (hors 2 roues). La Chine, le Japon, le Canada et la France sont notamment signataires de cet accord.

Graphique n° 15 : Évolution du nombre de véhicules électriques et VHR en circulation (2018-2030)

Source: International Energy Agency, Global EV Outlook 2019, Scaling-up the transition to electric mobility, Mai 2019

Points de recharge

Le nombre de points de recharge est estimé à 5,2 millions, dont 540 000 accessibles au public. Près de la moitié d'entre eux sont en Chine. Moins de 6 % d'entre eux sont des points de recharge rapide mais les trois-quarts de ceux-ci sont en Chine.

Graphique n° 16 : Évolution du nombre de points de charge

Source: International Energy Agency, Global EV Outlook 2019, Scaling-up the transition to electric mobility, Mai 2019

La plupart des pays ont mis en place des politiques incitatives pour développer les infrastructures de recharge. L'Union européenne, comme la Chine, ont fixé un objectif d'une borne de recharge accessible au public par véhicule.

Les projections à 2030 reposent sur un taux annuel moyen d'augmentation de 31 % pour atteindre 127 millions de points de charges pour véhicules légers (tous types confondus).

Le nombre de points de charge accessibles au public pourrait atteindre selon les scénarios un nombre entre 10 et 20 millions en 2030. Ces chiffres reposent dans tous les

scénarios examinés sur l'hypothèse d'une augmentation de la capacité de chargement. Selon le scénario le plus ambitieux, les points de recharge rapide représenteraient 40 % des points de charge accessibles au public en 2030.

Annexe n° 10. Fin des synergies par métier et évolution du service commun

La loi du 8 avril 1946 a prévu la création, pour les activités de distribution, électricité et gaz, d'un service commun à EDF et à Gaz de France. Sans personnalité morale, son objectif était de mutualiser les moyens opérationnels pour la construction des ouvrages, la maîtrise d'œuvre des travaux, l'exploitation et la maintenance des réseaux et les opérations de comptage.

Le champ des activités mixtes a progressivement diminué. À partir du 1^{er} juillet 2004, EDF et Gaz de France ont mis en place leur propre réseau de distribution avec le maintien d'un opérateur commun EDF Gaz de France Distribution (EGD). Avec la filialisation des activités de distribution, le service commun est désormais assuré par ERDF et GrDF et ne comprend plus que trois champs d'intervention : l'activité de relève, les interventions clientèle et les fonctions logistiques et support (immobilier, gestion du contrat de travail).

L'évolution des modes d'intervention dans le cadre de l'ouverture des marchés et la mise en place de Linky et de Gazpar ont accentué la coupure entre les équipes des deux distributeurs avec le recentrage sur l'activité mono-énergie.

Le « démixage » s'est poursuivi avec la signature, en juillet 2014, d'un communiqué commun prenant acte de la disparition programmée des activités de relevés de compteurs et d'interventions sur les panneaux de comptage. Parallèlement, Enedis a développé, dans le cadre du projet Convergence, la polyvalence des métiers de l'exploitation et de la gestion de clients marquant la fin de la logique de spécialisation par métier.

Depuis mars 2018, le service commun se réduit à deux entités mixtes : l'une regroupe les activités de contrat de travail, études et médico-social et l'autre l'opérateur informatique et télécom regroupant les activités de téléphonie et de bureautique. Les activités supports des domaines véhicules, contentieux et assurance, formation et recrutement et achats tertiaires sont reprises en propre par chaque entreprise.

Malgré ces évolutions, les salariés des deux distributeurs continuent à relever juridiquement du service commun alors même que seuls 5 % d'entre eux exercent effectivement des missions pour les deux réseaux. Enedis et GrDF sont « co-employeurs » de ces salariés. Ainsi, leurs bulletins de paie sont établis à l'entête de ces deux entités. Les mesures salariales doivent être prises de manière concertée et les nominations sont cosignées, et ce quand bien même l'activité de l'agent serait exclusivement consacrée au gaz ou à l'électricité.

La Cour a souligné à plusieurs reprises la lourdeur de ce dispositif et recommandé aux acteurs concernés d'engager une concertation afin de mettre définitivement fin à ce dispositif, les activités communes aux deux distributeurs pouvant être précisées par voie conventionnelle.

Annexe n° 11. Résultats des concessions

Tableau n° 27 : Les concessions les moins/plus « rentables » (M€)

Concession	Résultats 2018	Concession	Résultats 2018
SDE-24	-25,0	SIPPEREC-75	137,0
FDEE DE LA CORRÈZE-19	-15,9	PARIS-75	82,4
SDEC-23	-15,6	SIGEIF-75	68,9
SIEDA-12	-14,2	METROPOLE EUROPEENNE DE LILLE - 59	51,3
SDEE LOT-ET-GARONNE-47	-12,7	FDE-62	47,5
SDE-03	-12,6	SMDEGTVO-95	50,4
SDEC CANTAL-15	-11,7	SE-60	43,4
FDE LOT-46	-11,2	SEY-78	41,8
SEHV-87	-11,0	USEDA-02	36,5
SDE HAUTE LOIRE-43	-9,4	SIGERLy-69	36,3

Source : données Enedis ; tableau Cour des comptes

Note : produits-charges avant contribution à l'équilibre

Annexe n° 12. Dispositif d'indemnisation en cas de coupure de longue durée

Le décret n° 2001-354 du 26 avril 2001 prévoyait, en cas de coupure longue, un abattement financé par le gestionnaire de réseau de la part fixe du TURPE payée par l'utilisateur. L'abattement s'établissait à 2 % pour une coupure de plus de six heures comprise entre 6 heures et 12 heures et à 4 % pour une coupure comprise entre 12 heures et 18 heures. À la différence de certains pays européens, le remboursement se fait automatiquement sans que l'utilisateur ait besoin de présenter une demande.

Ces dispositions ont été renforcées pour Enedis par la CRE estimait que l'abattement de 2 % était trop bas en comparaison des dispositifs mis en œuvre par les autres pays européens⁹⁹. La délibération tarifaire sur le TURPE 4 fixe le pourcentage de la pénalité à 20 % du montant annuel de la part fixe du TURPE par période entière de six heures d'interruption. Pour tenir compte des événements exceptionnels et éviter d'impacter trop fortement les finances du distributeur, le dispositif est encadré par un plancher et un plafond respectivement fixés à 25 M€ et 50 M€. En deçà et au-delà de ces limites, les indemnisations versées sont couvertes par le tarif.

La délibération sur le TURPE 5 a renforcé le dispositif en ramenant la durée d'interruption de six à cinq heures consécutives. Il a également modifié le mode de calcul de l'indemnité, désormais fondé sur une somme forfaitaire par tranche de cinq heures. Le plancher et le plafond de la pénalité ont été également modifiés et sont désormais fixés à 38 M€ et 80 M€.

L'impact financier pour Enedis a été renforcé sur l'ensemble de la période.

Tableau n° 28 : Évolution des pénalités de coupures longues

	TURPE 3bis		TURPE 4			TURPE 5	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<i>Montant (M€)</i>	-3	-4	-28	-28	-34	-67	-62
<i>Modalités</i>	2% de part fixe/6h		20% de part fixe/6h			forfait puissance /5h	

Source : Enedis

⁹⁹ Le décret de 2001 a été abrogé en 2014. Il ne subsiste donc que le dispositif mise en place par la CRE.

Annexe n° 13. Qualité d'alimentation – comparaisons entre départements

Tableau n° 29 : Départements ayant les temps de coupure moyens les plus/moins importants

<i>Départements</i>	2018	<i>Départements</i>	2018
<i>Dordogne</i>	177	<i>Paris</i>	21
<i>Corrèze</i>	170	<i>Deux-Sèvres</i>	22
<i>Ardèche</i>	152	<i>Val-de-Marne</i>	23
<i>Alpes de Haute-Provence</i>	148	<i>Vosges</i>	31
<i>Lozère</i>	134	<i>Haut-Rhin</i>	31
<i>Creuse</i>	129	<i>Côte-d'Or</i>	31
<i>Haute-Vienne</i>	125	<i>Pyrénées-Orientales</i>	32
<i>Cher</i>	115	<i>Meurthe-et-Moselle</i>	36
<i>Loire</i>	107	<i>Vienne</i>	38
<i>Ain</i>	101	<i>Hauts-de-Seine</i>	40
		<i>Doubs</i>	40

Note : critère B hors coupures RTE et événements exceptionnels

Source : données Enedis ; tableau Cour des comptes

Annexe n° 14. Qualité d'alimentation – comparaisons européennes

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) publie périodiquement des comparaisons sur la qualité de l'électricité dans les pays européens. Ses analyses sur la qualité de l'alimentation reposent sur des indicateurs communément utilisés dans la plupart des pays (durée moyenne d'interruption, fréquence moyenne d'interruption).

Le CEER relève néanmoins que les modes de calcul des différents indicateurs ou les périmètres utilisés varient d'un pays à l'autre. C'est le cas notamment de la notion d'événements exceptionnels. Certains pays prennent en compte uniquement les causes naturelles, d'autres ont une liste d'événements qualifiés d'exceptionnels (guerre, émeute, virus informatique de grande ampleur...), d'autres encore n'ont pas de définition légale. Le CEER plaide pour une harmonisation des critères.

Enfin, la comparaison est compliquée par les différences dans la structure des réseaux (longueur des réseaux, taux d'enfouissement) et la densité de population.

L'analyse des comparaisons entre les pays doit tenir compte de ces éléments. Par ailleurs, afin de faciliter les comparaisons, les tableaux ci-après reprennent les chiffres des pays similaires à la France et non l'ensemble des données du CEER.

La durée moyenne de coupure sur le réseau basse tension (coupures non planifiées et hors événements exceptionnels) était comprise en 2016 entre 19 minutes (Suisse) et 371 minutes (Roumanie). La France se situe sur tous les sous-critères en deçà de la moyenne des pays retenus dans le cadre de la présente analyse.

Tableau n° 30 : Durée moyenne de coupure (basse tension)

<i>Pays</i>	Travaux + Incidents hors EXC	Travaux + Incidents TCC	Incidents hors EXC	Incidents TCC	Travaux
<i>Suisse</i>	19	19	9	9	10
<i>Danemark</i>	19	19	15	15	4
<i>Luxembourg</i>	22	22	17	17	5
<i>Allemagne</i>	23	24	13	13	10
<i>Autriche</i>	38	55	24	41	14
<i>Royaume Uni</i>	42	50	38	47	4
<i>Espagne</i>	66	66	54	54	12
<i>Portugal</i>	66	78	64	76	2
<i>France</i>	67	71	49	53	18
<i>Suède</i>	88	94	69	76	19
<i>Italie</i>	116	144	37	65	79
Moyenne	51	58	35	42	16

Source: Enedis/cour des comptes; données CEER (Council of European Energy Regulators), Benchmarking report 6.1 on the continuity of electricity and gas supply, juillet 2019

Les performances sont meilleures s'agissant de la durée moyenne de coupure sur le réseau moyenne tension où la France se situe dans la moyenne européenne.

Il en est de même pour le critère de la fréquence moyenne de coupure.

Tableau n° 31 : Fréquence moyenne de coupure supérieure à 3 minutes (basse tension)

<i>Pays</i>	Travaux + Incidents hors EXC	Travaux + Incidents TCC	Incidents hors EXC	Incidents TCC	Travaux
<i>Luxembourg</i>	0,28	0,28	0,23	0,23	0,05
<i>Suisse</i>	0,3	0,3	0,2	0,2	0,1
<i>Danemark</i>	0,42	0,42	0,38	0,38	0,04
<i>Royaume Uni</i>	0,5	0,54	0,48	0,53	0,02
<i>Allemagne</i>	0,59	0,59	0,51	0,51	0,08
<i>Autriche</i>	0,72	0,86	0,59	0,73	0,13
<i>France</i>	0,84	0,84	0,7	0,71	0,14
<i>Espagne</i>	1,18	1,18	1,09	1,09	0,09
<i>Suède</i>	1,33	1,34	1,17	1,17	0,16
<i>Portugal</i>	1,46	1,65	1,45	1,64	0,01
<i>Italie</i>	1,91	2,17	1,5	1,76	0,41
<i>Moyenne</i>	0,87	0,92	0,75	0,81	0,11

Source: Enedis/cour des comptes; données CEER (Council of European Energy Regulators), Benchmarking report 6.1 on the continuity of electricity and gas supply, juillet 2019

Enedis fait valoir que les pays les plus performants en matière de qualité d'alimentation sont ceux dont la densité de population est la plus importante. Les quantités d'ouvrages par client y sont plus faibles et génèrent donc un nombre d'incidents moindre à caractéristiques égales. Les éléments transmis confirment cette analyse. On peut noter cependant que si les performances de la France s'améliorent quand on tient compte de la densité, elles restent significativement inférieures à la moyenne européenne en ce qui concerne le temps de coupure.

Tableau n° 32 : Critères de qualité corrigés de la densité de population

Pays	Travaux + Incidents hors EXC (min.)	Densité (hab./km ²)	Travaux + Incidents hors EXC ramené à une densité moyenne (min.)
Suisse	19	181	23
Danemark	19	126	16
Luxembourg	22	222	33
Allemagne	23	231	36
Autriche	38	98	25
Royaume Uni	42	247	70
Espagne	66	86	38
Portugal	66	118	52
France	67	112	50
Suède	88	22	13
Italie	116	195	152
moyenne	51		46

SAIDI – Critère B (durée moyenne de coupure par client basse tension, exprimé en minutes / an)

Pays	Travaux + Incidents hors EXC	Densité (hab./km ²)	Travaux + Incidents hors EXC ramené à une densité moyenne
Luxembourg	0,28	181	0,34
Suisse	0,3	126	0,25
Danemark	0,42	222	0,63
Royaume Uni	0,5	231	0,78
Allemagne	0,59	98	0,39
Autriche	0,72	247	1,19
France	0,84	86	0,49
Espagne	1,18	118	0,94
Suède	1,33	112	1,00
Portugal	1,46	22	0,22
Italie	1,91	195	2,50
moyenne	0,87		0,79

SAIFI – Critère FBT (fréquence moyenne de coupure >3 min. par client basse tension)

Source : Enedis

Annexe n° 15. Programme de modernisation du réseau de distribution

Les principaux axes de sécurisation et modernisation du réseau définis par Enedis sont les suivants :

- Sûreté des postes source en Zone urbaine dense (ZUD) : suite à l'incendie survenu le 12 janvier 2013 sur le poste de transformation électrique HTA/HTB de Levallois-Perret, il a été décidé d'améliorer la sûreté des 500 postes source situés en ZUD en identifiant les composants à plus fort risque, en augmentant le niveau de redondance sur les réseaux et les capacités de reprise par les réseaux adjacents.
- Renouvellement des câbles souterrains HTA : les câbles souterrains représentent près de 50 % de l'ensemble des câbles HTA. La canicule de l'été 2003 et les suivantes ont mis en évidence les défauts des câbles isolés au papier imprégné (CPI) et les câbles synthétiques de première génération. Il restait à la fin de 2018 près de 25 000 km de câble de ces technologies (sur un total de 313 000 km de câbles HTA souterrains), dont plus de 50 % présentent un risque important de défaut en cas de très fortes chaleurs. Le plan d'action vise à les renouveler à un rythme proche de 1 000 km/an.
- Renouvellement des câbles souterrains BT : les câbles souterrains représentent 46 % de l'ensemble des câbles BT. Certaines technologies (notamment câbles à isolation papier imprégné) sont responsables de la plupart des défaillances. Sont concernés 4 000 kilomètres qu'Enedis envisage de remplacer au rythme de 400 kilomètres par an ;
- Plan aléas climatiques : 51 000 km des réseaux HTA aériens (sur 324 000 km de réseaux aériens HTA) sont considérés à risque avéré. L'objectif est de traiter 2 000 km par an en pratiquant l'enfouissement ou le remplacement des éléments défaillants des ouvrages. Pour les câbles HTA qui ne sont pas risque avéré, il est prévu de remplacer les composants usés ou dégradés (à raison de 7 500 km par an).
- Risques d'inondation et de crues : Enedis met en place des appareillages « submersibles » ou restructure le réseau pour maintenir la continuité d'alimentation en cas de crue.
- Amélioration de la réactivité : mises en place d'organes de manœuvre télécommandés pour faciliter la remise en service rapide ; ils sont complétés par des outils de repérage à distance des zones en défaut. De même, sur le réseau BT, Linky permet de repérer des anomalies de tension et potentiellement les ouvrages en défaut. De même, l'utilisation de capteurs communicants et la numérisation des informations recueillies en temps réel sur les postes-sources est utilisé pour déterminer en temps réel l'état des ouvrages et de définir les cycles et les interventions de maintenance en fonction des caractéristiques mesurées.
- Résorption du fil nu en réseau aérien BT : les réseaux aériens en fil nus (usuellement en cuivre) représentent encore 61 000 km soit 16 % du total du réseau aérien en BT et génèrent dix fois plus d'incidents que les câbles torsadés. Les fils nus de faible section (<20 mm²) qui en représentent le tiers portent l'essentiel du risque. L'objectif est d'en résorber près de 90 % à horizon 2035/2040. Il est à noter que les zones à traiter sont partagées 50/50 avec les autorités concédantes dans le cadre de leur maîtrise d'ouvrage.

Annexe n° 16. Comparaison entre les trajectoires prévisionnelles d'investissement prévues dans les délibérations tarifaires et les dépenses effectives

Sur la période couverte par le TURPE 3 (2009-2012), le montant prévisionnel des investissements hors Linky¹⁰⁰ s'élève à plus de 11 Md€. Les dépenses effectivement réalisées sont inférieures de plus de 300 M€. L'ajustement a essentiellement porté sur les dépenses d'amélioration de la qualité de la desserte.

Tableau n° 33 : Évolution des dépenses d'investissement (2009-2012)

	Prévisionnel	Réalisé	Écart
Total dépenses	11 102	10 763	- 339
<i>Dont raccordement/renforcement</i>	5 695	5 750	55
<i>Dont qualité</i>	3 301	2 867	- 434

Source : chiffres Enedis ; tableau Cour des comptes

Pour la période TURPE 4, les premières consultations menées en septembre 2012 visaient un montant d'investissement de plus de 14,1 Md€ sur la période 2013-2016. À la suite de l'annulation du TURPE 3, la trajectoire finalement retenue dans la décision tarifaire s'élève à 13,6 Md€ sur la période 2014-2017, soit – 500 M€ de moins.

Malgré cette correction, le montant réalisé sera inférieur de plus de 1,1 Md€ (- 8 %) et s'établit à 12,5 Md€. Une grande partie de ce décalage est imputable à une mauvaise estimation des dépenses de raccordement de raccordement clients, moindres qu'attendues. En revanche, le décalage a été limité pour les dépenses consacrées à la qualité du réseau en raison des efforts dédiés à la sécurisation des postes sources en zone urbaine dense, en 2015 et 2016 notamment.

Tableau n° 34 : Évolution des dépenses d'investissement (2014-2017)

	Prévisionnel	Réalisé	Écart
Total dépenses	13 590	12 483	- 1 107
<i>Dont raccordement/renforcement</i>	6 896	5 769	- 1 127
<i>Dont qualité</i>	3 926	3 851	- 75

Source : données Enedis ; tableau Cour des comptes

La trajectoire prévisionnelle du TURPE 5 (2017-2020) s'élève à 13,3 Md€. Les deux premières années se caractérisent de nouveau par une exécution inférieure à la trajectoire (- 123 M€, dont la moitié sur les dépenses de qualité).

¹⁰⁰ La CRE avait retenu dans ses trajectoires prévisionnelles 773 M€ consacrées à la première année de généralisation de Linky. Ce scénario d'un déploiement rapide du compteur communicant a été abandonné.

Annexe n° 17. Évolution du nombre d'incidents

Tableau n° 35 : Évolution du nombre d'incidents (réseau moyenne et basse tensions)

Catégorie Siège	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
HTA aérien	17 919	17 753	16 345	17 788	17 240	15 596	13 794	14 612	16 577	15 762
HTA souterrain	8 219	8 281	7 516	7 660	7 304	5 810	6 971	5 609	6 293	6 893
Poste HTA/BT	6 117	5 712	4 825	4 127	2 827	2 758	2 345	2 213	2 274	2 639
HTA autre	1 292	1 136	532	517	277	134	139	178	179	311
Total incidents HTA	33 547	32 882	29 218	30 092	27 648	24 298	23 249	22 612	25 323	25 605

Catégorie Siège	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
BT aérien	22 994	23 273	20 395	22 890	24 550	25 941	24 186	25 232	27 702	25 788
BT souterrain	11 496	11 733	10 222	11 613	12 197	11 742	12 522	13 789	13 109	15 358
Poste HTA/BT	10 610	12 192	8 215	11 722	7 832	8 257	9 273	9 756	10 714	12 944
BT autre	2 245	2 341	2 203	3 656	5 959	3 846	3 809	4 287	4 888	5 567
Total incidents BT	47 345	49 539	41 035	49 881	50 538	49 786	49 790	53 064	56 413	59 657

Source : Enedis