

Rapport

Les réseaux d'électricité, vecteurs du nouveau modèle européen décarboné

*Par Michel Derdevet
Membre de Synopia*

Mai 2020

Michel Derdevet, diplômé d'HEC et d'un DEA de droit public, est un essayiste français spécialisé sur le sujet de l'énergie. Il enseigne à Sciences Po Paris et au Collège d'Europe de Bruges.

Il est l'auteur de plusieurs ouvrages de référence, notamment « Energie, pour des réseaux électriques solidaires » co-écrit avec Alain Beltran et Fabien Roques (2017), « Energie, l'Europe en réseaux – Douze propositions pour une politique commune en matière d'infrastructures énergétiques », rapport remis au Président de la République (2015), et « L'Europe en panne d'énergie » (2009).

Michel Derdevet occupa successivement différents postes à EDF, dont ceux de Délégué général adjoint aux affaires communautaires, Directeur de la Communication et des Affaires Publiques de RTE et Secrétaire général, membre du Directoire d'Enedis.

Auparavant, son parcours l'amena aussi à exercer en cabinets ministériels les fonctions de chef de Cabinet de Martin Malvy, au porte-parolat du Gouvernement puis au ministère du Budget, et de chef de Cabinet de Christian Pierret, Ministre de l'Industrie.

SOMMAIRE

PREFACE DE CLAUDE MANDIL, MEMBRE DE SYNOPIA, ANCIEN DIRECTEUR EXECUTIF DE L'AGENCE INTERNATIONALE DE L'ENERGIE

AVANT-PROPOS D'ALEXANDRE MALAFAYE, PRESIDENT DE SYNOPIA

INTRODUCTION DE DOMINIQUE RISTORI, ANCIEN DIRECTEUR GENERAL DE L'ENERGIE A LA COMMISSION EUROPEENNE

INTRODUCTION GENERALE

PREMIERE PARTIE

I. État des lieux du rôle des réseaux électriques et de leur organisation en Europe après 25 ans de libéralisation

- A. Depuis les années 1990, une intégration européenne par les réseaux réussie, mais sans projet industriel commun
- B. Une intégration des marchés européens qui a préservé les spécificités nationales
- C. Les gestionnaires de réseaux deviennent des facilitateurs de marchés et de services pour les fournisseurs, les consommateurs et les collectivités

II. Les réseaux sont à l'articulation de différentes dimensions de la transition énergétique

- A. L'intégration des énergies renouvelables
- B. Le développement de la mobilité électrique, qui imposera à moyen terme un pilotage de la recharge partout en Europe
- C. Le déploiement des *smart meters*, un enjeu majeur pour un partage élargi des données de consommation et de production

III. Les réseaux incarnent un vrai enjeu industriel et de souveraineté pour l'Europe

- A. Un enjeu de financement qui doit être un pan essentiel du futur « green deal » européen
- B. Les réseaux deviennent des enjeux clefs de politique industrielle
- C. Une numérisation du système qui porte des enjeux de souveraineté

IV. Les réseaux au cœur des nouvelles attentes territoriales et des questions de solidarité

- A. Des gestionnaires de réseaux de plus en plus au service des collectivités
- B. Articuler autoconsommations, « communautés énergétiques citoyennes » et solidarités territoriales
- C. Une restructuration des tarifs partout en Europe, qui doit concilier soutien à la transition énergétique, juste rémunération du rôle assurantiel des réseaux et lutte contre la précarité énergétique

DEUXIEME PARTIE – PANORAMA DES PRINCIPALES MUTATIONS ENGAGEES EN EUROPE

I. L'Allemagne entre *rekommunalisierung* et concentration

- A. Organisation de la distribution
- B. Qualité d'alimentation
- C. Tarifs d'acheminement
- D. A côté du *rekommunalisierung*, la naissance d'un nouveau géant des réseaux

II. L'Italie ou une stratégie industrielle en matière de réseaux

- A. Organisation de la distribution
- B. Enel, un pionnier dans le champ du régulé

III. En Espagne, Iberdrola est un pionnier des réseaux

- A. Organisation de la distribution d'électricité
- B. Iberdrola, précurseur d'une stratégie régulée

CONCLUSION

RECOMMANDATIONS

Recommandation 1 : Optimiser l'intégration durable des énergies renouvelables aux réseaux

Recommandation 2 : Finaliser les « autoroutes vertes » européennes

Recommandation 3 : Pour un règlement général de protection des données énergétiques européennes

Recommandation 4 : Européaniser la vigilance en matière de cybersécurité

Recommandation 5 : Pour une filière industrielle européenne des *smart grids*

Recommandation 6 : De l'« Airbus des batteries » à un « Airbus européen du stockage stationnaire »

REFERENCES & BIBLIOGRAPHIE

PRÉFACE

**Claude Mandil,
Membre de Synopia,
ancien Directeur Exécutif de l'Agence internationale de l'énergie**

Si vous demandez à une personne dans la rue en quoi son approvisionnement en électricité le préoccupe, il vous parlera certainement de la façon dont l'électricité est produite et de la nécessité de l'économiser. Il est très peu probable qu'il se préoccupe des réseaux de transport et de distribution, dont le coût représente pourtant la moitié de sa facture d'électricité ! De même que la pandémie a mis en lumière certains métiers discrets mais essentiels, de même les réseaux sont l'activité discrète mais essentielle du système électrique. Plutôt que d'attendre une grande panne (le grand « black-out ») à l'échelle européenne, qui serait le pendant de la pandémie révélatrice, il est préférable d'alerter l'opinion dès maintenant sur les enjeux, les réussites et les risques de l'activité de réseau.

C'est ce que fait avec clarté et compétence le rapport établi par le meilleur expert français du domaine, Michel Derdevet, et publié par Synopia. Ce rapport montre les succès remarquables de l'activité européenne de réseau au cours des trente dernières années, mais aussi la fragilité du secteur, faute d'une cohérence suffisante des politiques européennes et d'une reconnaissance de l'urgence des investissements. Il crève délicatement quelques baudruches, comme l'idée très répandue que le développement des énergies réparties permettrait de réduire les besoins en réseaux, alors que c'est exactement le contraire du fait de l'intermittence des productions et de la très grande différence entre les situations des pays européens, qui sont analysées en détail. Il souligne sans emphase les succès remportés par notre pays, comme le développement du compteur Linky, absurde-ment contesté ici et là. Il rappelle un enjeu essentiel mais trop rarement mentionné : la neutralité carbone en 2050 suppose un développement massif du véhicule électrique ... et donc du réseau de stations de recharge, avec une inquiétude sur la gestion des pointes de consommation. Ce n'est pas tout : il rappelle les enjeux de souveraineté européenne derrière les grandes manœuvres industrielles qui ont déjà commencé et qui impliquent notamment des entreprises chinoises de réseau.

Après le constat, les propositions. Michel Derdevet en formule six, qui s'inscrivent dans une perspective résolument européenne, ce qui ne veut pas dire uniforme, car notre auteur sait à quel point l'histoire, la géographie et la politique ont façonné les réseaux sur une base nationale, donc très diverse. Il faut souhaiter que le « Green Deal » préparé par la Commission européenne se nourrisse de ce rapport et s'empare de ses propositions.

AVANT-PROPOS

**Alexandre Malafaye,
Président de Synopia**

« L'UE sera le résultat de ce que nous accomplirons ensemble, ou ne sera plus »

Le 9 mai 1950, Robert Schuman prononça un discours mémorable au cours duquel il affirma que « l'Europe ne se fera pas d'un coup, ni dans une construction d'ensemble : elle se fera par des réalisations concrètes, créant d'abord une solidarité de fait ».

C'est dans le prolongement de l'état d'esprit européen qui animait nos glorieux libérateurs que fut posée la première pierre de l'Union : la CECA qui mettait en commun les productions françaises et allemandes de charbon et d'acier, cinq ans à peine après l'armistice du 8 mai 1945.

L'Europe devenait ainsi une promesse de paix, de progrès et d'espoir pour ses habitants, et l'énergie fut le premier projet stratégique sur lequel il devint possible de faire reposer la cohésion et la solidarité au sein du vieux Continent.

70 ans plus tard, alors que l'UE se voit durement bousculée par un virus chinois – et se trouve menacée de disparation –, ne devrait-elle pas se réinventer en prenant appui sur la pierre qui a permis sa fondation, en particulier cette « solidarité de fait » autour de l'énergie ?

C'est la thèse défendue avec justesse par notre ami Michel Derdevet dans ce rapport.

Fort de son expérience exceptionnelle, et avec le recul qui est désormais le sien, il présente les réseaux énergétiques européens, par nature déjà mutualisés et reliant les pays de notre continent, comme une chance pour une relance industrielle plus que nécessaire pour nos économies et la sauvegarde des emplois.

A l'appui de cette ambition, Michel Derdevet, membre fondateur de notre Think Tank, esquisse six propositions de coopérations renforcées entre Européens pour favoriser l'essor des énergies renouvelables et transformer les réseaux qui les acheminent en infrastructures résilientes, adaptées aux défis de ce siècle.

D'aucuns diront qu'accomplir un tel pas vers nos voisins et partenaires européens constituerait un renoncement à notre indépendance nationale. Quelle erreur ! Mutualiser et partager nos efforts industriels, dans ce moment d'attrition des budgets publics et privés, aura pour effet de nous rendre plus forts ensemble et d'accélérer la nécessaire adaptation de nos économies aux enjeux cruciaux du réchauffement d'une planète bientôt peuplée de 10 milliards d'habitants.

L'indépendance et la souveraineté de notre chère Europe – notre seule Europe ! – passent cette maîtrise des infrastructures énergétiques et leur adaptation aux nombreux défis qu'elles devront affronter (cybersécurité, digitalisation, etc.).

Nous sommes heureux et honorés que Michel Derdevet ait choisi notre think tank pour publier cette remarquable contribution à la pensée stratégique européenne en ce jour de 70° anniversaire.

Enfin, un grand merci Claude Mandil et Dominique Ristori qui ont bien voulu accorder à ce travail leur attention et lui adresser dans les pages qui suivent un premier accessit qui ne manquera pas de faire rougir son auteur.

INTRODUCTION

Dominique Ristori, ancien Directeur Général de l'Énergie à la Commission européenne

Le Rapport de Michel Derdevet met l'accent sur les réseaux de transport et distribution qui représentent une composante essentielle du marché électrique européen. Aujourd'hui, ces réseaux prennent une importance encore plus stratégique dans le double contexte de la transition énergétique et de la souveraineté. Pour réussir la transition énergétique et notamment l'intégration des énergies renouvelables, des infrastructures de transport et de distribution solides ainsi qu'un réseau européen intégré sont indispensables.

La part des énergies renouvelables dans la production d'électricité atteindra plus de 50% en 2030 et la grande majorité de ces nouvelles installations sera raccordée aux réseaux.

Les besoins d'échanges d'électricité seront plus importants à l'intérieur du marché européen et par conséquent les interconnexions, c'est à dire les liens physiques permettant les échanges transfrontaliers, devront être encore plus développées.

La liste des Projets d'intérêt Commun, adoptée sur base du règlement pour les infrastructures européennes, renforce désormais fortement la priorité accordée aux projets électriques et aux réseaux intelligents compte tenu de leur impact pour la décarbonisation du bouquet énergétique et pour la réussite de la transition.

Le soutien européen décidé dans ce cadre pour le projet de ligne électrique traversant le golfe de Gascogne, qui devrait doubler la capacité d'échange entre la France et l'Espagne, en est l'illustration et permettra de mieux intégrer toute la péninsule ibérique dans le marché européen.

Mais cet effort concerne toute l'Europe, du Nord au Sud et de l'Est à l'Ouest, grâce au travail intense engagé par la Commission avec tous les États membres et les acteurs économiques et avec l'appui précieux du Parlement européen. Des groupes régionaux à haut niveau ont été mis en place et d'importants progrès ont été réalisés et ont mis largement fin aux îlots énergétiques.

Avec la synchronisation prochaine des trois réseaux électriques des États baltes avec le réseau continental l'Europe disposera d'un niveau d'intégration très élevé représentant un atout incontestable pour garantir une énergie sûre, durable et compétitive. Les interconnexions rendent ainsi les États et leurs populations plus proches les uns des autres au-delà des effets économiques, environnementaux et de sécurité.

En même temps, le paquet "Une énergie propre pour tous les européens" qui a été adopté en 2019, avec le soutien massif du Parlement européen et des États membres, met en place un véritable "New Deal" pour les consommateurs. Il représente certainement le cadre réglementaire le plus avancé au monde pour faciliter la transition énergétique et les investissements durables. Il anticipe une part nouvelle du marché électrique décentralisée, dans laquelle les consommateurs prennent à leur compte la transition énergétique et bénéficient des nouvelles technologies pour prendre une part active au marché. Le consommateur pourra, s'il le souhaite, produire, stocker ou vendre son électricité. Grâce aux compteurs intelligents il aura la possibilité d'adapter au mieux sa consommation et contrôler sa dépense.

Le rôle des distributeurs européens, en contact direct avec le consommateur final, s'en trouve accru de manière importante. L'énergie représente en moyenne 6% des dépenses annuelles des ménages mais beaucoup plus pour les plus modestes. Lutter contre la précarité énergétique est donc un enjeu social majeur qui demande de promouvoir le droit à l'énergie dans le cadre du modèle social européen.

L'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments sociaux est un moyen efficace pour réduire la facture énergétique et augmenter le confort de vie. La transition vers une énergie propre ne doit pas être à deux vitesses, mais au contraire une opportunité pour réduire les disparités entre les territoires et assurer une plus grande justice sociale.

L'énergie est au cœur de nos sociétés et de notre vie quotidienne. Elle est toujours indispensable et, encore plus, au cœur des crises les plus inédites comme celle que des milliards d'êtres humains traversent aujourd'hui avec le coronavirus. D'où l'enjeu de souveraineté et la nécessité de conserver et de protéger le système énergétique.

L'énergie a été le premier secteur à mettre en avant ce besoin dès le rapport sur la sécurité énergétique de Mai 2014. Il préconisait de protéger les infrastructures stratégiques vis à vis d'entités extérieures à l'Union européenne, qui pourraient tenter de pénétrer le marché européen ou d'entraver la diversification au détriment du développement du réseau et des infrastructures. La législation récente sur le screening des investissements étrangers en Europe dans les domaines stratégiques est une avancée dans ce sens.

En outre la coopération entre gestionnaires de réseaux européens demandera à être encore développée. Elle pourrait d'ailleurs concerner non seulement les réseaux de transport et de distribution mais également les producteurs de câbles dans une approche industrielle efficace et moderne. Les besoins sont européens, mais aussi régionaux et mondiaux avec une priorité évidente pour le partenariat entre l'Europe et l'Afrique, pour laquelle le développement de systèmes énergétiques durables - y compris en ce qui concerne les réseaux- est un enjeu majeur. Le droit à l'énergie est un droit universel, et l'Europe doit aider le continent voisin à mettre fin à une situation où des centaines de millions d'africains n'ont toujours pas accès en 2020 à l'électricité.

Le parcours professionnel de Michel Derdevet a toujours pris en compte la dimension européenne, qu'il a soutenue dès les premiers instants au milieu des années 1990. J'y ajoute la dimension sociale, indispensable à la politique énergétique. Cette préface est aussi un témoignage personnel d'amitié et de reconnaissance.

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Dans le débat public, qu'il soit français ou européen, les réseaux d'énergie constituent souvent un « angle mort » des politiques énergétiques, largement structurées par ailleurs par les enjeux liés à la production ou à la consommation.

Lors de la présentation du *Green Deal*, mi-décembre 2019 à Bruxelles, les médias et l'opinion n'ont ainsi retenu que les différences d'approche entre États membres concernant la composition du mix de production électrique, alors que la Commission européenne venait avec justesse de tracer une ambition politique adaptée à la période de bouleversements climatiques majeurs qu'affronte notre planète.

Cette ambition devra plus que jamais, au lendemain de l'épisode sanitaire que nous traversons, être confirmée et confortée. Car l'effondrement instantané du prix des énergies fossiles ne doit pas nous faire oublier le défi climatique à moyen-long terme, qui suppose de converger rapidement vers une Europe décarbonée.

La manière de relever ce défi dépendra bien sûr des choix effectués dans chaque État Membre – et, de plus en plus, dans chaque région ou collectivité –, mais les solutions trouvées devront s'insérer dans des systèmes énergétiques dont les réseaux forment déjà, sur des millions de kilomètres, l'architecture.

Une responsabilité particulière incombe collectivement à notre Union : les Européens furent les premiers à faire « communautés » autour du charbon et de l'acier (1951), de l'énergie atomique (1957), puis de la lutte contre le dérèglement climatique, à la fin du dernier demi-siècle.

Pionniers, nous sommes restés aux avant-postes face aux défis technologiques (déploiement de nouveaux moyens de production, rénovation massive des parcs immobiliers, invention de nouveaux modèles énergétiques locaux), sociétaux (acceptabilité d'une évolution des modes de vie) et économiques (activation de nouveaux circuits de financement et mobilisation de l'épargne), qui structurent la transition énergétique.

Mais aujourd'hui, à l'heure des « communautés citoyennes », continuer à « faire système », grâce aux réseaux, afin de délivrer une énergie (électricité et gaz) dans les meilleures conditions d'efficacité et de coût, reste un impératif absolu pour la sécurité d'approvisionnement des Européens, notre confort de vie, la compétitivité de nos entreprises et donc de nos emplois.

Cette exigence doit être confortée car les réseaux énergétiques européens sont soumis à un cahier des charges profondément renouvelé, avec la nécessité d'accompagner la décentralisation des moyens de production, de favoriser l'émergence de nouveaux usages (tels les véhicules électriques) et d'assurer les solidarités entre États et régions. Cela en préservant un égal accès aux services énergétiques pour que la transition soit inclusive, sans discrimination à l'encontre des citoyens les plus fragiles économiquement. Car, comme l'indiquent les récentes conclusions de la Convention Citoyenne pour le Climat, nos concitoyens attendent avant tout une transition efficace et juste.

Depuis plus de soixante-dix ans, la France a pu pour sa part s'appuyer sur une organisation nationale de ses réseaux électriques ayant garanti une absence d'incident majeur, l'un des tarifs d'acheminement parmi les plus compétitifs d'Europe (qui représente 50 % de la facture HT des consommateurs), une solidarité territoriale et la constitution d'entreprises de grande stature industrielle.

L'histoire de l'électricité et des réseaux, c'est aussi en France, depuis plus d'un siècle, l'intégration progressive de systèmes locaux, communaux, vers des systèmes de plus en plus larges, qui a apporté indubitablement des économies d'échelle et une qualité de fourniture pour tous les consommateurs (foisonnement des charges, optimisation des productions et des ressources locales et régionales, etc.).

Pourtant, aujourd'hui, trois dynamiques questionnent cette organisation historique, issue pour l'essentiel du lendemain du second conflit mondial, et contribuent à faire des réseaux d'électricité en particulier un enjeu clef en matière de succès de la transition énergétique, de développement d'une nouvelle filière industrielle des *smart grids*, d'acceptabilité et de compétitivité du tarif.

Tout d'abord, la **transition énergétique** confère aux réseaux électriques, et notamment de distribution, un rôle nouveau puisqu'ils devront intégrer des centaines de milliers d'installations de production renouvelable, diffuses dans les territoires, et des millions de points de charges de véhicules électriques.

Cela impose de repenser en profondeur leur fonctionnement, car ils n'ont pas été conçus pour ces fonctions de collecte des énergies renouvelables et de mobilité durable, qui bouleversent techniquement et économiquement leur gestion. Pour y parvenir, les réseaux de distribution seront au cœur de la **numérisation** du système énergétique, avec aujourd'hui le déploiement des compteurs communicants Linky et Gazpar, et demain le déploiement à grande échelle des *smart grids*. Le tout signifie un accroissement des investissements sur ces infrastructures, mais aussi l'impérieuse nécessité de s'assurer d'un cadre réglementaire/régulatoire adapté pour les gestionnaires de réseaux et pour les nouveaux acteurs locaux qui souhaitent s'impliquer autour des enjeux territoriaux de demain.

Car cette évolution du système énergétique est aussi caractérisée par une réelle **décentralisation** de la politique énergétique, qui s'accompagne de compétences nouvelles pour les collectivités¹ et d'une appétence renforcée de celles-ci à s'emparer de la question énergétique.

Concessionnaires depuis la grande loi du 15 juin 1906², les gestionnaires de réseau de distribution sont historiquement liés aux collectivités, et les évolutions en cours vont renforcer à l'évidence cette interdépendance. Mais la transmission de données pour élaborer leurs politiques territoriales, l'aménagement d'éco-quartiers, le développement de plans de mobilités, l'insistance récurrente sur les approches multi-fluides dépassent le simple cadre des Autorités Organisatrices de la Distribution d'Énergie, et sont autant de champs nouveaux renforçant les interactions entre les nouveaux acteurs locaux (EPCI, métropoles, etc.) et les gestionnaires d'infrastructures.

Enfin, les réseaux font l'objet, partout en Europe, d'importants **mouvements de restructurations capitalistiques et industrielles**, extrêmement différents en termes de stratégie. En Italie, Enel s'est spécialisé sur le secteur régulé et a ainsi fait le choix d'une expansion à l'international, notamment en Espagne et en Amérique du Sud. L'opérateur chinois State Grid Corporation of China (SGCC) poursuit la même stratégie, mais avec une approche offensive, en s'accaparant de larges pans des réseaux européens de transport, que ce soit au Portugal, en Grèce, ou en Italie³. L'Allemagne ne fut pas en reste ces derniers mois, en engageant un échange global d'activités et d'actifs entre RWE et E.On, cette dernière récupérant les réseaux de distribution du premier.

¹ Lois MAPTAM en 2014, NOTRE en 2015, LTECV en 2015.

² Cf. « Énergie, pour des réseaux électriques solidaires » Alain Beltran, Michel Derdevet, Fabien Roques – Descartes & Co – 2017.

³ Cf. « La coopération énergétique avec la Chine, entre yin et yang », M. Derdevet, in la Revue de l'Énergie n° 641, Janvier 2019.

L'ensemble de ces recompositions fait émerger des acteurs disposant de tailles croissantes, à même d'être prescripteurs de solutions technologiques d'avenir. En ce sens, l'organisation nationale des réseaux en France fait de moins en moins office d'exception.

Dans le même temps, de nouveaux acteurs tels que les GAFAM, qui étaient jusqu'ici hors du champ de l'énergie, s'investissent de plus en plus fortement sur le sujet afin d'en capter une part de valeur ajoutée.

Il y a ainsi une accélération du temps sur un secteur devenant stratégique, qui est totalement ignoré dans sa globalité en France. Plusieurs enjeux sont dès lors cruciaux qu'il convient de concilier depuis la réponse à des attentes renforcées des collectivités jusqu'à l'impératif d'assurer une masse critique des opérateurs pour porter les nouveaux enjeux industriels des *smart grids* et de la digitalisation, le tout en assurant une optimisation de l'efficacité et des coûts de ces infrastructures.

Dans cette perspective, il apparaît pertinent de comparer les différents systèmes mis en place dans les différents États européens pour répondre à ces enjeux communs. De fait, si les différentes directives ayant organisé la libéralisation du système depuis la fin des années 1990 ont pu fournir un cadre partagé, celui-ci s'est avéré suffisamment souple, permettant ainsi que les États-membres conservent leurs modes d'organisation historiques. Ces derniers varient très largement d'un pays à l'autre, qu'il s'agisse de la structuration autour d'opérateurs nationaux, régionaux ou locaux, des missions confiées aux gestionnaires, ou des choix adoptés en matière de qualité, de structuration des tarifs, etc.

La présente synthèse vise ainsi à esquisser *in fine* six propositions européennes, sur la base d'une analyse des principaux enjeux auxquels sont confrontés aujourd'hui les gestionnaires de réseau (1^{ère} partie) et de la façon dont les différents États membres y répondent, dans un « kaléidoscope » d'organisations et de régulations qui pourrait à terme fragiliser au plan industriel le « vieux continent » face aux grands acteurs mondiaux (2^{ème} partie).

PREMIÈRE PARTIE

Le diagnostic : dans les années à venir, les réseaux d'énergie européens vont être au cœur d'enjeux cruciaux pour le succès de la transition énergétique, tant en termes industriels, de souveraineté que de solidarités

I. État des lieux du rôle des réseaux et de leur organisation en Europe après 25 ans de libéralisation

A. Depuis les années 1990, une intégration européenne par les réseaux réussie, mais sans projet industriel commun

Sans revenir en détails sur les différentes directives ayant libéralisé le système énergétique européen depuis les années 1990, il convient néanmoins d'en tirer un constat et deux enseignements vis-à-vis du rôle des réseaux dans la transition énergétique.

Les infrastructures énergétiques ont été dès l'origine conçues comme les vecteurs neutres, équitables et non-discriminatoires d'un marché intérieur de l'énergie où chaque consommateur européen peut, grâce à elles, opter pour le fournisseur de son choix, par-delà les territoires/frontières et les organisations traditionnelles⁴.

Afin de garantir cet accès non discriminatoire aux réseaux, les directives communautaires ont imposé la séparation juridique des gestionnaires de réseaux, ce qui a conduit en France à la filialisation au sein d'EDF de RTE en 2005, puis d'ERDF (*devenu Enedis en 2016*) au 1^{er} janvier 2008.

Au-delà de cette indépendance juridique, ces mêmes directives ont imposé aux gestionnaires de réseaux qui font partie d'une entreprise verticalement intégrée des obligations d'indépendance fonctionnelle et managériale⁵.

Vingt ans plus tard, on peut raisonnablement constater que l'objectif de séparation des activités concurrentielles et régulées est atteint. La libéralisation a permis **une meilleure intégration des marchés européens de l'énergie**. Les directives ont permis, pour les réseaux de transport, de mettre en place très rapidement, dans tous les pays, des gestionnaires de réseaux répondant pleinement aux exigences d'indépendance⁶ ; elles ont garanti pour les réseaux de distribution les mêmes principes, via l'accès neutre, équitable et non discriminatoire des tiers aux réseaux, permis par la création de gestionnaires de réseaux indépendants pour ceux comptant plus de 100 000 clients ; enfin, chaque pays s'est doté d'autorités de régulation indépendante, afin de réguler ces gestionnaires, veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux, évaluer les investissements et appuyer les nouvelles technologies et l'amélioration de l'efficacité de l'ensemble.

Au plan économique, la nouvelle architecture européenne des marchés de l'énergie aura indiscutablement contribué à améliorer la transparence des coûts et des prix, sur tous les maillons de la chaîne de valeur. Ce qui est un préalable évident à la fixation d'un prix juste et fondé.

⁴ Pour un tour d'horizon complet des « fondamentaux », cf. « Les nouvelles régulations électriques », Traité EGEM, deux volumes, Hermès Science, septembre 2012.

⁵ Cf. l'article 26 de la directive n° 2009/72/CE du 13 juillet 2009.

⁶ Cf. la loi du 10 février 2000 en France créant Réseau de Transport d'Electricité (RTE).

L'intégration des marchés européens de l'énergie a ainsi permis une optimisation des capacités entre les différents pays, générant ainsi des économies substantielles. Le rapport Booz & Co pour la commission Européenne chiffrait ainsi les gains annuels à l'horizon 2030 entre 12,5 et 40 Md€⁷.

Les estimations de l'European Climate Foundation sont du même ordre de grandeur avec 426 Md€ entre 2020 et 2030⁸. Au-delà de ce gain économique, **le renforcement des interconnexions et des interactions entre territoires a incontestablement contribué à améliorer la sécurité d'approvisionnement** à travers une solidarité au sein de l'Union européenne.

Néanmoins, il y a un revers à la médaille. **Cette intégration des marchés européens et ces règles communes ne se sont pas accompagnées de la mise en place d'une stratégie et d'une vraie politique industrielle européenne.** Cela s'explique selon nous par trois raisons : l'ouverture à la concurrence a d'abord dominé idéologiquement le débat européen jusqu'à la fin des années 2000⁹, au point d'en faire oublier que le marché de l'énergie ne peut pas fonctionner comme un marché concurrentiel standard¹⁰ ; ensuite, les enjeux nouveaux relatifs aux réseaux dans le cadre de la transition énergétique et des mutations numériques n'ont été réellement perçus qu'à compter des années 2010 ; enfin, l'Europe avait peut-être un peu vite sous-estimé à quel point l'organisation des réseaux énergétiques a toujours relevé de spécificités nationales, ancrées dans l'histoire, la géographie et la culture de chaque pays.

B. Une intégration des marchés européens qui a préservé les spécificités nationales

Effectivement, la logique d'intégration et les règles communes adoptées n'ont pas empêché les États de conserver très largement les spécificités de leurs modèles nationaux, en particulier dans le champ de la distribution d'électricité. En la matière, **l'Europe fournit ainsi un kaléidoscope de différents modes d'organisation, allant de modèles nationaux (France, Italie) à des organisations bien plus locales (Autriche, Allemagne), en passant par des structures davantage régionalisées (Espagne, Royaume-Uni).** Pour autant, rien ne peut être schématisé simplement, et tous les pays comptent une certaine forme d'hybridation, articulant des échelles locales et nationales. Il existe ainsi à côté d'Enedis 150 distributeurs locaux en France, défendus en 1946 par le rapporteur lui-même de la loi de nationalisation, le radical-socialiste Paul Ramadier, Vice-Président de la FNCCR, tandis que parmi les 900 distributeurs allemands existent aussi de « grands » distributeurs tels Innogy, regroupant des millions de clients, qui se regroupent actuellement, et qui fournissent des services aux plus petites des *Stadtwerke*.

Par ailleurs, **au-delà de l'échelle d'organisation, les modalités et les périmètres d'intervention des gestionnaires de réseau de distribution et de transport (GRD/GRT) varient selon les pays.** Si le système du contrat de concession de service public est adopté par une grande majorité des pays européens pour la distribution, il existe aussi un régime de licence utilisé notamment au Royaume-Uni et un système *ad hoc* en Espagne. Les niveaux de tension gérés respectivement par les GRD et les GRT peuvent également varier selon les pays, encore que la France fasse plutôt figure d'exception en situant la limite à 20kV, là où cette dernière est généralement plus élevée dans les autres États-membres.

⁷ *Benefits of an Integrated European Energy Market*, Booz & Co, 20 juillet 2013.

⁸ *From roadmaps to reality*, European Climate Foundation, 2014.

⁹ Cf. « Entre service public et concurrence européenne, quinze ans de valse-hésitation énergétique française et d'incompréhension mutuelle », de l'auteur - Revue du Marché Commun et de l'U.E n°516, mars 2008.

¹⁰ Dans un secteur où les coûts fixes sont massifs, et où le coût marginal reste durablement très bas et inférieur au coût moyen, la théorie habituelle de la tarification au coût marginal trouve ses limites ; les épisodes récurrents de prix négatifs sur le marché européen en attestent.

Il est aussi possible de citer le comptage qui relève généralement du distributeur, mais parfois du fournisseur (Royaume-Uni) ou peut être délégué si la collectivité le souhaite à un autre opérateur (Allemagne). Si l'Europe est donc parvenue à atteindre une meilleure intégration et une plus grande efficacité de ses marchés de l'électricité, la question qui se pose spontanément aujourd'hui est de savoir si cette multiplicité de modèles permet de répondre aux enjeux que rencontreront les réseaux à l'avenir ? Et si, par ailleurs, un ou des modèles en particulier semblent présenter des atouts supérieurs pour répondre à la transition énergétique ?

De notre point de vue, il convient dès à présent de préciser que face au nombre et à l'évolutivité des enjeux auxquels les systèmes électriques devront répondre au XXI^{ème} siècle (numérisation, transition énergétique, nouveaux usages, attentes du local, etc.), et en raison de la multiplicité des modèles qui répondent très souvent à l'histoire et aux réalités des différents pays, il n'existe pas UN modèle européen « miracle », mais plutôt différentes pistes d'inspiration et plusieurs grandes lignes de forces.

C. Les gestionnaires de réseaux deviennent des facilitateurs de marchés et de services pour les fournisseurs, les consommateurs et les collectivités

Au-delà du kaléidoscope de modèles, sur lesquels nous reviendrons, un certain nombre de traits distinctifs émergent permettant de caractériser les gestionnaires de réseau de distribution, tels qu'issus du marché intérieur de l'énergie.

En premier lieu, il ressort que l'établissement de gestionnaires de réseau indépendants a fait de ces derniers des « facilitateurs » de l'ouverture des marchés. On observe ainsi une disparité entre les zones relevant de distributeurs indépendants et celles comptant moins de 100 000 clients où l'activité de distribution est intégrée avec celles de la production et de la fourniture. Le développement de la concurrence est ainsi davantage prononcé dans les zones relevant de grands opérateurs indépendants, qui offrent aux fournisseurs une seule interface pour plusieurs centaines de milliers ou millions de clients. Il est en revanche plus coûteux de démarcher et traiter des clients dans des zones plus réduites. À titre d'exemple, en Allemagne, malgré la diversité des fournisseurs d'électricité, seuls 21 % des clients résidentiels avaient en 2014 un contrat avec un fournisseur alternatif, un niveau semblable à la France malgré une ouverture du marché plus tardive¹¹. De façon générale, il apparaît complexe d'évaluer l'activité des distributeurs de moins de 100 000 clients en raison de leur grand nombre, de leurs moyens plus limités pour répondre aux interrogations les concernant et réciproquement des moyens accrus que cela demanderaient aux régulateurs. En conséquence, l'essentiel de l'activité industrielle et de l'innovation dans les réseaux étant portée par les grands opérateurs et ces derniers couvrant la très grande majorité des clients en Europe, il est possible d'aborder les enjeux de la distribution et du transport en se concentrant sur les opérateurs de plus de 100 000 clients. C'est l'approche générale retenue par les régulateurs et les institutions européennes¹².

Toujours est-il que les **grands gestionnaires de réseau se sont pleinement appropriés ce rôle de « facilitateur de marché »**, qu'ils mettent désormais très largement en avant¹³. Ce rôle de facilitateur vise trois grandes parties prenantes : les clients finaux, les fournisseurs/acteurs du marché et les collectivités.

¹¹ *La libéralisation du marché de l'électricité en France et en Allemagne – Etat des lieux*, Office franco-allemand des énergies renouvelables, sept. 2015.

¹² *Distribution system operators observatory 2018 – overview of the electricity distribution system in Europe*, Joint Research Center, European Commission, 2019.

¹³ *EDSO position paper on the Clean Energy Package*, EDSO for smart grids, mars 2017.

Concernant les clients, ce rôle de facilitateur étend les missions traditionnelles des gestionnaires de réseau que sont le raccordement, l'acheminement, le comptage et le dépannage. Les attentes sur ces missions fondamentales se sont renforcées en termes de qualité, de délais et de coûts, notamment dans le cadre du développement du numérique sur lequel nous reviendrons. Cette évolution est l'une des conséquences de la libéralisation des marchés qui permet d'objectiver plus en détails la performance des distributeurs filialisés, en même temps qu'elle renforce le rôle des régulateurs.

Avec le développement des *smart meter*, les GRD accroissent actuellement les données à disposition des clients et des collectivités, et facilitent ainsi la multiplication des offres par les fournisseurs. Les années 2010 ont vu une accélération dans les services proposés par les gestionnaires de réseaux aux acteurs du marché afin de leur permettre de développer de nouvelles solutions pour leurs clients. Les gestionnaires de réseau sont très largement objectivés en Europe, notamment par les régulateurs, sur leur capacité à mettre en œuvre un marché fluide tant pour la fourniture historique que pour les futurs services liés à la transition énergétique (mobilité, flexibilités, etc.).

Enfin, les interactions historiques entre GRD et collectivités se sont considérablement renforcées avec la transition énergétique et les nouveaux outils numériques jusqu'à dépasser le seul contrôle de concession avec des GRD qui deviennent de véritables accompagnateurs des collectivités en matière de données, d'appui aux projets et d'expertise.

La principale transformation des vingt dernières années consista donc dans le rôle central pris par les réseaux de distribution d'électricité dans la mise en œuvre de la transition énergétique, qui a pu pleinement s'articuler à leurs nouvelles fonctions de « *facilitateurs de marché* » consécutive aux directives de libéralisation des marchés de l'énergie.

En synthèse

L'intégration des marchés européens de l'énergie par les réseaux a été globalement réussie, mais sans vision ni projet industriel commun. Cette évolution a été possible sans changement notable dans les spécificités des modèles nationaux des États-membres : la taille et les périmètres d'intervention des gestionnaires de réseau ont peu évolué et continuent de varier entre chaque pays. Les distributeurs de plus de 100 000 clients se sont affirmés ces dernières années comme des « *facilitateurs de marché* », au service des clients, des collectivités et des acteurs de marché. Ce rôle apparaît désormais à renforcer dans le cadre de la transition énergétique, appelant à développer autour d'eux, dans la décennie à venir, une vraie politique industrielle européenne autour des réseaux électriques.

II. Les réseaux sont à l'articulation de différentes dimensions de la transition énergétique

A. L'intégration des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables reconfigure l'architecture des réseaux électriques européens, qui s'oriente vers une organisation bien davantage décentralisée. En 2019, la capacité installée dans l'Union européenne était de 195,908 GW pour la production éolienne et de 132,212 GW pour le photovoltaïque¹⁴. Et l'année précédente, ce sont plus de 10 GW d'éolien et 7,8 GW de photovoltaïque qui furent ainsi installés dans toute l'Europe, symbole d'une mutation profonde de la production électrique en son sein ; ces nouvelles capacités, en se connectant très largement aux réseaux de distribution, transforment ces derniers en vrais réseaux de collecte, qui changent ainsi de nature.

Ce mouvement sera encore appelé à s'intensifier, car au-delà de la décarbonation du mix électrique, c'est bien celle de l'ensemble du mix énergétique qui est nécessaire, et donc le transfert de nombreux usages d'énergies fossiles, tels que la mobilité ou le chauffage, vers l'électricité.

Ce développement massif des énergies renouvelables implique une adaptation des réseaux de distribution. Au-dessus de 30 % de la part de la consommation résidentielle, les capacités ENR impactent en effet sensiblement le fonctionnement des réseaux de distribution, notamment quant au maintien de la tension, avec des implications certes différentes selon les pays, mais déjà tangibles ces dernières semaines à la faveur de la chute de la demande partout en Europe, en lien avec la crise sanitaire du coronavirus.

La moyenne européenne était de 17 % fin 2016 ; mais l'Allemagne dépassait déjà à cette date les 50 %. De façon générale, en matière d'intégration des énergies renouvelables, l'étude Corbier, Gonand et Bessec¹⁵ semble indiquer que la France se situe dans la médiane européenne en matière de coûts imputés aux ménages pour une progression de pénétration ENR comparable.

Notre pays demeure assez atypique, car il ne se rattache distinctement à aucun des groupes identifiés par l'étude. On constate néanmoins que les situations en matière d'intégration des ENR peuvent varier selon les pays. Certains pays voient leurs coûts réseaux augmenter proportionnellement plus rapidement pour une faible intégration de capacités renouvelables (Danemark, Suède), là où cela peut être davantage équilibré en Italie, Autriche et Slovénie. L'Allemagne appartient à un troisième groupe avec la Belgique, l'Irlande ou les Pays-Bas ayant vu une forte augmentation de leurs capacités renouvelables et de leurs coûts réseaux pour les ménages. *In fine*, les coûts réseaux et les investissements augmentent dans tous les pays avec le déploiement des ENR, mais cette maîtrise des coûts apparaît plus ou moins variable.

Trois leviers se dessinent pour assurer une intégration à moindres coûts des ENR, qu'il s'agisse de gouvernance, de signal prix ou de nouveaux outils numériques.

¹⁴ Rapport 2020 de l'Agence Internationale pour les énergies renouvelables.

¹⁵ Corbier D., F. Gonand et M. Bessec (2018), « *Impacts of decentralised power generation on distribution networks : a statistical typology of European countries* », *Environmental Modelling and Assessment*, 23(5), pp. 471-495.

Une certaine **gouvernance en matière d'anticipation et de localisation des énergies renouvelables** est d'abord essentielle, afin soit de les positionner là où existent des capacités d'accueil, soit de pouvoir anticiper au mieux les investissements à réaliser pour les accueillir, sachant que certaines infrastructures (telles que les lignes de transport ou les postes de transformation HTB/HTA) peuvent demander des années avant d'entrer en service. L'Allemagne subit très largement ce type de « goulet d'étranglement », faute d'avoir pu mettre en place à temps les infrastructures de transport nord-sud nécessaires. Et c'est près d'un milliard d'euros qui a été en compensation versé par les gestionnaires de réseau, et *in fine* les clients, aux producteurs qui ont vu leur production interrompue faute de capacité de transport ! En l'état, il apparaît que la particularité de la gouvernance française des investissements réseaux, avec les S3RenR et le rôle actif des gestionnaires de réseau, a contribué à mieux anticiper les capacités renouvelables et à réguler les coûts d'investissements, et ce malgré une faible densité du réseau consécutive à la démographie française, et une certaine « polarisation » territoriale des ENR ¹⁶. Cette capacité française d'anticipation des infrastructures nécessaires et de répartition des coûts entre les producteurs semble être un outil à conforter au regard des intercomparaisons européennes.

La **question du signal prix du raccordement** s'affirme en l'espèce comme l'outil clef de la bonne localisation des ENR et de la maîtrise de leurs coûts d'intégration au réseau. À ce titre, il ressort du benchmark européen que les pays pratiquant la couverture tarifaire la plus forte ont les coûts d'intégration les plus élevés. Le Danemark en est l'exemple type, puisque l'ensemble des coûts de raccordement des producteurs sont couverts par la facture des ménages, qui a augmenté sensiblement en lien. S'il ne s'agit en apparence que d'un changement d'allocation des coûts (dans les pays où les producteurs paient leurs raccordements, ces coûts sont répercutés sur le prix de vente des producteurs), cela a pour conséquence d'augmenter le coût global de l'intégration des énergies renouvelables qui ne prennent plus (dans le cas du Danemark) ou peu en compte la localisation.

De notre point de vue, l'intégration d'une plus grande quantité d'énergies renouvelables dans les réseaux de distribution impose à terme un renforcement du signal prix du raccordement, afin d'utiliser au mieux les capacités des réseaux et de réduire les coûts d'intégration liés ; mais cela n'aura de sens qu'avec des outils affinés et mutualisés, tels que les PCAET, les SRADDET et les S3REnR, permettant d'anticiper pleinement les infrastructures d'accueil à réaliser et de favoriser les prévisions croisées entre GRT et GRD.

Enfin, le troisième levier qui émerge pour favoriser l'intégration des énergies renouvelables est celui **des technologies numériques et des smart grids**. Le pilotage de la demande sera en effet, demain, un levier essentiel pour favoriser le développement des énergies renouvelables, intermittentes par nature. En favorisant la mise en adéquation des productions et des consommations, la mise en place et la gestion intelligente de dispositifs de flexibilités pourraient permettre d'éviter certains investissements de renforcement des réseaux¹⁷.

Ces trois enjeux communs aux différents États membres concernant le développement des énergies renouvelables révèlent un enjeu industriel de savoir-faire, dont il convient de prendre la mesure. En moyenne, en Europe, l'électricité renouvelable ne représente en ordre de grandeur encore qu'approximativement 30 % de la consommation d'électricité, qui elle-même représente 20 % de la consommation d'énergie. Les réseaux ne sont donc qu'au début de leur adaptation aux ENR ; et il s'agit d'un défi industriel de grande envergure, et ce à l'échelle continentale européenne.

¹⁶ Le photovoltaïque étant majoritairement développé dans les régions du Sud de notre pays, tandis que le quart Nord-est accueille une grande part de la production éolienne terrestre

¹⁷ Voir II.D. L'industrialisation des *smart grids*.

Dans ce cadre, le législateur européen a introduit l'an dernier dans le « Clean Energy Package » deux nouveaux concepts, qui ne seront pas sans impact sur les systèmes énergétiques locaux : les « communautés énergétiques renouvelables » et les « communautés énergétiques citoyennes », qui renvoient à une tendance de fond, le développement de l'autoconsommation collective.

Ces « communautés énergétiques » sont à la fois une opportunité d'accélérer le développement des énergies renouvelables en incitant à leur émergence et en favorisant sans doute une forme de gouvernance locale permettant de mieux anticiper les projets ; mais elles posent aussi la question de leur articulation aux enjeux industriels évoqués ci-dessus et la nécessité, comme l'évoque le CEER, de leur intégration dans les principes du marché européen de l'énergie qu'il s'agisse de l'*unbundling*, des droits des consommateurs et du partage des coûts de la transition énergétique.

Face aux enjeux financiers et technologiques à venir sur les réseaux, le CEER insiste sur le fait que les pays qui donneraient la possibilité aux communautés locales d'opérer des réseaux de distribution devront s'assurer que les critères de qualité et de services pourront être assurés dans la durée et sans discrimination entre les consommateurs, mais aussi que ces communautés continueront de contribuer à l'optimisation du système électrique¹⁸.

En synthèse

L'intégration des énergies renouvelables aux réseaux électriques n'en est qu'à ses débuts et deviendra un enjeu industriel majeur dans les années à venir. Pour optimiser cette intégration, trois leviers principaux semblent à actionner : renforcer la gouvernance de l'anticipation des projets, garantir un signal prix des raccordements et développer les flexibilités. Les « communautés énergétiques locales » (renouvelables ou citoyennes) sont un outil pour favoriser la gouvernance et l'émergence des ENR, mais doivent se constituer en cohérence avec les règles des marchés européens de l'énergie et les principes de solidarité inhérents.

B. Le développement de la mobilité électrique imposera à moyen terme un pilotage de la recharge partout en Europe

Le développement de la mobilité électrique a connu une accélération notable ces dernières années, à la faveur de la diminution du prix des batteries, du renforcement pour les véhicules des normes en matière d'émissions et d'attentes sociétales grandissantes. La question n'est plus désormais de l'avenir ou non du véhicule électrique, mais du rythme auquel celui-ci accroîtra ses parts de marché et si d'autres modes alternatifs, tels que l'hydrogène ou le GNV, coexisteront avec lui.

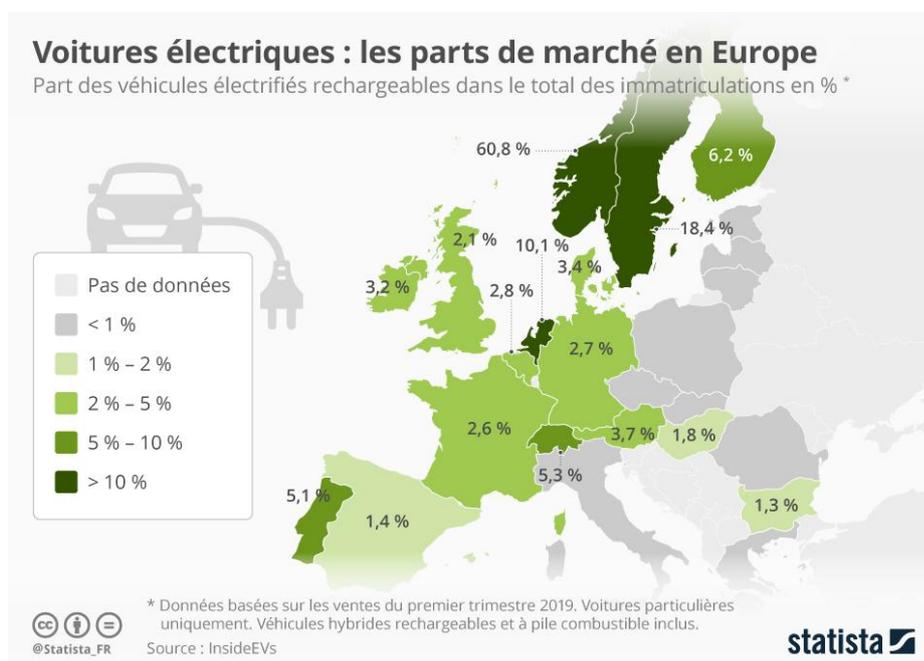
A l'heure actuelle, il ressort que le développement du véhicule électrique dans les dix prochaines années, y compris en prenant des hypothèses de croissance forte, ne représentera pas un enjeu en termes d'énergie, mais plutôt en termes de puissance. Pour la France, RTE estime ainsi que la consommation d'énergie liée au véhicule électrique ne devrait pas excéder 48 TWh en 2035, soit 10 % de la consommation française. 16 millions de véhicules électriques en circulation correspondraient à la consommation électrique de la région Nouvelle Aquitaine. En revanche, un tel scénario aurait selon RTE « *un impact significatif sur les appels de puissance à la pointe avec une contribution moyenne comprise entre 5,7 GW (variante médiane) et 8 GW (variante haute)* »¹⁹, comme le souligne aussi le rapport Gonand Lescuyer²⁰.

¹⁸ *Regulatory aspects of self-consumption and energy communities*, CEER Report, 25 juin 2019.

¹⁹ *Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique*, RTE, mai 2019.

²⁰ http://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2018/07/Rapport_GT2.pdf

Il ne semble donc pas y avoir d'enjeu à court terme en matière d'intégration des infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE)²¹, mais il convient dès à présent d'anticiper le risque d'une synchronisation des recharges en particulier au moment de la pointe de 19h. Dans le scénario haut de RTE, il serait ainsi nécessaire que 55 % des charges soient pilotés pour éviter tout problème.



Dès lors, quatre enjeux émergent au niveau européen concernant l'intégration des véhicules électriques aux réseaux.

Le premier est de faire en sorte que les conditions d'accès au réseau demeurent favorables alors que l'enjeu à court terme n'est pas l'intégration au réseau, mais bien d'assurer l'accélération du développement de la mobilité électrique. Il y a dans ce contexte des mesures à prendre pour faciliter le développement des infrastructures de recharge dans les espaces d'habitat collectif, mais cela relève surtout de spécificités nationales liées au droit de l'urbanisme ou de la propriété.

Par ailleurs, le raccordement dans les meilleurs délais et les meilleurs coûts des IRVE passe dès aujourd'hui par la mise en place d'une anticipation adéquate des besoins en matière d'infrastructures de recharge publique et d'un dialogue renforcé entre les porteurs de projets, notamment les collectivités²², et les gestionnaires de réseau pour concilier au mieux la localisation et la puissance des installations de recharge au regard des capacités du réseau.

Le troisième enjeu consiste à créer dès à présent les conditions de mise en place d'un pilotage efficient de la recharge, en particulier pour la déplacer depuis la pointe de 19h vers les moments où le système électrique est moins en tension. Cela pourrait aisément se faire dans un premier temps sur la base d'outils simples, tels que les dispositifs « heures pleines-heures creuses », sur lesquels la France est en avance par rapport aux autres pays européens.

²¹ A titre d'exemple, on ne retrouve de difficulté à la mise à disposition du réseau de bornes de recharge qu'à Oslo, où la part de marché du véhicule électrique atteint 80 % des ventes, et sans que cela ne freine la dynamique, du fait notamment de la confiance des populations dans l'accroissement du réseau de recharge : *La révolution de la voiture électrique en Norvège*, Le Devoir, 1^{er} juin 2019.

²² En France, depuis la récente loi LOM, c'est la Région qui est autorité organisatrice des mobilités, mais les projets d'IRVE publiques s'opèrent davantage aux niveaux des départements ou des intercommunalités.

Mais il convient aussi d'anticiper un pilotage davantage « dynamique », et à terme la possibilité que le véhicule électrique devienne un fournisseur de service pour le réseau (le véhicule-to-grid ou V2G) à travers le stockage diffus massifié qu'il représente. Cette perspective rejoint les enjeux de développement industriel des *smart grids* sur lesquels nous reviendrons plus loin et qui ne semble pouvoir être développés au regard de leur complexité que par des industriels d'une certaine stature.

Enfin, le quatrième enjeu porte sur les trajets longue-distance qui concentrent encore aujourd'hui un certain nombre d'interrogations. De fait, le sujet est encore dépendant d'un accroissement de l'autonomie des véhicules électriques à travers, entre autre, une amélioration de la performance et de la densité des batteries. A ce stade, si les perspectives sont favorables en la matière, il demeure possible que d'autres technologies, telles que l'hydrogène, puissent faire preuve de leur valeur ajoutée sur ces distances. Dans le même temps, les trajets à longue distance appellent au déploiement de stations de recharge de forte puissance le long des autoroutes des différents pays, dans des zones où le réseau n'a pas nécessairement une densité. Même si ces infrastructures peuvent être plus coûteuses et plus longues à réaliser, leur déploiement apparaît aujourd'hui comme nécessaire à la réassurance des utilisateurs de véhicules électriques, et doit être suffisamment anticipée.

Nous proposons déjà en 2015, dans le rapport « Energie, l'Europe en réseaux », de transformer les autoroutes européennes en « autoroutes vertes » en mettant en place des « corridors européens de mobilités innovantes ». Il s'agissait de mailler les principaux axes autoroutiers de stations de recharge tous les 80 km, pour un coût estimé à l'époque à 450 M€. Depuis, cette idée a germé ; et à ce titre, une dizaine de projets européens existaient déjà en 2018 visant à développer ces corridors, telles que Mega-e, Ionity ou encore Flex-E, avec des stations de 50 à 350 kW réparties entre plusieurs pays. Mais il faut aller plus loin, et faire des « autoroutes vertes » un vrai projet industriel et politique européen.

En synthèse

Le principal enjeu dans les années à venir est d'entretenir la dynamique de croissance du véhicule électrique. L'intégration au réseau des véhicules électriques n'est pas un enjeu à court et moyen terme. Un renforcement des échanges et une logique de co-construction entre les porteurs de projets, notamment les collectivités, et les gestionnaires de réseau permettraient une localisation plus optimale des points de charge et d'en réduire les coûts et délais d'intégration au réseau. Le pilotage des charges sera nécessaire à moyen-long terme au niveau du pic de 19h et demande à être anticipé dès maintenant dans ses modalités. Le déploiement des IRVE rapides pour les trajets de longue distance sont les plus porteuses d'enjeux pour les réseaux électriques, sans pour autant que les technologies optimales soient pour ces trajets soient encore clairement établies, avec par exemple l'hydrogène.

C. Le déploiement des *smart meters*, un enjeu majeur pour un partage élargi des données de consommation et de production

Le déploiement des compteurs intelligents a été décidé il y a dix ans au niveau européen tant pour répondre aux enjeux de la transition énergétique que pour accroître l'efficacité des réseaux de distribution d'électricité. Il était ainsi prévu que 80 % des clients soient équipés de compteurs communicants à l'horizon 2020 dans les pays pour lesquels l'analyse coûts-bénéfice était positive.

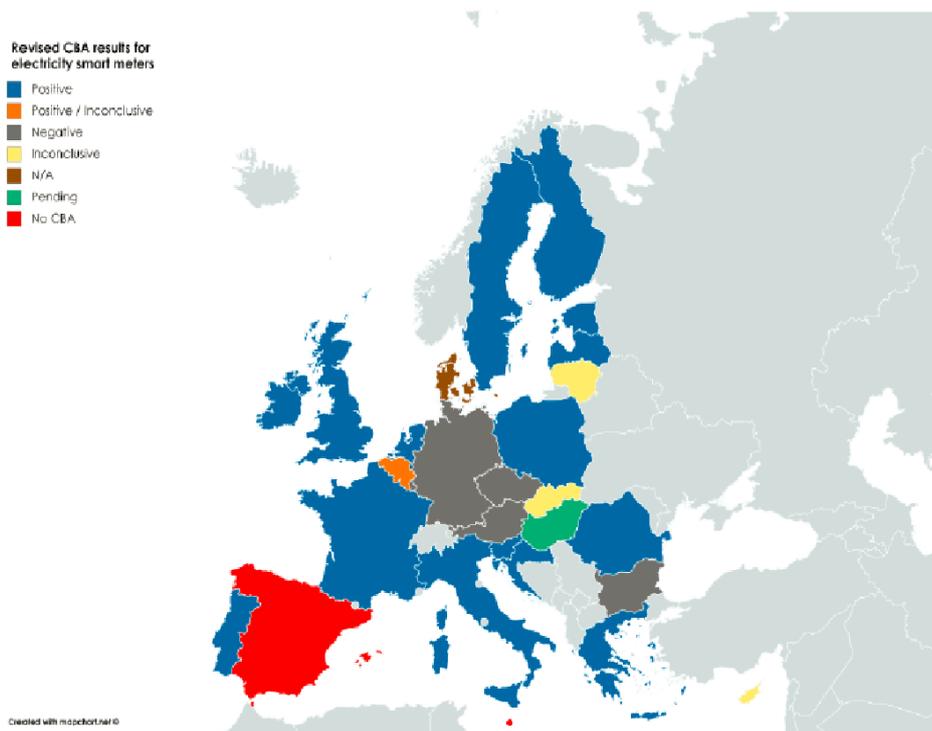


Figure 1: Revised CBA results electricity smart meters considering a large-scale rollout to at least 80% by 2020 (as of July 2018).

23

Cette analyse coût-bénéfice s'est révélée positive dans la très grande majorité des pays européens, qui ont dès lors engagé des programmes de déploiements. En 2018, 33,83 % des points de livraisons de l'Union européenne étaient ainsi équipés de compteurs communicants, soit près d'une centaine de millions de compteurs installés. D'ici la fin 2020, devrait intervenir une accélération du mouvement puisque les plans de déploiement des États-membres prévoient plus de 127 millions de nouveaux compteurs installés, ce qui correspondrait alors à un taux d'équipement de 78 % pour un total de près de 227 millions de compteurs en Europe. Dans son étude pour la commission européenne²⁴, Tractebel, filiale d'Engie, estime néanmoins qu'au vu des rythmes de déploiement actuels, seuls 24 millions de compteurs supplémentaires seront installés pour un total de 123 millions en 2020²⁵. La barre de 80 % de taux d'équipement ne serait alors franchie qu'en 2024 avec 243 millions de compteurs installés pour un coût d'investissement à l'échelle européenne de 37,3 Md€. Dans le détail, la moitié des États membres ont franchi le seuil des 10 % de taux de déploiement et 7 États membres ont même atteint celui des 80 % (Danemark) ou achevé leur déploiement²⁶.

Il ressort des différentes analyses qu'à 135€/compteur, la France dispose avec le programme Linky de l'un des programmes les moins onéreux, la moyenne européenne étant à 213€²⁷. Les coûts ont pu s'avérer particulièrement élevés dans les pays comprenant un nombre élevé de distributeurs comme en Allemagne (546€/compteur) ou en Autriche (332€), ce qui a conduit dans ces deux pays à une analyse coût-bénéfice négative.

²³ *European smart metering benchmark*, Commission européenne, 27 juin 2019.

²⁴ *Ibid.*

²⁵ Ce dernier chiffre semble cependant sous-estimé, puisque cela signifierait qu'environ les 2/3 des compteurs installés entre 2018 et 2020 le seraient uniquement en France.

²⁶ Italie, Estonie, Finlande, Espagne, Malte et Suède.

²⁷ *Op. Cit. European smart metering benchmark.*

	<i>Number of electricity smart meters installed (in thousands)</i>	<i>Penetration rate at EU level (%)</i>	<i>Induced overall investment (€ million)</i>
<i>Announced 2020 State of play</i>	226,673	78.16	34,645
<i>Estimated 2020 State of play</i>	123,213	42.49	18,888
<i>Estimated 2024 State of play</i>	243,510	83.97	37,330
<i>Estimated 2030 State of play</i>	265,562	91.57	40,710

Table 2: Key figures for different electricity smart meters deployment state of play scenarios²⁸

Quel que soit le moment où la barre des 80 % de taux d'équipement sera franchie, une évidence s'impose : le **secteur électrique européen est en train de connaître une transformation profonde avec ce déploiement massif des compteurs communicants**. Il faut de fait un certain taux de pénétration pour que ces derniers puissent apporter à leur environnement toutes leurs valeurs : aux gestionnaires de réseaux dans leurs activités de maintenance ou d'investissement ; aux fournisseurs afin qu'ils puissent proposer et généraliser de nouvelles offres s'appuyant sur les données et les fonctionnalités des compteurs communicants ; et enfin pour que les la démultiplication des données à disposition puisse commencer à produire ses effets en terme d'économies d'énergie et de politiques énergétiques des collectivités territoriales. L'achèvement de plusieurs programmes de déploiement dans les années à venir permettra à toutes ces évolutions de prendre corps. À titre d'exemple, les seuls gains en matière d'économie d'énergie générés par les *smart meters* sont évalués à 3 % de la consommation totale en Europe²⁹.

L'importance de la transformation engagée s'illustre notamment par les revirements et les changements de cap de ces derniers mois. Dans certains des pays où les analyses coûts-bénéfice s'étaient avérées jusqu'ici négatives, certains gestionnaires de réseaux ont néanmoins choisi d'engager le déploiement de compteurs communicants. C'est notamment le cas de l'Allemagne, où l'on comprend que le grand nombre de distributeurs a conduit à réduire les bénéfices d'un déploiement à grande échelle, mais que celui-ci s'opère néanmoins dans les zones relevant des gestionnaires de réseau de grande taille³⁰.

Le déploiement des compteurs communicants renforcera enfin l'intégration des marchés européens de l'électricité. Cependant, le cadre réglementaire des applications liées au comptage communicant apparaît fragmenté en Europe, comme le souligne le Joint Research Center (JRC) de la Commission européenne, qui cite l'exemple de l'accès aux données des consommateurs. Les disparités de régulation concernant celles-ci empêcheraient certaines économies d'échelles pour les compagnies européennes proposant des services. L'interopérabilité des données produites par les compteurs sera clef dans les années à venir, car l'accélération des déploiements n'est pas propre à l'Europe, mais relève d'une dynamique globale. Aujourd'hui, plus de 700 millions de compteurs communicants sont installés dans le monde et il devrait y en avoir plus de 1,5 milliard installés à l'horizon 2021. 90 millions de compteurs, soit près de 70 % du parc, devrait être installé aux Etats-Unis dès 2020. 400 millions de compteurs ont été déployé en Chine, avec un rythme de pose de près de 200 000 compteurs par jour !

²⁸ *Ibid.*

²⁹ SESI, 2018.

³⁰ *Distribution system operators observatory 2018*, JRC science for policy report, 2019.

On le comprend, les compteurs communicants sont un élément clef de la réponse à l'intégration des énergies renouvelables et de la mobilité électrique sur les réseaux d'électricité, en constituant la première brique des *smart grids*. La démultiplication des données qu'ils offriront renforcera l'intégration des marchés européens de l'énergie, mais aussi le rôle des collectivités territoriales dans la transition énergétique et la capacité des citoyens à s'approprier le sujet « énergie » et à devenir pleinement des consommateurs.

Cette mutation qu'emporte l'articulation des compteurs communicants, des énergies renouvelables et de la mobilité électrique n'en est qu'à ses débuts ; mais on peut constater que les dynamiques en cours renvoient à des enjeux industriels de grande envergure, avec des objets connectés installés par dizaine de millions pour des programmes d'investissements en dizaines de milliards d'euros. Tout cela transforme dès lors intrinsèquement les réseaux électriques, qui deviennent de vrais enjeux de souveraineté européenne en termes financiers, d'infrastructures numériques et de stratégie industrielle. A ce titre, l'Alliance G3 qui porte au niveau mondial la technologie CPL sur laquelle s'appuie le comptage communicant Linky en France, fournit un levier puissant pour faire de notre pays, et plus largement de l'Europe, l'un des grands acteurs technologiques connus et reconnus au plan mondial.

En synthèse

La dynamique du déploiement du comptage communicant s'accélère en Europe et dans le monde. Avec les taux de pénétration actuels, cela entraînera à brève échéance une mutation très significative dans la gestion des réseaux de distribution et des systèmes électriques. La comparaison européenne révèle que seuls des distributeurs de stature industrielle ont pu déployer des programmes de comptage intelligent. Le coût du programme français Linky ressort à un prix très inférieur à la moyenne européenne, en raison des économies d'échelle que peut proposer Enedis. Le comptage intelligent pose les bases des *smart grids* et constitue la première « brique » d'une filière industrielle dynamique, pour laquelle la France et l'Europe disposent d'un avantage compétitif. L'alliance G3 fournira un levier clef à la France pour ce faire.

III. Les réseaux incarnent un vrai enjeu industriel et de souveraineté pour l'Europe

A. Un enjeu de financement, qui doit être un pan essentiel du « green deal » européen

Les réseaux d'électricité ont nécessité de longue date des investissements significatifs, à la fois pour assurer le raccordement des nouveaux consommateurs, mais aussi l'entretien et le renouvellement des ouvrages. Avec la transition énergétique et le rôle clef joué par l'électricité dans la décarbonation de l'économie, leurs besoins d'investissements seront croissants pour assurer tout à la fois l'intégration des énergies renouvelables, l'essor de la mobilité électrique et la numérisation du système. Ils ont été respectivement évalués par RTE et Enedis à 33 et 69 M€ d'ici 2035.

L'investissement dans les réseaux continuera donc de croître à l'échelle européenne, comme c'est le cas depuis les années 2000. Les investissements à l'horizon 2020 avaient été évalués en 2013 à près de 400 Md€³¹ et à 200 Md€ pour les réseaux de transport³².

³¹ *Power distribution in Europe – Facts & Figures*, Eurelectric, 2013.

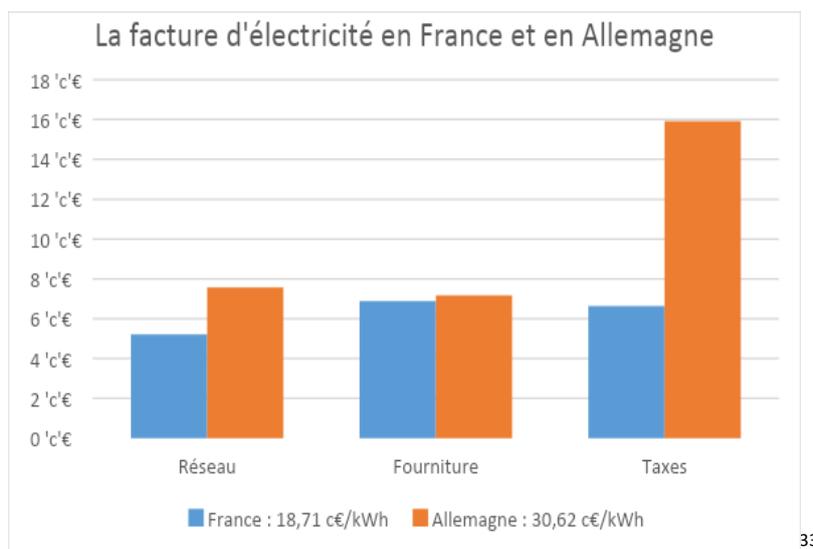
³² ENTSO-E.

Ce chiffrage n'a cependant pas été reproduit pour l'horizon 2030, et il s'agirait là à nos yeux d'un exercice nécessaire et bénéfique face aux enjeux à venir. Cela permettrait notamment d'objectiver les financements verts que la BEI pourrait « flécher » vers les infrastructures électriques, et de fournir un indicateur global, utile aux différentes autorités de régulation nationales dans la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux (qui constituent les recettes principales des gestionnaires de réseaux). Cette évaluation pourrait de surcroît s'intégrer opportunément dans le grand plan de relance de l'économie européenne post-coronavirus que prépare la Commission.

Au plan financier, il faudra prémunir les opérateurs de réseaux, qui sont des investisseurs de long terme, à la fois des risques liés à un possible retour de l'inflation en Europe, ou à une remontée trop brusque et significative des taux d'intérêt.

La facture des consommateurs européens n'étant pas appelée, par ailleurs, à monter « jusqu'au ciel » dans la prochaine décennie, et la précarité énergétique allant croissante partout en Europe, il serait aussi utile de décomposer les priorités et d'afficher avec clarté vis-à-vis de tous la justification des moyens consacrés.

De fait, la nécessité d'assurer et de garantir les ressources suffisantes aux gestionnaires de réseaux, leur permettant de faire face aux enjeux de maintien de la qualité d'alimentation et de la transition énergétique, doit s'articuler avec l'impératif d'un accès socialement juste à l'électricité, alors que les coûts du réseau représentent 20 à 30 % de la facture des clients.

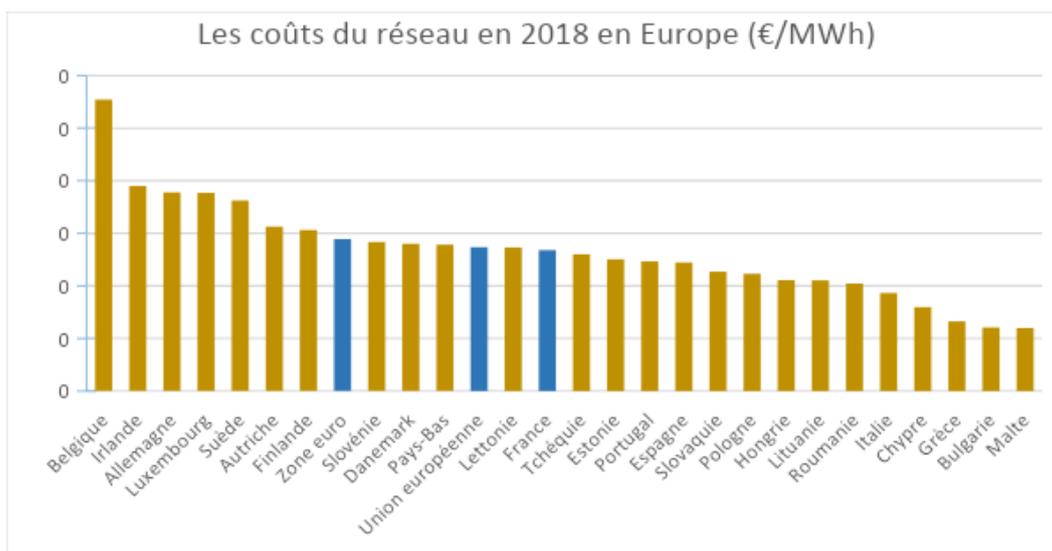


La situation française apparaît de ce point de vue plutôt positive. La comparaison des « factures réseau » entre les pays européens confirme que le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) français est l'un des plus compétitifs de la zone Euro, mais aussi de l'Union européenne³⁴, *modulo* bien sûr les évaluations différenciées en matière de qualité de service. Cette conclusion s'était également retrouvée dans les études commandées par la CRE lors de l'élaboration de TURPE 5³⁵. À titre d'exemple, le tarif français peut s'avérer jusqu'à moitié moins cher que celui de ses homologues allemands.

³³ France Stratégie sur la base des données de l'OFATE pour un client consommant environ 2500 kWh, 2016.

³⁴ Eurostat, 2019.

³⁵ Schwartz & Co.



36

Au-delà de l'intérêt de préserver cet avantage compétitif de la France, il est à noter que cela confirme l'analyse globale selon laquelle il apparaît aujourd'hui plus que jamais nécessaire de disposer d'opérateurs avec une stature industrielle suffisante pour proposer les économies d'échelles correspondant à une activité de gestion des réseaux qui se complexifie.

La ventilation des coûts du réseau révèle effectivement que ce sont les pays disposant d'opérateurs de grande taille qui proposent les coûts les moins élevés (Italie, Espagne, France, etc.), tandis que les pays à l'organisation plus éclatée se retrouvent plus naturellement dans le haut de la fourchette de prix, malgré souvent une densité de population qui devrait les amener à être structurellement moins cher (Allemagne, Autriche, Luxembourg, etc.).

Les évolutions liées à la transition énergétique posent ainsi des questions de soutenabilité du tarif, mais aussi d'équité et de solidarité territoriale sur lesquels nous reviendrons plus loin³⁷. Cette logique de préservation de la facture d'électricité articulée à des besoins de financements croissants plaide pour que les réseaux soient pleinement intégrés dans le plan de financement du « *green deal* » qui doit être mis en place par la nouvelle commission européenne et qui doit comprendre un fond de financement de la transition énergétique³⁸.

Faire bénéficier les investissements sur les réseaux d'électricité des conditions de financement les plus attractives servirait en particulier à préserver la facture des consommateurs, à renforcer l'avantage compétitif dont bénéficie l'Europe dans la filière des réseaux intelligents et enfin à favoriser l'atteinte des objectifs de transition énergétique par une meilleure intégration des énergies renouvelables, des nouvelles mobilités et des outils numériques.

³⁶ Eurostat, juin 2019. Sur la base d'une consommation de 2,5 à 5 MWh.

³⁷ Voir IV.C sur la restructuration des tarifs en Europe pour répondre aux enjeux de solidarité et d'équité.

³⁸ Intervenant le 16 juillet 2019 devant le Parlement européen, Ursula von der Leyen a promis "dans ses 100 premiers jours de mandat" à la tête de la Commission de mettre sur pied un "green deal" pour l'Europe, et un grand plan d'investissement de 1000 milliards d'euros sur dix ans en faveur du climat. Elle a aussi annoncé que la banque européenne d'investissement (BEI) devrait être transformée en partie en "banque du climat".

En synthèse

Les besoins de financement liés à la modernisation et au développement des réseaux électriques seront croissants dans les années à venir. Le chiffrage de ces besoins à l'horizon 2030 doit être rapidement réalisé à l'échelle européenne, comme cela fut le cas pour la décennie qui s'achève. Les coûts des réseaux sont moins élevés dans les pays disposant de gestionnaires de réseaux de grande taille. La France bénéficie ainsi d'un avantage comparatif par rapport à ses voisins européens ; et cela malgré une densité de population qui ne s'y prête pas. Afin de préserver la facture des clients et de soutenir la filière industrielle des *smart grids*, largement non délocalisable s'agissant de l'infrastructure en elle-même, pour laquelle l'Europe est en pointe, le Green deal européen pourrait contribuer à travers son fonds de transition énergétique à réduire les coûts de financement des investissements sur le réseau.

B. Les réseaux deviennent des enjeux clefs de politique industrielle

La validation par la Commission européenne, le 17 septembre 2019, du rachat d'Innogy par E.On (à RWE) a révélé la nouvelle dimension des enjeux liés aux réseaux en Europe. En récupérant l'ensemble des activités distribution des deux anciennes entités, c'est un nouveau géant des réseaux qui se met désormais en place au cœur de l'Europe, en Allemagne, en République Tchèque et en Hongrie. Ce mouvement est loin d'être un précédent et fait suite à ceux déjà observés en Italie et en Espagne. L'italien Enel a ainsi acquis depuis les années 2000 différents réseaux de distribution en Espagne, mais aussi en Amérique latine où il a déployé un dynamisme remarqué. L'espagnol Iberdrola a engagé lui aussi cette stratégie d'internationalisation dès la fin des années 1990, et s'organise aujourd'hui autour d'activités en Espagne, en Ecosse, au Brésil et aux États-Unis.

Ces réorganisations répondent à la fois à des orientations stratégiques de groupes ayant opté pour une spécialisation dans les domaines régulés. Elles révèlent également le rôle de plus en plus clef des réseaux, et en particulier des réseaux de distribution, au sein des systèmes électriques. Elles répondent enfin à la nécessité pour les gestionnaires de réseau de disposer de marchés d'une certaine taille permettant de justifier les importants développements en cours et à venir en matière de comptage intelligent et de *smart grids*.

On entre bien ici dans un enjeu de souveraineté pour la France et l'Europe, car le champ de jeu est devenu international pour des sujets qui étaient jusqu'alors cantonnés à une dimension purement nationale. De fait, les activités de réseau sont percutées en Europe par l'activité d'une part des entreprises chinoises, et en particulier *State Grid Corporation of China*, de l'autre des GAFAM, dont nombre de services et technologies visent à s'insérer dans les interstices des services publics de distribution européens du XX^{ème} siècle.

Comme nous l'avons souligné récemment³⁹, on assiste effectivement depuis plusieurs années à une stratégie de prise de participations d'entreprises chinoises dans les entreprises européennes de réseau en Grèce, en Italie ou encore au Portugal. Encore récemment, c'est le réseau de transport est-allemand *50 Hertz* qui a fait l'objet d'une tentative de rachat par *State Grid*. Ces différentes opérations répondent tant aux enjeux précités qu'à la stratégie chinoise plus large des « routes de la soie ».

³⁹ Cf « La coopération énergétique avec la Chine, entre yin et yang », M. Derdevet, in la Revue de l'Energie n° 641, Janvier 2019.

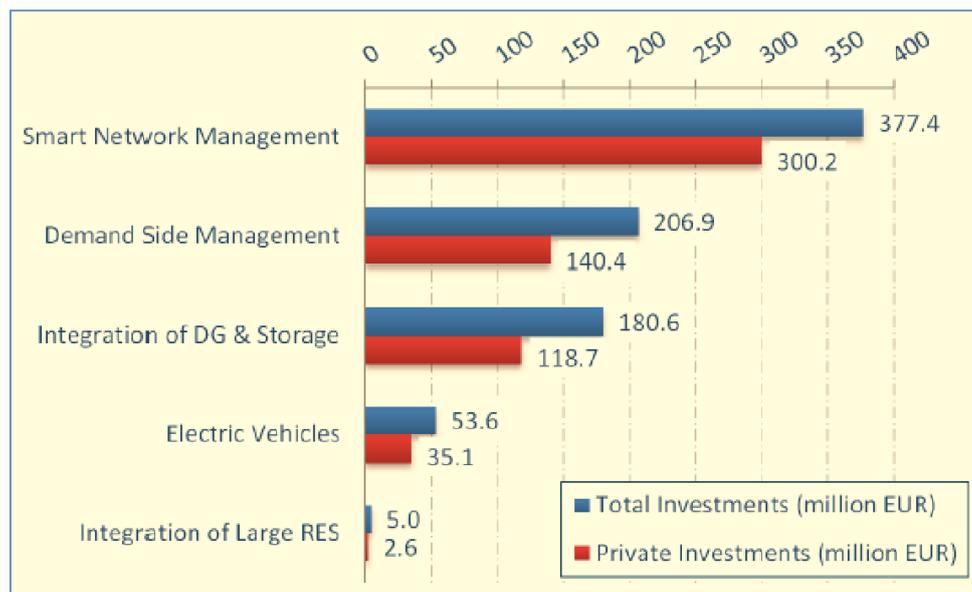
À l'ère du *small is beautiful*, et des « communautés énergétiques » (renouvelables ou citoyennes) évoqués supra, on comprend néanmoins l'impératif pour l'Europe de se structurer et de ne pas donner l'image d'un confetti d'acteurs industriels pour faire face à des entreprises comme *State Grid*, qui compte près d'un million d'employés et a réalisé en 2017 un chiffre d'affaire de 363 Md\$.

Au-delà des enjeux de masse critique, c'est aussi une question de cadre réglementaire et de marges de manœuvres laissés aux opérateurs de réseaux européens pour développer les solutions industrielles qui s'imposeront à l'avenir. Sans contrevenir aux règles d'indépendance et de neutralité qui ont permis aux gestionnaires de réseaux de s'affirmer comme des facilitateurs de la concurrence en Europe⁴⁰, il convient néanmoins de leur donner une certaine latitude pour innover dans des champs où les *business models* ne sont pas encore clairement établis.

Face au développement des énergies renouvelables intermittentes, il est ainsi désormais largement commun d'admettre que la mise en place de flexibilités sera nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande. La flexibilité du système était jusqu'à aujourd'hui très largement nationale et permise par les moyens de productions existants.

Demain, ce seront désormais des sites de consommation décentralisés qui devront moduler leurs appels de puissance pour s'adapter à la production, mais aussi des moyens de stockage qui seront mobilisés pour gérer les congestions, assurer la tenue de tension, garantir l'équilibre offre-demande, éviter ou reporter des investissements, etc.

Figure 26. Smart Grid investments by category made by the DSOs in recent years



41

De l'avis de l'association européenne des distributeurs d'électricité EDSO, après la diminution de près de 50 % de son prix ces dernières années, la principale barrière à l'usage du stockage par les gestionnaires de réseau tient au domaine réglementaire⁴². De fait, les restrictions de principe mises au sein du *Clean Energy Package* à la propriété d'installations de stockage par les gestionnaires de réseau apparaissent sans doute plus dogmatiques que fondées.

⁴⁰ De fait, l'on constate que le Japon s'est lui aussi engagée dans une logique d'unbundling de ses compagnies à l'horizon 2020 dans une logique de mise en œuvre la transition énergétique. TEPCO, CHUBU et Kansai ont d'ores et déjà organisé leur dégroupement.

⁴¹ JRC, *Op. Cit.*

⁴² *Response to commission questionnaire on energy storage, EDSO for smart grids, août 2018.*

Si l'on convient à l'heure actuelle, partout en Europe, au besoin accru de flexibilités, et ce à tous les « échelons » des systèmes électriques, comment pourrait-on durablement mettre hors-jeu les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution qui, à l'évidence, sont les mieux placés pour l'organiser ? Des aménagements substantiels du cadre réglementaire européen s'imposent donc, et à court terme, pour préparer la décennie qui s'ouvre.

En cohérence avec les analyses du CEER, cet environnement réglementaire doit aussi, de façon plus large, retirer les barrières à l'innovation des gestionnaires de réseau⁴³. Il s'agit en particulier de passer sur ces sujets d'une régulation *a priori* à une régulation *a posteriori*, afin de favoriser la prise de risque.

Car les évolutions du système électrique se situent dans des « zones grises », aux frontières entre les réseaux et le monde concurrentiel. Le stockage en est un exemple flagrant, puisqu'il s'agit à la fois d'un point de consommation et d'un site de production, ce qui relève dans les deux cas du monde concurrentiel, mais cette consommation et cette production pourraient par endroit n'avoir de valeur que pour les réseaux, soit de transport, soit de distribution, soit pour les deux...

En synthèse

Les enjeux de la transition énergétique et les outils numériques confèrent une nouvelle dimension industrielle aux réseaux de distribution d'électricité, qui prendra toute son ampleur dans la décennie à venir. Pour répondre à ces enjeux, disposer d'une taille critique est nécessaire, ce qui est le mouvement engagé en Europe et ailleurs, qu'il s'agisse de « pionniers » durant les années 2000 (Enel, Iberdrola), que de mouvements plus récents (Innogy) ou d'initiatives extra-européennes (State Grid). Il convient que l'Europe reste structurée face aux initiatives des entreprises extra-européennes de réseau, alors que notre continent dispose de leaders internationaux. Pour maintenir le niveau d'excellence de la filière européenne, il est essentiel d'assouplir le cadre réglementaire de l'innovation des gestionnaires de réseau, sans que cela ne remette en cause les règles d'indépendance et leur fonction de facilitateur de marché.

C. Une numérisation du système qui porte des enjeux de souveraineté

La numérisation du système électrique pour répondre aux enjeux de la transition énergétique a pour contrepartie son exposition croissante aux problématiques de cybersécurité. L'agence nationale de la sécurité des systèmes d'information (ANSSI) a ainsi fait le constat d'une augmentation depuis la fin des années 2000 des attaques informatiques visant les infrastructures critiques, et notamment énergétique. L'exemple le plus marquant a eu lieu le 23 décembre 2015 lorsque 225 000 Ukrainiens ont été privés d'électricité à la suite d'une attaque informatique contre trois compagnies ukrainiennes de distribution d'électricité dans le contexte de la crise entre le pays et la Russie.

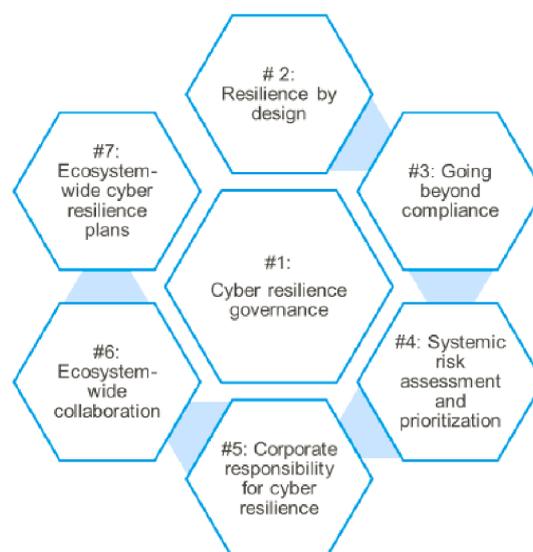
Dans l'ensemble, les cyberattaques à l'encontre des *utilities* auraient été multipliées par six entre 2010 et 2015 et le Ponemon Institute classait à cette date le secteur énergétique comme celui subissant le plus de pertes financières suite à ces attaques, après le secteur financier.

⁴³ CEER - Conclusions Paper on Incentives Schemes for Regulating Distribution System Operators (DSOs), including for innovation 19/02/2018.

La menace cyber a conduit l'Europe à s'emparer du sujet avec l'adoption de la directive *Network and Information Security (NIS)* en juillet 2016, transposée en droit français en mai 2018. Cette directive a introduit le concept d'opérateur de services essentiels (OSE), qui comprend les réseaux de distribution. Elle permet le renforcement des capacités nationales de cybersécurité, établit la coopération entre les États membres et l'Union Européenne et définit des règles au niveau national auxquelles les OSE devront se conformer, tout en fixant une obligation à ces derniers de notifier les incidents impactant la continuité de leur activité.

Pour autant, la France fait office de précurseur en matière de cybersécurité, à travers l'établissement d'opérateurs d'importances vitales (OIV) et avec l'ANSSI auprès de laquelle la notification d'incidents de cybersécurité est déjà obligatoire (alors qu'elle est seulement facultative aux États-Unis). Il ressort plus largement que le fait de disposer d'opérateurs nationaux et de service public est un atout pour la France pour répondre à ces enjeux de façon industrielle et avec un niveau d'expertise suffisant. Le compteur Linky en est un parfait exemple, puisqu'il a été conçu en lien étroit avec l'ANSSI, que son système de communication est crypté de bout en bout, que des *secure elements* sont logés au sein des concentrateurs et que le système est audité tous les six mois par l'ANSSI. Ce genre de dispositif de protection en profondeur n'est possible qu'avec l'existence d'opérateurs industriels disposant de la taille, des ressources et des compétences propres.

Cependant, tous les pays européens ne disposent pas du même niveau d'appropriation des enjeux relatifs à la cybersécurité, alors même que l'intégration des marchés et les interconnexions rendent les systèmes électriques nationaux de plus en plus interdépendants en Europe. Tout comme la sécurité d'approvisionnement du système électrique est conçue à une dimension européenne, avec la possibilité de faire appel à des réserves de puissances des différents États membres, il apparaît nécessaire que la cybersécurité le soit aussi à cette échelle. Sans remettre en cause le principe de souveraineté nationale, il est essentiel d'assurer un « continuum de la confiance » au niveau européen depuis la conception de nos systèmes d'information (une cybersécurité *by design*) jusqu'à la mise en place de dispositifs pour accélérer le rétablissement d'un système effondré du fait d'une cyberattaque, en passant par la neutralisation d'une attaque. La réussite de la transition énergétique à travers les *smart grids* ne sera possible qu'à travers la robustesse de ces derniers *via* une forte dimension cyber⁴⁴.



⁴⁴ World Economic Forum, "Cyber Resilience in the Electricity Ecosystem: Principles and Guidance for Boards," January 2019.

Ce sujet de la cybersécurité ne peut pas être délié d'une stratégie industrielle concernant la digitalisation du système qui pose la question de la protection des données et des acteurs assurant le déploiement des objets connectés. La question des GAFAM a été déjà évoquée, en matière de positionnement industriel et de capacité pour les gestionnaires de réseau de porter les solutions industrielles et les services répondant aux enjeux de la transition énergétique. Mais la stratégie des GAFAM nous interroge aussi sur le niveau de protection des données énergétiques que nous souhaitons donner aux consommateurs européens. Les réponses divergent en la matière entre les pays. La France privilégie avec d'autres une approche selon laquelle ces données sont collectées par les gestionnaires de réseaux qui sont les garants de leur protection et de leur diffusion selon les règles de confidentialité.

D'autres pays, tels que le Royaume-Uni, ont chargé les fournisseurs d'assurer le déploiement des compteurs communicants et la collecte des données avec un certain nombre de difficultés liés à l'interopérabilité, au changement de fournisseurs, etc. En Allemagne, la collecte des données peut être opérée par des tiers, mais ce sont encore les gestionnaires de réseau qui ont cette mission dans 95 % des concessions.

Le sujet des données est de fait tiraillé entre d'une part l'impératif d'une protection très forte des données à caractère personnelle et commercialement sensibles, partagé très largement par l'opinion publique, notamment en Allemagne ; et d'autre part le fait que la fluidification de la mise à disposition des données issues de la transformation digitale est clef pour l'amélioration du fonctionnement du système, le développement de nouvelles offres tarifaires, de nouveaux services, etc. A titre d'exemple, ce sujet est traité au Japon à travers des indemnités versées aux consommateurs pour l'utilisation de leurs données ou de réduction d'abonnement en cas de partage de leurs historiques de consommation⁴⁵.

Concernant cette articulation, il semble que la France soit relativement en avance à travers les mécanismes de mise à disposition de données *via* des plateformes dédiées pour les clients, mais aussi d'Open Data. Mais l'agence ORE - qui regroupe et met à disposition les données en open data des distributeurs d'électricité et de gaz - est malheureusement une initiative relativement esseulée en Europe.

En synthèse

La numérisation croissante du système électrique va l'exposer de plus en plus aux enjeux de cybersécurité.

L'intégration des marchés électriques européens visait à assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement ; mais des approches différentes en matière cyber peuvent à court terme représenter un risque pour l'Europe.

Il est donc essentiel, et urgent, de créer les conditions d'un « continuum de la confiance » à l'échelle du système électrique européen ; et de réaffirmer dans ce contexte le rôle des opérateurs de service public, à la fois garants de la protection des données à caractère personnel et facilitateurs de marché par la mise à disposition de données consenties.

⁴⁵ Nikkei Shinbun, 9 mai 2019.

IV. Les réseaux au cœur des nouvelles attentes territoriales et des questions de solidarité

A. Des gestionnaires de réseaux de plus en plus au service des collectivités

Si les réseaux électriques font face à des enjeux industriels croissants, qui s'analysent de plus en plus dans une perspective internationale et engendrent des phénomènes de concentration, ils sont aussi soumis dans le même temps à une injonction contradictoire, toute aussi légitime, de territorialisation accrue.

Cette nouvelle dynamique est une conséquence directe de la transition énergétique avec la démultiplication des énergies renouvelables décentralisées, l'essor des nouvelles mobilités et le rôle renforcé des collectivités pour mettre en œuvre l'ensemble des projets liés, au plus près des territoires. On observe ainsi dans l'ensemble des pays européens une appropriation des sujets énergétiques par les collectivités, quel que soit la tradition centralisatrice ou non des États. Le « bottom up » devient la règle, et l'énergie positive et citoyenne locale l'idéal de ce début du XXI^{ème} siècle.

Cette nouvelle dimension s'articule également avec la numérisation du système électrique et le souhait des collectivités de pouvoir bénéficier de la démultiplication des données, afin d'améliorer la connaissance des territoires dont elles ont la charge et mener à bien leurs politiques publiques (énergétiques, sociales, de transport, etc.).

Les gestionnaires de réseau de distribution s'affirment dès lors comme les partenaires naturels des collectivités, car en capacité de fournir la vision transverse sur l'ensemble des projets énergétiques d'un territoire (ENR, mobilité, *smart grids*) et de fournir des données fiables en raison de leurs missions de comptage. Le lien est d'autant plus naturel que les réseaux sont très largement en Europe une activité concessive.

Cette dimension territoriale des gestionnaires de réseau de distribution sera appelée à se renforcer dans les années à venir. En France, le nouveau modèle de cahier des charges de concession - adopté fin 2017 - répond à cette injonction et devra bien s'articuler dans les années à venir avec un renforcement de la dynamique partenariale entre gestionnaires de réseau et collectivités, et notamment parmi ces dernières avec les métropoles et les communautés urbaines (dont 22 disposent d'un contrat de concession spécifique avec Enedis), qui deviennent de plus en plus expertes et exigeantes.

Dans le même temps, il est essentiel de ne pas perdre de vue l'autre dimension de l'équation, industrielle et internationale, pour répondre aux enjeux de souveraineté que nous avons précédemment évoqués. A ce titre, il ne nous semble pas souhaitable d'aller dans le sens, comme cela peut par endroit être le cas, notamment en Allemagne, d'un *rekommunalisierung* (un retour en régie) qui répond trop souvent à des effets d'aubaine, remet en question les solidarités territoriales, ne permet pas de bénéficier d'opérateurs de taille industrielle critique, et pose *in fine* des questions de souveraineté numérique et industrielle.

En paraphrasant Jérôme Fourquet⁴⁶, le risque d'« archipelisation » de la distribution d'électricité est grand en Europe, qui ne ferait le bonheur que des grands acteurs économiques et industriels extra-européens.

⁴⁶ « L'archipel français, naissance d'une nation multiple et divisée », Seuil, mars 2019.

Comme nous le rappelions déjà il y a plus de dix ans, l'Europe de l'énergie s'est construite dès 1951 (et la création de l'Union pour la coordination de la production et du transport de l'électricité – UCPTTE) sur une vision partagée de l'utilité des échanges et de la solidarité électrique entre États membres, incarnée par le développement des liaisons interconnectées⁴⁷ ; il serait paradoxal et contre-performant que le XXI^{ème} siècle rime désormais avec une « balkanisation » des réseaux locaux et un recul de la solidarité entre territoires.

En synthèse

Partout en Europe, la transition énergétique confère un rôle nouveau et renforcé aux collectivités, qui deviennent des *smart cities* et s'impliquent toujours plus en matière de développement de projets ENR, d'installations d'IRVE ou encore de maîtrise de la demande d'énergie. Les gestionnaires de réseau de distribution, très souvent concessionnaires, sont les interlocuteurs naturels des collectivités sur les sujets énergie et en matière de mise à disposition de données du fait de leurs missions en matière de comptage et de transition énergétique. Le renforcement de la relation partenariale entre collectivités et gestionnaires de réseaux ne devra pas se faire en perdant de vue les enjeux industriels et de souveraineté évoqués précédemment, qui supposent à l'évidence une taille critique pour les opérateurs concernés.

B. Articuler autoconsommations, « communautés énergétiques citoyennes » et solidarités territoriales

Au-delà de l'engagement, réel, des collectivités territoriales en matière de transition énergétique, sont apparues ces derniers mois des attentes sociétales fortes autour du « consommer local », que les énergies décentralisées et l'essor du numérique rendent désormais possible en matière d'électricité. Comme évoqué supra, l'essor des compteurs communicants accélérera dans les années à venir cette dynamique, en permettant de répartir les flux et en adaptant au mieux les consommations aux productions.

Ce mouvement prend principalement deux formes : l'autoconsommation individuelle et le partage d'énergie qui se retrouvent sous différentes appellations telles que l'autoconsommation collective en France, les communautés énergétiques renouvelables ou citoyennes prévues par le Clean Energy Package, les éco-quartiers, etc. Ces initiatives sont importantes en ce qu'elles favorisent l'appropriation par les citoyens des enjeux énergétiques et concourent à l'identification des gisements d'énergies renouvelables territoriaux et à leur développement. On retrouve cette dynamique partout en Europe, mais aussi dans le monde comme au Japon avec le concept de « compact city ».

Cette dynamique du « produire/consommer local » entraîne un certain nombre de questions autour des notions d'autarcie et de solidarité, qui peuvent être alimentées par le concept de « micro grid » articulant production décentralisée, pilotage de la demande et stockage. De fait, l'intérêt de maximiser la consommation locale d'une production locale ne justifie pas la création de réseaux déconnectés les uns des autres, notamment en Europe où le travail pionnier des opérateurs électriques a favorisé les interconnexions. En raison de la densité de population sur notre continent, de la qualité du réseau existant avec des taux de coupures particulièrement faibles et des principes de solidarité qui structurent la société européenne, la constitution de micro-grid déconnectés des réseaux publics existants n'a de sens ni technique, ni économique, ni sociétal.

⁴⁷ Cf. « L'Europe en panne d'énergie, pour une politique énergétique commune », Descartes & Cie, mai 2009.

Il s'agit en revanche de solutions qui peuvent avoir toute leur pertinence dans le cas de pays en cours d'électrification, notamment en Afrique, ou présentant une faible qualité d'alimentation, comme dans le centre des Etats-Unis, ou dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain. Il s'agit là d'une première clarification à apporter dans le débat public européen. L'autonomie ne doit pas se transformer en l'autarcie, sauf à envisager que les citoyens européens deviennent tous adeptes du « mythe du domaine romain » de Paul Veyne⁴⁸.

Les « communautés énergétiques citoyennes », fruits du récent Clean Energy Package, demandent donc à s'articuler à certains principes de solidarité. Techniquement, il convient tout d'abord de s'assurer que les optimums locaux qui seront trouvés s'articuleront toujours avec l'optimum global qui est celui de l'équilibrage du réseau européen. Le risque sinon est celui d'un surcoût de la transition énergétique, voire de tensions sur notre sécurité d'approvisionnement collective.

Territorialement ensuite, ce sont avant tout les aires urbaines qui disposent des moyens financiers et de l'ingénierie pour porter ces projets nouveaux de *smart cities*. Dès lors, il pourrait se dessiner potentiellement une transition énergétique à deux vitesses entre villes et campagnes, ces dernières étant cantonnées à héberger une grande partie de la production renouvelable de demain qui desservira les villes, mais sans les services qui l'accompagnent.

C'est donc aussi une question de solidarité financière à plusieurs échelles qui se profile dans les années à venir entre les individus et les territoires capables de se doter ou non de moyens d'autoproduction individuelle ou collective et sur laquelle nous reviendrons plus loin.

C'est enfin une question de politique industrielle avec le risque de voir les réseaux publics de distribution être « mités », avec des effets d'aubaine au profit d'acteurs qui ne seraient pas nécessairement de service public ou régulés. Nous retrouvons ici l'importance d'assouplir le champ réglementaire pour les gestionnaires de réseau public, afin qu'ils puissent plus aisément répondre aux attentes locales en leur permettant de faire preuve d'initiative.

En synthèse

L'autoconsommation individuelle et le partage d'énergie se sont développés fortement en Europe ces dernières années, et continueront de le faire dans les années à venir.

Afin qu'ils contribuent à la sécurité d'approvisionnement, qu'ils soient le plus économique possible et qu'ils participent aux principes de solidarité, les nouveaux modes de partage d'énergie doivent s'articuler de manière optimale avec les réseaux de distribution.

Un assouplissement du cadre réglementaire pourrait permettre aux gestionnaires de réseau de tester des solutions permettant de favoriser l'émergence de communautés énergétiques citoyennes.

⁴⁸ Cf. « mythe et réalité de l'autarcie à Rome » Paul Veyne – Revue des Etudes Anciennes – 1979.

C. Une restructuration des tarifs partout en Europe, qui doit concilier soutien à la transition énergétique, juste rémunération du rôle assurantiel des réseaux et lutte contre la précarité énergétique

Les changements abordés supra quant au rôle des réseaux de distribution dans le cadre de la transition énergétique remettent en question la structure des tarifs tels que nous les avons connus jusqu'ici.

Alors que les coûts des systèmes électriques ont augmenté de façon continue ces dernières années, il apparaît aujourd'hui plus que nécessaire d'assurer l'équité dans leur répartition.

De fait, la plupart des pays européens avaient jusqu'ici privilégié une facturation des coûts réseaux basé principalement sur la quantité d'électricité acheminée, et cela quand bien même ces coûts étaient très largement fixes et indépendants du nombre de kWh consommées. Cela s'expliquait aisément dans le cadre d'anciennes politiques énergétiques, où les réseaux relevaient d'un « angle mort », et où l'enjeu principal était la maîtrise de la consommation d'électricité qui était alors carbonée.

Désormais, la précarité énergétique est un entrant essentiel, qui doit orienter les politiques futures de tarification. Pour le seul premier semestre 2019, le médiateur de l'énergie avait déjà observé ainsi une augmentation de 18 % des impayés, l'amenant à craindre « *qu'en 2019, le nombre d'interventions pour impayés, coupures ou réductions de puissance, dépasse les 572 440 réalisées en 2018* »⁴⁹.

Mais la crise économique majeure que nous traversons ne peut qu'accentuer ce risque. Comme l'observe fort justement - dans sa note d'analyse du 21 avril 2020 - France Stratégie, les recettes des gestionnaires de réseaux étant basées sur les kWh acheminés, « une diminution de 10 % de la consommation d'électricité induirait en première analyse une augmentation du tarif (d'acheminement) de 5 % ».

Pour éviter que ce scénario s'amplifie, les tarifs futurs ne devront pas conduire à favoriser indûment certains consommateurs au détriment d'autres. À titre d'exemple, les coûts réseaux des résidences secondaires sont aujourd'hui très largement financés par les résidences principales. Or, cette mécanique de transfert des coûts risque d'être amplifiée avec les nouveaux usages de l'électricité, tels que l'autoconsommation. Effectivement, un autoconsommateur aujourd'hui fait l'économie d'une grande partie de ses coûts réseaux quand bien même ceux-ci demeurent identiques. Ces coûts sont dès lors transférés au reste de la communauté des utilisateurs. La hausse du nombre d'autoconsommateurs laisse dès lors entrevoir des effets potentiellement significatifs sur la facture des autres utilisateurs.

Enfin, la restructuration du tarif paraît nécessaire pour envoyer des signaux prix adéquats aux consommateurs dans le cadre d'une transition énergétique qui fait bien davantage appel à la puissance qu'à l'énergie par rapport à avant. L'envoi du bon signal-prix devrait dès lors permettre de générer des économies significatives par un meilleur dimensionnement des réseaux.

L'augmentation de la part fixe des tarifs au détriment de la part variable est ainsi un mouvement qui s'est enclenché en Europe ces dernières années pour répondre à tous ces enjeux. Les Pays-Bas sont allés jusqu'à supprimer la part variable du tarif de réseau qui est dès lors devenu un forfait fonction de la puissance souscrite. Il est à noter que cette évolution de la structure des tarifs d'électricité a été accompagnée de mesures visant à en limiter certains impacts sociétaux.

⁴⁹ Communiqué de presse du médiateur de l'énergie – 8 octobre 2019.

À côté des enjeux de structure du tarif, se posent également les questions de solidarités territoriales liées à celui-ci, à savoir la péréquation. La France n'est pas la seule à s'appuyer sur cette règle, devenue « cardinale » de notre système électrique. Celle-ci est effective dans une douzaine de pays européens qui disposent de grands distributeurs couvrant au moins 95 % de la population.

À l'inverse, le cas de l'Allemagne semble indiquer que dans les pays qui appliquent une différenciation des coûts, l'on observe des évolutions distinctes entre les territoires selon les dynamiques de la transition énergétique. Ces dernières années, les coûts ont ainsi particulièrement augmenté dans l'ex-Allemagne de l'Est et moins dans le sud-est du pays. Les variations de prix vont du simple (5 c€/kWh, soit environ le tarif français) dans les grandes aires urbaines de la Ruhr, du Bade-Wurtemberg, ou à Munich, à plus du double (>10c€/kWh) dans toutes les zones rurales du nord-est de l'Allemagne.

Face à cette situation, l'Allemagne a introduit récemment une péréquation au niveau des tarifs de transport. L'extension de cette péréquation à la distribution est actuellement en débat dans ce pays, mais cette disposition paraît difficilement applicable en raison du grand nombre des distributeurs (plus de 800), qui rend très complexe le calcul des charges de chacun d'eux.

Face aux enjeux de la transition énergétique et à sa dimension territoriale, la péréquation semble au final être un outil assez partagé par les pays européens aujourd'hui, garant d'une justice sociale et spatiale.

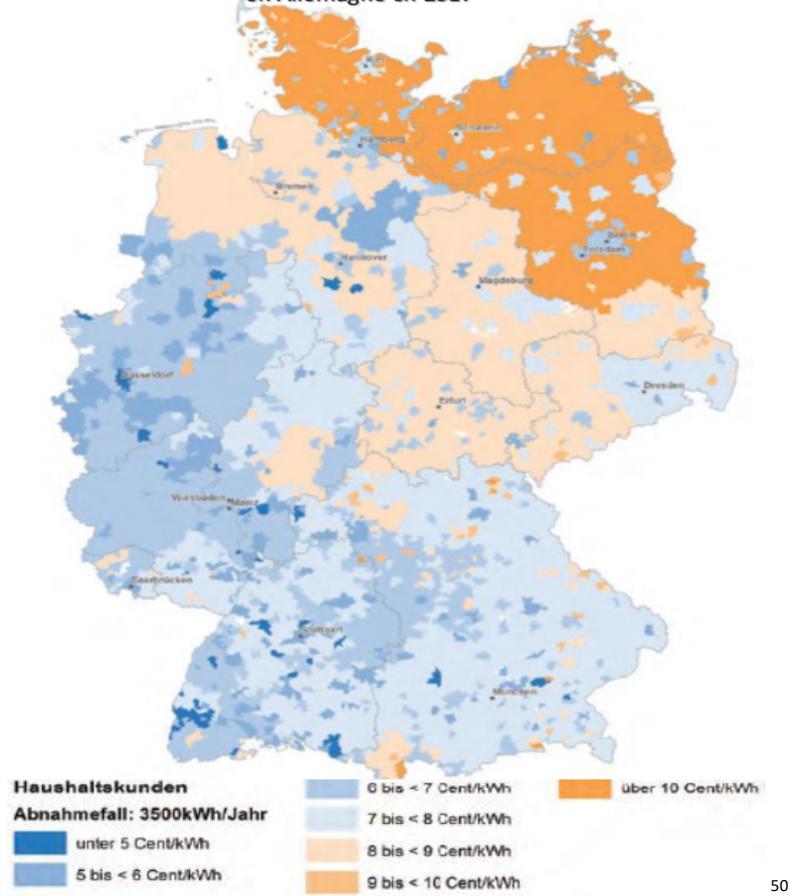
En synthèse

Un changement de la structure des tarifs s'opère dans de nombreux pays européens afin d'en renforcer l'équité, d'inciter à la transition énergétique et d'envoyer les signaux-prix adéquats.

De tels changements de structure appellent des mesures d'accompagnement visant à en réduire certains effets, notamment pour les consommateurs les plus précaires.

La péréquation des tarifs d'acheminement, « pierre angulaire » du modèle électrique français, est aujourd'hui partagée par une douzaine de pays européens ; elle répond plus que jamais aux enjeux d'une transition énergétique juste, et va de pair avec l'existence de gestionnaires de réseau de grande taille.

Les tarifs de réseau pour les consommateurs domestiques
en Allemagne en 2017



50

⁵⁰ Bundesnetzagentur Monitoringbericht, 2017.

DEUXIÈME PARTIE

Panorama des principales mutations engagées en Europe

Au moment où la dernière directive sur le marché de l'électricité incite les États membres à créer des communautés locales d'énergie susceptibles de prendre en charge des micro-réseaux, voire des segments du réseau lui-même, il n'est pas inutile d'analyser la manière dont d'autres pays européens traduisent les transformations à engager, et notamment la manière la plus adéquate de gérer dorénavant les réseaux afin d'éviter un délitement progressif des monopoles. Ceux-ci représentent en effet la garantie d'un service d'intérêt général de qualité, au bénéfice de l'utilisateur, et l'abandonner, ne fût-ce que partiellement, serait ouvrir la porte à une mise en concurrence qui fragiliserait l'universalité du service et l'égalité de ses utilisateurs.

La simple représentation du tableau ci-dessous montre clairement les fortes dissymétries industrielles des opérateurs de réseaux de distribution d'électricité européens, entre les « majors » du secteur (Enedis, Enel, Innogy, etc.), entreprises de taille nationale, qui exercent un quasi-monopole sur la distribution, et les autres, le plus souvent d'origine municipale ou supra-communale, couvrant des territoires plus petits, à l'image des *stadtswerke* allemands ou autrichiens par exemple.

Les distributeurs en Europe⁵¹

	Nombre de DSO	Nombre de grands DSO (>100 000 clients)	Demande couverte par les grands DSO	Péréquation
Autriche	124	11	92%	
Croatie	1	1	100%	Oui
Chypre	n/a	n/a	n/a	Oui
République Tchèque	3	1	83%	
Danemark	71	7	70%	
France	148	5	95%	Oui
Finlande	81	8	20%	
Allemagne	883	103	74%	
Royaume-Uni	21	14	99,50%	
Grèce	1	1	100%	Oui
Hongrie	6	6	100%	Oui
Irlande	1	1	100%	
Italie	151	10	97%	Oui
Lituanie	6	1	100%	Oui
Luxembourg	5	1	90%	
Malte	1	1	100%	Oui
Pays-Bas	8	5	n/a	
Pologne	169	5	91%	

⁵¹ Study on tariff design for distribution systems, Commission européenne, 2015.

Portugal	13	3	99%	Oui
Roumanie	8	8	100%	
Slovaquie	163	3	n/a	
Slovénie	1	1	100%	Oui
Espagne	342	17	95%	Oui
Sweden	8	5	52%	

Il en ressort l'impossibilité au niveau communautaire de proposer/suggérer un modèle de structure unique pour la distribution d'électricité, tant elle incarne à la fois le produit d'une histoire et d'une culture forcément différentes dans chaque État, voire dans chaque région qui les composent. Néanmoins, il doit être possible sinon d'harmoniser, tout au moins de décliner quelques règles communes susceptibles d'améliorer leur efficacité, leur viabilité économique sur le long terme et surtout la qualité du service offert aux usagers.

Les GRD auront en effet dans les prochaines années, et déjà maintenant, à relever les défis du numérique et de l'intermittence accrue de la fourniture d'électricité voire du recours à l'autoconsommation. Comme cela s'est produit dans le secteur des télécommunications, les progrès liés à la technologie du numérique vont contraindre les GRD à développer de plus en plus des convergences intersectorielles et à mettre en place des écosystèmes pour exploiter au mieux ces nouveaux champs d'action. Songeons notamment au *smart Grid* et à la gestion de la consommation à distance via le *smart metering*.

Par ailleurs, les gestionnaires de réseaux seront de plus en plus tributaires de ces autres métiers que sont le stockage de l'électricité, le fonctionnement des micro-réseaux ou encore la flexibilité de la demande pour ne pas parler de tout ce qui touche à l'électromobilité. Faute d'avoir accès, directement ou indirectement, à ces activités nouvelles, les GRD verront leur équilibre économique remis en cause tôt ou tard. Ils doivent donc s'organiser en conséquence s'ils ne veulent pas devenir de simples opérateurs chargés des tâches techniques, de plus en plus coûteuses, et des fonctions de dépannage, tandis que le secteur privé capterait les activités à haute valeur ajoutée.

Il est évident que les GRD ne pourront faire face à ces mutations s'ils ne disposent pas d'une taille critique qui leur permette d'attirer les compétences humaines nécessaires et d'investir dans les technologies ou les process de demain. Mais, en même temps, ils devront éviter de se trouver dans la position de Gulliver face aux sensibilités territoriales, et aux attentes individuelles de citoyens de moins en moins « passifs ». Ceux-ci s'impliquent en effet de manière active dans la transition énergétique, et auront demain à leur portée les moyens de leur autonomie via l'autoconsommation, les micro-réseaux et ces communautés locales d'énergie qui risquent de se substituer, au moins partiellement, aux gestionnaires du réseau global.

Pour contourner cette difficulté, les Pays-Bas, la Flandre belge et bientôt la Wallonie, ont mis en place un système qui conjugue le principe d'un opérateur unique avec la pluralité de GRD supracommunaux couvrant des territoires naturels. Le premier est une filiale à 100% des secondes et rencontre la condition de taille critique, tandis que les entités dont il dépend sont en contact direct avec les besoins et les attentes des territoires concernés. Ce modèle est proche de celui des *stadtwerke* allemands et autrichiens, avec cependant deux grandes différences : d'une part il ne propose pas de solution de diversification vers des métiers proches (stockage, flexibilité) ; d'autre part il bénéficie d'une autonomie et d'une souplesse de fonctionnement que n'ont pas toujours leurs homologues germaniques.

Cela dit, la faiblesse de ce modèle belgo-néerlandais est actuellement de n’être adaptée qu’au seul statut de « pure player » des GRD. Il ne prend pas en compte la nécessité du gestionnaire de réseau ou de sa filiale opérationnelle de se positionner sur les nouveaux marchés concurrentiels tels que le stockage, le pilotage des micro-réseaux ou encore les infrastructures de recharge pour les véhicules électriques.

Nous privilégierons donc une analyse portant plutôt sur trois pays comparables à la France en taille, population et PIB : l’Allemagne, l’Italie et l’Espagne. Même si, là aussi, ces trois pays proposent des modes d’organisations sensiblement différents, autour schématiquement de trois échelles. L’Allemagne fait la part belle à la structure communale avec près de 800 distributeurs ; l’Espagne tend davantage vers une organisation régionale ; tandis qu’enfin l’Italie correspond davantage à une structuration nationale. Pour autant, même si l’on observe des phénomènes de concentration en Allemagne autour de grands opérateurs et l’existence de petits distributeurs en Italie comme en Espagne, il ressort que dans ces trois pays, des stratégies industrielles s’activent ou ont été activés depuis plusieurs années concernant les réseaux.

I. L’Allemagne entre *rekommunalisierung* et concentration

A. Organisation de la distribution

Sur plus de 2 200 distributeurs recensés en 2015 en Europe, l’Allemagne en comptait 883, soit près de 40 % du total. L’Allemagne est l’un des pays dont le secteur de la distribution est le moins concentré. Le pays comprend néanmoins différentes tailles de DSO, depuis les *stadtwerke* très locales, jusqu’à de très grands gestionnaires de réseaux parmi les 81 comprenant plus de 100 000 clients. 30 distributeurs gèrent un réseau d’une longueur supérieure à 8 000 km et 272 une longueur inférieure à 250 km. A l’inverse, Netze BW, filiale d’EnBW, gère un réseau de 92 000 km pour 2,7 millions de clients. Stromnetz Berlin dispose quant à elle de 36 000 km de réseau pour 3,4 millions de clients. Westnetz, filiale d’Innogy, compte quant à elle 7,3 millions de clients pour 195 000 km de réseaux.

Les distributeurs d’électricité en Allemagne



Les distributeurs et fournisseurs d'électricité sont *in fine* majoritairement détenus en nombre par les municipalités et sinon dans des partenariats public-privé. L'arrivée à échéance d'un certain nombre de contrats de concession ces dernières années a donné lieu à un phénomène de remunicipalisation. L'association fédérale des entreprises communales (VKU) comptait 234 concessions ayant été réattribuées à des régies municipales depuis 2007 et la création de 141 nouvelles entités depuis 2005⁵². Il s'agit dans la grande majorité des cas de régies fondées par des communes de moins de 25 000, voire moins de 10 000 habitants, mais à travers fréquemment des regroupements de communes pour bénéficier d'une taille critique minimum. Cependant, cela a aussi été le cas de grandes villes. Un référendum à Hambourg en 2013 a conduit au rachat du réseau d'électricité par la ville en 2014 pour un montant de 2 Md€ à compter de 2019.

Les motivations de ce mouvement sont considérées comme avant tout économiques, les réseaux de distribution devant financer les autres activités communales structurellement déficitaires⁵³. Il s'agit par ailleurs pour les collectivités de renforcer l'emploi local et l'on constate un important personnel dans les régies d'énergie avec près de 106 300 employés dans ces dernières (électricité, gaz, chaleur). Les efforts en matière d'énergies renouvelables n'apparaissent pas comme une motivation première, avec un parc de production d'électricité composé en 2015 de 16,6 % d'ENR et seuls 23,3 % des nouvelles capacités en construction par les régies étaient des installations renouvelables.

B. Qualité d'alimentation

Le réseau allemand est par ailleurs enfoui à 82,4 % contre 50 % en France, ce qui résulte autant d'une densité de population plus forte et d'une urbanisation plus étale, que d'un choix assumé en faveur d'une forte qualité d'alimentation. Le SAIDI allemand se situe depuis plusieurs années entre 10 et 20 minutes (99,997 % de disponibilité) contre un peu plus de 60 minutes en France (99,988 % de disponibilité).

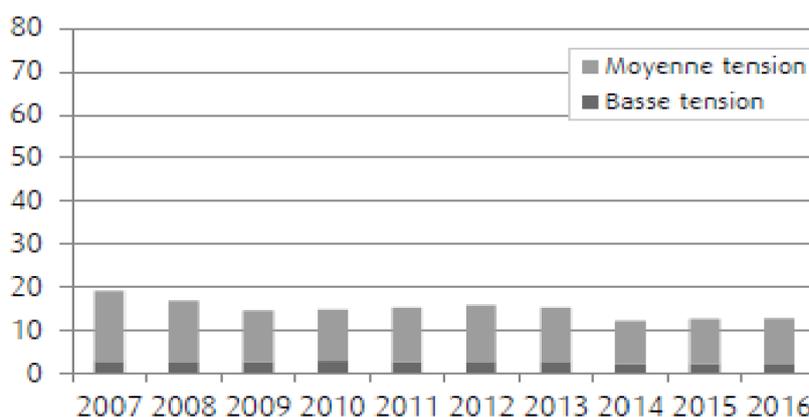


Figure 3 : Évolution de l'indice SAIDI en Allemagne pour la période 2007 – 2016 (en minutes)

Source : CEER²⁵, mise en forme OFATE

En revanche, aucune surveillance de la tension n'est mentionnée dans le rapport du CEER concernant l'Allemagne. Cette situation s'explique notamment par la pluralité des distributeurs, des outils et des méthodes, mais aussi par l'absence de généralisation des compteurs communicants.

⁵² BOULANGER, V., *Transition énergétique : comment fait l'Allemagne*, Heinrich Böll Stiftung, 2015.

⁵³ *Ibid.*

Cette situation peut paraître étonnante alors que le développement des énergies renouvelables et en particulier le photovoltaïque posent un certain nombre d'enjeux en matière de contrôle de la tension.

Tableau 2 : Niveaux de tension et réseaux associés en Allemagne

Niveau de tension	Réseau électrique associé
Basse tension – $U \leq 1 \text{ kV}$	Réseau de distribution
Moyenne tension – $1\text{kV} < U \leq 30 \text{ kV}$	
Haute tension – $30\text{kV} < U \leq 110 \text{ kV}$	
Très Haute Tension – $225 \text{ kV} / 400 \text{ kV}$	Réseau de transport

C. Tarifs d'acheminement

Les tarifs de distribution en Allemagne sont élaborés tous les 5 ans et s'échelonnent de 4,56 c€/kWh à Brême à 8,62 c€/kWh dans le Brandebourg. Ils ont augmenté de 25 % depuis 2009 pour les clients résidentiels. Le prix moyen pour un consommateur domestique (3 500 kWh) s'élève à 7,27 c€/kWh. Il est cependant à noter que les redevances de concession ne sont pas intégrées dans les tarifs de réseaux et que celles-ci sont évaluées à 1,66c€ pour ce même consommateur domestique moyen.

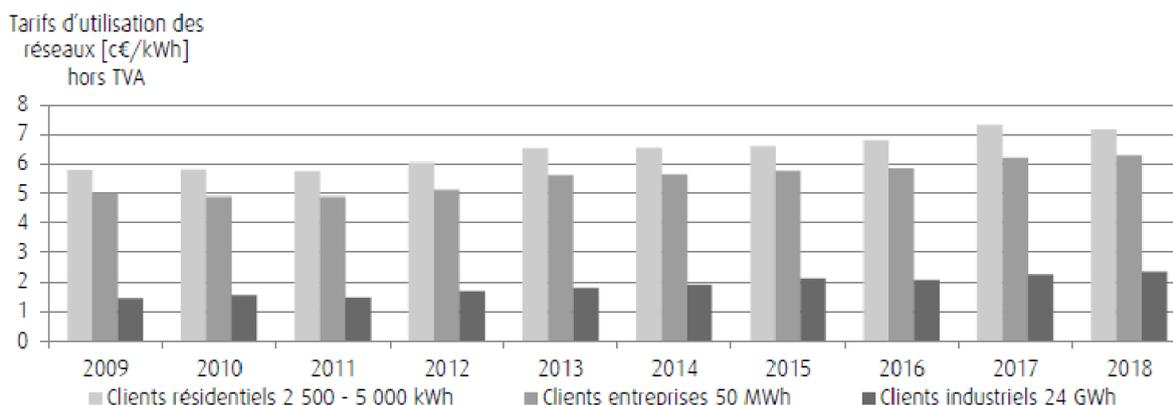


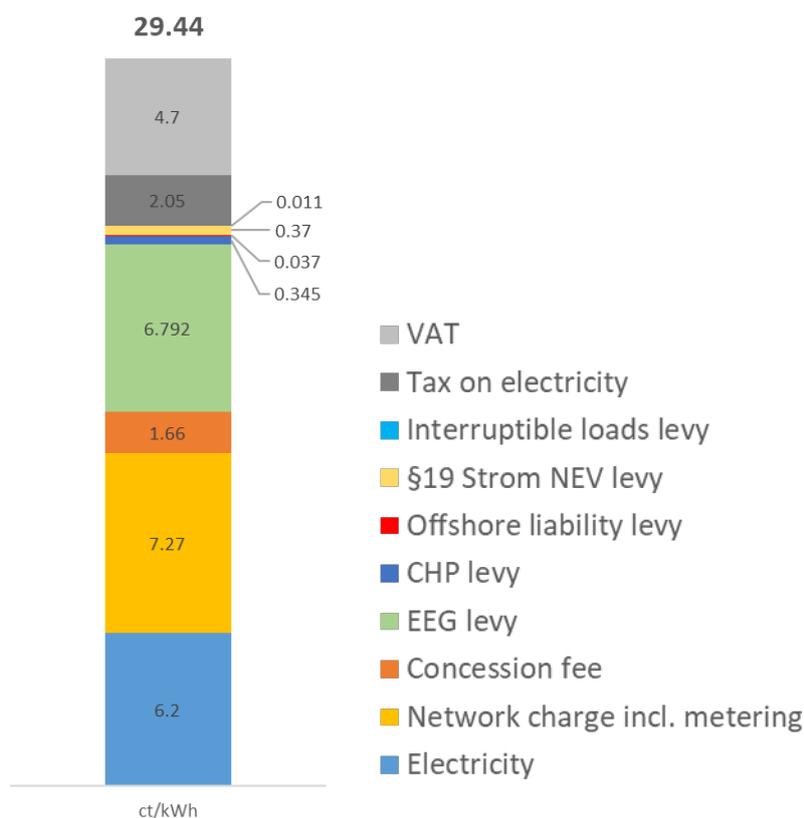
Figure 5 : Évolution des tarifs moyens d'utilisation des réseaux en Allemagne de 2009 à 2018 (valeur pour les clients résidentiels pondérée en fonction des quantités ; tarifs nets appliqués aux entreprises et aux industriels calculés arithmétiquement)

Source : BNetzA⁵⁸, mise en forme OFATE

À l'instar de la France, en Allemagne, le tarif d'accès au réseau répond à une structure répartie entre une part fixe, qui n'est pas liée à la puissance souscrite, mais à la simple connexion réseau et une part variable en fonction de l'énergie consommée. La part fixe s'élève en moyenne à 18 % du tarif et la part variable est quant à elle de 82 % pour les clients résidentiels.

Une réforme des tarifs de transport est prévue en plusieurs étapes d'ici janvier 2023 afin de parvenir à une péréquation. La première étape en 2019 a prévu une harmonisation à hauteur de 20 % des charges des gestionnaires de réseaux de transport.

Décomposition de la facture moyenne d'un consommateur domestique en 2017



D. À côté du *rekommunalisierung*, la naissance d'un nouveau géant des réseaux

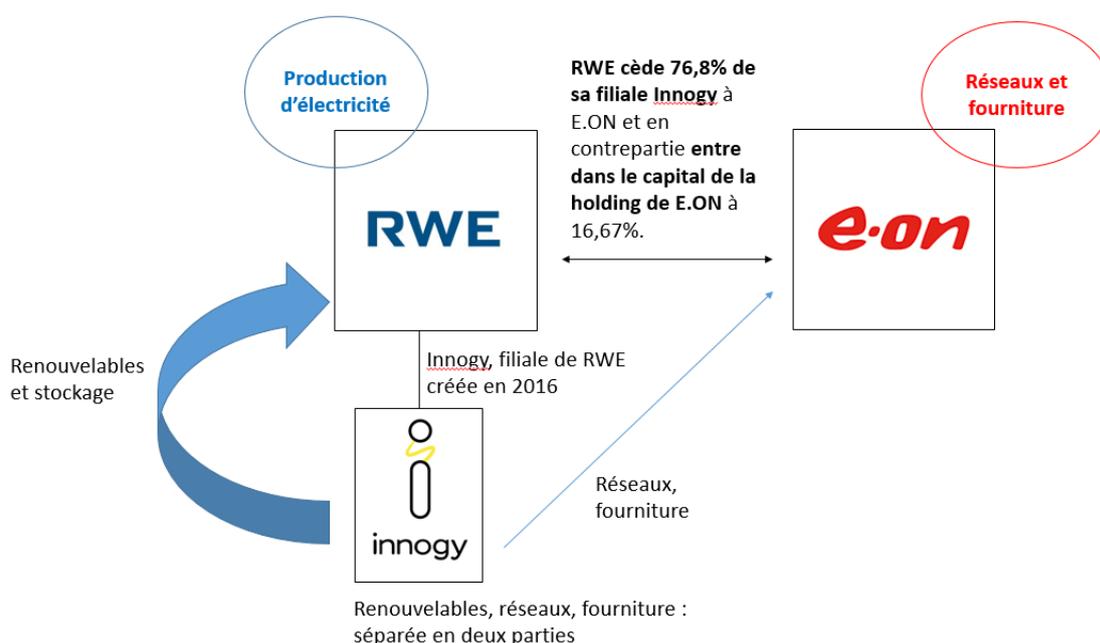
Le secteur électrique a connu ces dernières années une réorganisation en plusieurs temps entre E.On et RWE, dont le point d'orgue a été l'annonce le 10 mars 2018 d'un massif d'échanges d'actifs. La société Innogy, filiale d'E.On est devenue alors le premier distributeur d'Allemagne et l'exploitant d'un réseau d'électricité et de gaz d'1,5 million de km comprenant 45 millions de clients. RWE devint quant à lui l'un des plus importants producteurs d'électricité renouvelables d'Europe avec EDF, Iberdrola et Enel.

La Commission européenne a énuméré cependant un certain nombre de contreparties afin d'empêcher une augmentation des prix de l'électricité ou du gaz dans les Etats concernées (Allemagne, République Tchèque et Hongrie). En conséquence, E.On dut céder une grande partie de son portefeuille de clients dans les réseaux de chaleur à base d'électricité, l'exploitation de 34 bornes de recharge sur les autoroutes allemandes, les activités de fournitures aux clients non réglementés en Hongrie et enfin les activités d'Innogy dans le secteur de la vente au détail d'électricité et de gaz naturel en République Tchèque.

À travers cette opération et le *rekommunalisierung*, l'Allemagne incarne la tension entre la double nécessité de répondre aux attentes des territoires et de disposer d'acteurs de grande stature pour répondre aux enjeux de la transition énergétique sur les réseaux. En fait, il y a une divergence profonde entre les gestionnaires de réseaux de distribution de taille nationale (Innogy notamment) et les principales *stadtswerke* à propos de la réponse à apporter au gouvernement fédéral qui demande de démultiplier les infrastructures renouvelables (notamment l'éolien on-shore) et d'accélérer l'installation de capacités de stockage en vue de l'arrêt des centrales au charbon, prévu au plus tard en 2038.

Les premiers sont prêts à mener une telle politique moyennant un soutien financier de l'État, tandis que les seconds y sont opposés non seulement en raison du coût des investissements, mais surtout en raison de l'impact sur les tarifs résidentiels et de l'opposition croissante de la population par rapport à l'éolien terrestre.

En outre, les *stadtsverkes* font valoir que les technologies de stockage à grande échelle sont encore incertaines, sans parler du fait que les autorités locales sont de plus en plus vent debout contre les "autoroutes" de transport de l'électricité qui seront nécessaires. Conscients de défendre les intérêts des consommateurs et des municipalités, elles suggèrent donc de ralentir le développement des énergies renouvelables et de recourir à de nouvelles centrales alimentées par du gaz naturel "décarboné" ou de l'hydrogène (*Power to gas*) puisque le nucléaire est définitivement exclu des orientations politiques générales du pays.



II. L'Italie ou une stratégie industrielle en matière de réseaux

A. Organisation de la distribution

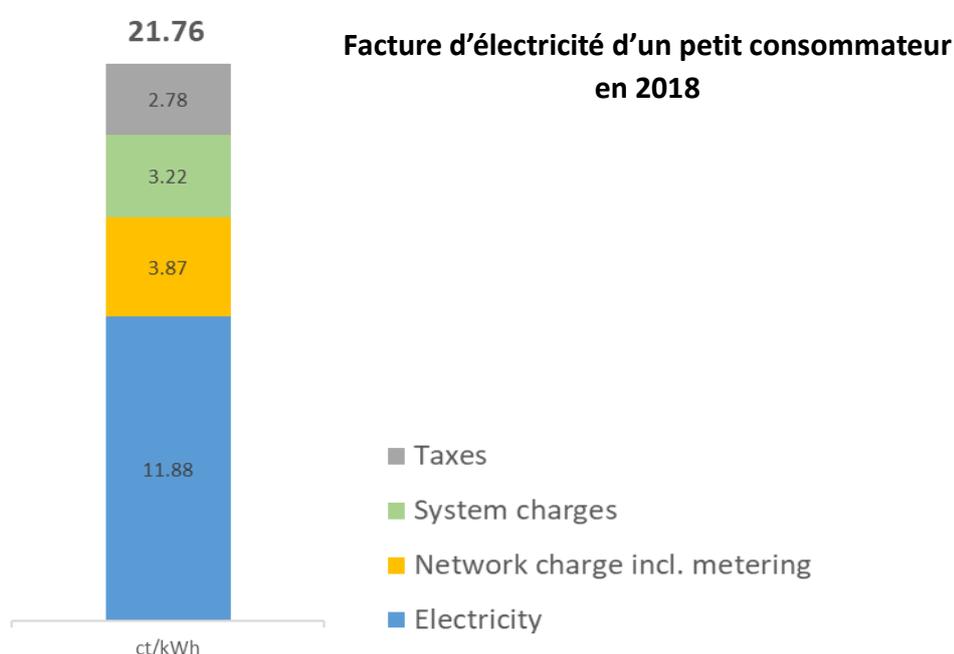
L'Italie est peut-être le pays européen où la situation de la distribution se rapproche le plus de la France avec un secteur de la distribution assez concentré autour de 135 gestionnaires de réseaux différents, dont 10 desservent plus de 100 000 clients. E-distribuzione, anciennement Enel Distribuzione, gère environ 1 150 000 km de lignes et compte en Italie plus de 31 millions de clients (85 % du marché italien). Les autres principaux distributeurs sont ACEA (1,6 million de clients), A2A (1,1 million de clients), IREN (700 000 clients) et HERA (420 000 clients). Les 10 plus grands gestionnaires de réseaux représentent ainsi 97 % du marché.

La distribution d'électricité est effectuée en délégation de service public, mais à travers une adjudication publique des concessions par l'État aux différents gestionnaires de réseaux et pour une durée maximale de 12 ans. Les niveaux de tension opérés par les gestionnaires de réseaux sont par ailleurs assez similaires à la France.

Tableau 3 : Niveaux de tension et réseaux associés en Italie

Niveau de tension	Réseau électrique associé
Basse Tension – $U \leq 1$ kV	Réseau de distribution
Moyenne Tension – $1\text{kV} < U \leq 35$ kV	
Haute Tension – 35 kV / 220 kV	Réseau de transport
Très Haute Tension – $275 \text{ kV} \leq U$	

Hors événements exceptionnels, le SAIDI italien s’est située quant à lui ces dernières années autour de 37 minutes. L’Italie a fait partie des précurseurs en matière de développement des compteurs communicants, puisque le déploiement de la première génération de compteurs s’est déroulé entre 2001 et 2011. L’installation de compteurs de seconde génération a quant à elle commencé en 2017 et s’étendra jusqu’en 2031 avec près de 36 millions de compteurs posés.



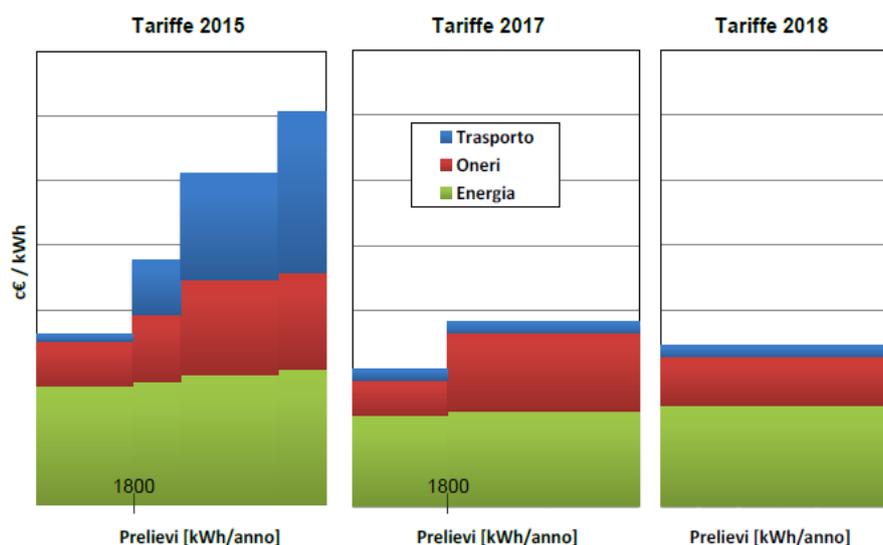
Le tarif d’accès au réseau a une structure quadripartite qui se répartit entre une part fixe, liée à la simple connexion au réseau, au comptage (18,96 €/point de livraison), à la puissance souscrite (21,69 €/kW) et une part variable fonction de l’énergie consommée (0,84 c€/kWh)⁵⁴. Les parts fixes et variables correspondent respectivement à 1/3 et 2/3 du tarif. Le tarif italien est en outre péréqué.

Une réforme tarifaire pour les consommateurs domestiques a été mise en place à partir du 1^{er} janvier 2016, augmentant la part fixe et relative à la capacité et lissant les charges relatives aux niveaux de consommations. Cette réforme a été accompagnée par la fourniture de données sur les pics mensuels aux consommateurs et par une facilité accrue à définir leur puissance souscrite. En 2018, une différenciation a en outre été introduire entre les résidences principales et secondaires⁵⁵.

⁵⁴ Franzò et al. 2017, The Electricity Tariffs Reform for the Residential Market in Italy; Arera 2017, Impegno di potenza per clienti domestici ; Arera, Annual report 2016.

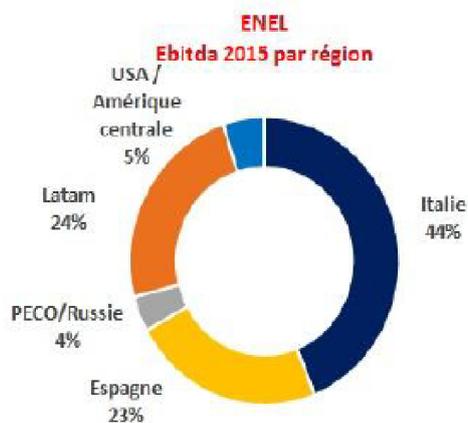
⁵⁵ CEER Guidelines of Good Practice 2017; CEPA 2017, International review of cost recovery issues; Arera, Summary of the annual report 2017; Arera, Aggiornamento trimestraleoneri generali i trimestre 2018.

Plusieurs raisons ont justifié cette réforme. La structure progressive et très variable n'était plus considérée comme équitable, en particulier car elle favorisait les célibataires au détriment des familles nombreuses, et qu'elle ne reflétait pas suffisamment les coûts. La réforme doit également permettre le remplacement des matériels électriques par d'autres d'une meilleure efficacité, mais aussi plus largement d'inciter au transfert d'usage vers l'électricité depuis le gaz naturel ou le fuel. Cela permettait également d'optimiser les profils de charges, de rendre les factures plus simples et lisibles. Enfin, il a été pris en compte le maintien d'une incitation aux économies d'énergies, puisque la facture TTC continuait de comprendre une part variable entre 70 et 80 % de la facture.



B. Enel, un pionnier dans le champ du régulé

Créée en 1962, Enel perd son monopole en 1999. L'Etat vend alors 30 % de son capital et l'entreprise cède une part significative de son parc de production. Elle entame au début des années 2000 une stratégie internationale dans les PECO, en Espagne et en Russie. Le rachat d'Endesa lui permet enfin de se positionner également en Amérique latine. Après une phase de désendettement au début des années 2010, l'entreprise a renforcé son orientation stratégique dans les ENR et les réseaux, en ciblant tout particulièrement l'Italie, l'Amérique latine, l'Espagne et dans une moindre mesure l'Asie, l'Afrique et le Moyen-Orient. Aujourd'hui, ce sont 73 millions de PDL qui sont opérés dans le Monde par Enel Distribution, pour 485 TWh acheminés ; alors qu'en 2001, sur le seul sol italien, son « périmètre » était de 30 millions de PDL, pour 245 TWh.



Entre 2015 et 2019, Enel a décidé de consacrer plus de la moitié de ses 17 Md€ de CAPEX de croissance dans le développement des EnR pour augmenter leur part dans l'EBITDA du groupe de 11 en 2015 à 16 % en 2019. Mais cela s'inscrit surtout dans une stratégie où le régulé représente 70 % de l'EBITDA du groupe (15 Md€ au total) et devrait atteindre 75 % en 2019.

Chiffres clés 2015	Enel
Chiffre d'affaires	75,7 Md€ dont 40% en Italie
EBITDA	15,3 Md€
Capacité installée	90 GW
Production / Vente d'électricité	284 TWh / 260 TWh
Km de lignes	1 865 671
Clients	61,4 millions
Effectifs	67 914
Capitalisation (au 24/02/17)	40,7 milliards €

L'EBITDA dégagé par les activités réseaux finance ainsi la digitalisation des infrastructures avec un retour sur investissement significatif puisque les nouvelles technologies développées sont déployées sur les actifs réseaux des différents pays du groupe. Enel est ainsi en train de déployer sa deuxième génération de compteurs communicants, soit environ 40 millions. Elle élargit par ailleurs ses activités de réseau et déploie actuellement en Italie et à l'international un réseau de fibre optique.



III. En Espagne, Iberdrola est un pionnier des réseaux

A. Organisation de la distribution

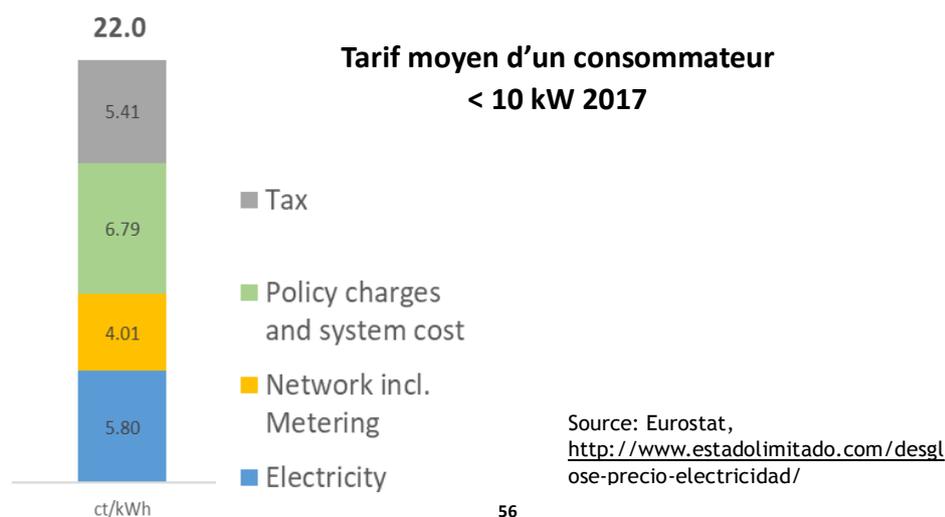
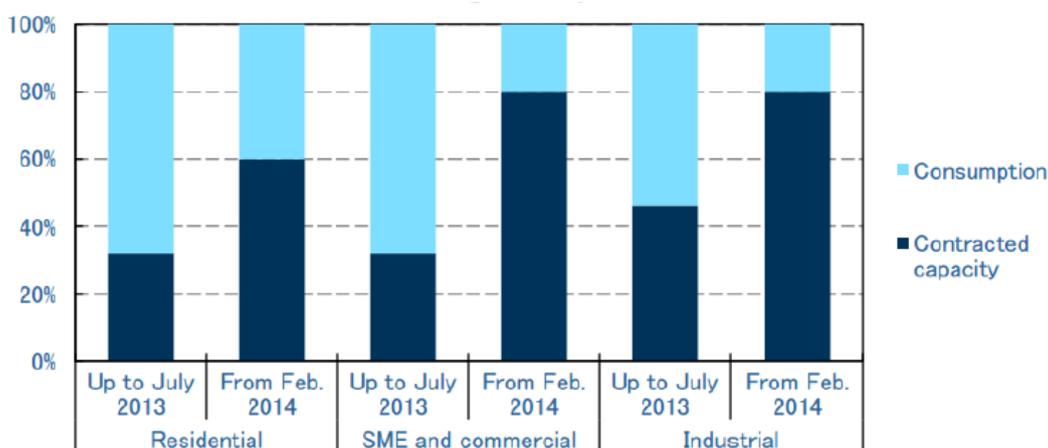
341 gestionnaires opèrent un réseau de distribution de 700 000 km en Espagne auprès de près de 30 millions de clients. Seuls 5 de ces gestionnaires desservent plus de 100 000 clients, mais représentent 95 % du marché : Endesa distribución (316 000 km et 22 millions de clients en gaz et électricité), Iberdrola distribución (268 000 km de réseaux pour 10,9 millions de clients), Naturgy (3,7 millions de clients et 214 000 km), EDP HC Energia (24 000 km et 664 000 clients) et enfin Electra de Viesgo (745 000 clients et 31 000 km).

Le secteur de l'électricité y a été déclaré service d'intérêt économique général, ce qui permet aux pouvoirs publics de s'assurer que l'approvisionnement énergétique sera fourni dans des conditions appropriées pour satisfaire l'intérêt général à travers notamment la mise en place d'obligations de service public aux entités privées. Les niveaux de tension sur lesquels opèrent les gestionnaires de réseaux de distribution sont supérieurs à ceux en France.

Tableau 6 : Niveaux de tension et réseaux associés en Espagne

Niveaux de tension	Réseau associé
Basse tension – $U \leq 1$ kV	Réseau de distribution
Moyenne Tension – $1 < U \leq 145$ kV	
Haute Tension – 145 kV < U	Réseau de transport

Le SAIDI espagnol se situait par ailleurs au niveau de 54 minutes ces dernières années. Le tarif espagnol, qui est péréqué, comprend trois composantes qui sont fonction de la puissance souscrite, de comptage et d'énergie. Suite à la réforme de 2013, la part fixe a été particulièrement augmentée et représente entre 60 et 80 % du tarif.



En Espagne, le déploiement des compteurs communicants s'est achevé en 2018 avec près de 28 millions de compteurs installés.

⁵⁶ Une part significative des coûts réseaux se retrouvent au sein des « *policy charges and system costs* ».

B. Iberdrola, précurseur d'une stratégie régulée

Iberdrola fut créé en 1992 suite à la fusion de cinq compagnies privées et s'orienta rapidement vers l'international. À l'occasion de la privatisation du secteur électrique brésilien, Iberdrola acquit différents gestionnaires de réseaux de distribution entre 1997 et le début des années 2000, avant d'investir fortement dans les ENR. Cette stratégie se rythma d'acquisition dans le domaine des réseaux avec Scottish Power en 2007, Elektro au Brésil en 2011 et l'américain UIL en 2015. La stratégie d'Iberdrola se fonde ainsi sur un « carré atlantique » comprenant États-Unis, Amérique latine, Royaume-Uni et Espagne. En 2015, le Royaume-Uni et le continent américain ont contribué à 54 % de l'EBITDA et ont concentré 80 % des CAPEX (46 % au Royaume-Uni, 16 % aux États-Unis, 15 % au Mexique et 3 % au Brésil).

Chiffres clés 2015	Iberdrola
Chiffre d'affaires	31,4 Md€ dont 49% en Espagne
EBITDA	7,3 Md€
Capacité installée	46,5 GW
Production / Vente d'électricité	136,8 TWh / 137,7 TWh
Km de lignes	
Clients	36,5 millions
Effectifs	30 938
Capitalisation (au 24/02/17)	40,6 milliards €

En 2015, l'EBITDA d'Iberdrola s'élevait à 7,3 Md€ dont 70 % étaient obtenus sur des activités régulées ou assimilées, avec l'objectif de porter ce pourcentage à 81 %. Sur les 24 Md€ de CAPEX engagés entre 2016 et 2020, Iberdrola avait donc prévu d'en investir 70 % sur pour la croissance, dont 88 % sur les activités régulées. *In fine*, l'activité réseaux représente 50 % de l'EBITDA.



CONCLUSION

Dans le contexte de crise sanitaire et économique majeure que la Planète traverse, si l'on veut éviter l'accélération du dérèglement climatique, l'Europe a une responsabilité particulière pour être force de propositions et faire « communauté » autour d'enjeux industriels partagés.

Les Européens furent en effet les premiers à faire de la lutte contre le dérèglement climatique une grande politique structurante de ces dernières décennies. Pionniers, nous nous trouvons toujours en première ligne face aux nombreux défis technologiques (déploiement de nouveaux moyens de production, rénovation massive des parcs immobiliers, invention de nouveaux modèles énergétiques locaux), sociétaux (acceptabilité d'une évolution des modes de vie) et économiques (activation de circuits de financement et mobilisation de l'épargne), qui structurent la transition énergétique.

La manière de relever ces défis dépendra des choix effectués dans chaque État Membre (et même, de plus en plus, dans chaque région ou collectivité), mais les solutions trouvées auront en commun de devoir s'insérer dans des systèmes énergétiques dont les réseaux fournissent déjà, sur des millions de kilomètres, l'architecture.

À l'heure des « communautés citoyennes », continuer à « faire système », grâce aux réseaux, afin de délivrer une énergie (gaz ou électricité) dans les meilleures conditions d'efficacité et de coût, devient l'impératif absolu pour la sécurité d'approvisionnement des Européens, notre confort de vie, la compétitivité de nos entreprises et donc de nos emplois.

L'Europe est la zone du monde qui offre la meilleure qualité de services énergétiques ; cet atout doit être conforté. Or, les réseaux énergétiques européens sont soumis à un cahier des charges profondément renouvelé dans ce contexte de transition énergétique, puisque leur organisation doit désormais permettre :

- d'accompagner la décentralisation, les moyens de production renouvelables étant dispersés dans des centaines de milliers de sites sur l'ensemble des territoires. Cela impose de repenser en profondeur les réseaux, notamment de distribution, qui n'ont pas été initialement conçus pour cette fonction de collecte des énergies renouvelables ;
- de piloter une complexité d'un ordre nouveau, en raison de la variabilité de certaines énergies renouvelables (éolien, photovoltaïque), mais aussi avec l'émergence de nouveaux usages, tels les véhicules électriques ;
- d'assurer les solidarités entre les États et les régions, dans un contexte où les incertitudes technologiques des filières nouvelles viennent s'ajouter à celles, plus anciennes, d'ordre géopolitique ;
- de continuer à garantir un égal accès aux services énergétiques, sans que la transition devienne un facteur de discrimination à l'encontre des citoyens les plus fragiles économiquement.

Mettre les intelligences en commun pour adapter les réseaux constitue une nécessité si les Européens veulent réussir la transition énergétique. L'article 194 du traité de Lisbonne trace déjà la voie à une intervention plus forte de l'Union en la matière. Mais les Européens doivent aller au-delà, et explorer au plus vite de nouveaux espaces de coopération, d'innovation et d'investissements conjoints.

Le défi se révèle de taille, car des centaines de milliards d'investissements devront être engagés d'ici à 2030, et il n'est nul besoin d'argumenter pour se convaincre que, dans une Europe post-coronavirus convalescente, chaque euro devra être investi avec le plus grand souci d'efficacité pour nos collectivités.

Enfin, cette « Europe énergétique en réseaux », que nous appelions déjà de nos vœux dès 2015, ne sera pas qu'un défi physique, technique ou économique. Elle devra aussi incarner ces « singularités partagées » qui caractérisent aujourd'hui l'espace énergétique européen : à la verticalité des hiérarchies, nationales, succédera l'horizontalité de la communication entre les territoires ; à l'autorité et la verticalité des pouvoirs en place, la légitimité du citoyen, de l'initiative et de la réussite ; à l'uniformité industrielle, la diversité des modèles d'organisation ; et à un univers d'États, le flux des échanges sur un espace européen connectant et interconnectant des territoires évoluant de manière différenciée.

RECOMMANDATIONS

Recommandation 1

Optimiser l'intégration durable des énergies renouvelables aux réseaux européens

Si les réseaux électriques européens ont su montrer leur capacité à intégrer des quantités croissantes de sources de production renouvelables durant ces 20 dernières années, il est essentiel de comprendre que la dynamique n'en est encore qu'à ses débuts.

La part des énergies renouvelables ne représente en moyenne que 15 à 25 % de la consommation finale d'énergie dans les pays européens. Mais, parfois, ce pourcentage est bien plus élevé, à certaines heures ou dans tel pays européen donné ; et, dans les années à venir, le transfert d'usage des énergies fossiles, par exemple en matière de chauffage ou de mobilité, conduira à une très probable augmentation de la consommation d'électricité, et donc des énergies renouvelables, pour y répondre.

Les gestionnaires de réseaux sont dans la capacité technique de répondre à cet enjeu ; mais la complexité induite est évidente, avec des risques patents sur le maintien de la fréquence et de la tension, comme vient de le rappeler France Stratégie⁵⁷, mentionnant le « quasi black-out » de juin 2019 en Allemagne, et « l'utilité de disposer d'interconnexions permettant à ce pays d'échanger plus ou moins de 10GW dans la même semaine, selon que l'éolien produit ou non ».

La panne électrique majeure du 4 novembre 2006 avait déjà amené, trois ans plus tard, à la création d'un centre de supervision commun, Coreso, permettant de disposer d'une vision agrégée, en temps réel, du réseau européen, notamment quant aux flux à venir d'énergies renouvelables. Ce travail doit être encouragé et poursuivi, car il participe de la sécurité d'approvisionnement à très court terme de tous les européens.

Il est aussi nécessaire que soit rapidement mis en place, tant au plan réglementaire/régulatoire qu'industriel, un cadre favorisant des raccordements réalisés dans les meilleurs délais, et au meilleur coût, tant pour le succès de la transition énergétique que pour la protection de la facture des consommateurs.

Trois leviers doivent être mobilisés à cet effet :

1. Une certaine **gouvernance en matière d'anticipation et de localisation des énergies renouvelables** est d'abord essentielle, afin d'optimiser leur positionnement en fonction des capacités d'accueil, mais aussi de prévoir au mieux les investissements plus significatifs qui pourraient s'avérer nécessaires et qui pour certains peuvent demander des années avant d'entrer en service. En l'état, l'organisation française autour des S3REN apparaît pertinente et à réaffirmer.

⁵⁷ Note France Stratégie du 21 avril 2020.

2. La question du **signal prix de raccordement** se révèle cependant comme un second outil clef de la bonne localisation des ENR pour laquelle des progrès doivent être réalisés. Le signal prix participe dans la durée à la maîtrise des coûts d'intégration au réseau des énergies renouvelables et de la préservation de la facture des clients. En reportant une partie du prix sur ces derniers, c'est bien le coût total d'intégration des ENR que l'on augmente sans pertinence économique.
3. Enfin, le troisième levier renvoie à l'intégration des **technologies numériques et des smart grids** qui ouvriront la possibilité de réduire les coûts d'intégration au réseau, d'éviter des investissements ou des renforcements, grâce au pilotage de la demande et à l'essor des flexibilités. A travers ses opérateurs nationaux, la France fait partie des *leaders* mondiaux en la matière et il convient de renforcer la filière industrielle sur le sujet.

De façon plus large, la dimension industrielle du raccordement des ENR sera croissante dans les années à venir pour répondre à des volumes de plus en plus significatifs et des contraintes d'intégration au réseau de plus en plus forte, impliquant des objets technologiques de plus en plus complexes.

L'essor des « communautés énergétiques citoyennes » ou « renouvelables » est dès lors à articuler à cette industrialisation croissante. Si ces dernières constituent un levier indéniable pour favoriser les projets locaux et l'appropriation citoyennes des ENR, il sera essentiel qu'elles ne remettent pas en question les fondamentaux des industries de réseau, la performance que portent ces dernières et surtout les solidarités territoriales inhérentes au modèle français.

Recommandation 2

Finaliser les « autoroutes vertes » européennes

Nous proposons déjà en 2015, dans le rapport « Energie, l'Europe en réseaux », de transformer les autoroutes européennes en « autoroutes vertes », en mettant en place des « corridors européens des mobilités innovantes ». L'objectif était, par exemple, de pouvoir relier en véhicule sobre en CO₂, sans discontinuité, la Pologne au Portugal, la France à la Grèce.

Ces corridors restent toujours d'actualité et constituent plus que jamais un facteur clef de l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques européens, car ils participent au premier chef à la réduction de la part des produits pétroliers dans la consommation finale (35 % aujourd'hui). Ils constituent de surcroît un cadre de planification pour les investissements des gestionnaires de réseaux et un prolongement naturel de l'« Alliance des batteries ».

Le contexte à l'accélération de ce projet est favorable : l'autonomie des véhicules électriques devrait atteindre 500 km d'ici 2030, portant alors à 30 millions le nombre de véhicules électriques circulant en Europe ; l'interopérabilité des systèmes de recharge a été retenue par les textes communautaires ; enfin une dizaine de projets européens ont déjà pris corps, visant à développer ces corridors, telles que Mega-e, Ionity ou encore Flex-E, avec des stations de 50 à 350 kW réparties entre plusieurs pays.

Ces réseaux internationaux de recharge à haute ou ultra haute puissance rassemblent généralement en consortium les CPO, les constructeurs automobiles, les services publics et les équipementiers. Et Le programme « Connecting Europe Facility » finance déjà à hauteur de 82 millions d'€ (CEF) les projets de recharge rapide engagés par Ionity (40 millions d'€), Central European ultra Charging (12 millions € pour 112 stations) et Mega-E (30 millions €).

Mais il faut aller plus loin, et faire de l'achèvement de ce projet d'« autoroutes vertes » un vrai projet industriel et politique européen, car il renforcera en proportion les transferts d'usages vers les véhicules non thermiques, en maillant les principaux axes autoroutiers européens de stations de recharge. Le coût estimé, pour la seule partie électrique, concernant la finalisation de ce grand projet européen serait de l'ordre de 450 millions d'euros

Dès son discours de la Sorbonne, le Président de la République suggérait « la mise en place d'un programme industriel européen de soutien aux véhicules propres et de déploiement d'infrastructures communes afin qu'il soit possible de traverser l'Europe sans l'abîmer. Nous avons besoin de nouveaux grands projets, celui-ci en est un qui réconciliera le cœur de nos ambitions industrielles en la matière ».

Cette perspective pourrait être confirmée aujourd'hui auprès de nos partenaires européens, faisant de cette ambition l'un des projets moteurs des cinq prochaines années.

Recommandation 3

Pour un règlement général de protection des données énergétiques européennes

L'ensemble des pays européens est engagé dans un déploiement massif des compteurs communicants, comme prévu par les textes européens. Les pays qui ont pu par le passé faire le choix de ne pas déployer reviennent progressivement sur cette décision au vu des enjeux de la transition énergétique et de la nécessité du comptage communicant pour y répondre. En 2018, 33,83 % des points de livraison de l'Union européenne étaient équipés de compteurs communicants, soit 100 millions de clients. Près de 125 millions de compteurs devraient être installés avant le milieu des années 2020 pour atteindre 80 % des clients européens équipés. Avec ce déploiement, le secteur électrique européen est en train de connaître une transformation profonde qui révélera tout son potentiel lors de la prochaine décennie.

Il convient cependant dès à présent d'anticiper les implications de cette transformation pour l'industrie des réseaux, et en particulier le rôle que joueront à l'avenir les données énergétiques. Les coûts de déploiement rappellent tout d'abord l'importance de disposer **d'acteurs industriels disposant d'une stature suffisante pour pouvoir assurer les déploiements à moindre coût, mais aussi garantir le développement des systèmes d'informations nécessaires** au traitement de cette augmentation exponentielle des données. Cette stature industrielle des opérateurs est impérative pour répondre aux deux enjeux des données, d'une part leur protection et d'autre part leur diffusion et leur exploitation dans le respect des règles de confidentialité.

Concernant le premier aspect relatif à la protection des données personnelles ou commerciales, il s'agit d'un enjeu majeur auquel l'opinion publique est particulièrement attachée. En l'état, le cadre européen de la protection des données mérite d'être réaffirmé autour de **l'importance de disposer d'opérateurs de service public en charge du traitement de ces données** à travers les gestionnaires de réseaux. Ces derniers, en tant qu'opérateurs régulés, s'inscrivant dans une logique territoriale et concessive, sont des garants naturels de la protection des données face aux opérateurs internationaux et aux GAFAM.

D'autant que l'émergence de ces acteurs internationaux révèle toute l'importance de **mettre en œuvre une filière industrielle des données** et de favoriser concomitamment une mise à disposition fluide des données produites par l'essor des objets connectés et dès lors que la protection des données personnelles ou commerciales est assurée. Ce sera là une des conditions de la numérisation du système énergétique et de l'émergence des solutions *smart grids* qui permettront l'intégration des énergies renouvelables et des nouveaux usages de l'électricité.

Le Luxembourg, le Danemark et la France ont déjà mis en place, séparément, des solutions « Open Source Data Hub ». Mais il convient dès à présent de **réaffirmer au niveau européen le principe du service public de la donnée autour d'opérateurs de réseaux garants de la protection des données et de leur mise à disposition**, afin de favoriser la transition énergétique et le développement des nouvelles technologies associées.

Recommandation 4

Européaniser la vigilance en matière de cybersécurité

La digitalisation du système électrique européen a pour contrepartie l'exposition croissante de celui-ci aux problématiques de cybersécurité. Dès 2018, certains pays européens de l'Est observaient déjà des intrusions dans leurs systèmes électriques, émanant d'une puissance étrangère proche.

Cette menace cyber a conduit l'Europe à s'emparer du sujet, avec l'adoption en juillet 2016 de la directive *Network and Information Security (NIS)*, transposée en droit français en mai 2018. Cette directive a introduit le concept d'opérateur de services essentiels (OSE), qui englobe les réseaux de distribution. Elle permet le renforcement des capacités nationales de cybersécurité, établit la coopération entre les États membres et l'Union Européenne et définit des règles utiles au niveau national auxquelles les OSE devront se conformer, tout en fixant une obligation à ces derniers de notifier les incidents impactant la continuité de leur activité.

Un **Observatoire européen de la mise en œuvre de la Directive NIS** pourrait être rapidement installé, afin d'encourager les pays les plus en retrait à s'inspirer des bonnes pratiques déployées ailleurs, et de fixer un calendrier de convergence concernant le respect de ce socle minimal.

Au-delà, compte tenu du niveau élevé des menaces, et des répercussions majeures qu'aurait une attaque visant un réseau électrique européen, un **effort supplémentaire d'harmonisation**, et surtout **d'entraide entre États européens** en cas de survenance d'un tel évènement est rapidement à imaginer.

Notre pays, précurseur en matière de cybersécurité à travers l'établissement d'opérateurs d'importances vitales (OIV) et avec l'existence de l'ANSSI, pourrait en ce sens militer pour la mise en place au niveau européen, dans le cadre d'une directive NIS 2, d'un « **continuum électrique de confiance** », passant par une vision de bout en bout (*production, transport, distribution, consommateur*) de l'électron.

Sans remettre en cause les principes de souveraineté nationale, ce « continuum » répondrait à la nécessité d'une vision globale au niveau européen des systèmes d'information garants de la sécurité d'approvisionnement de notre continent, depuis leur conception (une *cybersécurité by design*) jusqu'à la mise en place de dispositifs permettant d'accélérer le rétablissement d'un système effondré du fait d'une cyberattaque, en passant par la neutralisation d'une attaque. Vues les interconnexions entre pays européens, ce travail-là ne peut pas/plus à l'évidence être mené « en silo », pays/pays ; et l'engager dès à présent serait un pas majeur, anticipant l'inévitable impact sur la gestion des flux/ « fragilisation » lié aux multiples objets connectés aux réseaux.

Un **Cyber Security Act** pourrait aussi être rapidement conclu (*sous Présidence allemande*), mettant en place une task force opérationnelle européenne, mobilisable dans des délais très brefs aussitôt une intrusion observée dans l'un des systèmes électriques européens. Nous suggérons enfin l'organisation, sans attendre, **d'exercices opérationnels européens**, conçus par/entre les différentes structures et agences en charge de ce sujet dans chaque État membre, en lien bien sûr avec les gestionnaires de réseaux. C'est au prix de cette prise de conscience commune que réussira la transition énergétique, à travers des *smart grids* dont la robustesse intégrera obligatoirement une forte dimension cybersécurité.

Recommandation 5

Structurer une filière industrielle européenne des smart grids

Ces dernières années, l'importance dans le débat public du thème du local et des réseaux en matière de transition énergétique a pu occulter certains mouvements d'ampleur qui s'opéraient au niveau international. Il en est ainsi, par exemple, des initiatives de *State Grid* d'acquisitions de gestionnaires de réseaux de transport.

Il en est de même concernant la réorganisation du secteur énergétique allemand avec la naissance d'un nouveau grand opérateur de réseaux à travers Innogy. Et le succès depuis plusieurs années de la stratégie internationaliste d'Enel et d'Iberdrola confirme également l'importance de la stature industrielle minimale des gestionnaires de réseaux et le fait que celle-ci puisse devenir croissante pour répondre aux enjeux auxquels ils auront à faire face, demain, dans le cadre d'une transition énergétique accélérée et d'une numérisation accrue.

De fait, les années à venir verront les réseaux prendre un statut nouveau en raison de leur rôle clef pour la réussite de la transition énergétique. Cela ira de pair avec une compétition industrielle internationale accrue entre les opérateurs en matière de standards, d'innovations technologiques, de régulations, etc.

Sans nécessairement chercher à favoriser des concentrations et la naissance d'opérateurs de taille européenne, difficile d'envisager en matière de distribution vue l'hétérogénéité de départ, il est néanmoins essentiel de ne pas sombrer dans un « angélisme » face aux enjeux à venir de la transition énergétique. Ceux-ci ne se résumeront pas uniquement à la diminution des émissions de CO₂, et engloberont aussi la capacité pour les pays de faire naître des filières industrielles durables, soutenables et locales, dans le cadre de l'une des plus grandes crises systématiques que l'Europe a connue.

Elle doit organiser sa filière industrielle des *smart grids* à l'échelle du continent, avec une ambition commune, pour faire face aux initiatives des industriels américains ou chinois. Cela est particulièrement vrai en matière de données et de flexibilités, qui sous-tendent l'émergence des solutions *smart grids*. Ces dernières seront une rupture majeure du système électrique des années 2020, au même titre qu'ont pu l'être les énergies renouvelables dans les années 2000 et actuellement le stockage d'électricité.

Or, l'Europe dispose de *leaders internationaux* dans le domaine des réseaux, sur lesquels elle doit capitaliser en les structurant pleinement en filière européenne. La DSO Entity mise en place dans le Clean Energy Package a été une première étape essentielle en la matière, mais dont le bien-fondé pour la souveraineté industrielle européenne demeure dilué avec la faible représentativité des opérateurs disposant d'un savoir-faire industriel.

Dès lors, l'Europe doit impérativement se mettre en ordre de marche pour répondre aux enjeux industriels de demain. Dans le cadre du « Green Deal », la Commission pourrait ainsi mobiliser rapidement des **Etats généraux européens des smart grids**, qui auraient pour mission de fixer une feuille de route industrielle pour les dix prochaines années et émettrait des recommandations à destination des institutions européennes.

Recommandation 6

De l'« Airbus des batteries » à un « Airbus européen du stockage stationnaire »

Encouragées par la Commission européenne, l'Allemagne, la Pologne et la France ont initié ces derniers mois une « Alliance des batteries », réunissant plus de 250 entreprises et mobilisant 1,7 Md€, afin de disposer d'une filière industrielle indépendante, allant de l'extraction et du raffinage des minerais au recyclage, en passant par la fabrication des cellules de batterie.

Cette démarche de politique industrielle, visant à fournir rapidement aux constructeurs automobiles européens des batteries compétitives produites sur le sol européen, pourrait être rapidement et utilement amplifiée en y intégrant les besoins propres des réseaux électriques, et en lançant un grand programme européen autour du stockage stationnaire d'électricité. Le pourcentage de plus en plus important d'énergies renouvelables intermittentes qu'ils acheminent augmentera en effet, partout en Europe, les besoins de flexibilité et appellera d'ici 2030-2035 une réponse industrielle qui dépassera largement le simple sujet de la mobilité électrique pour concerner directement la sécurité d'approvisionnement des ménages en électricité.

Déjà, dans son projet de schéma décennal de développement du réseau présenté le 17 septembre 2019, RTE a chiffré qu'un volume écrêté limité de 0,3 % à l'horizon 2035 engendrerait des économies de 7 Md€ sur 15 ans, soit une division par deux des investissements nécessaires à l'adaptation des réseaux de transport hors raccordement. De son côté, Enedis a évalué qu'un écrêtement limité de 0,06% de la production ENR permettrait de diminuer de 30 % les besoins d'investissement sur le réseau de distribution, estimés à 1 M€ d'ici 2035, liés à l'accueil des ENR.

Les batteries permettant de stocker l'électricité dans les réseaux apparaissent dès lors, à court terme, comme l'une des solutions pertinentes pour intégrer de fortes proportions d'ENR intermittentes dans les systèmes électriques, avec une division par trois attendue d'ici 2030 de leur coût de production et une contribution incontestable aux défis multiples posés (valorisation de la capacité d'énergie, écrêtement de productions variables, réglage de la fréquence ou de la tension, gestion des congestions, etc.).

Dans ce contexte, le taux de rendement socio-économique des investissements en stockage stationnaire sur les réseaux d'électricité devrait être élevé. Depuis dix ans, les gestionnaires de réseaux français ont utilement testé plusieurs types de batteries stationnaires dans différents démonstrateurs, dont certains engagés sous bannière européenne H2020.

Mais l'heure est sans doute de passer à une plus grande échelle et de concevoir des solutions industrielles faisant de l'Europe le continent de référence en matière de stockage stationnaire. Une initiative industrielle européenne forte en matière de stockage stationnaire d'électricité confirmerait les objectifs ambitieux du Clean Energy Package concernant le développement des énergies renouvelables, et irait précisément dans le sens de l'article 32 de la directive du 5 juin 2019 qui incite au recours à la flexibilité dans les réseaux de distribution.

Forte de son expertise reconnue en matière de réseaux, de son écosystème d'entreprises leaders dans le stockage d'électricité⁵⁸, et du consensus national sur le sujet (qui s'est notamment exprimé dans les recommandations récentes du Haut Conseil pour le Climat⁵⁹) la France pourrait être leader de cette initiative et la porter rapidement au niveau communautaire.

⁵⁸ Dont EDF, Air liquide, Bolloré, Renault-Nissan, Schneider Electric, Total, etc.

⁵⁹ Rapport spécial du Haut Conseil pour le Climat « Climat, Santé : mieux prévenir, mieux guérir » - 21 avril 2020.

RÉFÉRENCES & BIBLIOGRAPHIE

- ACER : « Energy Regulation : A Bridge to 2025 », 19 septembre 2014.
- ALBERICI et al. : « Subsidies and Costs of EU Energy » – Final Report, Commission européenne, 2013.
- ANDERSEN, Allan Dahl : « No transition Without Transmission : HVDC Electricity Infrastructure as an Enabler for Renewable Energy ? », Elsevier, 15 septembre 2014.
- ANDRE R. et RAVEL J : « Transport d'énergie et télécommunications, 40 ans d'histoire d'un grand service d'EDF », Paris, AHEF, Collection Elec, 1991
- AUVERLOT D, BETTZUGE M O, HELM D. et ROQUES F. : « Le système électrique européen confronté à l'accord de Paris », France Stratégie, Novembre 2019
- BDEW (Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V) : « Stadtwerke Studie 2019, Ecosystems und Konvergenz als Wachstumschancen für Stadtwerke »,
- BECKER Etienne, « Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique », France Stratégie, Novembre 2019
- BELTRAN A et CARRE P.A : « La fée et la servante. La société française face à l'électricité », Paris, Belin, 1991
- BELTRAN A., DERDEVET M. et ROQUES F. : « Energie, pour des réseaux électriques solidaires », Descartes & Co, 2017
- BMWI, « Moderne Verteilernetze für Deutschland », Forschungsprojekt n° 44/12, 12 septembre 2014.
- BMWI, « Zweiter Monitoring-Bericht – Energie der Zukunft », mars 2014.
- BOOZ & CO, « Benefits of an Integrated European Energy Market », 20 juillet 2013.
- BOUNEAU Ch, DERDEVET M et PERCEBOIS J, « Les réseaux électriques, au cœur de la civilisation industrielle », préface du Commissaire européen Andris Piebalgs, Timée Editions, 2007
- BOUNEAU Ch et LANTHIER P, dirs, « Networks of Power, l'électricité en réseaux », Paris, Victores Editions, 2004
- BUREAU D., FONTAGNE L., MARTIN P., « Énergie et compétitivité » in Les Notes du Conseil d'analyse économique, n°6, mai 2013.
- CARON F : « Les deux révolutions industrielles du XXème siècle », Paris, A. Michel, 1997
- CEDEC, EDSO, ENTSOE, EURELECTRIC et GEODE : « TSO-DSO, Data Management Report », 2019
- CEER (Council of European Energy Regulators) : « CEER Benchmarking Report 6.1 in the continuity of electricity and gas supply », data update 2015/2016, 26 juillet 2018
- CEER : « Implementation of TSO and DSO unbundling provisions », 14 juin 2019

CHAMPSAUR D : Rapport sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l'électricité, La documentation française, 2000

COLE S., MARTINOT P., RAPOPORT S., PAPAETHYMIU G., GORI V., « Study of the Benefits of a Meshed Offshore Grid in Northern Seas Region », Commission européenne, juillet 2014.

COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE : Rapport du groupe de travail n°2 « Réseaux et systèmes d'énergie », « La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles », 8 octobre 2019

COMMISSION EUROPÉENNE : « Analyse comparative du déploiement de compteurs intelligents dans l'UE-27 visant plus particulièrement le marché de l'électricité », Bruxelles, 17 juin 2014.

COMMISSION EUROPÉENNE : « Connecting Europe Facility 2014-2020 », septembre 2012.

COMMISSION EUROPÉENNE, « European Energy Security Strategy », COM (2014) 330 final, 28 mai 2014.

COMMISSION EUROPÉENNE, « Smart Grid Projects Outlook 2014 », JRC Science and Policy Reports, 2014.

CRUCIANI M., « Le Coût des énergies renouvelables », IFRI, septembre 2014.

DERDEVET M : « Les réseaux de transport d'électricité au cœur de la construction de l'Europe électrique », Revue du Marché Commun et de l'Union européenne, n°471, septembre 2003

DERDEVET M. : « L'Europe en panne d'énergie », Descartes & Co, 2009

DERDEVET M. : « Energie, l'Europe en réseaux, douze propositions pour une politique commune en matière d'infrastructures énergétiques », rapport à François Hollande, Président de la République, La Documentation Française, février 2015

DERDEVET M. : « Le comptage communicant, une condition essentielle pour une transition énergétique réussie », in Responsabilité & Environnement, une série des Annales des Mines, n°93, janvier 2019

DERDEVET M. : Cybersécurité et réseaux électriques : les enjeux de demain » in Diplomatie n°97, p. 66 à 69, janvier-février 2019

DESAMA C., « Le Secteur de l'énergie à la croisée des chemins », Cercle de Wallonie, 15 février 2012.

DIVE J. et DUVERGE B., Rapport d'information sur les freins à la transition énergétique, Assemblée nationale, 25 juin 2019

E-CUBE, « Énergie et digitalisation – Analyse des enjeux stratégiques », juillet 2014.

ECF, « From Roadmaps to reality – A Framework for Power Sector Decarbonisation in Europe », 2014.

ESNAULT B., « Gouvernance énergétique européenne, les enseignements du troisième paquet législatif », in Économies et Sociétés, série « Économie de l'énergie », 12 mars 2013.

ESNAULT B., « Transition énergétique, les enjeux économiques et institutionnels de l'intégration dans les réseaux », publié dans les Actes du colloque « Les transitions énergétiques dans l'Union européenne », septembre 2014.

GAVENTA J., « Energy Security and the Connecting Europe Facility », E3G, septembre 2014.

GLOBAL CHANCE, « L'énergie en Allemagne et en France – Une comparaison instructive », in Les Cahiers de Global Chance, n°30, septembre 2011.

HARNSER GROUP, « The Financial Aspects of The Security of Assets and Infrastructure in The Energy Sector », 2012.

IEA, Energy Supply Security – Emergency Response of IEA Countries, IEA/OECD, 2014.

IEA, Renewable Energy – Medium-Term Market Report, 2014.

IEA, The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems,

INNOGY : « Future of infrastructures, A long-term view on 2050 », novembre 2019

INSTITUT MONTAIGNE : « Transition énergétique : faisons jouer nos réseaux » - rapport décembre 2019

JANIN L., DOUILLARD P., « Trois secteurs cibles pour une stratégie européenne d'investissements », in « La note d'analyse », n°18, France Stratégie, novembre 2014.

JOHANNESSON LINDEN A., KALANTZIS F., MAINCENT E., PIENKOWSKI J., Electricity Tariff Deficit : Temporary or Permanent Problem in the EU ?, Economic Papers 534, Commission européenne, octobre 2014.

JRC, Commission européenne, « Distribution System Operators Observatory, From European Electricity Distribution Systems to Representative Distribution Networks », 2016

JRC, Commission européenne, « Distribution System Operators Observatory 2018, overview of the electricity distribution system en Europe », Science for Policy Report 2019

KEPLER J.-H., PHAN S., LE PEN Y., BOUREAU C., The Impact of Intermittent Renewable Production and Market Coupling on the Convergence of French and German Electricity Prices, Chaire European Electricity Markets, juillet 2014.

MAISONNEUVE C., « L'Europe de l'énergie : un contrat à refonder d'urgence », IFRI, avril 2014.

MOSCOVICI P., « Pour une Europe de l'investissement » – Rapport au Premier ministre, 29 octobre 2014.

OBSERVATOIRE DU LONG TERME, « Pour une coopération énergétique franco-allemande », 2014.

OFAEnR, « Énergie citoyenne – Les Différents Modèles participatifs en Allemagne », octobre 2014.

OFAEnR, Étude sur la rentabilité des installations solaires en autoconsommation pour le commerce et l'industrie en Allemagne, mars 2014.

OFFENBERG P., « Taking Stock Of German Energy Policy in a European Contexte », in Policy Paper, n°116, Jacques Delors Institut, 29 août 2014.

PERCEBOIS J : « Les interconnexions électriques entre préoccupations sécuritaires et objectifs commerciaux », MEDENERGIE, n°13, octobre 2004

PERCEBOIS J. : « Les défis de la transformation du secteur électrique européen, concurrence, numérique et réseaux », Etudes de l'IFRI, Novembre 2019

PEREZ-ARRIAGA I. et al. « From Distribution Networks to Smart Distribution Systems : Rethinking the Regulation of European Electricity DSOs », European University Institute, juin 2013.

PETIT Frédéric, député 7^{ème} circonscription des français établis à l'étranger : « Vers un opérateur européen des réseaux électriques », in La revue de l'énergie n°643, mars-avril 2019

Rapport du Groupe de travail n°2 du Comité de la Prospective de la CRE, F. Gonand et G. Lescuyer, « La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030 » (juillet 2018).
http://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2018/07/Rapport_GT2.pdf

Rapport du Groupe de travail n°2 du Comité de la Prospective de la CRE, F. Gonand et B. Boucault, « La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles » (Octobre 2019).
<http://www.eclairerlavenir.fr/wp-content/uploads/2020/02/Rapport-GT2.pdf>

ROLAND BERGER, Study Regarding Grid Infrastructure Development : European Strategy for Raising Public Acceptance, ENER/B1/2013/371, 23 juin 2014.

SIDO B., LE DEAUT J.-Y., Rapport sur la transition énergétique à l'aune de l'innovation et de la décentralisation, Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques, 11 septembre 2013.

TERRA NOVA, « Une relance européenne par l'investissement : investir dans la transition énergétique », 20 octobre 2014.