

RAPPORT À FRANÇOIS HOLLANDE
PRÉSIDENT DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

ÉNERGIE, L'EUROPE EN RÉSEAUX

DOUZE PROPOSITIONS POUR UNE POLITIQUE COMMUNE
EN MATIÈRE D'INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

MICHEL DERDEVET

RAPPORT À FRANÇOIS HOLLANDE
PRÉSIDENT DE LA RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

ÉNERGIE, L'EUROPE EN RÉSEAUX

DOUZE PROPOSITIONS POUR UNE POLITIQUE COMMUNE
EN MATIÈRE D'INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

MICHEL DERDEVET

La **documentation** Française

« 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. »

Robert Schuman
9 mai 1950

« En application du Code de la propriété intellectuelle du 1^{er} juillet 1992, une reproduction partielle ou totale à usage collectif de la présente publication est strictement interdite sans autorisation de l'éditeur. Il est rappelé à cet égard que l'usage abusif de la photocopie met en danger l'équilibre économique des circuits du livre. »

© Direction de l'information légale et administrative, Paris, 2015
ISBN : 978-2-1-009982-2

Paris, le 25 août 2014

Monsieur le Secrétaire général,

Depuis 2012, j'ai souhaité qu'un nouvel élan soit donné à la politique européenne de l'énergie, afin qu'elle soit à la fois plus efficace et mieux coordonnée.

Dans ce cadre, les réseaux énergétiques sont amenés à jouer un rôle crucial à la fois pour combiner la diversité des choix énergétiques nationaux, équilibrer en permanence l'offre et la demande, et assurer la sécurité des approvisionnements.

Au-delà des coopérations déjà engagées entre Etats membres, les réseaux sont en effet les vecteurs de deux évolutions majeures. Ils devront à la fois assurer les interconnexions indispensables en Europe, en particulier dans le contexte du développement des énergies renouvelables, et contribuer à l'amélioration nécessaire de l'efficacité énergétique par des réseaux intelligents.

L'Europe ne peut s'engager de manière dispersée dans cette transformation alliant l'énergie et le numérique, et devrait définir quelques programmes prioritaires, unissant les efforts de Recherche et Développement menés séparément à l'heure actuelle au sein des Etats membres.

Aussi, j'ai décidé de vous confier un rapport sur les pistes concrètes de renforcement des coopérations économique et industrielle, notamment au sein du partenariat franco-allemand, en matière de réseaux d'énergie européens.

A partir d'un bilan des coopérations déjà engagées, tant en matière électrique que gazière, entre les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution européens, il vous reviendra d'estimer les besoins de renforcement et de développement des infrastructures énergétiques européennes à l'horizon 2030, avec une mise en perspective selon les différents scénarii d'évolution de la production et de la consommation d'énergie dans l'Union.

J'attends de votre rapport des propositions concrètes, construites à travers l'audition d'experts et de personnalités de référence (nationales et européennes), permettant d'identifier les projets prioritaires à engager, où notre pays pourra prendre toute sa part, et susceptibles d'être soumis aux institutions européennes dont les responsables seront renouvelés dès cet automne.

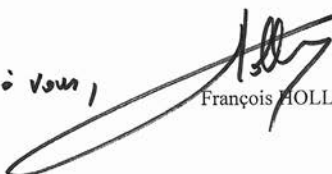
Monsieur Michel Derdevet
Secrétaire général, membre du Directoire ERDF

Vous pourrez vous appuyer sur les services compétents de l'Etat, et solliciter le concours des organismes et personnalités qui vous paraîtront utiles en la matière.

Je souhaite pouvoir disposer de votre rapport d'ici la fin de l'année 2014.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Secrétaire général, l'expression de ma parfaite considération.

Bien à vous,



François HOLLANDE

SOMMAIRE

LETTRE DE MISSION	3
RÉSUMÉ	7
INTRODUCTION	
LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE, UNE OPPORTUNITÉ DE LEADERSHIP EUROPÉEN	9
PARTIE 1	
LES RÉSEAUX INNERVENT LA CONSTRUCTION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE	13
RAPPEL DES FONDAMENTAUX	15
La structuration progressive d'un cadre de gestion des réseaux européens.....	16
L'organisation actuelle des réseaux énergétiques européens.....	18
BONUS-MALUS DE LA CONSTRUCTION ÉNERGÉTIQUE EUROPÉENNE	21
Les réseaux au service de la convergence énergétique	21
Un impact contrasté sur les prix de gros et de détail	24
La résurgence paradoxale de tensions sur la sécurité	27
LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE IMPLIQUE UN AGGIORNAMENTO DES RÉSEAUX : ESQUISSE D'UN CAHIER DES CHARGES.....	31
Structure des réseaux	31
Cahier des charges des investissements	32
Réglementation.....	34
PARTIE 2	
2015-2030 : TRANSFORMER UNE MONTAGNE D'INVESTISSEMENTS EN PROJET INDUSTRIEL EUROPÉEN	37
ÉVALUATION ET ORIENTATION DES EFFORTS D'INVESTISSEMENT	39
Des efforts européens insuffisants et court-termistes en matière de financement des réseaux.....	39
Tracer de grands corridors électriques pour améliorer la sécurité et optimiser l'usage des moyens de production.....	43
Accomplir la révolution énergétique par les réseaux de distribution électriques et gaziers	44
DONNER DE LA COHÉRENCE AU PROJET INDUSTRIEL.....	49
Identifier les chantiers prioritaires de R&D	49
Définir le modèle de normes et de régulations	55

QUEL(S) MODÈLE(S) ÉCONOMIQUE(S) POUR ORIENTER LES INVESTISSEMENTS DANS LES RÉSEAUX ?.....	59
Garantir un prix compétitif de l'énergie et lutter contre les distorsions entre les États membres	59
Un impératif d'optimisation du coût des investissements	60
Mettre les bénéfices collectifs en balance des coûts	63

PARTIE 3

DOUZE PROPOSITIONS POUR METTRE LES ÉNERGIES EUROPÉENNES EN RÉSEAUX..... 67

RÉNOVER LE CADRE DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET DE LA COOPÉRATION ENTRE GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX..... 71

Proposition n° 1 : renforcer les coordinations en matière de sécurité d'approvisionnement..... 71

Proposition n° 2 : prolonger et densifier les coopérations entre les gestionnaires de réseaux de transport : pour des GRT européens

Proposition n° 3 : encourager les coopérations transfrontalières entre gestionnaires de réseaux de distribution

Proposition n° 4 : mailler les pionniers de la gouvernance locale de l'énergie et créer un Forum européen des territoires..... 77

FAVORISER LES CONVERGENCES RÉGULATOIRES ET LES INNOVATIONS FINANCIÈRES..... 79

Proposition n° 5 : promouvoir une coordination des régulations offrant visibilité et incitations

Proposition n° 6 : créer un fonds d'investissement pour les territoires traversés par les infrastructures stratégiques

Proposition n° 7 : réintroduire une perspective longue dans les financements..... 83

PLACER L'EUROPE À LA POINTE DE L'INNOVATION ÉNERGÉTIQUE..... 85

Proposition n° 8 : mutualiser les efforts européens de R&D en matière de réseaux intelligents

Proposition n° 9 : densifier les efforts de normalisation européenne

Proposition n° 10 : créer une plateforme européenne des données énergétiques

Proposition n° 11 : tracer les corridors européens des mobilités innovantes..... 91

Proposition n° 12 : fonder un Collège d'Europe de l'énergie..... 94

REMERCIEMENTS..... 97

ANNEXES..... 99

Annexe 1 **Liste des personnalités auditionnées**..... 101

Annexe 2 **Lexique succinct**..... 105

Annexe 3 **Cartes**..... 107

Annexe 4 **Liste des membres d'ENTSO-E et ENTSO-G**..... 123

Annexe 5 **Références : ouvrages récents du même auteur**..... 127

Annexe 6 **Références : liste des principaux ouvrages et documents consultés**..... 129

Annexe 7 **Liste des acronymes**..... 133

Résumé

À quelques mois de la prochaine COP 21 de Paris, l'Europe a une responsabilité particulière pour être force de propositions et faire de cette conférence une réussite mondiale.

Les Européens furent en effet les premiers à faire de la lutte contre le dérèglement climatique une grande politique structurante de ce demi-siècle. Pionniers, nous nous trouvons donc **en première ligne 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 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**. 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 convalescente, chaque euro devra être investi avec le plus grand souci d'efficacité pour nos collectivités.

Enfin, cette « Europe énergétique en réseaux », que nous appelons de nos vœux, 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 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 ; à un univers d'États, le flux des échanges sur l'espace européen.

Les **« Douze Propositions »** présentées à la fin de ce rapport visent ainsi à faire émerger une approche européenne cohérente et pragmatique dans le domaine des réseaux, pour résoudre les difficultés d'aujourd'hui et répondre aux défis de demain.

Dans cette perspective, ces propositions sont articulées autour de **trois axes majeurs** :

- **renover la sécurité d'approvisionnement et la coopération** non seulement entre les entreprises de réseaux, mais aussi avec les collectivités locales porteuses de la transition énergétique ;
- **renforcer les coordinations des régulations et les leviers de financement** pour optimiser les coûts des infrastructures, tout en investissant sur les territoires traversés par ces infrastructures stratégiques ;
- **promouvoir l'Europe comme leader de l'innovation énergétique**, en donnant un nouvel élan et une nouvelle dimension à sa R&D, notamment à travers la normalisation, la création d'une plateforme des données énergétiques, la mise en place de corridors des mobilités innovantes ou encore la fondation d'un Collège d'Europe de l'énergie.

Ce rapport a été élaboré sous la seule responsabilité de son auteur. Ses conclusions n'engagent ni le gouvernement ni les entreprises citées. Elles visent à alimenter la réflexion publique, nationale et européenne, sur les sujets évoqués.

Introduction

La transition énergétique, une opportunité de leadership européen

L'Europe de l'énergie laisse entrevoir les plus grands espoirs pour une Union pionnière dans la transition « bas carbone », mais aussi les plus grandes craintes avec la **persistance de signaux d'alerte** (dépendance extérieure croissante aux importations d'énergies fossiles, approche économique désordonnée dans le soutien aux énergies renouvelables...), **voire de crise** avec les menaces grandissantes sur l'approvisionnement électrique hivernal, notamment en Belgique et en France.

Cette situation paradoxale procède d'une **réalité ancienne**, amplifiée depuis Fukushima et exacerbée par la crise économique et financière. L'Union européenne a élaboré un **corpus très dense d'objectifs communs** (libéralisations progressives des marchés électriques et gaziers, paquets énergie-climat 2020 et 2030...), tout en laissant aux États membres leur capacité de décision en matière de choix énergétiques fondamentaux dans les moyens de production.

Cette **absence de pilotage européen** du *modus operandi* produit une désoptimisation industrielle, affaiblit les leaders énergétiques continentaux, induit des « bulles » dans le développement de certaines filières d'énergies renouvelables, et aboutit à des signaux de prix dissonants pour les investisseurs. Les Européens découvrent, somme toute assez logiquement, que la transition énergétique européenne ne pourra résulter de 28 politiques peu coordonnées.

Ce constat invite à la lucidité. Rien ne sert de continuer à conceptualiser une vision téléologique d'une politique unitaire de l'énergie en Europe¹; le basculement vers une seule politique énergétique européenne, totalement intégrée, est peu envisageable aujourd'hui, au vu de l'hétérogénéité qui prévaut entre les États membres, tant dans les dispositifs techniques que dans les approches institutionnelles existantes.

Cela étant, **le double défi, économique et écologique**, qu'affronte l'Europe doit être pensé conjointement. Dans cette perspective, la coordination des politiques nationales de transition énergétique doit être appréhendée comme un **objectif de politique industrielle et de compétitivité** pour **refonder les bases d'un leadership européen**.

1 Cf. *L'Europe en panne d'énergie*, Michel Derdevet, Éditions Descartes & Cie, mai 2009.

Ce même constat invite **à identifier au plus vite les domaines de coopération présentant un fort effet de levier**. Les réseaux énergétiques, électriques et gaziers, constituent par essence un espace d'intérêt commun vers lequel les efforts doivent être concentrés :

- les réseaux de transport à longue distance assurent les interconnexions. Ils permettent d'optimiser la gestion de la sécurité collective et d'en réduire le coût, garantissant ainsi le fonctionnement d'un vrai marché intérieur de l'énergie, par-delà les frontières nationales ;
- les réseaux de distribution sont au cœur du développement des énergies renouvelables, qui s'y raccordent en très grande majorité. Ils constituent aussi l'interface numérique d'où émergeront demain les villes « intelligentes », dans lesquelles se réinventeront les modes de vie en commun des citoyens européens.

Au terme des différentes vagues de directives énergétiques initiées au milieu des années 1990, les fonctions des gestionnaires de réseaux européens ont été **précisées et considérablement densifiées**, et ces derniers, que ce soit dans le domaine de l'électricité ou du gaz, donnent déjà **corps à l'idée d'Europe énergétique, de même que les régulateurs. Les gestionnaires de réseau de transport (GRT)** sont ainsi chargés de garantir la capacité à long terme des infrastructures et d'assurer la sécurité d'approvisionnement. De leur côté, les **gestionnaires de réseau distribution (GRD)** doivent aussi garantir la capacité du maillage local à délivrer un service de qualité accessible aux entreprises et aux ménages.

Mais la transition énergétique met les entreprises de réseaux au défi, en venant **complexifier leur cahier des charges**. Les systèmes ne se limitent plus à de grandes unités de production (centrales électriques) ou d'importation (terminaux méthaniers), mais intègrent également des myriades d'unités de petite taille (éolien, photovoltaïque, biogaz, etc.) réparties sur l'ensemble des territoires, qui bouleversent la cartographie antérieure. Ces énergies renouvelables sont très généralement connectées aux réseaux de distribution (et non au réseau de transport comme les grandes unités), qui n'ont pas été dessinés ni dimensionnés pour cette fonction de collecte. Les réseaux de distribution voient **leur rôle** d'autant plus accru que, dans le même temps, de **nouveaux usages** se développent, comme les véhicules électriques.

Dans un contexte de croissance atone et de concurrence internationale, qui met les économies européennes sous pression, les infrastructures énergétiques représentent un **formidable levier endogène de croissance et de compétitivité**. **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 les espaces de coopération, d'innovations et d'investissements conjoints.

Le défi est 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 convalescente, chaque euro devra être investi avec le plus grand souci d'efficacité pour nos collectivités.

L'objet du présent rapport est d'identifier des **propositions, à caractère pragmatique et réaliste**, qui viseront toutes à transformer cette montagne d'investissements en **projet industriel**, source d'**emplois et de valeur ajoutée** pour les Européens.

Nous procéderons en trois étapes :

- La première partie sera destinée à replacer les réseaux dans la dynamique énergétique européenne, afin d'analyser ce qui doit conduire à un nécessaire *aggiornamento*.
- Dans la deuxième partie seront détaillés les enjeux en matière d'investissements dans les réseaux énergétiques européens à l'horizon 2030.
- Dans une troisième partie seront énoncées douze propositions pour mettre l'énergie des Européens en réseaux.

L'ensemble vise à la mise en place d'une dynamique destinée à optimiser les coûts d'investissements, à garantir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement, à assurer l'intégration des marchés, pour affirmer la position de l'Europe comme leader de l'innovation énergétique.

Si la conférence Paris Climat 2015 ouvre sur un engagement de tous dans les voies de la transition énergétique, il importera aussi que l'Europe confirme, à cette occasion, la cohérence et l'efficacité de sa propre démarche globale, pour recueillir les justes bénéfices de son engagement pionnier.

Cette COP21 offre ainsi l'opportunité d'attester que l'Europe de l'énergie existe, a une vision stratégique d'ensemble, notamment sur les réseaux énergétiques, aussi bien de transport que de distribution, s'inscrivant dans le droit-fil de son histoire, de son expertise reconnue² et de sa volonté présente de faire Union autour de ces enjeux.

² Ainsi, en 1921, voyait le jour à Paris le CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Electriques) ; cette association est devenue depuis une organisation de référence, réunissant de manière biennale à Paris plus de huit mille dirigeants, experts et spécialistes du secteur international de l'électricité, issus de 90 pays, dans le but de favoriser les échanges sur les nouveaux systèmes et innovations en matière de transport de l'électricité.

Partie 1

**LES RÉSEAUX
INNERVENT
LA CONSTRUCTION
ÉNERGÉTIQUE
EUROPÉENNE**

Rappel des fondamentaux

La construction du système énergétique européen remonte à la fin du XIX^e siècle pour l'électricité, et au lendemain de la Seconde Guerre mondiale pour le gaz.

Limité à l'origine à quelques quartiers et usines, l'accès à l'électricité fut progressivement étendu à l'ensemble des territoires. Les technologies initialement disponibles (centrales à charbon ou hydrauliques, puis à gaz naturel et nucléaires) ont **déterminé la configuration des réseaux électriques**. Le maillage a été élaboré selon une **logique arborescente**, acheminant l'énergie de ces grands sites de production vers les consommateurs¹. **Deux réseaux** coexistent : un premier dit « de transport » pour acheminer des flux importants sur de longues distances, et un second dit « de distribution » destiné à assurer la desserte finale jusqu'au consommateur domestique.

S'agissant du gaz naturel, la logique a été analogue : le réseau de transport a été principalement déployé depuis les gisements nationaux (notamment Lacq, dans le Sud-Ouest²), puis intra- et extra-européens³ jusqu'aux réseaux de distribution. Sans oublier, pour ces derniers, l'existence du gaz manufacturé urbain depuis plus de cent ans.

Ces principes généraux d'organisation sont conçus pour **garantir la stabilité du système et sa sécurité** en fonction des caractéristiques de l'énergie à délivrer.

L'électricité ne se stockant pas, les gestionnaires de réseau sont tenus **d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en temps réel**. Si cet équilibre n'est pas respecté, le risque est de subir une variation de la fréquence et donc de détériorer les installations électriques. Ce qui peut nécessiter de procéder à des délestages localisés (coupures électriques temporaires) pour éviter un *black-out* de grande ampleur⁴.

Pour maintenir cet équilibre, les gestionnaires de réseau coordonnent les moyens de génération électrique des entreprises productrices. Ils doivent également tenir compte des éventuels goulets d'étranglement dans les capacités d'acheminement régionales⁵. Les gestionnaires de réseau de gaz

¹ Certains grands consommateurs industriels sont directement raccordés au réseau de transport.

² Le gisement de Lacq n'est plus en fonctionnement depuis fin 2013.

³ Notamment russes, algériens, néerlandais, norvégiens et britanniques.

⁴ L'Europe a connu peu de graves incidents. Toutefois, pour mesurer l'ampleur des effets potentiels, il faut rappeler que, le 4 novembre 2006, 15 millions d'Européens ont été privés d'électricité. L'incident originel, survenu en Allemagne, a eu des conséquences jusqu'au Maghreb, relié à l'Europe via la péninsule Ibérique et le détroit de Gibraltar, et a notamment conduit au délestage de 5 millions de consommateurs en France.

⁵ Les régions Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur, par exemple, souffrent d'un déficit d'interconnexion avec le reste de l'Hexagone.

font également face à ce type de contrainte de localisation des sources d’approvisionnement⁶.

Les raccordements entre les différents réseaux nationaux, appelés **interconnexions**, jouent également un rôle essentiel en matière de sécurité d’approvisionnement, de sécurité du système (en constituant une mutuelle d’assurance contre les aléas et erreurs de prévisions) et de réduction des coûts. Dès 1920, à la faveur de l’émergence de l’hydroélectricité pyrénéenne, apparaissent les premiers projets de liaisons électriques transfrontalières à 150 kV entre la France et l’Espagne⁷. Ce rôle des interconnexions est plus important encore dans le secteur gazier, dans la mesure où les importations représentent près 90 % de l’approvisionnement dans de nombreux pays européens (contre environ 10 % pour l’électricité).

Les réseaux servent à transporter l’énergie sur de longues distances et à la distribuer localement.

Les gestionnaires de réseau sont chargés de la sécurité du système et de la qualité de l’énergie délivrée.

Les interconnexions renforcent la sécurité du système et réduisent les coûts de l’énergie.

La structuration progressive d’un cadre de gestion des réseaux européens

Le processus de **libéralisation du marché européen de l’énergie** se poursuit depuis les années 1990. **Trois vagues de directives** ont précisé et étendu le pouvoir des gestionnaires de réseaux et dissocié les activités de transport et de distribution des activités de production et de fourniture. Il s’agissait de garantir l’indépendance et la neutralité des réseaux, c’est-à-dire de s’assurer que les entreprises verticalement intégrées n’entravaient pas l’accroissement de la concurrence par des pratiques discriminatoires. Et, ainsi, de préserver l’intérêt du consommateur final.

Les premières directives européennes de 1996 pour l’électricité⁸ et de 1998⁹ pour le gaz ont ainsi assigné **trois objectifs** aux États membres :

- l’accès neutre, équitable et non discriminatoire des tiers aux réseaux,
- la séparation comptable et managériale des activités de production et de transport,

⁶ La stabilité des réseaux implique de rester attentifs à d’autres paramètres : il s’agit, pour l’électricité, de surveiller les « harmoniques » ou la puissance réactive générés par les installations de production ; pour le gaz, d’analyser en permanence la composition du mélange acheminé afin qu’il demeure dans les limites de réglage des brûleurs.

⁷ Cf. *Les Réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle*, Christophe Bouneau, Michel Derdevet, Jacques Percebois, préface du commissaire européen Andris Piebalgs, Timée, 2007.

⁸ Directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996.

⁹ Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998.

– la création de gestionnaires de réseaux de transport indépendants, chargés d'assurer le bon fonctionnement des systèmes électrique et gazier.

Les deuxièmes directives de 2003¹⁰ ont accru les exigences d'indépendance des gestionnaires en imposant une **dissociation juridique et fonctionnelle entre les activités de transport et de production**.

Dans le même temps, les entreprises verticalement intégrées ont dû produire une **comptabilité séparée** pour leurs activités de distribution, toujours en vue d'éviter les distorsions de concurrence.

Ces directives de 2003 ont de plus rendu obligatoire l'existence d'une **autorité de régulation indépendante dans chaque État membre**. En France, il s'agit de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Cette autorité est notamment chargée de :

- réguler les réseaux en surveillant les conditions d'accès aux infrastructures (qui doivent être identiques et non discriminatoires),
- veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux,
- évaluer la pertinence des investissements,
- appuyer les nouvelles technologies et l'amélioration de l'efficacité des infrastructures.

Enfin, l'Union européenne a souhaité obtenir en 2009¹¹ une **séparation patrimoniale** entre les activités d'approvisionnement et de production et l'exploitation des réseaux. Cette évolution a été suivie par une majorité d'État membres, mais la France et d'autres pays ont conservé les réseaux au sein des entreprises intégrées, moyennant un renforcement des garanties d'indépendance. Le troisième paquet avait ainsi pour objectif de :

- conforter l'indépendance des régulateurs nationaux et d'harmoniser leurs compétences,
- renforcer, par des règles de transparence, l'accès de tiers aux activités et aux installations de stockage de gaz naturel et de gaz liquéfié,
- encourager la solidarité régionale en exigeant la coopération des États membres en cas de ruptures graves d'approvisionnements, en coordonnant les mesures d'urgence et en développant les interconnexions.

La mise en place de ces différentes directives a donné lieu à des **coopérations entre institutions nationales** :

- les régulateurs nationaux sont regroupés au sein de l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), notamment chargée d'assurer la mise en œuvre des plans de développement des réseaux à dix ans ;
- les gestionnaires de réseaux de transport sont également regroupés selon le même modèle : l'*European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) et l'*European Network of Transmission System Operators for Gas* (ENTSO-G). Ils définissent, en lien avec l'ACER, les règles détaillées d'accès au réseau et les codes techniques, tout en veillant à la

¹⁰ Directives 2003/54/CEE et 2003/55/CEE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003.

¹¹ Directives 2009/72/CE et 2009/72/CE du Parlement européen du 13 juillet 2009.

coordination de l'exploitation via des échanges d'informations et l'élaboration de normes et de procédures de sécurité et d'urgence.

Les directives de libéralisation énergétique en Europe ont consacré l'accès non discriminatoire aux réseaux et l'indépendance de leurs gestionnaires.

Les gestionnaires de réseaux européens sont responsables de la coordination des flux énergétiques entre États membres et de l'organisation des solidarités.

Ils sont regroupés en larges associations de coopération et coordonnent leurs actions avec les régulateurs nationaux.

L'organisation actuelle des réseaux énergétiques européens

Près de vingt ans après l'adoption des premières directives énergétiques, les spécificités nationales en matière de transport, de distribution et de régulation restent toutefois **très marquées**, en raison essentiellement des **caractéristiques institutionnelles des États membres** (notamment la répartition des prérogatives entre l'État central et les régions) et de la nature de leur mix énergétique.

En ce qui concerne le transport, la plupart des États européens (Belgique, Espagne, France, Italie...) s'appuient sur un gestionnaire national unique du réseau de transport d'électricité, tandis que deux opèrent en Autriche¹², quatre en Allemagne¹³ et au Royaume-Uni¹⁴. De plus, le périmètre de leurs missions varie beaucoup d'un pays à l'autre.

Leur **structure capitalistique diffère** également selon les pays ou les énergies :

- en France, le transport du gaz est partagé entre GRTgaz, filiale de GDF Suez, et TIGF¹⁵, tandis que RTE (Réseau de transport d'électricité) est détenu à 100% par EDF ;
- le capital du transporteur belge ELIA, possédé à près de 50% par PUBLI-T et PUBLIPART¹⁶, avec plus de 50% de capital flottant ;
- le néerlandais TENNET est propriété de l'État néerlandais ; il a acquis en 2010 le réseau de transport de l'allemand E. ON ;
- l'allemand ENBW est détenu par un consortium de municipalités (OEW) et par le *Land* de Bade-Wurtemberg à 45% (après qu'EDF a vendu ses parts à ce dernier).

¹² Austrian Power Grid AG, Voralberger Übertragungsnetz GmbH.

¹³ TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, Amprion GmbH, 50Hertz Transmission GmbH.

¹⁴ National Grid Electricity Transmission plc, System Operator for Northern Ireland Ltd, Scottish Hydro Electric Transmission plc, Scottish Power Transmission plc.

¹⁵ Filiale de Total jusqu'en 2013, désormais propriété de l'opérateur italien SNAM (40,5%), du fonds souverain de Singapour GIC (31,5%), d'EDF (18%) et de Predica (10%), Crédit agricole assurances.

¹⁶ PUBLI-T et PUBLIPART sont des filiales de SOCOFE, qui fédère les intérêts communaux wallons.

S'agissant des gestionnaires de réseau de distribution, l'hétérogénéité est encore plus marquée :

- en France, les infrastructures sont la propriété des collectivités locales, qui en concèdent la gestion. ERDF (Électricité Réseau Distribution France), détenue à 100 % par EDF, est concessionnaire sur 95 % du territoire, les 5 % restants se répartissant depuis 1946 entre 150 entreprises locales de distribution. La logique est celle de la péréquation, qui assure un accès à l'électricité à un tarif uniforme pour les consommateurs. De son côté, GRDF opère dans 9 500 communes et couvre 96 % des usagers (soit près de 11 millions de clients), le reste étant assuré par 22 ELD¹⁷ ;
- en Italie, la répartition est comparable à la France avec un opérateur historique (Enel Distribuzione) desservant 85 % du marché italien et quelques centaines de concessions locales réparties entre 150 distributeurs, propriétaires des ouvrages ;
- en Allemagne, 880 distributeurs opèrent, dont une centaine compte plus de 100 000 clients. Les tarifs sont approuvés par l'agence fédérale des réseaux BNetzA pour chaque distributeur et sans péréquation fédérale. En outre, les communes y sont fréquemment gestionnaires des réseaux par l'entremise des *Stadtwerke*¹⁸ ;
- en Belgique, la distribution est organisée entre des intercommunales¹⁹ mixtes, détenues en partie par Electrabel, et des intercommunales pures. En 2009, les intercommunales mixtes wallonnes se sont réunies pour former l'Opérateur des réseaux gaz et électricité.

Ces disparités sont à mettre en regard des objectifs communautaires de sécurité d'approvisionnement, de transition énergétique et de compétitivité des tarifs.

L'ouverture des marchés européens a bien reconnu la spécificité des réseaux, confirmé leur statut de monopole naturel et encadré de manière extrêmement précise le rôle de leurs gestionnaires. Mais l'Europe a laissé pour le reste la subsidiarité à l'œuvre, de sorte que les choix nationaux relèvent du kaléidoscope et laissent **peu de place à une approche industrielle commune**, source de développement et de synergies économiques entre États.

Les contrastes qui demeurent entre les missions confiées aux différents GRT et GRD et la diversité des acteurs et de leurs formes d'organisation sont problématiques. Ils peuvent entraîner une inertie, une plus difficile identification et une moindre optimisation des investissements requis pour accompagner la sécurité d'approvisionnement et la transition énergétique européenne, avec un impact tarifaire qui ne saurait être négligeable.

¹⁷ Entreprises locales de distribution.

¹⁸ Entreprises publiques locales communales ou intercommunales.

¹⁹ Entreprise publique créée par des communes afin d'accomplir des missions de service public d'intérêt public.

Encadré 1 : L'Europe des réseaux en chiffres²⁰

Transport	GRT	Pays	Km de ligne	Consommateurs (en millions)	Consommation (en 2013)	Échanges	Besoins en financement à l'horizon 2020
ENTSO-E	41	34	307 000	532	3 307 TWh	390 TWh	150 Md€
ENTSO-G	46	26	247 000	117	461 milliards de m ³	–	70 Md€

Concernant la distribution, une comparaison détaillée se révèle plus complexe en raison de la multiplicité des GRD (Eurelectric en recense 2400 pour l'électricité sur 25 pays de l'Union européenne et la Norvège, tandis que Géode en compte 1200 pour le gaz sur 15 pays) et de leurs modes de gouvernance. Il ressort néanmoins que les investissements pourraient être de quatre à cinq fois supérieurs à ceux nécessaires pour le transport. Eurelectric évoque ainsi un montant de près de 400 milliards d'euros à l'horizon 2020. Cela s'explique par la longueur des réseaux considérés (10 millions de km de lignes d'électricité) et l'impact du déploiement des énergies renouvelables (ENR).

En Allemagne, les besoins d'investissement sont estimés entre 25 et 50 milliards d'euros d'ici à 2032.

En France, les investissements d'ERDF sur les dix prochaines années sont évalués à 45 milliards d'euros, comprenant les renouvellements, l'amélioration de la qualité, le déploiement de Linky et l'adaptation du réseau aux ENR.

En Italie, les investissements seront de 9 à 15 milliards d'euros pour les réseaux intelligents entre 2013 et 2020, et de près de 2 milliards par an pour l'entretien.

Ces besoins d'investissement sont à mettre en regard des chiffres d'affaires réalisés par les GRD : 13 milliards d'euros pour ERDF, 11 milliards d'euros pour la filiale distribution d'E. ON, 8 milliards d'euros pour ENEL Distribuzione, etc.

Malgré la définition de missions communes par les directives de libéralisation européennes, l'organisation des réseaux varie considérablement en Europe en fonction des missions, de la structure du capital et de la fragmentation des espaces réglementés.

Cette hétérogénéité constitue un handicap pour accélérer la transition énergétique, optimiser les synergies et déployer efficacement les centaines de milliards d'euros requis pour moderniser et densifier les réseaux d'électricité et de gaz.

²⁰ ENTSO-E at a glance, ENTSO-E, 2014; Ten-Year Network Development Plan, TYNDP; Priorités en matières d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà. Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré, Commission européenne, 2011; Electricity Distribution Investments: What Regulatory Framework Do We Need?, EURELECTRIC, 2014; Moderne Verteilernetze für Deutschland, BMWI, 2014; La Mise en œuvre par la France du paquet énergie-climat, Cour des comptes, 2014; Connecting Europe Facility, Commission européenne, 2014. Pour la liste des GRT, se référer à l'annexe 4.

Bonus-malus de la construction énergétique européenne

Les réseaux au service de la convergence énergétique

La libéralisation a permis de renforcer l'**intégration européenne des marchés de l'énergie**, dans laquelle les réseaux ont joué un rôle clé. De récentes études ont mis en exergue les économies offertes par l'optimisation des capacités entre les différents pays. Selon le rapport de Booz & Co pour la Commission européenne, les gains se chiffreraient ainsi entre 12,5 et 40 milliards d'euros par an à l'horizon 2030²¹. L'European Climate Foundation évalue quant à elle les économies potentielles à 426 milliards d'euros entre 2020 et 2030²².

Les interconnexions entre réseaux européens concourent à l'**optimisation de la production** en faisant appel aux unités les moins-disantes (dans la mesure des capacités de transport inter-frontalières). Outre cette logique de marché, les interconnexions contribuent à la sécurisation de l'approvisionnement en cas de défaillance, avec la possibilité de faire appel aux capacités de production des pays voisins. La coordination renforcée des gestionnaires de réseaux de transport européens a ainsi créé une **solidarité au sein de l'Union européenne** et réduit l'isolement énergétique des pays membres.

Ces flux peuvent transiter par les réseaux de transport au terme de transactions opérées au sein des **bourses de l'énergie**²³. Lieux de rencontre et de négociation entre l'offre et la demande, les bourses favorisent la fixation d'un prix de marché de gros transparent et permettent d'assurer un suivi des transactions²⁴. Ces dernières soit donnent lieu à des livraisons à une échéance *infra*-journalière (ou plus lointaine dans le temps), soit présentent un caractère optionnel.

Afin d'accroître la fluidité et la compétitivité du secteur de l'électricité et de mieux intégrer les paramètres spécifiques de ce marché (difficultés de stockage et gestion de l'intermittence), les bourses européennes se sont accordées sur **des processus, des outils et un algorithme communs**.

²¹ *Benefits of an Integrated European Energy Market*, Booz&Co, 20 juillet 2013.

²² *From Roadmaps to Reality*, European Climate Foundation, 2014.

²³ La France exporte ainsi près de 10% de sa production. Cependant, une part importante des flux transfrontaliers peut ne pas relever de transactions opérées *via* ces places de marchés, mais d'autres formes de contrat (de très long terme dans le cas du gaz). Pour le gaz, deux bourses, NBP (Royaume-Uni) et TTF (Pays-Bas), concentrent à elles seules en Europe 80% des échanges sur ces places.

²⁴ La Commission européenne a voulu garantir l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie et en renforcer la surveillance. Les concepts juridiques appliqués aux marchés financiers (manipulation de marché, délit d'initié...) ont été adaptés aux secteurs de l'électricité et du gaz pour prévenir les dérives. Dans le but d'améliorer la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, ce règlement précise les modalités de coopération entre régulateurs financiers, autorités chargées de la concurrence et régulateurs de l'énergie. Règlement (CE) n° 1227/2011 du 8 décembre 2011.

Depuis 2014, 17 pays européens²⁵ sont réunis au sein d'un **marché unifié de l'électricité**, allant de l'Algarve au cap Nord, grâce à un couplage des régions²⁶. Ce marché, réalisé à l'initiative de sept bourses européennes de l'énergie (APX, Belpex, EPEX SPOT, GME, Nord Pool Spot, OMIE et OTE), est unique en Europe. Il a contribué au développement d'un algorithme de prix, appelé EUPHÉMIA (*Pan-European Hybrid Electricity Market Integration Algorithm*). Sur les bourses européennes, il est donc possible d'acheter et de vendre de l'électricité pour le lendemain, dans tous les pays couplés, dans la limite de leurs capacités d'interconnexion électrique.

Ainsi, le 4 février 2014, le marché de l'électricité de la zone centre-ouest européenne (COE) a été couplé avec ceux de la Grande-Bretagne et des pays nordiques (Danemark, Estonie Finlande, Norvège, Pologne et Suède), eux-mêmes couplés depuis 1993. Depuis le 13 mai 2014, c'est l'ensemble des marchés électriques des régions du Sud-Ouest européen (SOE), du centre-ouest européen (COE) et du nord-ouest européen (NOE) qui sont couplés. L'Italie et la Slovénie doivent prochainement rejoindre cet ensemble, qui représentera alors 75 % de la consommation électrique en Europe.

Dans le même temps, les volumes échangés sur les bourses croissent rapidement. En 2014, 382 TWh ont été échangés sur les marchés d'EPEX SPOT, contre 346 TWh en 2013, 339 TWh en 2012, 314 TWh en 2011 et 279 TWh en 2010²⁷.

Les **bénéfices économiques du couplage** des marchés sont aisément quantifiables et constituent un **argument fort en faveur d'une Europe de l'énergie** :

- en 2013, les prix présentaient un taux de convergence compris entre 50 et 75 % pour les pays bénéficiant d'un couplage, et de 15 % pour les autres. À titre d'exemple, les prix entre la France et l'Allemagne furent égaux sur 53 % des heures en 2014 ;
- le surcoût d'approvisionnement français dû à l'absence de couplage a été évalué à 128 millions d'euros en 2013. En 2009, cette même évaluation avoisinait les 300 millions d'euros ;
- depuis le démarrage du couplage France-Angleterre en 2014, toute la capacité a été utilisée 100 % du temps, dans le sens de la zone de prix les plus bas vers la zone de prix les plus élevés.

Le couplage des marchés européens a ainsi été qualifié, justement, de « *pilier de la transition énergétique* » par l'Office franco-allemand des énergies renouvelables (OFAEnR)²⁸.

²⁵ Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, Estonie, Finlande, France, Lettonie, Lituanie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Royaume-Uni, Suède.

²⁶ Projet PCR : *Price Coupling of Regions* .

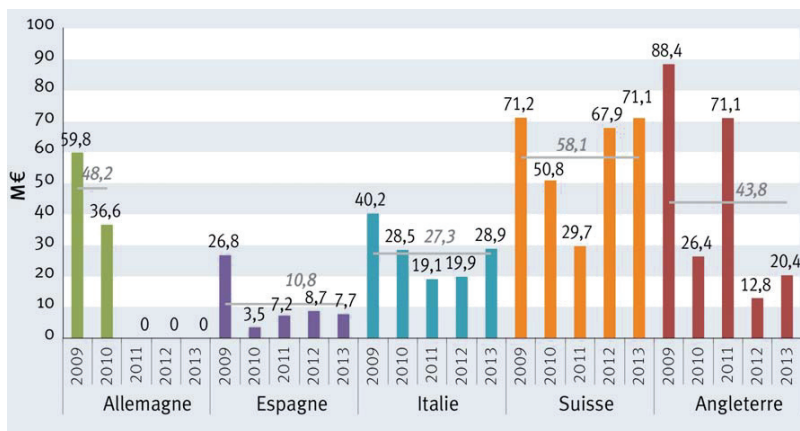
²⁷ EPEX Spot, communiqué de presse du 15 janvier 2014.

²⁸ *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse européenne de l'électricité* , OFAEnR – EPEX SPOT, janvier 2015.

L'ancien ministre allemand de l'Énergie, aujourd'hui ministre fédéral, directeur de la Chancellerie fédérale, Peter Altmaier observait, à propos, que la bourse européenne de l'électricité EPEX SPOT représente « *l'un des exemples d'une coopération franco-allemande réussie dans le secteur de l'énergie*²⁹ ». Née en 2008 de la fusion entre égaux du français Powernext et de l'allemand European Energy Exchange, elle opère au comptant sur les marchés électriques allemand, autrichien, français et suisse.

Graphique 1 :

Estimation aux frontières françaises du surcoût d'approvisionnement lié à l'absence de couplage de marché entre 2009 et 2013³⁰



Source : Commission de régulation de l'énergie (CRE) 2014.

Les interconnexions entre réseaux européens ont, grâce à une fluidification des échanges, concouru à l'optimisation de la production en faisant appel aux unités les plus « efficaces ».

Le couplage des marchés des États membres, au moyen des bourses d'échanges et des interconnexions, produit des bénéfices économiques conséquents et mesurables.

²⁹ Lors d'une visite de l'EPEX SPOT le 2 juillet 2013.

³⁰ En l'absence de couplage, les offres les moins onéreuses ne sont pas systématiquement utilisées.

Un impact contrasté sur les prix de gros et de détail

La perspective de baisse de prix faisait partie des bénéfices mis en avant lors de la libéralisation des marchés de l'énergie, le rapprochement entre les pays européens et l'envoi d'un signal-prix devant conduire à une allocation optimale des moyens de production. À l'évidence, vingt ans plus tard, cet objectif laisse apparaître des résultats pour le moins contrastés.

Pour en juger, il faut tout d'abord rappeler que, sur le marché de l'électricité, les moyens de production sont activés par ordre croissant de leur coût marginal de production, selon une **logique dite « d'ordre de mérite »**. Formulé autrement, les filières dont l'activation est la moins coûteuse entrent en priorité en production.

En fonction du niveau de la demande, le prix de marché se trouve fixé pour **couvrir le coût de production de la dernière unité mobilisée**. Pour les énergies renouvelables, comme le photovoltaïque et l'éolien, ce coût de production marginal se révèle presque nul (le soleil et le vent sont disponibles gratuitement). Leur part accrue dans le mix-énergétique conduit donc à une **baisse des prix de gros**.

Le couplage des marchés des pays du nord de l'Europe disposant de fortes capacités en matière d'énergies renouvelables avec ceux du sud de l'Europe tend à tirer les prix de l'électricité sur le marché de gros à la baisse. Cette tendance s'est encore renforcée depuis le déploiement accéléré des énergies renouvelables en Allemagne, avec l'adoption de l'*Energiewende* en 2011, et avec le tassement de la demande consécutif à la crise économique. Ainsi, entre 2011 et 2014, le prix de gros de l'électricité a baissé de près de 40% en Europe.

Graphique 2 :
Évolution des prix de gros de l'électricité en France



Source : European Energy Exchange.

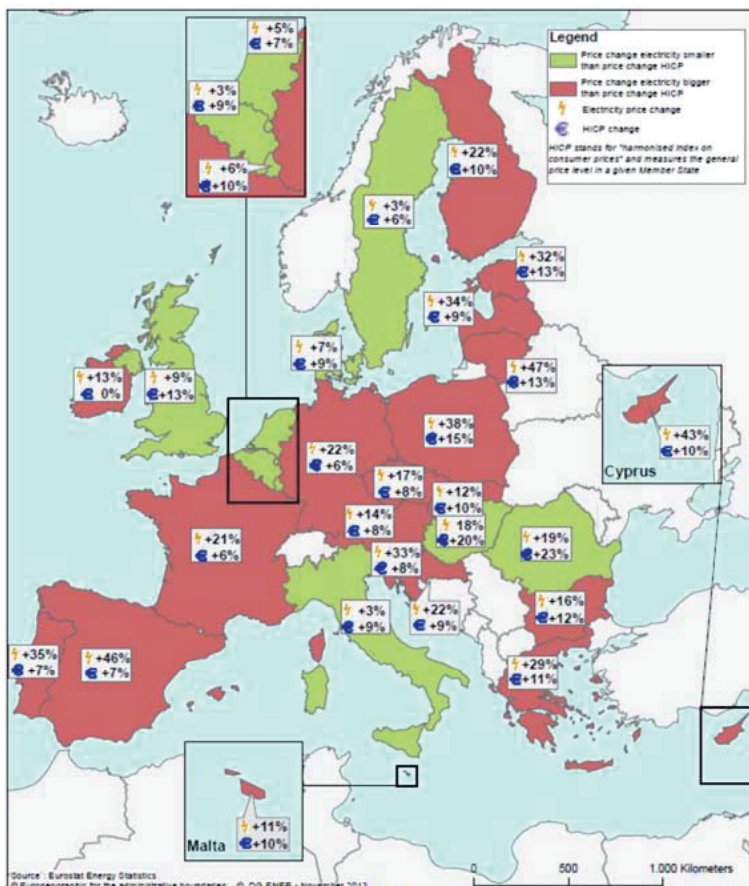
Pour autant, les ménages ne perçoivent pas cette diminution, car les politiques nationales de taxation et de soutien aux énergies renouvelables varient sensiblement. La **disparité des prix payés in fine par les consommateurs** est ainsi importante alors que les prix de gros ne diffèrent bien souvent que de quelques euros par MWh. Ces différences de prix entre pays (le prix payé par un consommateur allemand représente près du double du prix payé par un consommateur français) résultent de la tarification, qui varie en fonction du coût de la fourniture (producteur), de l'acheminement de l'électricité (gestionnaire du réseau) et de la taxation de l'énergie. Au final, sur la facture du consommateur, l'effet de la baisse des prix de marchés est souvent compensé par l'augmentation des contributions finançant le développement des énergies renouvelables.

En France, quatre taxes concernent le secteur électrique : la contribution tarifaire d'acheminement (CTA), la contribution au service public de l'électricité (CSPE), les taxes sur la consommation finale d'électricité (TCFE) et la taxe sur la valeur ajoutée (TVA).

→ L'absence de mécanismes de régulation européens sur ces différentes composantes ne permet donc pas une véritable convergence des prix de l'électricité pour les ménages européens.

Graphique 3 :

Évolution des prix de détail de l'électricité comparée à l'inflation (2008-2012)



Source : *Energy Prices and Costs Report*, Commission européenne, 2014.

S'agissant du gaz, le mécanisme de formation des prix varie sensiblement, étant donné l'importance des contrats d'approvisionnement à long terme indexés sur les cours du pétrole. Pour autant, les bourses ont conduit à une diminution des prix sur les marchés court terme, ce qui a permis à de nombreuses compagnies gazières de renégocier certains de leurs contrats long terme.

Les autres composantes des tarifs (acheminement et taxe) n'ayant pas évolué (notamment en raison d'un moindre impact des ENR sur les tarifs de gaz), l'on constate une baisse plus visible des prix payés par les consommateurs finaux, consécutive au développement du marché européen du gaz.

Cependant, cette situation n'empêche pas à des tensions croissantes sur la sécurité d'approvisionnement en gaz.

Encadré 2 : **Soutien aux renouvelables : EEG allemande vs CSPE française**

« Dans le cas de l'Allemagne et de la France, le parc de production est devenu surcapacitaire, comme l'attestent le nombre de centrales thermiques classiques mises sous cocon et la baisse du facteur de charge moyen des autres. On peut donc considérer que le prix de marché [à la baisse] représente, avec une bonne approximation, le prix hors production renouvelable. Dans les deux pays, l'écart entre les prix de marché et les tarifs garantis aux producteurs renouvelables est isolé sous forme d'une charge bien identifiée. En Allemagne, elle est quantifiée par la surcharge énergies renouvelables (EEG Umlage) et, en France, au sein de la contribution au service public de l'électricité (CSPE), qui comporte une rubrique spécifique pour l'aide aux sources renouvelables. [...] Il convient de noter que, dans les deux pays, une partie non négligeable des consommateurs échappe partiellement à ce surcoût grâce à un régime d'exemptions. Le surcoût total à répartir entre les consommateurs s'élevait à 3,7 milliards d'euros en France en 2014 (3,1 en 2013), et à 19,4 milliards d'euros en Allemagne (16,2 en 2013). La charge incombant aux consommateurs soumis au taux plein est évaluée pour 2014 en France à 9,90 € par MWh consommé (8 en 2013) et 62,40 € par MWh consommé en Allemagne (52,8 en 2013), où l'on intègre l'apurement des années antérieures, ce qui n'est pas toujours le cas de ce côté-ci du Rhin. Il convient de comparer ces montants à la composante "fourniture" d'une facture, qui s'élève à 57,70 €/MWh en France et à 85 €/MWh en Allemagne pour un client domestique (prix en janvier 2014). La charge "renouvelables" majore donc cette part "fourniture" de 74 % en Allemagne, et de 17 % en France. » Source : *Le Coût des énergies renouvelables*, M. Cruciani, IFRI, 2014.

Le couplage des marchés ne saurait résoudre les contradictions du processus de construction énergétique européen, qui laisse une large autonomie aux États membres dans la détermination de leur mix de production.

La convergence des prix de l'électricité sur le marché de gros n'a pas conduit à un mouvement comparable sur le marché de détail, qui reste très hétérogène. Les consommateurs particuliers en pâtissent.

La résurgence paradoxale de tensions sur la sécurité

Ces dernières années, la politique énergétique européenne a mis en lumière un **hiatus entre, d'un côté, la promotion d'une logique de marché au niveau de l'Union et, de l'autre, des réflexes centripètes**, la préservation revendiquée par tous d'une souveraineté nationale dans les choix énergétiques.

Cette contradiction fait surgir des **préoccupations sur la sécurité de délivrance des services énergétiques**. Ces tensions relèvent de craintes

en matière d’approvisionnement en gaz, comme lors des différentes crises entre la Russie et l’Ukraine. Encore récemment, Vladimir Poutine a annoncé l’abandon du projet *South Stream* au sud de l’Europe, tandis que le président de Gazprom, Alexeï Miller, avertissait les Européens qu’« ils devraient construire au plus vite et à leur frais des gazoducs s’ils voulaient continuer de lui acheter du gaz, car [la Russie] n’avait plus l’intention de les approvisionner via l’Ukraine³¹ ».

Cette mesure n’est pas à prendre à la légère, même si la géographie du gaz en Europe est très éclatée et dépend du mix des contrats d’approvisionnement. Pour la France, le gaz russe ne représente pas plus de 16 % de ses approvisionnements, contre 40 % en Allemagne, 77 % en Pologne et de 90 à 100 % en Finlande, dans les États baltes, en Slovaquie, en Hongrie, en Roumanie ou en Bulgarie.

Le secteur électrique n’est pas non plus exempt de craintes sur la sécurité d’approvisionnement. L’un des écueils majeurs tient dans la **difficile prise en compte du long terme** par les marchés énergétiques construits dans le cadre européen. Cette tendance a pu être observée lors de la mise à l’arrêt de centrales à gaz à cycle combiné : celles-ci représentent un parfait complément aux énergies renouvelables intermittentes et offrent la souplesse requise à l’équilibre des systèmes³².

- Ces centrales ont ainsi été victimes d’une conjonction de facteurs :
 - le développement des gaz de schiste aux États-Unis a conduit à la chute des prix du charbon américain et à son exportation massive à destination de l’Europe ;
 - le gaz a alors perdu de sa compétitivité, d’autant que le prix de la tonne de carbone sur le marché européen (EU ETS³³) s’est dans le même temps effondré, alors même qu’elle était une variable de la compétitivité du gaz face au charbon³⁴.

À travers ces fermetures de centrales et, plus largement, en raison du faible prix des marchés de gros, se pose la **question de la sécurité d’approvisionnement à long terme**, c’est-à-dire de la capacité des marchés à inciter à des investissements suffisants en termes de capacité de production. De fait, au-delà du cas des centrales à gaz, le déploiement des énergies renouvelables a un impact sur le financement des autres capacités de production. Étant financées à travers des obligations d’achat, elles entraînent une diminution des prix sur les marchés. Les incitations à investir se retrouvent

³¹ AFP, 14 janvier 2015.

³² Les grandes entreprises du groupe Magritte (qui rassemble une dizaine de producteurs énergétiques européens) estiment avoir mis à l’arrêt 70 GW de capacités de production à gaz, soit l’équivalent de la capacité de 70 centrales nucléaires.

³³ EU Emissions Trading System.

³⁴ Le charbon étant nettement plus émetteur de CO₂ que le gaz dans le cadre de la production d’électricité.

dès lors réduites. À l'heure actuelle, les alertes se multiplient en Europe, notamment en Belgique et en France³⁵, quant aux conditions de passage des hivers 2015 et 2016.

Différents mécanismes ont été envisagés pour pallier ce défaut d'incitations à long terme :

- **le marché du carbone** tout d'abord, bien qu'il n'ait pas produit à ce jour le prix escompté du CO₂. Fondé sur des allocations de quotas, il a été victime de la crise économique de ces dernières années ; l'effondrement de la production industrielle européenne a entraîné avec elle les prix du carbone ;
- les **mécanismes de capacité** ensuite. Ils visent à garantir que les capacités de production sont toujours disponibles en quantité suffisante pour répondre à la demande. Cependant, les pays ont fréquemment choisi des systèmes différents (la France privilégie une approche de marché, l'Allemagne est plutôt orientée vers des réserves stratégiques), sans qu'une bonne complémentarité puisse être anticipée. Et pourtant, *« l'harmonisation des méthodes de définition et d'évaluation du niveau adéquat de sécurité d'approvisionnement, l'articulation calendaire des démarches et la gestion des interconnexions en cohérence avec les mécanismes mis en place doivent être menées de pair des deux côtés du Rhin³⁶ »*.

Ce qui se joue soulève des interrogations sur le **maintien d'un niveau de qualité élevé pour les services énergétiques rendus**. Pour le consommateur, la qualité au point de livraison est perçue à travers deux critères : la continuité de l'alimentation et la stabilité de la tension (pour l'électricité) ou de la pression (pour le gaz).

Sur les réseaux électriques anciens, l'instabilité de l'injection venant de sources intermittentes (solaire et éolienne) augmente le risque de coupures brèves (d'une durée inférieure à trois minutes). Ces coupures sont préjudiciables au bon fonctionnement des équipements industriels et des appareils électroniques. Des investissements spécifiques seront nécessaires pour réduire le nombre de ces incidents³⁷.

En ce qui concerne la tension du courant et la pression du gaz, leur valeur au point de livraison dépend du réglage des équipements situés en amont (poste de transformation électrique et poste de détente gaz) et du dimensionnement des ouvrages jusqu'au client. Une injection éventuelle de courant ou de bio-méthane entre le client et le poste en amont peut nécessiter de

³⁵ Prévisions RTE.

³⁶ Mémoire de master « Énergie finance carbone », Christian Oeser, Paris Dauphine, 2014.

³⁷ L'indicateur courant de qualité (SAIDI), mesurant la durée annuelle moyenne des interruptions de courant, ne reflète qu'imparfaitement la situation car il ne prend pas en compte les microcoupures. Sur le critère SAIDI, la France se situait au 9^e rang européen, avec un temps moyen de coupure de 80 minutes par an, masquant toutefois de grands écarts puisqu'il atteignait 170 minutes dans quatre départements métropolitains. L'Allemagne apparaît au troisième rang, mais 16 % des chefs d'entreprise déclaraient avoir subi au moins une coupure brève durant les douze derniers mois, d'une durée inférieure à trois minutes, ayant perturbé sérieusement l'activité dans un cas sur deux.

modifier le réglage ou le dimensionnement des ouvrages par des dispositifs capables de suivre le volume injecté lorsqu'il est aléatoire.

Le couplage des marchés ne suffit pas à garantir la sécurité énergétique à long terme.

Le début de la décennie 2010 met en lumière l'insuffisante cohérence des signaux de prix pour orienter les investissements.

Les Européens se trouvent sous la menace d'une dégradation de la qualité des services énergétiques qui leur sont délivrés.

La transition énergétique implique un *aggiornamento* des réseaux : esquisse d'un cahier des charges

Structure des réseaux

La question de la capacité des réseaux à réduire ces tensions se pose, car **la nouvelle répartition des sources de production déstabilise leur architecture initiale.**

Pour l'électricité comme pour le gaz, les réseaux ont été conçus afin d'acheminer l'énergie de manière verticale, depuis de grandes centrales électriques, des terminaux méthaniers (accueillant du gaz liquéfié) ou d'un poste frontalier d'importation jusqu'au client final. Or cette structure se révèle **inadaptée à la configuration émergente**, caractérisée par l'arrivée de plus en plus importante d'énergies décentralisées, diffuses dans l'espace, issues de sources renouvelables (éolien, photovoltaïque, bio-méthane). Les besoins d'adaptation des réseaux concernent autant les **équipements de base** (lignes, canalisations, postes de conversion, stations de compression, d'injection) que les **équipements de gestion** (dispositifs reposant sur les technologies de la communication et du traitement de l'information).

Cette problématique de dimensionnement des réseaux est aussi valable dans le cas du gaz : les règles communautaires ont conduit au développement de marchés à court terme, qui exploitent la souplesse des livraisons de gaz naturel liquéfié, permettant d'ajuster une partie des livraisons à des circonstances ponctuelles, pics ou creux de demande. Les textes européens permettent d'envisager également un accès sans discrimination au stockage en Europe et la mise en place de règles communes. Or le débit insuffisant des gazoducs reliant le nord et le sud de la France empêche, par exemple, la zone méridionale de bénéficier pleinement des prix plus compétitifs constatés au nord de l'Europe.

Un pays comme la Pologne, qui importe 77% du gaz qu'il consomme, connaît lui aussi des enjeux majeurs liés au développement des interconnexions gazières. Pour éviter des baisses intempestives de livraisons de gaz provenant de l'est de l'Europe (telles celles intervenues entre le 8 et le 10 septembre 2014³⁸) et la volatilité des prix induite, la construction du terminal GNL de Swinoujscie et l'accélération des travaux d'interconnexion avec l'Allemagne, le Danemark, la Lituanie, la République tchèque et la

38 Portant sur 20 à 45% des livraisons émanant de Gazprom.

Slovaquie sont prioritaires. La réversibilité des flux³⁹ et la capacité de s’approvisionner en gaz auprès d’autres pays européens, notamment l’Allemagne, participeront pour lui d’une plus grande indépendance énergétique⁴⁰.

Cahier des charges des investissements

Dans tous les pays d’Europe, **des investissements massifs sont impératifs**, pour à la fois garantir une meilleure sécurité d’approvisionnement et optimiser l’emploi des sources d’énergie disponibles :

- **au plan quantitatif** : en l’absence d’une contrainte réglementaire qui imposerait une localisation précise, les nouvelles installations éoliennes, solaires, hydrauliques, biomasses ou biogaz ne seront pas construites à proximité des réseaux denses, mais là où la ressource est disponible à moindre coût. Extensions et renforcements des ouvrages existants seront donc nécessaires pour une bonne insertion sur les réseaux de l’énergie produite ;

- **au plan qualitatif** : l’aménagement des réseaux ne se limite pas à l’ajout ni au remplacement de matériels destinés au passage du courant (lignes, transformateurs, sectionneurs...) ou du gaz (canalisations, vannes, postes de détente...). En s’appuyant sur les technologies de l’information et de la communication, on incorpore aussi des équipements permettant une gestion active. Ces réseaux intelligents permettront de suivre quasiment en temps réel l’effet de milliers d’injections et de soutirages.

Au-delà des besoins liés à l’arrivée de sources renouvelables et au déploiement de nouveaux usages, les investissements sur les réseaux sont aussi nécessaires pour d’autres objectifs⁴¹ :

- le renforcement des ouvrages permet leur modernisation. Certaines lignes et canalisations, déjà vétustes, requièrent un remplacement de leurs composants et l’ajout de dispositifs de contrôle modernes, même en l’absence d’énergies renouvelables ;

- pour l’électricité notamment, en transport comme en distribution, il s’avère aussi indispensable d’accélérer le rehaussement de la résilience face aux risques climatiques à venir, avec une multiplication et une aggravation des événements climatiques extrêmes ;

- pour le gaz autant que pour l’électricité, la construction de nouvelles artères réduit le risque de paralysie en cas de défaillance d’un ouvrage majeur, tandis que la mise en service de nouvelles interconnexions avec les pays voisins élargit la gamme des ressources accessibles en situation

³⁹ Sur les anciennes artères gazières, les stations de compression ne permettaient de pousser le gaz que dans un seul sens (par exemple de Russie vers l’Ouest). En les rendant réversibles, on leur donne la faculté d’inverser le sens de circulation en cas de besoin (d’Allemagne vers la Pologne). Le développement des capacités de flux à rebours vers l’Europe centrale et de l’Est permettrait d’accroître l’intégration de ces pays au marché liquide ouest-européen. D’autant que ces pays ne s’avèrent que peu résistants aux stress tests en cas de rupture d’approvisionnement avec la Russie, au contraire de l’Europe de l’Ouest.

⁴⁰ La Pologne consomme environ 16 milliards de m³ de gaz par an, dont 77 % importés de Russie.

⁴¹ *Electricity Distribution Investment: What Regulatory Framework Do We Need?*, Eurelectric, 2014.

difficile. On pense bien sûr à l'instabilité géopolitique aux frontières de l'Europe, susceptible de menacer l'approvisionnement en gaz, mais il faut aussi intégrer comme situation difficile les effets du changement climatique, telles les vagues de froid, les canicules ou les tempêtes, qui fragilisent le réseau.

Encadré 3 : **Les conséquences de la profusion de moyens de production disséminés sur le territoire français**

La production d'origine renouvelable est le plus souvent constituée d'unités de petite puissance, disséminées sur le territoire. En France, 95% de l'électricité qu'elles délivrent est collectée par le réseau de distribution d'ERDF, en basse ou moyenne tension. La puissance raccordée au réseau de distribution a très fortement augmenté ces dernières années, doublant en six ans, pour atteindre 17 258 MW fin 2014, soit l'équivalent de 11 réacteurs nucléaires de type EPR, mais disséminés dans 325 000 installations réparties sur tout le territoire.

La plupart des unités sont implantées en zones rurales où, en dépit de leur taille modeste, la production dépasse souvent la consommation locale. L'excédent est alors remonté au réseau de transport. Cela exige des **aménagements à la fois techniques** (pour garantir la sécurité de lignes ou de gazoducs fonctionnant dans une configuration non prévue lors de leur construction) **et fonctionnels** (le réseau de distribution devenant, pour le gestionnaire du réseau de transport, à la fois un client et un fournisseur).

L'une des principales difficultés de ces dernières années tient au fait que **l'impact de la transition énergétique sur les réseaux a été sous-estimé**. La problématique allemande de l'acheminement de l'électricité depuis le Nord, lieu de grande production éolienne, vers le Sud, consommateur, en donne une bonne illustration. Il en va de même en Italie, mais dans le sens inverse : les grandes villes consommatrices du Nord font appel à l'énergie massivement produite dans le Sud.

Une difficulté spécifique à l'électricité concerne le maintien des paramètres du courant à un niveau aussi proche que possible des valeurs de réglage, en fréquence et en tension. Avec un parc de production conventionnel (hydraulique, thermique, nucléaire), la taille des machines tournantes assure une stabilité au point de départ. Lorsque la production repose sur un grand nombre de petites unités, cet atout s'estompe. En outre, les centrales conventionnelles sont aisément pilotables à distance, ce qui n'est pas toujours le cas des sources renouvelables.

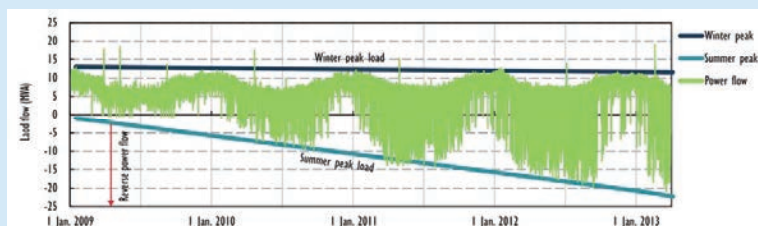
→ **L'arbitrage entre grandes infrastructures et sources décentralisées dépendra des percées technologiques et des évolutions économiques, les filières étant en compétition permanente, mais aussi de plus en plus complémentaires. Il faut donc penser les réseaux de demain à travers les futurs produits hybrides (power-to-gas, pile à combustible, gaz et hydrogène...).**

→ Le futur sera de plus influencé par les **politiques publiques**. Celles-ci restent *in fine* responsables des appels d'offres rythmant les projets, des primes de marché et des tarifs d'achat garantis stimulant les initiatives privées, et des incitations, locales ou nationales, liées à l'aménagement du territoire. De sorte que la rénovation des politiques publiques est une condition majeure de l'*aggiornamento* des réseaux.

Encadré 4 : L'impact des énergies intermittentes sur les réseaux de distribution

En raison de leur intermittence, le photovoltaïque et l'éolien ne se trouvent pas nécessairement en corrélation avec les consommations électriques locales. C'est la traditionnelle comparaison entre le pic de production photovoltaïque, qui se situe vers 14 heures, et le pic de consommation moyen, aux alentours de 19 heures. Cela demande de pouvoir remonter les surplus de puissance produits localement vers le réseau de transport, qui les achemine ensuite vers d'autres zones de consommation.

Le graphique suivant illustre ce phénomène au niveau d'un poste de transformation allemand. Avec le raccordement de centrales photovoltaïques, le facteur déterminant le dimensionnement n'est plus le pic de consommation hivernal, mais le pic de production photovoltaïque estival pour des flux de puissance bien supérieurs. Et il ne s'agit plus d'acheminer du courant vers les consommateurs locaux (flux positif sur le graphique), mais de le refouler (flux négatif) vers les niveaux de tension supérieure pour les répartir sur l'ensemble des territoires.



Source : *The Power of Transformation – Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems*, IEA, 2014.

Réglementation

Dans la plupart des pays européens, la réglementation des activités de réseau a été **élaborée au moment de la libéralisation des secteurs du gaz et de l'électricité**. L'objectif consistait alors à favoriser le développement de la concurrence en amont (production en électricité et importations en gaz) en incitant l'aval (les consommateurs) à changer de fournisseur facilement.

Dans cette optique, les autorités de régulation ont privilégié des tarifs présentant deux caractéristiques :

- ils reposent essentiellement sur la consommation d'énergie et ne comportent qu'une part mineure de rémunération de la puissance souscrite (abonnement). Dans certains pays, les tarifs de distribution n'incluent même aucune part fixe ;
- ils appliquent le principe du timbre-poste, indépendant de la distance à l'intérieur d'une zone. Dans le cas du transport, cette zone atteint l'échelle d'une région ou du pays entier, avec par exemple deux régions pour le gaz en France (Nord et Sud), et une seule zone pour l'électricité. Dans le cas de la distribution, le périmètre se borne généralement à la taille de la collectivité locale, la France présentant la singularité d'une péréquation tarifaire nationale.

Ces deux caractéristiques s'accordent mal avec les **perspectives futures**, marquées par une **consommation plus aléatoire** (sous l'effet conjugué des efforts d'efficacité énergétique et d'une production locale) et par des **coûts très différents** selon que l'énergie produite est consommée sur place ou acheminée à grande distance⁴².

On mesure l'ampleur des changements à venir en rappelant que la loi française de transition énergétique actuellement en débat devant le Parlement français vise à créer « 200 territoires de la transition énergétique ». Ces territoires devront atteindre à terme 100 % d'énergie renouvelable, mais cela impliquera, étant donné les problématiques d'intermittences, d'importantes adaptations du réseau pour gérer les équilibres, assurer les appoints et exporter les surplus. Une autre illustration des évolutions possibles concerne le stockage électrique décentralisé. Les progrès attendus conduisent à envisager la multiplication de situations dans lesquelles le réseau jouera encore plus la fonction d'une assurance.

→ Ces perspectives invitent à reconsidérer la gestion et la rémunération des réseaux existants, à la fois pour permettre le développement de l'expérimentation et pour éviter une répartition inéquitable des charges. Il conviendra également de réfléchir aux conséquences financières qu'engendrerait un rythme soutenu d'investissements. Il s'agit de lisser les évolutions tarifaires, qui répercutent les coûts sur les clients, tout en évitant un alourdissement de ces coûts par un décalage trop marqué entre les dépenses et les recettes.

42 "Electricity Distribution Investment: What Regulatory Framework Do We Need?", Eurelectric, 2014.

Les signaux d'une crise énergétique européenne s'accumulent depuis le début de la décennie.

L'investissement accéléré dans les réseaux énergétiques est l'une des voies pour une sortie de crise par le haut.

Un effort spécifique est requis pour accompagner la transition énergétique, tout en préservant de hauts niveaux de sécurité dans les services énergétiques délivrés aux entreprises et aux ménages européens.

Cet *aggiornamento* des réseaux devra s'accompagner d'une rénovation des politiques publiques afférentes, avec une révision des principes de régulation et de tarification.

Partie 2

**2015-2030 :
TRANSFORMER
UNE MONTAGNE
D'INVESTISSEMENTS
EN PROJET INDUSTRIEL
EUROPÉEN**

Évaluation et orientation des efforts d'investissement

Des efforts européens insuffisants et court-termistes en matière de financement des réseaux

Les décisions prises au niveau européen ont mis en avant les **problématiques de sécurité collective** :

- au-delà des questions environnementales, les paquets énergie-climat (paquet « 3 x 20 » de 2008¹ et paquet climat-énergie 2030 d'octobre 2014) ont érigé la sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'Union en priorité ;
- la communication de la Commission européenne *Sécurité de l'approvisionnement énergétique de l'UE et coopération internationale*, du 7 septembre 2011 a conduit à l'adoption d'un « mécanisme d'échange d'informations sur les accords intergouvernementaux entre les États membres et les pays tiers dans le domaine de l'énergie » (MIE), le 25 octobre 2012 ;
- l'article 194 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) marque enfin la volonté des États membres d'assurer le bon fonctionnement du marché de l'énergie et de garantir la sécurité de l'approvisionnement européen par le développement des interconnexions des réseaux énergétiques stratégiques.

Un **plan d'investissement européen** a ainsi été engagé pour les prochaines années, dans le cadre des projets d'intérêts communs² prévus par les articles 171 et 172 du TFUE. Il s'agit de projets d'infrastructures essentielles, qui aideront les États membres à intégrer physiquement leurs marchés de l'énergie, à diversifier leurs sources d'énergie et à s'extraire, pour certains, de l'isolement énergétique.

Mais une **dissonance** existe entre la prise de conscience de l'acuité du problème, sa définition comme priorité et l'engagement de l'UE en tant qu'entité (au-delà des efforts consentis par ses membres) :

- d'un côté, les besoins en investissement dans les infrastructures énergétiques sont de l'ordre de 1 100 milliards d'euros pour les dix prochaines années, dont 500 milliards d'euros pour la production, 400 pour la distribution et 200 pour le transport³. Selon le règlement du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 sur les orientations pour les infrastructures

1 Adopté lors du Conseil européen du 12 décembre 2008, le paquet climat-énergie prévoit 20% de réduction des émissions de gaz à effet de serre, 20% d'efficacité énergétique supplémentaires et l'augmentation de 20% de la part des énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie d'ici à 2020.

2 Règlement n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013. Pour visualiser ces projets, se rendre à l'annexe 3.

3 *Une énergie durable, sûre et abordable pour les Européens*, présentation de J. M. Barroso au Conseil européen, le 22 mai 2013, Commission européenne, 2014.

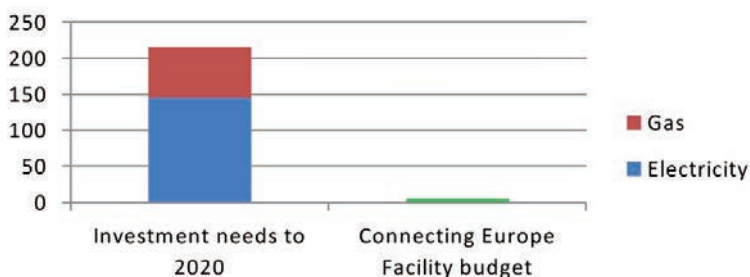
énergétiques transeuropéennes, les projets communs doivent concerner prioritairement la mise en place de corridors énergétiques. Ils sont évalués au nombre de 100 pour le domaine électrique et de 50 dans le domaine gazier, dans l'étude d'impact préliminaire ;

– de l'autre, dans le cadre du MIE, seule une enveloppe de 6 milliards d'euros est prévue pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes au cours de la période 2014-2020. Cette enveloppe s'inscrit dans le mécanisme *Connecting Europe Facility* (33 milliards d'euros, dont 26 pour les transports, 1 pour les réseaux de télécommunications et 6 pour l'énergie).

→ La priorité politique affichée pour la consolidation des infrastructures énergétiques en Europe ne se retrouve donc pas dans ce budget du *Connecting Europe Facility*, dont l'enveloppe est passée de 9,1 milliards à 5,85 milliards d'euros lors des négociations pour le cadre financier pluriannuel (2014-2020). Le différentiel entre le besoin d'investissements estimé et l'enveloppe des financements européens proposée⁴ se révèle particulièrement frappant.

Graphique 4 :

Le montant des investissements nécessaires à l'échelle européenne d'ici à 2020 au regard du montant du *Connecting Europe Facility* (milliards d'euros)



Source : *Connecting Europe Facility*, Commission européenne, 2012.

De plus, la Commission européenne a annoncé le 29 octobre 2014 l'octroi de 647 millions d'euros à « de **grands projets d'infrastructures prioritaires** » au titre du MIE.

Avec la crise russo-ukrainienne, le **secteur gazier** est particulièrement concerné par ces financements afin de réduire la dépendance européenne au gaz russe (projets de terminaux de réception de gaz naturel liquéfié dans

4 Règlement n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013.

les régions de la Baltique et en Europe centrale et du Sud-Est). Trente-quatre subventions⁵ ont été octroyées à cette occasion :

- seize concernent le secteur du gaz naturel (pour 392 millions d'euros) et 18 celui de l'électricité (pour 255 millions d'euros) ;
- six portent sur des travaux de construction (pour 556 millions d'euros) ;
- vingt-huit sont allouées à des études, telles les évaluations des incidences sur l'environnement (pour 91 millions d'euros).

Pourtant, le règlement n° 1316/2013 du 11 décembre 2013 établissant le MIE précise que l'enveloppe financière prévue devra être **largement attribuée aux projets d'infrastructures électriques**, « *compte tenu de la prépondérance escomptée de l'électricité dans le système énergétique européen au cours des deux prochaines décennies* ».

À titre d'exemple, alors que les dirigeants européens s'étaient accordés sur le statut de « *priorité urgente* » de l'interconnexion électrique franco-espagnole, la première série de financements du MIE prévoit d'allouer 0,5% de ses fonds à ce projet. Les études de faisabilité du projet seront financées pour un maximum de 3 millions d'euros, alors que, *a contrario*, le gazoduc lituano-polonais (non prioritaire) bénéficie d'un maximum de 295 millions d'euros.

La priorité donnée pour le moment aux réseaux gaziers participe du **traitement de l'urgence économique et politique**.

On privilégie le développement des corridors de l'Est et du Sud-Est, en mettant l'accent sur les capacités de flux à rebours depuis l'Ouest pour mieux accroître l'intégration et la sécurité énergétique de ces pays. Cependant, les incertitudes demeurent importantes concernant la place à venir du gaz dans le mix énergétique européen. Selon les prévisions de la Commission européenne, sa consommation pourrait diminuer de 25% à l'horizon 2030. Dans un contexte où les conséquences d'un choc énergétique provenant d'Afrique seraient plus importantes que celles d'un choc provenant de la Russie, il existe un **risque important : que les gazoducs financés par le MIE finissent abandonnés**⁶.

5 Pour être éligible à une subvention, l'action proposée doit avoir un lien avec l'un des projets de la liste des « *projets d'intérêt commun* », publiée en octobre 2013. Elle comporte 248 projets d'infrastructures énergétiques qui, une fois achevés, bénéficieront de manière substantielle à au moins deux États membres, amélioreront la sécurité d'approvisionnement, contribueront à l'intégration du marché et au renforcement de la concurrence, et permettront de réduire les émissions de CO₂. Au titre du premier appel MIE-Énergie, 64 propositions éligibles ont été reçues, pour une demande d'aide financière atteignant 1,4 milliard d'euros. Un prochain appel est prévu en 2015.

6 Le groupe de réflexion britannique E3G (*Third Generation Environmentalism*) souligne le risque de gaspillage d'argent public à soutenir des projets pour lesquels l'intérêt de long terme est loin d'être assuré. Il propose que le financement des infrastructures soit guidé par les programmes d'efficacité énergétique européens, que le MIE s'engage en faveur de l'électricité et qu'une partie du financement alloué au transport (26,25 milliards d'euros) soit transférée au secteur de l'énergie.

- La fluidité du transport de gaz en Europe, combinée à la rareté des congestions, plaide ainsi pour une **approche raisonnée en termes de nouveaux investissements**. Le prochain appel de financement en 2015, au titre du MIE, devrait prendre en compte ces données.
- La place du gaz dans le futur mix énergétique européen méritant d'être mieux définie, les investissements dans le secteur gazier devraient en attendant se concentrer sur une **optimisation de l'utilisation des infrastructures existantes**⁷ et sur le **développement de la R&D**, afin de faire émerger de nouvelles filières innovantes pour le gaz⁸.
- Plus généralement, l'Europe devrait s'orienter vers une **meilleure gestion et valorisation locale des ressources gazières et des stockages existants**. Une **meilleure répartition des points d'approvisionnements** sur l'ensemble des territoires (terminaux GNL de proximité, capacités de stockage locales, production domestique incluant les gaz renouvelables) serait plus en accord avec les objectifs de la transition énergétique.

Alors même que les questions de sécurité énergétique sont érigées en priorité, le soutien de l'UE à des investissements énergétiques apparaît singulièrement modéré.

En outre, l'orientation des financements tend à privilégier les infrastructures gazières, en réponse aux tensions géopolitiques en cours, plutôt que les efforts déterminés en fonction des évolutions du mix européen sur le long terme. Ceux-ci devraient conduire à renforcer le soutien au développement d'infrastructures électriques.

7 Les 22 terminaux européens de regazéification GNL ne sont à l'heure actuelle utilisés qu'à 25 % de leur capacité.

8 *Biométhane de gazéification – Évaluation du potentiel de production en France aux horizons 2020 et 2050*, GrDF, 2013 ; *Étude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz*, Ernst & Young, Ademe/GrDF, 2010.

Tracer de grands corridors électriques pour améliorer la sécurité et optimiser l'usage des moyens de production

La réunion du Conseil européen du 23 octobre 2014 a fixé à **10% l'objectif minimum d'interconnexions électriques d'ici à 2020**⁹. Un objectif de 15% d'interconnexions est tracé à l'horizon 2030 et doit être atteint grâce à la réalisation de projets d'intérêt commun¹⁰. Dans ce contexte, le montant des investissements nécessaires a été estimé à 100 milliards d'euros à l'horizon 2020 par la Commission et à 150 milliards à l'horizon 2030 par ENTSO-E.

L'association ENTSO-E appelle à ce que le taux moyen de 15% soit différencié selon les États membres, en fonction des situations présentes et de l'évolution du parc de production national et des lieux de consommation. Au total, **les capacités d'interconnexion doivent doubler**, selon ENTSO-E¹¹.

Une organisation comme Greenpeace considère pour sa part que, à l'horizon 2030, 26 275 km de lignes à haute et très haute tension (avec un taux de pénétration des énergies renouvelables de 77%) seront nécessaires, contre 50 110 km pour ENTSO-E (avec un taux de pénétration des énergies renouvelables de 37%).

Les interconnexions entre réseaux électriques européens doivent être renforcées afin de **faire disparaître les goulets d'étranglement** (notamment au niveau de la péninsule Ibérique) et l'isolement de certains États membres (insularité, barrières naturelles). Cette politique d'investissement massif doit permettre d'**améliorer la sécurité d'approvisionnement** des pays européens et de développer une **solidarité énergétique européenne**.

Les **corridors jugés prioritaires** par le règlement du Parlement d'avril 2013 sont les suivants¹² :

- réseau dans les mers septentrionales (Allemagne, Belgique, Danemark, France, Irlande, Luxembourg, Pays-Bas, Royaume-Uni, Suède) ;
- interconnexions électriques nord-sud en Europe de l'Ouest (Allemagne, Autriche, Belgique, Espagne, France, Irlande, Italie, Luxembourg, Malte, Pays-Bas, Portugal, Royaume-Uni) ;

⁹ Il s'agit du rapport entre les capacités d'interconnexion d'un pays et ses capacités de production. Ce chiffre est en deçà des 15% réclamés par l'Espagne et le Portugal, isolés par leur situation péninsulaire, qui ne trouvent pas de débouchés à leur surproduction d'énergies renouvelables.

¹⁰ « La Commission européenne, avec l'appui des États membres, prendra des mesures urgentes dans le but d'atteindre l'objectif minimum de 10% d'interconnexion électrique, ce de toute urgence, et au plus tard en 2020, au moins pour les États membres qui n'ont pas encore atteint un niveau minimum d'intégration dans le marché intérieur de l'énergie, à savoir les États baltes, le Portugal et l'Espagne, et pour les États membres qui constituent leur principal point d'accès au marché intérieur de l'énergie. »

¹¹ Ten Year Network Development Plan, ENTSO-E, 2014.

¹² Liste détaillée des projets d'intérêt commun par pays : http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/pci/doc/2013_pci_projects_country.pdf

interconnexions électriques nord-sud en Europe centrale et du Sud-Est (Allemagne, Autriche, Bulgarie, Chypre, Croatie, Grèce, Hongrie, Italie, Pologne, République tchèque, Roumanie, Slovaquie, Slovénie);

– plan d'interconnexion des marchés énergétiques de la région de la mer Baltique pour l'électricité (Allemagne, Danemark, Estonie, Finlande, Lettonie, Lituanie, Pologne, Suède).

→ **Une chose est certaine : un marché de l'énergie unifié et mieux interconnecté est décisif pour intégrer les capacités de production renouvelables dans le système électrique européen et, dans le cas du gaz, assurer un meilleur accès aux systèmes de stockage disponibles et aux terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL).**

Le maillage de l'Europe par des autoroutes électriques constitue un impératif de sécurité collective, ainsi que la condition d'une efficacité économique statique (meilleure utilisation des moyens de production) et dynamique (meilleure intégration des nouveaux moyens de production).

Accomplir la révolution énergétique par les réseaux de distribution électriques et gaziers

L'*aggiornamento* des réseaux ne doit pas se limiter aux grands réseaux de transport interconnectés.

Les réseaux de distribution se trouvent au cœur de la transition énergétique, puisque 95 % des énergies renouvelables s'y raccordent. Ils tendent ainsi à devenir de formidables **réseaux de collecte**, ce pour quoi ils n'ont pas été initialement dimensionnés. Outre les raccordements et les extensions nécessaires, les investissements sur les réseaux de distribution vont être caractérisés par des **changements de paradigme significatifs**.

En 2011, la Commission européenne évaluait que, pour atteindre les objectifs fixés à l'horizon 2020, près de **400 milliards d'euros devraient être investis sur les réseaux de distribution** de gaz et d'électricité, contre 200 milliards d'euros pour les infrastructures de transport¹³.

- Le régulateur britannique, l'*Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM)* a indiqué en novembre 2014 que les six distributeurs d'énergie du Royaume-Uni allaient investir 24 milliards de livres (30,7 milliards d'euros) d'ici à 2023, afin d'accroître la fiabilité de leurs réseaux et de les adapter aux énergies renouvelables.

¹³ Response to ACER Public Consultation on Energy Regulation: A Bridge to 2025, EDSO, 2014. D'autres études ont précisé les montants intermédiaires, s'agissant de la distribution d'électricité, à 170 milliards d'euros à l'horizon 2020, puis 215 milliards d'euros à l'horizon 2025 : *Integration of Renewable Energy in Europe*, Commission européenne, 2014.

- Le cas allemand, très en avance dans la confrontation à ces problématiques, est aussi utile à examiner. Les besoins en investissements relatifs à la transition énergétique ont récemment été chiffrés par le ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (BMWi)¹⁴. Celui-ci s'est fondé sur trois scénarios évaluant la part des énergies renouvelables à l'horizon 2032 de 128 GW (scénario *Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014*, ou *EEG 2014*) à 207 GW (scénario *Länder*).
- Selon le scénario *EEG 2014*, sur les 132 000 km de lignes nouvelles nécessaires, près de 120 000 relèveront du réseau de distribution, dont 50 000 en basse tension et 70 000 en moyenne tension. Cela correspond à des accroissements respectifs de 5 % et 14 % du réseau actuel. Il faudrait de plus ajouter près de 15 GW de capacité de transformation sur la basse tension et 43 GW sur la moyenne tension, afin de permettre les refoulements vers les niveaux de tension supérieurs. Dans le même temps, les ajouts de câbles sur la basse tension serviront essentiellement à remédier aux écarts de tension, consécutifs à l'intégration de capacités de production sur un réseau de distribution non dimensionné pour cette fonction de collecte¹⁵. Il s'agit là du scénario le moins coûteux.
- Le scénario Plan de développement des réseaux (NEP) reprend l'estimation des opérateurs de réseaux de transport. L'hypothèse est celle d'une puissance installée des énergies renouvelables de 139 GW en 2032 (65 GW éolien, 65 GW photovoltaïque, 9 GW autres sources).
- Le scénario *Länder* évalue pour sa part les besoins à près de 280 000 km de lignes et 130 GW de capacité de transformation. On constate que les besoins en extension croissent plus rapidement que le développement des énergies renouvelables en raison d'effets de seuil. Par exemple, la saturation des capacités d'accueil du réseau : à un certain stade de déploiement, l'intégralité des capacités existantes est consommée, et il faut donc en constituer de nouvelles.
- À l'horizon 2032, les besoins d'investissements sur les réseaux de distribution pour intégrer les renouvelables en Allemagne varient donc de 23 milliards (scénario *EEG 2014*) à 49 milliards d'euros (scénario *Länder*)¹⁶.

En comparaison, les coûts passés et à venir pour atteindre les objectifs en énergies renouvelables (19 GW d'éolien et 8 GW de photovoltaïque) à l'horizon 2020 en France se chiffrent à **4,3 milliards d'euros pour le réseau de distribution et 1,2 milliard d'euros pour le réseau de transport**¹⁷.

Il convient de noter que ces montants ne représentent qu'une partie seulement de l'investissement des gestionnaires de réseaux de distribution. En effet, l'essentiel des investissements est alloué :

- aux raccordements de nouveaux consommateurs,

¹⁴ *Moderne Verteilernetze für Deutschland*, Forschungsprojekt Nr. 44/12, BMWi, 2014.

¹⁵ *Ibid.*

¹⁶ *Ibid.*

¹⁷ *La Mise en œuvre par la France du paquet énergie-climat*, Cour des comptes, 2013.

- aux modifications et renouvellement d'ouvrages,
- à l'amélioration de la qualité du réseau.

L'investissement annuel sur les réseaux de distribution français est ainsi de près de **4 milliards d'euros**, soit l'équivalent du **total à engager pour adapter le réseau aux objectifs de 2020**. Au fur et à mesure du développement des énergies renouvelables et de la saturation des capacités d'accueil, les investissements nécessaires pour adapter le réseau de distribution français à la transition énergétique seront **appelés à représenter des montants plus importants**.

De leur côté, les dépenses relatives aux réseaux de gaz n'ont pas été évaluées. Néanmoins, les installations susceptibles d'injecter du bio-méthane dans les réseaux français de transport ou de distribution connaissent un développement dynamique, qui devrait se traduire à terme par des volumes significatifs, atteignant 17 % du gaz acheminé dès 2020¹⁸. Dans le même temps, les perspectives offertes par le GNL et le gaz naturel comprimé (GNC) en matière de mobilité, ou encore le possible développement du *power-to-gas*¹⁹ pourraient contribuer à accroître les investissements sur les réseaux de distribution de gaz à moyen terme.

- Ainsi, les investissements à réaliser sur les réseaux de distribution sont de l'ordre de plusieurs dizaines de milliards d'euros par an en Europe.
- En outre, on constate l'extrême sensibilité des projections aux scénarios envisagés, alors même que certains développements ne sont que peu pris en compte ou traités de façon séparée. C'est le cas en particulier du déploiement des véhicules électriques ou des compteurs communicants.
 - Dans le cas français, l'objectif fixé par le projet de loi sur la transition énergétique pour la croissance verte d'implanter 7 millions de bornes de recharge pour véhicules électriques à horizon 2030 est chiffré à 5 milliards d'euros par ERDF.
 - Il faut y ajouter 5 milliards d'euros à horizon 2021 pour l'installation de 35 millions de compteurs communicants Linky²⁰. Au niveau européen, les investissements à engager pour les seuls compteurs intelligents sont évalués à 50 milliards d'euros²¹. Ces

18 Débat national sur la transition énergétique, audition de GrDF par le sous-groupe n° 5 le 17 avril 2013.

19 L'expression *power-to-gas* désigne la production de méthane de synthèse à l'aide du courant électrique provenant de sources renouvelables en dehors des périodes de consommation.

20 Audition de Philippe Monloubou, président d'ERDF, par la commission d'enquête sur les tarifs de l'électricité, le 29 octobre 2014.

21 « Staff Working Document SEC (2010) 1396 », in *Priorités en matière d'infrastructures énergétiques pour 2020 et au-delà – Schéma directeur pour un réseau énergétique européen intégré*, section 1.1.1. « Energy Trends and Infrastructure Needs », Commission européenne, 2010.

montants sont à décliner au gaz naturel, puisque le déploiement de 11 millions de compteurs Gazpar est évalué à 1 milliard d'euros en France.

- Si les réseaux de distribution doivent accueillir de nouvelles sources de production, ils sont donc aussi au cœur d'évolutions significatives du côté de la consommation, qu'il s'agisse de l'émergence de nouveaux usages comme les véhicules électriques ou des perspectives de pilotage renforcé de la demande avec l'émergence des *smart grids*. Et ces chantiers de demain dépassent les frontières nationales et les organisations disparates qui les régissent.

Les réseaux de distribution se trouvent au cœur d'enjeux financiers et industriels stratégiques, qui doivent être abordés à l'échelle européenne.

Ils seront le lieu physique de la transition énergétique, tant pour l'intégration des énergies renouvelables (électriques et gazières) que pour le transfert des usages depuis les sources fossiles vers l'électricité.

Ils mobiliseront l'essentiel des capitaux disponibles à destination des réseaux pour des montants considérables.

C'est d'eux que doivent émerger des innovations à même de répondre aux enjeux du système électrique. Ces innovations ouvriront des marchés internationaux porteurs de croissance et d'emploi en Europe.

Donner de la cohérence au projet industriel

Identifier les chantiers prioritaires de R&D

L'Europe a jusqu'ici axé ses dépenses sur le **déploiement de technologies** plutôt que sur la R&D. Le soutien aux énergies renouvelables s'élevait ainsi à 30 milliards d'euros en 2012 et la tendance actuelle suggère qu'il s'élèvera à 60 milliards d'euros en 2035²². En comparaison, les dépenses publiques en matière de R&D en Europe (tous secteurs confondus) s'établissent à un niveau similaire en termes réels à celui des années 1980 et contrastent avec les dépenses américaines ou japonaises qui se sont, elles, accrues. La Commission européenne avait bien mis en place en 2007 un plan stratégique en matière de technologies énergétiques (SET Plan), mais le Conseil européen de 2008, qui en a validé le principe, n'a pas mobilisé de financements pour sa mise en œuvre. Cela a fragilisé l'initiative, qui visait à favoriser la coordination entre les acteurs de l'innovation des États membres et à faire émerger des solutions économiquement viables²³.

Depuis lors, la situation a évolué, et les nombreuses tensions pesant sur le système énergétique européen, tant pour intégrer les énergies renouvelables que pour assurer la sécurité d'approvisionnement, nécessitent la relance d'une coopération européenne en matière de R&D énergétique.

Quatre thèmes majeurs de R&D se détachent pour répondre aux problématiques des réseaux énergétiques de demain :

- le courant continu haute tension (HVDC),
- les *smart grids* (ou réseaux intelligents),
- la mobilité (ces trois derniers enjeux étant fortement interdépendants),
- le stockage.

L'utilisation du **courant continu haute tension** remonte aux origines de l'électrification. Il présente l'intérêt de pouvoir transporter le courant sur de longues distances avec peu de pertes. Néanmoins, les infrastructures de courant continu haute tension sont particulièrement coûteuses et donc utilisées uniquement pour certaines liaisons souterraines ou sous-marines.

On constate actuellement de fortes résistances locales à l'installation de lignes aériennes classiques, notamment pour des raisons visuelles. C'est pourquoi l'enfouissement grâce à la technologie du courant continu est

²² *European Policy Dialogue 2012, Public Launch Supporting Policy Memo, ISH CER, 2012.*

²³ *Avis sur la communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions « Technologies et innovation énergétiques », COM(2013) 253 final, TEN/528, Technologies et innovation énergétiques, Comité économique et social européen, 2013.*

fréquemment privilégié, mais pour un coût sept à huit fois plus élevé²⁴. Alors que des dizaines de milliers de kilomètres de lignes devront être réalisés en Europe dans les vingt années à venir, **l'enjeu de la réduction de ces coûts** est posé afin :

- d'améliorer la compétitivité de l'enfouissement, voire de remplacer certaines lignes aériennes en courant alternatif par du courant continu apte à transporter de plus fortes puissances,
- de structurer un *supergrid* à des tensions de l'ordre du gigavolt et faisant office d'autoroutes de l'électricité en Europe²⁵.

Le deuxième axe majeur tient dans le **développement des smart grids**, et plus largement dans les perspectives de **pilotage de la demande** et **d'introduction du digital** au niveau du réseau public de distribution et chez le consommateur.

Le pilotage de la demande consiste à sortir du paradigme selon lequel l'équilibre nécessaire à chaque instant entre la production et la consommation est assuré par la production. Désormais, le développement des technologies de l'information et de la communication offre la perspective d'un **ajustement par la consommation**, en déplaçant les moments de fonctionnement des appareils électriques (chauffage, recharges de véhicules électriques, etc.). Ce pilotage de la demande apparaît d'autant plus crucial²⁶ que les énergies renouvelables sont généralement intermittentes et ne contribuent pas à l'équilibre entre l'offre et la demande. On observe ainsi une augmentation rapide des volumes échangés sur les marchés *infra-journaliers*, révélant les besoins croissants de flexibilité²⁷.

Un pilotage plus optimal de la demande pourrait faire **économiser 60 à 100 milliards d'euros par an à l'horizon 2030**, en permettant de limiter les investissements en capacités de production, en infrastructures de transports et de distribution, et en réduisant les coûts de fonctionnement²⁸.

Cependant, les modalités d'action sont variées, les *business models* encore incertains et les démonstrateurs en Europe à la fois nombreux et disparates. Pour autant, les *smart grids* constituent d'ores et déjà une réalité dans nombre d'installations de distribution²⁹. Depuis 2002, près de 459 projets ont impliqué des centaines d'acteurs européens dans 47 pays pour un montant total investi de 3,15 milliards d'euros. Sur les 578 différents sites

²⁴ Cf. l'écart constaté concernant la future liaison THT Baixas-Santa Llogaia entre la France et l'Espagne

²⁵ *Integration of Renewable Energy in Europe*, Commission européenne, 2014. Ces « autoroutes de l'électricité » apparaissent nécessaires pour évacuer et répartir l'électricité issue des grandes fermes éoliennes maritimes envisagées en mer du Nord. Elles pourraient aussi améliorer la rentabilité des grandes installations conventionnelles, qui demeureront indispensables durant les prochaines décennies, et notamment les centrales nucléaires pour les pays qui conserveront l'usage de cette énergie.

²⁶ DNV GL, *Integration of Renewable Energy in Europe – Final report*, Commission européenne, 12 juin 2014.

²⁷ *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse européenne de l'électricité*, OFAEnR – EPEX SPOT, janvier 2015.

²⁸ *Ibid.*

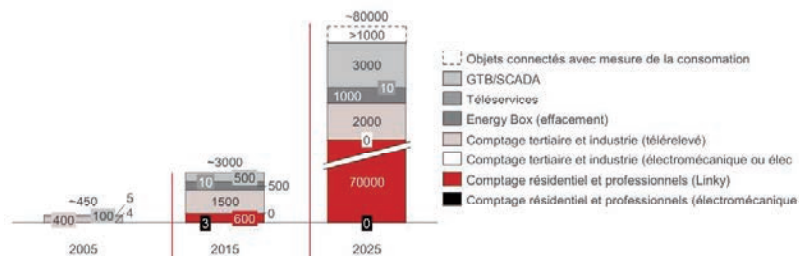
²⁹ *Smart Grids on the Distribution Level – Hype or Vision ? CIRED's Point of View – Final Report*, CIRED, 2013.

concernés, 532 se trouvent sur le territoire de l'Union européenne. La moitié des projets est encore en cours, pour une enveloppe totale de plus de 2 milliards d'euros. On observe de plus un accroissement de la taille des projets dans le temps³⁰.

La mise en place des *smart grids* s'accéléra avec le **déploiement des compteurs communicants**, dont près de 72% des consommateurs européens³¹ devraient être équipés en 2020. Ils conduiront à une multiplication par 10 000 du volume de données de comptage dans le résidentiel, auxquelles il faut ajouter le développement des objets communicants. La modification de la chaîne de valeur énergétique générée par cette **irruption du Big Data** représentera un **tournant décisif** pour toutes les industries énergétiques européennes, et pour les 500 millions de consommateurs et de citoyens européens³²!

Graphique 5 :
L'émergence d'une logique de *Big Data*

Production annuelle de données de comptage électricité (giga-octets/an, données arrondies)



Source : *Énergie et digitalisation – Analyse des enjeux stratégiques*, E-Cube Strategy Consultants, juillet 2014.

La mise en place d'un écosystème à même de valoriser ces données et de faire émerger des *consom'acteurs* participant au bon fonctionnement du système énergétique représente un enjeu important pour l'Europe. Il s'agit tout à la fois de :

- garantir la sécurité des données,
- contribuer à l'émergence des futurs *business models* du pilotage de la demande,
- développer une régulation favorable à ces dynamiques,
- s'assurer du développement de filières industrielles européennes compétitives à l'échelle internationale.

³⁰ *Smart Grid Projects Outlook 2014*, Commission européenne, 2014.

³¹ *Ibid.*; *Analyse comparative du déploiement de compteurs intelligents dans l'UE-27 visant plus particulièrement le marché de l'électricité*, Commission européenne, 2014.

³² *Ibid.*

En effet, selon le cabinet Navigant, le marché mondial des *smart grids* devrait doubler d'ici à 2020 pour atteindre 55,8 milliards d'euros annuels³³.

Néanmoins, sur les 40 milliards d'euros d'investissements que requièrent les *smart grids* à l'horizon 2020, près de 20 milliards d'euros pourraient manquer selon la Commission européenne³⁴. Il est par conséquent urgent pour l'Europe de **mettre en place une stratégie alliant accroissement de l'investissement, adaptation de la réglementation et meilleure coordination de la R&D**.

De plus, la mobilité électrique et le stockage sont deux chantiers à même de produire un effet de levier afin d'accélérer le déploiement des *smart grids*.

La mobilité constitue un enjeu central de la transition énergétique, permettant de réduire la facture pétrolière et les émissions de CO₂ européennes.

Une des voies privilégiée ces dernières années tient dans le développement de véhicules fonctionnant à l'électricité, mais aussi au gaz naturel et à l'hydrogène. Ces différentes solutions ont chacune un **impact fort sur les réseaux énergétiques**, et il faut les envisager de manière combinée, car avec l'hybridation des réseaux, le *power-to-gas*, la France peut être porteuse d'une réponse territoriale mixte, alliant intelligemment l'expertise de ses réseaux de distribution électriques et gaziers.

S'agissant des véhicules électriques, leurs charges peuvent s'avérer particulièrement lourdes pour le réseau. Deux millions de véhicules électriques ne représenteraient en France qu'un volume de consommation de l'ordre de 1 à 2% de la consommation totale d'électricité, mais pourraient constituer des **appels de puissance significatifs** si les recharges devaient toutes se concentrer au même moment. En outre, les infrastructures de recharge étant toutes raccordées au réseau électrique de distribution, leur impact sur la gestion de ce réseau et son dimensionnement sont à envisager préalablement. En effet, la rapidité de la recharge détermine la puissance appelée et donc le dimensionnement du réseau.

Graphique 6 :

Temps et appel de puissance pour la recharge des véhicules électriques

La recharge complète d'un seul véhicule électrique pour 150 km...	... appelle une puissance équivalent à
en 8 heures (3 kW)	un chauffe-eau
en 1 heure (22 kW)	un immeuble
en 3 minutes (600 kW)	un quartier de ville

Source : ERDF

³³ *Smart Grid Technologies*, Navigant, novembre 2014.

³⁴ *Connecting Europe Facility – Investing in Europe's Growth*, Commission européenne, 2012.

Afin de limiter les coûts de branchement et de renforcement, le déploiement des bornes de recharge doit donc être optimisé, et la charge être l'objet d'une régulation, afin d'éviter les congestions en heures de pointe. Une charge durant les heures de pointe posséderait une forte empreinte carbone, au point qu'un véhicule électrique émettrait plus de CO₂ qu'un véhicule thermique³⁵. Autrement dit, il s'agit autant que possible de piloter la charge, de la même façon que l'eau chaude sanitaire.

→ **On perçoit ici la nécessaire articulation des véhicules électriques avec les smart grids et les potentiels usages que pourraient rendre des millions de batteries raccordées au réseau pour absorber l'intermittence des énergies renouvelables (Vehicle-to-Grid). Ce sont là des chantiers particulièrement observés en Allemagne et en Autriche³⁶. Cependant, les perspectives en la matière restent extrêmement dépendantes de l'amélioration du coût et des performances des batteries.**

C'est pourquoi le **stockage de l'électricité** suscite de fortes attentes, notamment pour la **flexibilité** qu'il offrirait au système électrique. Le stockage permettrait de pallier l'intermittence des éoliennes et des panneaux photovoltaïques, d'assurer un relais de production pendant les pointes et de développer l'autoconsommation.

Si différentes solutions existent d'ores et déjà, telles l'eau chaude sanitaire ou les STEP³⁷, il apparaît cependant que les possibilités d'équipements supplémentaires sont limitées³⁸. En outre, d'importants verrous à l'essor de nouvelles technologies plus flexibles demeurent, telles que les batteries lithium-ion ou le *power-to-gas*. Le principal inconvénient réside dans la **compétitivité économique** de ces solutions, qui demeure encore très éloignée des conditions du marché, mais aussi dans la taille encore importante des batteries. Dans sa vision prospective, l'Ademe n'envisage un **essor industriel des systèmes de stockage stationnaires qu'à partir de l'horizon 2030**³⁹. De son côté, McKinsey estime que, si le prix du stockage de l'énergie doit chuter dans les années à venir, l'ampleur et la vitesse de cette diminution restent en débat. Selon ce cabinet de conseil,

35 *Élaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électriques et de véhicules thermiques, VP de segment B (citadine polyvalente) et VUL à l'horizon 2012 et 2020, Ademe, 2013.*

36 *Smart Grids Projects Outlook 2014, Commission européenne, 2014.*

37 On appelle STEP (station de transfert d'énergie par pompage) une installation hydroélectrique dont les turbines sont réversibles. Lors des pointes de consommation, l'eau est turbinée du lac amont vers le lac aval pour produire l'électricité nécessaire. Lors des creux de consommation, l'eau est refoulée de l'aval vers l'amont, la turbine fonctionnant en pompe.

38 *Rapport sur les perspectives de développement de la production hydroélectrique en France, ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, 2006.*

39 *Les systèmes de stockage d'énergie – Feuille de route stratégique, Ademe, 2011.*

le coût de la batterie lithium-ion pourrait diminuer de 600 \$/kWh à 200 \$/kWh en 2020 et à 160 \$/kWh en 2025⁴⁰.

- Le stockage constitue une **composante majeure des principaux projets de smart grids** lancés en 2012 et 2013⁴¹, il est **essentiel au développement de la mobilité électrique**. Il importe donc de renforcer et de mieux coordonner, à l'échelle européenne, les efforts visant à en accroître les performances et le coût.
- La question de la mobilité électrique est **directement liée à celle des infrastructures de recharge**. Ainsi, la coordination et l'accélération, à l'échelle européenne, du déploiement des infrastructures de recharge sont la clef pour réaliser un **choc d'offre d'ampleur** permettant d'ouvrir des perspectives industrielles. Dans le même temps, un plan coordonné de déploiement de ces infrastructures en Europe permettrait aux gestionnaires de prendre en compte dès aujourd'hui les capacités d'accueil et leur éviterait de devoir réinvestir par la suite, faute de visibilité initiale.
- Il ressort que la plupart des projets de R&D en Europe et dans le monde portent sur des enjeux et des opportunités similaires⁴². Aussi l'Europe doit-elle renforcer rapidement sa coordination et ses investissements, compte tenu du rôle crucial de la R&D pour permettre l'intégration des énergies renouvelables, réduire les coûts de la transition énergétique, garantir la sécurité du système énergétique et assurer le développement de filières innovantes compétitives à l'international.

En Europe, les efforts financiers ont jusqu'ici été concentrés sur le déploiement de technologies afin d'en accélérer la maturité.

Comparativement, l'intensité des efforts de R&D y a stagné, alors que d'autres zones du monde (Chine, États-Unis, Japon) accélèrent leurs investissements.

Quatre champs majeurs de R&D doivent être prioritaires en Europe, afin d'anticiper les ruptures technologiques de demain : le courant continu haute tension (HVDC), les réseaux intelligents (*smart grids*), le stockage et la mobilité.

⁴⁰ Battery Technology Charges Ahead, McKinsey, 2012.

⁴¹ Smart Grids Projects Outlook 2014, Commission européenne, 2014.

⁴² Smart Grids on the Distribution Level – Hype or Vision ? CIREd's Point of View – Final Report, CIREd, 2013.

Définir le modèle de normes et de régulations

Face aux enjeux européens de sécurisation des approvisionnements, de réduction des coûts de l'intégration des énergies renouvelables et de développement de la R&D, **la régulation et la normalisation jouent un rôle clef.**

Les différences de régulation en Europe aboutissent à des **incitations divergentes selon les pays**. Les missions confiées aux gestionnaires de réseau varient et, avec elles, les tarifs appliqués.

- À titre d'exemple, en France, les dépenses de R&D de RTE sont incluses dans le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité), ce qui n'est pas le cas de l'ensemble des transporteurs des autres pays.
- De la même façon, la structure du tarif en Allemagne et en France conduit à subventionner les auto-consommateurs en les exonérant de taxes (notamment le soutien aux énergies renouvelables) et en reportant leurs coûts sur les autres usagers⁴³.

Rapprocher les missions dévolues aux gestionnaires de réseau favoriserait à long terme **la convergence des tarifs d'acheminement**, qui peuvent représenter près du tiers de la facture des clients. Surtout, il convient que ce rapprochement des régulations s'articule avec une **visibilité tarifaire accrue**.

L'un des moyens de **réduire le coût des investissements** consiste en effet à diminuer la prime de risque. En offrant **visibilité et garanties tarifaires** aux investisseurs, le coût du capital serait réduit. **L'augmentation de la part de la puissance souscrite au sein des tarifs** constituerait un premier levier, tandis que l'industrie des réseaux est une industrie de coûts fixes.

De plus, la **mise en cohérence des mécanismes de capacité** apparaît cruciale, potentiellement en vue d'établir un **marché européen de capacité**.

En l'état, les Européens avancent de façon dispersée, la mise en place de réserves stratégiques étant généralement privilégiée. Seuls la France et le Royaume-Uni ont opté pour un marché de capacité.

De fait, l'établissement d'un marché de capacité à l'échelle européenne est une perspective complexe en raison de problématiques différentes selon les pays. En Allemagne, l'enjeu réside dans la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables. En France, il s'agit de permettre le passage du pic de consommation hivernal.

Les deux situations appellent des modèles de marché différents. Cependant, il convient de remarquer que **le marché de capacité français a l'avantage**

⁴³ Autoconsommation en Allemagne – retour d'expérience, OFAeNR, 2013.

de valoriser l'effacement de consommation⁴⁴, qui relève du pilotage de la demande et dont le rôle est appelé à croître.

La diversité des réglementations et des cadres légaux ainsi que les incertitudes qui les accompagnent freinent par exemple **l'extension et la reproduction des résultats issus des démonstrateurs smart grids**⁴⁵. La coopération européenne doit être renforcée au niveau réglementaire, afin que les évolutions à venir aboutissent non pas à des incitations divergentes, mais au contraire à un renforcement du marché européen de l'énergie, de façon à soutenir les objectifs stratégiques, surtout en matière d'innovation.

Le rapprochement des réglementations contribuerait à générer un **cadre propice à un renforcement des normes et des standards européens**. Face à la pluralité des projets, des technologies et des acteurs, une approche européenne convergente permettrait les interopérabilités requises, tout en **confirant l'Europe en tant qu'acteur mondial majeur**⁴⁶. Cette nécessité devient cruciale en matière de données dont le volume est appelé à croître drastiquement.

Derrière ces évolutions des réglementations se profilent certaines **interrogations sur les modèles énergétiques**, liées à la décentralisation accrue de la production et à l'émergence des *consom'acteurs*.

Alors que la transition énergétique relève pour partie d'une aspiration sociale, l'extension des projets de démonstrateurs est parfois limitée par une **résistance au changement des usagers**⁴⁷. La mise en place d'une **régulation favorisant l'appropriation** de leurs usages énergétiques par ceux-ci est donc cruciale, notamment en développant un cadre propice à l'innovation en matière d'offres et d'outils.

Dans le même temps, la régulation doit prendre en considération la **montée du fait local**, propice à la valorisation des potentiels énergétiques locaux, tout en veillant à conserver la **pertinence d'une optimisation nationale et européenne des systèmes énergétiques**.

Il est bien identifié qu'**une approche décentralisée non coordonnée est génératrice de forts surcoûts**, comme le relève en Allemagne le ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie. Le scénario *Länder* renvoie ainsi à un coût d'investissement plus de deux fois supérieur (49 milliards d'euros) au scénario de référence (23 milliards d'euros)⁴⁸.

⁴⁴ *Mécanisme de capacité – Rapport d'accompagnement de la proposition de règles*, RTE, 2014. L'effacement de consommation consiste dans la réduction temporaire et volontaire de sa consommation par un usager. Rémunéré pour cela, l'usager contribue ainsi à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, notamment lors des pointes de consommation.

⁴⁵ *Smart Grid Projects Outlook 2014*, Commission européenne, 2014.

⁴⁶ *Smart Grids on The Distribution Level – Hype or Vision ? CIRED's Point of View – Final Report*, CIRED, 2013.

⁴⁷ Cf. note 89.

⁴⁸ *Moderne Verteilernetze für Deutschland*, Forschungsprojekt Nr. 44/12, BMWi, 2014.

- Les enjeux de régulation et de normalisation se révèlent essentiels pour assurer un **développement optimisé et à moindre coût des réseaux**, mais aussi pour **répondre aux enjeux d'innovation et positionner l'Europe** en termes de standards. Il s'agit notamment de renforcer la visibilité du cadre réglementaire et sa coordination à l'échelle européenne.

L'hétérogénéité des réglementations et des efforts de normalisation, en fragmentant les espaces d'investissement, renchérit le coût des transitions et freine l'émergence de champions européens.

Quel(s) modèle(s) économique(s) pour orienter les investissements dans les réseaux ?

Garantir un prix compétitif de l'énergie et lutter contre les distorsions entre les États membres

Nous avons observé plus haut que, pour améliorer la sécurité d'approvisionnement et permettre la transition énergétique, **le rythme des investissements annuels de l'Union européenne sur les réseaux** de transports et distribution de gaz et d'électricité⁴⁹ devrait **doubler d'ici à 2020**.

En France, les gestionnaires de réseau prévoient une augmentation substantielle de leurs engagements annuels (près de 20 % pour ERDF, hors compteurs Linky⁵⁰). Cette hausse se répercutera dans les comptes des entreprises, les charges de capital représentant entre 30 % (ERDF, RTE) et 50 % (GRTgaz) de leurs dépenses, et donc de la facture du consommateur final (rubrique «Acheminement»).

Pour un consommateur domestique français, cette part «Acheminement» atteint en moyenne 36 % de la facture hors taxes pour le gaz, et 46 % pour l'électricité. Sans mesures correctrices, un accroissement de 20 % des investissements annuels sur les réseaux se traduirait par une majoration d'environ 3 % du prix de l'électricité et de 5 % du prix du gaz. Ce résultat semble concorder avec les estimations réalisées pour l'ensemble des pays de l'Union européenne⁵¹.

La hausse tarifaire issue des investissements sur les réseaux demeure modeste, mais elle pourrait s'ajouter à d'autres facteurs⁵² d'augmentation de la facture et contribuer ainsi à un mouvement général aboutissant en 2020, d'après la Commission européenne, à un **prix moyen environ 30 % supérieur à son niveau actuel pour l'électricité et 50 % pour le gaz**, amputant le pouvoir d'achat des ménages et pesant sur l'emploi⁵³.

Pour les particuliers, une telle augmentation des prix aggraverait le **phénomène de précarité énergétique**, qui touche en 2014 plus de un citoyen européen sur sept et entre 3 et 6 millions de ménages en France, soit

49 *Rapport au Premier ministre du 29 octobre 2014*, Pierre Moscovici, 2014 (à partir des données de la Commission européenne).

50 Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 décembre 2013 portant décision relative aux tarifs d'utilisation d'un réseau public d'électricité dans le domaine de tension HTA ou BT.

51 Lire par exemple : *Getting the European Electricity Transmission Infrastructure Financed*, Florence School of Regulation, 2013.

52 Ces facteurs incluent l'augmentation potentielle du prix des combustibles importés, le renouvellement d'une partie du parc des centrales conventionnelles, les mises aux nouvelles normes des réacteurs nucléaires ou encore le soutien aux énergies renouvelables.

53 *Energy Prices and Costs Report*, SWD, 2014.

jusqu'à 15 % de la population de notre pays. Des chiffres en augmentation constante depuis plusieurs années⁵⁴.

Le **secteur productif** serait quant à lui impacté par deux biais :

- si le renchérissement est commun à tous les pays européens, toutes les exportations hors d'Europe seront défavorisées. L'industrie européenne compte de nombreux secteurs énergivores (sidérurgie, chimie, papeterie). Ceux-ci souffrent déjà d'une position concurrentielle défavorable en raison de choix politiques communs (promotion des énergies renouvelables, introduction de quotas de CO₂ majoritairement vendus aux enchères). Une hausse des prix du gaz et de l'électricité liée aux investissements sur les réseaux accentuerait ce handicap ;
- si le prix de l'énergie augmente moins dans certains États de l'UE que dans d'autres, les entreprises françaises seront pénalisées sur le marché communautaire. En électricité, l'industrie française bénéficie de coûts de réseau inférieurs à plusieurs de ses principaux concurrents européens (supérieurs toutefois à ceux de l'Espagne ou de l'Italie). La perte générale de cet avantage serait d'autant plus préjudiciable à la France qu'une part importante des exportations de notre pays se situe en milieu de gamme, dont le marché est très sensible aux prix.

La nécessité d'investir sur les réseaux étant établie, il convient d'optimiser le coût de ces investissements et de compenser leur impact tarifaire par des gains sur d'autres postes de la facture. Cette nécessité présente un caractère impératif pour les ménages en situation de précarité énergétique et pour les entreprises intensives en énergie, exposées à la concurrence internationale.

Un impératif d'optimisation du coût des investissements

Le mode de régulation des gestionnaires de réseau leur permet rarement d'accumuler des **réserves de trésorerie** suffisantes pour autofinancer intégralement leurs investissements. Ceux-ci sont donc **financés par des apports en capital, par l'emprunt, ou par une combinaison des deux**. Nous excluons d'emblée les subventions émanant du budget de l'État ou des collectivités publiques, soumises à de fortes contraintes partout en Europe.

Afin d'attirer des financements extérieurs, il apparaît parfois tentant de majorer le taux de rémunération du capital investi en augmentant les tarifs d'usage des réseaux, de façon à offrir des dividendes ou des taux d'intérêt plus élevés. Cette réponse va à l'encontre du but poursuivi, consistant à éviter des hausses de tarif pour les usagers des réseaux. Elle sera réservée aux portions d'ouvrages présentant des risques commerciaux spécifiques,

⁵⁴ Cf. « La précarité énergétique, un chantier européen prioritaire », M. Derdevet, *Géoéconomie*, n° 66, août-septembre-octobre 2013 ; Accès à l'énergie en Europe, F. Bafoil, F. Fodor, D. Le Roux (dir.), 2014.

tels que les interconnexions nécessaires pour renforcer la sécurité d’approvisionnement mais faiblement utilisées en régime normal.

Pour engager des investissements à un rythme accru tout en limitant les augmentations de tarif, il convient de **réduire les risques pour les apporteurs de fond**. Plusieurs dispositions peuvent y contribuer :

- **une clarification et une stabilisation de la réglementation applicable aux gestionnaires de réseau**, lorsque celle-ci ne procure pas toute la transparence requise par les pourvoyeurs externes de capitaux. À titre d’exemple, les textes définissant les prérogatives des autorités de régulation ont été rédigés à une époque où l’objectif central était le développement de la concurrence, dans un contexte de faibles besoins en investissements. Une relecture de ces textes est aujourd’hui souhaitable, la priorité étant désormais le renforcement des ouvrages ;

- **une garantie publique pourrait être accordée sur une partie des fonds apportés par les prêteurs**. Bien qu’un défaut de paiement des gestionnaires de réseau semble hautement improbable compte tenu du caractère monopolistique de leur activité, les incertitudes pesant sur le secteur de l’énergie dans son ensemble demeurent suffisamment fortes pour susciter des craintes de la part des investisseurs privés. En réduisant le risque encouru, la prime de risque requise se trouverait également minorée.

Ces deux mesures sont complémentaires. Elles restent également **indépendantes d’autres dispositions** destinées à drainer vers les infrastructures de réseau les ressources financières disponibles sur les marchés de capitaux, **comme des obligations** émises par des groupements d’opérateurs, des structures bancaires intermédiaires (BEI, CDC, KfW...), voire des États et permettant de **consentir aux gestionnaires des prêts à taux préférentiels**. Ce type d’initiative gagnerait à être lancé dans un cadre coopératif, au plan européen ou *a minima* au sein d’un groupe de pays volontaires. Bien que la Commission européenne ait laissé la porte ouverte à des mécanismes apparentés à des aides d’État, tels que les garanties d’emprunt, une démarche conjointe à plusieurs États simplifierait leur mise en œuvre⁵⁵.

Une garantie d’emprunt ne comporte un coût pour le budget public qu’en cas de défaut de paiement. Elle paraît donc plus avantageuse pour les États européens que le principe du *Master Limited Partnership* instauré aux États-Unis pour stimuler le transport du gaz et des produits pétroliers. Ce dernier consiste en une exonération de l’impôt sur les bénéfices pour les entreprises qui les réinvestissent intégralement dans cette activité. Il dégage en revanche des capitaux importants à coûts extrêmement faibles.

⁵⁵ Les *Lignes directrices concernant les aides d’Etat à la protection de l’environnement et à l’énergie pour la période 2014-2020* du 28 juin 2014 (C 200/1) indiquent, à l’alinéa 207, que les aides aux infrastructures de réseau feront l’objet d’un examen au cas par cas.

En réduisant le coût du capital, l'incidence sur le tarif supporté par le consommateur final serait contenue. Trois considérations méritent également l'attention pour **limiter la dépense totale** :

- les **délais de réalisation** : partout en Europe, les projets de modernisation et de développement des infrastructures énergétiques se heurtent à des obstacles locaux, à de fortes oppositions, aussi bien de la part des riverains que des associations de défense des sites. Si la traversée électrique en très haute tension des Pyrénées (doublant les capacités de transit entre la France et l'Espagne⁵⁶) a pris plus de vingt ans, elle n'est pas un cas exceptionnel :
 - . en Pologne, le remplacement et la modernisation des réseaux de distribution de gaz peuvent s'étaler sur sept ans ;
 - . en Allemagne, 94 km de lignes à haute tension ont été construits en 2013, sur 1 877 prévus ;
 - . en Italie, l'opinion publique et les administrations locales contestent fortement à la fois un projet d'oléoduc connectant la Basilicate au port de Tarente, et l'arrivée dans les Pouilles du projet de gazoduc TAP reliant la Grèce à l'Italie ;
- partout, les oppositions se traduisent par des délais d'instruction très longs, puis des recours en justice, et enfin des obstructions sur les chantiers, trois facteurs de majoration du coût total des projets. Toutes les pistes susceptibles de faciliter l'obtention d'un consensus local sur l'implantation des ouvrages doivent donc continuer à être explorées, en tirant parti des expérimentations réussies dans les pays voisins : solutions technologiques (élévation de la puissance de lignes déjà existantes), mais aussi meilleure indemnisation des nuisances générées par les ouvrages et pratiques démocratiques renouvelées ;
- **la pertinence des investissements** : les besoins sont estimés en fonction des objectifs envisagés pour 2030, mais des bouleversements d'ordre technologique ou organisationnel sont probables d'ici là (progrès sur le stockage décentralisé, sur la gestion des réseaux ou de la demande). La prudence invite à réévaluer à intervalles réguliers les programmes, en fonction des nouvelles options ouvertes par les innovations ou les évolutions les plus récentes. Un exemple illustre cette réflexion : l'expérience allemande montre qu'une évolution réglementaire, autorisant les gestionnaires du système électrique à limiter certains jours de l'année la puissance injectée par les sources renouvelables, permet de réduire considérablement les besoins de renforcement des réseaux de distribution. Les données chiffrées sont parlantes : une réduction de 5% par an de l'énergie injectée permet de réduire de près de 50% les besoins d'extension et de renforcement⁵⁷ ;
- **la bonne imputation des dépenses** : cette expression désigne l'affectation des coûts à leurs responsables. On pense ici plus précisément aux extensions et aux renforcements de réseaux induits par l'injection d'électricité ou de gaz d'origine renouvelable. Selon les pays, les producteurs paient l'intégralité des frais correspondants (*deep cost*, comprenant le raccordement

⁵⁶ De 1 400 MW à 2 800 MW, sachant que l'objectif au-delà est d'atteindre 8 000 MWW à l'horizon 2030.

⁵⁷ *Moderne Verteilernetze für Deutschland*, Forschungsprojekt N. 44/12, BMWI, 12 septembre 2014.

jusqu'au réseau le plus proche et le renforcement des ouvrages en aval) ou une partie seulement (*shallow cost*, le reste étant laissé à la charge des gestionnaires de réseau). Le premier cas se conforme à la doctrine économique qui recommande que les dépenses soient supportées par celui qui les suscite. Il équivaut à un signal de bonne localisation, les développeurs de projet étant incités à préférer les zones dans lesquelles le réseau est dense. Dans le second cas, ils choisiront les sites maximisant le profit issu de la production, laissant à l'ensemble des consommateurs des dépenses de réseaux parfois considérables.

La **mise en commun des études et des retours d'expérience** entre pays volontaires constitue un outil irremplaçable pour éviter les erreurs et minimiser les coûts. Le travail réalisé dans cet esprit par l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables offre une excellente référence, avec des programmes de partage des informations définis à la fois par les pouvoirs publics des deux pays et les principaux acteurs industriels. La coopération positive engagée entre la DENA (*Deutsche Energie Agentur*) et l'Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), qui pourrait déboucher rapidement sur une plate-forme d'actions communes, mérite aussi d'être connue et reconnue.

Pour engager des investissements à un rythme accru en limitant les augmentations de tarif, il convient de réduire les risques pour les apporteurs de fond. La clarification et la stabilisation de la réglementation applicable aux gestionnaires de réseau sont souhaitables. Une garantie publique accordée sur une partie des fonds pourrait aussi répondre à un tel objectif.

En réduisant le coût du capital, l'incidence sur le tarif supporté par le consommateur serait contenue. Trois considérations méritent notre attention pour limiter la dépense totale : la réduction des délais de réalisation, la réévaluation régulière de la pertinence des investissements (en fonction notamment des évolutions technologiques), et la bonne imputation des dépenses (l'affectation des coûts à leurs responsables).

Mettre les bénéfices collectifs en balance des coûts

Le premier objectif du renforcement des réseaux énergétiques concerne **l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement**. Concrètement, il s'agit d'**éviter des délestages ou des pannes de grande ampleur** (*black-out*).

Comme pour toute politique préventive, il demeure difficile d'estimer le coût d'un incident survenant en l'absence d'une telle politique. La Commission européenne a néanmoins avancé quelques chiffres tirés des études disponibles sur ce sujet⁵⁸. Elle a ainsi estimé une interruption brève de fourniture

⁵⁸ Staff Working Document SEC (2010) 1395 Final, Commission européenne, 2010. Lire le chapitre 5, « Analysis of Impacts » et notamment les pages 35 et suivantes.

électrique en Allemagne à **plusieurs milliards d'euros**, et rappelle que l'arrêt des livraisons de gaz aux pays d'Europe orientale en 2009 leur a coûté 1,65 milliard d'euros. Dans les deux cas, les coûts humains ne sont pas pris en compte (foyers sans chauffage, personnes bloquées dans des trains ou des ascenseurs). La Commission insiste sur **l'asymétrie des coûts** : un surinvestissement dans les réseaux ne majore que faiblement la facture du consommateur final, tandis qu'un sous-investissement peut engendrer un coût considérable lors d'une panne, même si sa probabilité reste faible.

Un second objectif vise la **fourniture au meilleur coût, en rendant accessible à chaque instant la source la moins chère**. Certains pays sont aujourd'hui condamnés à faire tourner des centrales électriques dont le coût de production est élevé, tandis que d'autres à coût plus faible restent à l'arrêt, en raison d'une capacité insuffisante des lignes électriques les reliant aux zones de consommation. Sur un échantillon de 12 pays étudiés en 2008, la perte sociale correspondante avoisinait 3 milliards d'euros.

Dans le cas du gaz, on estime que les consommateurs britanniques ont payé un surcoût d'environ 2 milliards de livres sterling durant l'hiver 2005-2006, faute d'avoir accès aux réserves disponibles sur le continent, moins chères que la production locale. À une échelle moindre, le prix du gaz dans la zone méridionale de la France (PEG Sud) reste significativement plus élevé qu'en zone septentrionale (PEG Nord), faute de gazoducs d'une capacité suffisante entre les deux zones, qui sont alimentées par des importations à prix différents.

Dans le cas des équipements communicants, l'objectif consiste à **associer le consommateur à la gestion du système**, en lui permettant de réduire sa consommation (effacement) lorsque les conditions de production sont onéreuses ou en la décalant vers les périodes plus favorables.

Avec une part grandissante d'électricité issue de sources non programmables, comme le vent ou le soleil, on perçoit mieux l'intérêt de **coupler le temps réel de la consommation avec celui de la production**. Mais l'on comprend aussi que le **bénéfice réalisé dépend de la précision du signal reçu par le consommateur**.

Le déploiement des compteurs intelligents, capables de transmettre ce signal avec précision, **s'achèvera en Europe vers 2020**, au moment où 17 % de l'électricité devrait être issue de source éolienne ou photovoltaïque (12 % en France)⁵⁹. Dans la décennie qui suivra, les consommateurs européens disposeront ainsi d'un outil leur ouvrant la possibilité de modérer leur facture. Les simulations effectuées en Europe et les expérimentations réalisées aux États-Unis situent le **gain entre 5 et 15 % sur une facture moyenne**. Dans l'hypothèse la plus favorable, il en résulterait aussi de moindres pertes sur les réseaux, inférieures de 9 % pour l'année 2020 au

⁵⁹ *Renewable Energy Projections, National Renewable Energy Action Plans of the European Member States*, 2011. Lire pages 97 (France) et 115 (Union européenne).

niveau tendanciel, soit une économie dépassant 7,5 milliards d'euros à l'échelle de l'Union européenne.

Sans attendre ces jours futurs, les expériences déjà réalisées indiquent que le simple fait pour un consommateur de connaître en temps réel sa consommation et le coût correspondant constitue une incitation suffisante pour réduire sa demande. Un test effectué à Amsterdam conjointement par les compagnies NUON et IBM sur 500 clients a chiffré à 200 € par foyer et par an le bénéfice de cette transparence⁶⁰.

- **Les économies potentielles réalisées grâce à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement et l'accès aux sources les moins chères paraissent indiscutables. En revanche, il convient d'accueillir avec précaution le gain annoncé au regard des réductions de consommation. En effet, les revenus des gestionnaires de réseau sont majoritairement calculés en fonction de l'énergie acheminée. Si celle-ci vient à décroître alors que des investissements lourds ont été engagés, il deviendra nécessaire de basculer vers un mode de rémunération prenant davantage en compte la puissance souscrite (part fixe ou abonnement de la facture). Cette perspective ne semble pas avoir été prise en compte dans les évaluations citées plus haut.**
- **Un investissement soutenu dans les réseaux conduit à espérer des contreparties industrielles. De nombreuses économies émergentes feront face à des besoins de développement de leurs réseaux. Les innovations technologiques et le savoir-faire acquis par les entreprises impliquées dans un programme d'extensions et de renforcements à grande échelle en Europe les aideront à répondre à ces besoins. Certes, les mésaventures de la filière photovoltaïque européenne incitent à la prudence, le propre des pays émergents consistant justement à acquérir très vite les nouvelles technologies, mais les chances des entreprises européennes seraient encore plus faibles si le niveau des investissements demeurait bas sur leur territoire. Les débouchés commerciaux incluront d'une part les équipements (notamment pour les lignes à haute tension et courant continu, qui appellent encore des travaux de recherche pour la mise au point de certains composants), et d'autre part l'ingénierie liée aux réseaux intelligents, tout particulièrement l'optimisation des transits et la gestion de la demande.**

⁶⁰ Le compte rendu complet du test d'Amsterdam n'est plus accessible en ligne sur le site Internet de NUON, mais le résultat est mentionné dans un communiqué d'IBM, *Smarter Meters : Better Tools for Tomorrow's Energy*. On se reportera également au dossier *Impacts of Information and Communication Technologies on Energy Efficiency* de la Commission Européenne, 2008.

Le calcul économique afférent aux investissements dans les réseaux prend peu ou mal en compte certains des bénéfices économiques induits par leur réalisation.

Pour accélérer, sur la base d'une analyse coût-avantage plus exhaustive, le déploiement d'investissements dans les réseaux, il convient de mieux prendre en compte l'effet des délestages et black-out évités, des réductions de facture pour les entreprises et les ménages liés à la non-saturation des interconnexions, et des effets industriels induits du développement de nouvelles filières (*smart grids*, mobilité bas carbone, *smart cities*).

Partie 3

**DOUZE PROPOSITIONS
POUR METTRE
LES ÉNERGIES
EUROPÉENNES
EN RÉSEAUX**

Dans les quinze années à venir, l'Europe de l'énergie affrontera des défis majeurs en termes de sécurité d'approvisionnement, d'adaptation à la transition bas carbone, de financement et de compétitivité des prix de l'énergie, pour les industriels et les ménages. Les réseaux énergétiques doivent être placés au cœur de tout traitement global et cohérent de ces enjeux.

L'objectif est de contribuer à **une industrie européenne compétitive à l'échelle mondiale**, générant de la croissance et des emplois, aujourd'hui (investissements dans les infrastructures) et demain (investissement dans la R&D), tout en réduisant les coûts de la transition énergétique grâce aux interconnexions, à des financements communautaires à faible taux d'intérêt et à une régulation plus visible, plus souple et européenne.

Dans cette perspective, **trois axes majeurs** méritent d'être rapidement explorés ou renforcés :

- la **rénovation du cadre** de la sécurité d'approvisionnement et de la coopération entre les gestionnaires de réseaux,
- les **convergences réglementaires** et les innovations financières pour optimiser les coûts d'investissement,
- le **positionnement de l'Europe en leader** de l'innovation énergétique, grâce à la mise en place de coopérations renforcées en matière de R&D, de normes, de données ou encore de mobilité.

Ces différentes initiatives doivent s'inspirer des **coopérations réussies** et privilégier notamment les approches axées sur les échanges entre États membres, régions, ou collectivités régionales.

Les douze propositions formulées ici s'articulent entre elles du fait de **l'interdépendance des différents enjeux** :

- le rapprochement des réglementations européennes est ainsi très largement lié à un renforcement de la coopération entre GRT ;
- le développement des interconnexions et les investissements sur le réseau de distribution sont liés à la visibilité du cadre tarifaire, lui-même dépendant de la régulation.

→ **L'ensemble vise à la mise en place d'une dynamique contribuant à optimiser les coûts d'investissements, à garantir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement, à assurer l'intégration des marchés, pour affirmer la position de l'Europe comme leader de l'innovation énergétique.**

Rénover le cadre de la sécurité d’approvisionnement et de la coopération entre gestionnaires de réseaux

Proposition n° 1 : **renforcer les coordinations en matière de sécurité d’approvisionnement**

Objectifs et principes

Depuis quelques années, les **craintes sur l’approvisionnement énergétique européen** sont revenues à l’avant-scène, notamment après la crise gazière russo-ukrainienne de 2009. Elles concernent également, et plus étonnamment, l’électricité. En effet, le développement des énergies renouvelables et la fermeture des centrales thermiques classiques **recomposent la carte des capacités de production européenne et des réseaux** qui y sont liés, tout en exigeant la prise en compte du caractère intermittent des énergies renouvelables.

L’enjeu devient d’autant plus prégnant que la consommation d’électricité pourrait croître¹, en raison du développement des technologies de l’information et de la communication, et des transferts d’usages depuis d’autres énergies, par exemple avec les véhicules électriques.

Par conséquent, **l’Europe doit pleinement reconsidérer l’enjeu de la sécurité d’approvisionnement**, l’un des pans du « **trilemme** » **énergétique** (sécurité d’approvisionnement, prix acceptable, énergie décarbonée), et encourager une harmonisation et un traitement partagé de cette problématique

Sans cette nouvelle appropriation de la question par l’Europe, qui présente l’échelle optimale pour son traitement efficace, le **risque est de voir émerger des visions éclatées, non coordonnées, menaçant le marché européen et entraînant des surcoûts** pour les consommateurs du fait de surcapacités évitables.

Une coordination renforcée des politiques de sécurité d’approvisionnement apparaît dès lors essentielle.

¹ Encore que le bilan électrique 2014 de RTE fasse état d’une baisse de la consommation brute dans la plupart des pays européens durant l’année écoulée, et cela tant pour des raisons météorologiques ou liées à la crise, qu’en raison des mesures d’efficacité énergétique.

Il s'agit notamment de s'appuyer sur les travaux déjà engagés dans le cadre du Forum Pentalatéral², des ENTSO et de l'ACER. L'idée est d'éviter la création d'une nouvelle structure coûteuse, pour au contraire s'appuyer sur **ces différentes initiatives** et faire jouer les **synergies entre les structures** existantes, jusqu'ici insuffisamment exploitées.

Cette coordination renforcée devrait viser notamment à :

- favoriser le partage d'une méthodologie commune dans l'évaluation des risques liés à l'équilibre offre-demande et l'adoption rapide de règles du jeu pouvant éviter un *black-out*³;
- organiser des échanges sur les bilans prévisionnels énergétiques des États membres, au-delà des plans de développement à dix ans des réseaux. Comment envisager en effet que l'Europe convienne d'objectifs stratégiques à cinq, dix ou quinze ans sans se soucier des trajectoires nationales correspondantes ni des impacts liés aux choix effectués par les États membres, qui pèsent sur la sécurité commune ?
- élaborer des objectifs partagés et convergents en matière de sécurité d'approvisionnement, prenant en compte les orientations énergétiques des États membres (perspectives d'échanges avec les pays voisins) et les instruments dédiés (tels que les mécanismes de capacité);
- fournir des recommandations en vue de solutions conjointes respectant les souverainetés nationales en matière de mix énergétique;
- déterminer les projets d'infrastructures prioritaires en matière de sécurité d'approvisionnement et leur éligibilité aux financements européens.

Effets attendus

- Une meilleure garantie de la sécurité d'approvisionnement et une diminution de la prime de risque.
- Le renforcement de l'intégration des marchés.
- L'aide à la convergence vers un optimum technico-économique.

² Le Forum Pentalatéral regroupe l'Autriche, la Belgique, la France, l'Allemagne, le Luxembourg, les Pays-Bas et la Suisse.

³ Pour mémoire, sur les dix codes réseaux retenus pour l'électricité dans le cadre du 3^e paquet énergie, aucun n'était encore formellement adopté fin 2014.

Proposition n° 2 : **prolonger et densifier les coopérations entre les gestionnaires de réseaux de transport : pour des GRT européens**

Objectifs et principes

Les réseaux de transport sont au cœur de la sécurité d'approvisionnement et de l'intégration du marché européen grâce aux interconnexions. Ils occupent une **fonction essentielle pour l'optimisation du parc de production**, contribuant à la **diminution de la facture énergétique**.

Si les activités des gestionnaires de réseau de transport sont régulées, ces derniers concourent aussi, largement, à **l'élaboration de la régulation** grâce à leurs responsabilités en matière de sécurité d'approvisionnement. Leur coopération dans le cadre des deux ENTSO s'est ainsi révélée créatrice d'avancées importantes.

Cependant des divergences importantes demeurent entre les pays. Les missions confiées aux gestionnaires varient souvent et, par là même, leurs tarifs.

Depuis quelques années, des **mouvements de consolidation** s'opèrent concernant les activités de transport, notamment d'électricité⁴. Ce contexte ouvre des opportunités à la **formation de GRT européens**, notamment au moyen de participations croisées. Cela éviterait une dilution de leur capital, voire leur contrôle par des acteurs extra-européens, pouvant affecter ces infrastructures clefs⁵ qui relèvent de la souveraineté énergétique européenne.

Réseau de transport d'électricité (RTE), qui comprend 40% des interconnexions européennes et qui a participé activement depuis quinze ans aux avancées européennes⁶, peut devenir le pivot de cette nouvelle dynamique.

Des **ajustements du cadre réglementaire** sont nécessaires. Ils devront favoriser des coopérations plus poussées, sur des bases pragmatiques et régionales, consistant notamment à :

- améliorer la planification et le déploiement des interconnexions ;
- contribuer à la compatibilité des outils dédiés à la sécurité d'approvisionnement, tels que les mécanismes de capacité, afin que les capacités extranationales puissent être prises en compte, sous le contrôle de l'Agence européenne pour la sécurité énergétique ;
- mutualiser les efforts de R&D ;
- accélérer la mise en place des codes de réseaux ;

⁴ Acquisition de Transpower par Tennet en 2009, de 50Hertz par Elia en 2010.

⁵ State Grid Corporation of China (SGCC) a acquis 25 % de la Société de transport portugaise REN en 2014, et 10 % de Terna, le GRT italien, en 2014.

⁶ Création de la holding des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (HGRT, de la Capacity Allocating Service Company (CASC), de CORESO.

- assouplir les règles ITO (*Independent Transport Operator*) du 3^e paquet communautaire sur le marché intérieur⁷, pénalisantes sous certains aspects pour les pays qui les ont adoptées ;
- favoriser les participations croisées entre GRT.

Effets attendus

- La mise en place d'un socle industriel propice à une régulation et une standardisation européennes renforcées.
- L'accélération du déploiement des interconnexions, stimulant l'investissement à moyen terme.
- La diminution du prix de l'énergie par une meilleure allocation des parcs de production.
- Une souveraineté européenne renforcée sur les infrastructures de transport.
- L'amplification des efforts d'innovation.

7 Le 3^e paquet énergie a ouvert la possibilité aux États membres ne souhaitant pas procéder à la séparation de propriété des réseaux de transport de gaz et d'électricité de les conserver au sein des entreprises intégrées, sous réserve de les constituer en opérateurs de transmission indépendants (ITO : *Independent Transport Operator*). Les ITO doivent respecter des règles très strictes de séparation : certification de l'ITO par le régulateur, mise en place d'un *compliance officer*, approbation systématique des contrats sensibles entre l'ITO et l'entreprise verticalement intégrée (EVI) par le régulateur, incompatibilités professionnelles avant et après l'exercice des fonctions de dirigeants de l'ITO.

Proposition n° 3 : **encourager les coopérations transfrontalières entre gestionnaires de réseaux de distribution**

Objectifs et principes

L'importance des réseaux de distribution est encore **sous-estimée au niveau européen**. Pourtant, les défis de demain interviendront dans leur périmètre : raccordement de la production décentralisée d'énergie (éolien, photovoltaïque, biogaz), gestion des nouveaux modes de production et de consommation (véhicules électriques, autoconsommation), révolution digitale (gestion des données produites par les compteurs intelligents), coordination avec les acteurs de marché dont les activités entraînent un impact sur les réseaux (agrégateurs).

Il faut désormais **faire porter les priorités de l'Union sur le déploiement des réseaux énergétiques intelligents**, c'est-à-dire sur les réseaux moyenne et basse tension en électricité et sur les réseaux gaziers à moyenne et à basse pression.

Aucun outil européen ne le permet aujourd'hui. Le Mécanisme pour l'interconnexion en Europe, initié en 2013 afin d'identifier des projets d'intérêt commun, avait validé 248 projets d'infrastructures, dont deux seulement étaient des projets de *smart grids*. Un seul vient d'obtenir *in fine* le soutien financier de l'Union.

On pourrait envisager que la Commission européenne, dans une approche renouvelée du sujet, accompagne dorénavant les projets de coopération régionale en matière de distribution, et qu'elle les encourage de manière spécifique.

En ce sens, des **initiatives transfrontalières entre GRD** sont souhaitables. Elles permettraient, par exemple, de tirer tous les bénéfices d'une coopération possible entre la Sarre et l'Usine d'électricité de Metz⁸, ou autour du sillon rhénan, de Fribourg à Karlsruhe, avec un partenaire français de référence comme Électricité de Strasbourg.

On peut aussi citer le projet de démonstrateur CROME (*Cross Border Mobility for Electric Vehicles*), visant à encourager dans la région franco-allemande du Rhin supérieur (Alsace et Moselle côté français ; de Karlsruhe à Baden-Baden, Fribourg et Stuttgart côté allemand) l'utilisation de véhicules électriques grâce à des infrastructures de charge interopérables et à un système d'itinérance transfrontalière.

⁸ La régie allemande de STEAG envisage ainsi une première interconnexion franco-allemande au niveau des réseaux de distribution, via la remise en service d'un poste d'interconnexion 100 MVA/65kV situé à la frontière entre la Sarre et la Lorraine, qui participerait positivement à une nouvelle approche en termes de marché de capacité transfrontalier.

Placé sous le pilotage de l'Institut de technologie de Karlsruhe (KIT) et de différents partenaires industriels⁹, ce projet constitue un premier pas vers un système de prises standard, qui contribuera à une intensification des investissements privés en matière d'infrastructures de charge et à un accroissement de la taille du marché. L'association étroite des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité à ce type d'initiative est une condition essentielle de sa réussite. Elle permet en effet de développer des comportements de charge compatibles avec le bon fonctionnement du système électrique, facilitant ainsi l'intégration des véhicules électriques au réseau et leur participation à la transition énergétique¹⁰.

Dans le domaine gazier, les échanges sont nombreux autour des pratiques professionnelles, des fondamentaux de la sécurité gazière et des innovations. Le *power-to-gas* en France et en Allemagne et son lien avec la mobilité en sont un exemple. La nécessaire transition du gaz B vers le gaz H dans le nord de la France, la Belgique, l'Allemagne et les Pays-Bas, qui interviendra à la fin de l'exploitation du champ de Groningue, représente aussi une opportunité de travail en commun¹¹.

Effets attendus

- L'accélération du rapprochement des normes et des régulations des États membres.
- L'accroissement des efforts de R&D et le développement de synergies.
- Le renforcement du marché européen de l'énergie.
- Le développement de filières et de partenariats européens.

⁹ Bosch, Daimler, EDF, EnBW, Porsche, PSA, Renault, Schneider Electric, Siemens notamment.

¹⁰ Cf. l'expérience menée à Berlin sur la capacité de stockage des véhicules électriques en stationnement, à des fins de lissage des productions renouvelables intermittentes.

¹¹ Les différents types de gaz renvoient à des compositions différentes, et leurs pouvoirs calorifiques sont distincts (plus faible dans le cas du gaz B).

Proposition n° 4 : **mailler les pionniers de la gouvernance locale de l'énergie et créer un Forum européen des territoires**

Objectifs et principes

Les **acteurs des territoires** ont un rôle majeur à jouer dans la transition énergétique engagée en Europe. Les stratégies européennes et nationales de changement vont conduire à **élargir leur champ d'intervention**, dans le cadre du déploiement des énergies renouvelables, de l'amélioration de l'efficacité énergétique et de la promotion de modes de transport sobres en carbone. De plus, le développement des énergies renouvelables, qui va appeler d'importants investissements sur les territoires ruraux, représente un formidable levier pour repenser et approfondir les liens entre ces derniers et les territoires urbains. Différentes initiatives, comme *Energy Cities* ou le réseau *100% RES Communities* fédère déjà utilement la dynamique des territoires à énergie positive à l'échelle européenne. Dès 2008, 350 magistrats européens signaient ainsi la Convention des maires et s'engageaient à mettre en œuvre prioritairement le paquet énergie-climat sur leur territoire.

En France, 212 projets de territoires à énergie positive (ou territoires de la transition énergétique) portés par des collectivités ont été sélectionnés par le ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie. Ils participent d'une démarche exemplaire au service du nouveau modèle énergétique et écologique français.

Ces derniers mois, les échanges entre collectivités et régions d'Europe se sont amplifiés, générant écoute mutuelle et partage des bonnes pratiques.

Pour tirer le meilleur parti de ce foisonnement d'initiatives, faire connaître et mettre en perspective les résultats obtenus, **des jumelages entre territoires et régions européennes** seraient utiles. Ils favoriseraient les échanges sur les projets énergétiques engagés et les meilleures pratiques déployées pour associer les citoyens.

Mais on pourrait envisager également la mise en place d'un **Forum européen des territoires**, structure permanente d'échanges à l'échelle européenne.

- Ce Forum permettrait de systématiser les retours d'expérience et l'émergence de bonnes pratiques initiées localement.
- Il faciliterait la réflexion sur les régulations locales, et leur articulation avec les optimums nationaux et européens. Pour réussir, les démarches énergétiques locales des territoires doivent en effet être en cohérence avec les politiques européennes et nationales.
- Il permettrait de travailler sur les enjeux d'acceptabilité liés aux différents projets énergétiques (moyens de production, développements de réseaux).

- Il travaillerait enfin sur les nécessaires solidarités à renforcer entre territoires urbains et ruraux, liées à la transition énergétique.

Ce Forum pourrait s'adosser à une institution européenne (Comité des régions d'Europe ou Comité économique et social européen).

Effets attendus

- Accélérer le retour d'expérience et la diffusion des innovations locales, notamment en matière de débats publics et d'initiatives participatives.
- Favoriser le déploiement des investissements d'intérêt général ayant un impact local.
- Orienter l'allocation des financements vers les modèles locaux efficaces.

Favoriser les convergences réglementaires et les innovations financières

Proposition n° 5 : promouvoir une coordination des régulations offrant visibilité et incitations

Objectifs et principes

Plusieurs centaines de milliards d'euros d'investissement seront nécessaires dans les quinze prochaines années pour les réseaux de distribution et de transport, en gaz et en électricité. **La capacité des gestionnaires de réseaux à réaliser ces investissements**, et cela à moindre coût, **dépend directement de la régulation**, qui détermine notamment le cadre tarifaire de ces activités non concurrentielles.

L'**adaptation** du cadre réglementaire est nécessaire, afin de réduire les coûts de la transition énergétique, ainsi que sa **stabilité**, afin de donner une visibilité de long terme aux investisseurs et de mobiliser efficacement les capitaux privés. Le renforcement des interconnexions en Europe ne dépend donc pas de la seule mobilisation de fonds, publics ou privés. Il suppose aussi une **amélioration de la coordination entre les différents régulateurs nationaux**¹², et la **clarification-simplification des délais d'autorisations administratives**.

Par exemple, la gestion des réseaux est une **industrie de coûts fixes**, alors que les tarifs se partagent souvent entre une **part variable prépondérante**, fonction de l'énergie acheminée, et une **part fixe plus faible**, relative à la puissance souscrite. Un **rééquilibrage de ces deux parts** constituerait un signal auprès des investisseurs, surtout dans un contexte d'essor de l'auto-consommation où le réseau pourrait jouer une fonction de secours plutôt que d'approvisionnement. Mais, aussi, le cadre réglementaire pourrait être adapté aux **efforts de R&D** et à l'émergence de **solutions innovantes**.

Une **convergence des régulations autour d'axes à déterminer par les acteurs** contribuerait à ériger un **cadre tarifaire résilient**, garantissant un socle de revenus aux gestionnaires de réseaux, permettant l'intégration des innovations en cours et rapprochant les tarifs d'utilisation des réseaux entre pays. De telles orientations contribueraient à augmenter la **bancabilité**,

¹² Aujourd'hui, la multiplicité des régulateurs entraîne des soucis d'arbitrage (comment répartir les coûts entre les usagers de part et d'autre des frontières) et d'incertitude (si, après la construction d'une interconnexion, le régulateur d'un pays modifie unilatéralement les conditions de redéploiement des capacités).

c'est-à-dire l'ampleur des financements mis à disposition par les banques et la durée des prêts.

Les évolutions suivantes pourraient être envisagées comme pistes de travail :

- compétences et moyens accrus pour l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) ;
- coopérations renforcées entre régulateurs nationaux ;
- garantie publique sur une partie des fonds apportés par les prêteurs ;
- incitation à la bonne localisation des moyens de production sur le réseau pour limiter les besoins en renforcements ;
- autorisation des gestionnaires de réseaux de limiter ponctuellement la puissance injectée par les énergies renouvelables pour accroître les capacités d'accueil sur le réseau de ces ressources ;
- augmentation de la part de la puissance souscrite dans la tarification ;
- prise en compte dans les charges des entreprises gestionnaires de réseaux des investissements en R&D.

Effets attendus

- L'augmentation des investissements réseaux.
- La limitation des coûts pour les usagers.
- La facilitation du déploiement des énergies renouvelables par l'accroissement des capacités d'accueil.
- La limitation des effets d'aubaine.

Proposition n° 6 : **créer un fonds d'investissement pour les territoires traversés par les infrastructures stratégiques**

Objectifs et principes

Depuis plusieurs années, les projets d'infrastructures énergétiques, notamment de transport d'électricité, butent sur des **difficultés d'acceptation par les populations voisines** de ces nouveaux ouvrages. Ces infrastructures d'intérêt général apportent des bénéfices diffus à l'ensemble d'un pays ou de l'Europe, mais concentrent des désagréments sur des zones délimitées, qui n'en perçoivent ni l'intérêt ni la justification.

Par conséquent, la réalisation d'un projet implique presque systématiquement **plusieurs années de concertation et de recours**, ce qui contribue à étendre les délais de déploiement et à en renchérir le coût. Ces obstacles conduisent désormais fréquemment à **l'enfouissement des lignes** pour des coûts près de sept à huit fois supérieurs à ceux de lignes aériennes. Le légitime souhait de préservation du paysage par les populations locales s'accompagne d'un surcoût important pour la collectivité. Et si le retard pris est difficile à traduire en termes économiques, l'adaptation du réseau de transport aux nouvelles exigences de la sécurité d'approvisionnement et du développement des énergies renouvelables est une question clé.

La mise en place d'un **Fonds d'investissement européen** permettrait de diminuer ces surcoûts, d'accélérer le temps de réalisation des projets et de dynamiser l'activité des territoires impactés à travers des investissements du fonds.

Un tel fonds devrait :

- investir dans des projets portés par les territoires impactés, visant à dynamiser leurs activités économiques ou à densifier leurs équipements publics ;
- conditionner l'investissement à un raccourcissement des délais de concertation et à l'absence de recours des collectivités impactés ;
- conditionner l'investissement à l'approbation de l'ensemble des collectivités traversées par le projet et par un référendum local ;
- s'articuler aux évolutions de la gouvernance locale évoquées *supra* (cf. proposition n° 4) ;
- s'adosser au plan Juncker de financement des infrastructures dont il est la contrepartie territoriale ;
- porter aussi sur les lignes non transfrontalières dès lors qu'elles présentent des bénéfices européens (telles que les lignes THT entre le nord et le sud de l'Allemagne).

Effets attendus

- Le raccourcissement du délai de réalisation des lignes de transport.
- La diminution du coût des infrastructures de transport.
- La dynamisation économique des territoires traversés par les lignes de transport.
- Le renforcement de la sécurité d’approvisionnement.
- Le renforcement de l’intégration des marchés européens de l’énergie.

Proposition n° 7 : réintroduire une perspective longue dans les financements

Objectifs et principes

Si l'amélioration du cadre réglementaire peut contribuer à faciliter les investissements sur les réseaux et à en limiter les coûts, des **leviers supplémentaires sont indispensables**, eu égard à l'ampleur des montants. À ce titre, le **plan Juncker**, qui prévoit entre autres le financement d'infrastructures énergétiques stratégiques, constitue une avancée importante, mais insuffisante. D'autant que celui-ci ne s'ajoute pas au *Connecting Europe Facility* ni au programme Horizon 2020, mais utilise au contraire leurs enveloppes comme garantie.

Alors que les taux d'intérêt sont faibles, notamment comparé au taux de rémunération des infrastructures énergétiques, une **amplification de l'investissement public** représente autant une opportunité financière pour les États qu'un enjeu industriel et stratégique. Articulée à l'amélioration évoquée de la visibilité tarifaire, une **perspective de rémunération à long terme et de relance de l'activité économique** émerge ainsi. Et cela alors que, selon le FMI, le contexte macroéconomique actuellement atone induit des multiplicateurs budgétaires élevés.

Une synergie se dessine ici entre :

- taux d'intérêt faibles,
- perspectives de rémunération stables sur le long terme,
- effets multiplicateurs des investissements sur les infrastructures
- intérêts stratégiques des États membres et de l'Europe.

Un tel programme devrait notamment avoir pour objectif la **réalisation à brève échéance des infrastructures critiques** telles que définies à travers les coordinations renforcées en matière de sécurité d'approvisionnement (cf. proposition n° 1). Il aurait aussi pour vocation de s'articuler au plan Juncker afin d'en renforcer la dynamique.

Les mesures envisagées pourraient inclure :

- l'amortissement, dans le calcul des déficits publics, des investissements réalisés dans les infrastructures énergétiques ;
- la création d'un livret d'épargne européen fléché vers les infrastructures énergétiques ;
- la création d'un Fonds franco-allemand de financement des infrastructures et des projets d'intérêt (R&D) conjoints, piloté par la Caisse des dépôts et le *Kreditanstalt für Wiederaufbau* ;
- l'évolution du contenu de Solvabilité 2 (adaptation de la réglementation financière) afin de ne plus affecter la même charge en capital aux infrastructures, au *private equity* et aux *hedge funds*.

Effets attendus

- Une accélération dans le déploiement des infrastructures stratégiques.
- La diminution du coût des infrastructures.
- Un soutien à l'activité économique.
- Une rémunération à long terme des États.
- L'intégration du marché énergétique européen.

Placer l'Europe à la pointe de l'innovation énergétique

Proposition n° 8 : **mutualiser les efforts européens de R&D en matière de réseaux intelligents**

Objectifs et principes

Face aux défis énergétiques européens, les enjeux de R&D apparaissent cruciaux tant pour assurer l'intégration des énergies renouvelables, et notamment leur intermittence, que pour offrir de nouveaux services aux usagers et réduire les coûts de la transition énergétique. Ces enjeux européens s'inscrivent dans un contexte de vive concurrence internationale, alors que de nombreux pays (Chine, États-Unis, Japon) investissent massivement pour stimuler l'innovation énergétique, notamment dans les réseaux.

Or **les budgets européens en matière de R&D énergétique demeurent faibles**, au même niveau en coûts réels que ceux des années 1980. En outre, les projets sont nombreux mais disparates et de petite dimension. Enfin, l'Europe a déjà mis en place des structures pour coordonner et accompagner ses initiatives de R&D avec le SET Plan et l'EEGI¹³, mais sans leur conférer ni les moyens ni l'envergure adaptés aux enjeux¹⁴.

Pour que l'Europe soit au niveau de ses ambitions en matière énergétique, un renforcement de son investissement dans la R&D est une nécessité, ainsi que la rationalisation de ses initiatives en la matière.

Nul besoin d'un bouleversement de grande ampleur, mais uniquement **de s'appuyer sur les structures existantes en leur donnant la dimension et les moyens adéquats**. De fait, les évolutions à venir doivent être abordées à une échelle internationale.

Pour impulser une nouvelle dynamique à la R&D sur les réseaux, il s'agirait notamment de :

- réaliser le retour d'expérience des nombreux démonstrateurs *smart grids* pour identifier les projets et les technologies à même d'être déployés rapidement sur des **expérimentations de plus grande ampleur** ;
- recentrer l'effort européen de R&D autour de **quatre priorités** : le courant continu haute tension (HVDC), les *smart grids*, le stockage et la mobilité propre ;

¹³ Plan stratégique européen pour les technologies énergétiques (SET) et *European Electricity Grid Initiative (EEGI)*.

¹⁴ *Avis sur la Communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions « Technologies et innovation énergétiques »*, COM(2013) 253 final, TEN/528 Technologies et innovation énergétiques, Comité économique et social européen, 2013.

- renforcer en conséquence les budgets du SET Plan et de l’EEGI pour atteindre des volumes de R&D sur les réseaux équivalant à ceux de nos concurrents internationaux ;
- activer un programme spécifique de grande ampleur (de type Apollo) consacré au stockage de l’énergie, pour en réduire les coûts et faire émerger les use case ;
- intégrer les dépenses de R&D dans les tarifs de distribution et de transport fixés par les régulateurs nationaux ;
- mettre en place un réseau des laboratoires et des instituts européens de l’énergie, en s’inspirant de l’exemple réussi du centre franco-allemand European Institute for Energy Research (EIFER) ;
- renforcer la présence européenne au sein de l’ISGAN (Energy Agency [IEA] Implementing Agreement for a Co-operative Programme on Smart Grids).

Effets attendus

- Positionner l’Europe en leader de l’innovation.
- Réduire les coûts d’investissements sur les réseaux relatifs à la transition énergétique, à la sécurité d’approvisionnement, etc.
- Atteindre de nouveaux marchés à l’international.
- Renforcer des liens entre industriels, universités et instituts de recherches.

Proposition n° 9 : **densifier les efforts de normalisation européenne**

Objectifs et principes

Les enjeux de normalisation impactent aussi bien la sécurité d'approvisionnement et l'intégration des marchés européens de l'énergie que la compétitivité des entreprises européenne dans la concurrence mondiale.

Par exemple, pour le gaz naturel, les différences de normes en matière d'odorisation empêchent les transits inversés (flux réversibles ou *reverse flows*) entre la France et l'Allemagne, affectant par là même l'intégration des marchés gaziers et, potentiellement, la sécurité d'approvisionnement.

Or l'approche communautaire reste pour l'instant peu invasive, notamment s'agissant des réseaux de distribution. En matière d'équipements, **la diversité des normes entre États européens limite singulièrement les perspectives de déploiement de nouvelles technologies, et freine les entreprises européennes dans leur stratégie internationale.**

Pourtant, la normalisation constitue un **puissant facteur d'accélération de la transition énergétique et d'économies d'échelles**, tout en contribuant à l'amélioration des échanges commerciaux entre les États européens. De plus, le rôle croissant des technologies de l'information et des télécommunications dans le secteur de l'énergie appelle à encourager les coopérations en matière de normalisation avec l'European Telecommunications Standards Institute (ETSI). Fort de sa structure internationale, l'ETSI est effectivement en capacité d'imposer des normes au secteur de l'énergie, dont l'approche en matière de normalisation a tendu jusqu'ici à demeurer à une échelle nationale, voire *infra*-nationale.

L'enjeu de la normalisation demande une **impulsion politique forte en faveur d'un renforcement des collaborations** entre industriels et instituts de recherches, en particulier sur les sujets émergents des *smart grids*. L'Europe ne peut plus uniquement se contenter de penser, de manière subsidiaire, *bottom up* et interopérabilité entre ses membres. À l'image des grands acteurs mondiaux, elle doit se fixer comme horizon stratégique de définir et de généraliser des normes communes, faisant d'elle le leader dans le domaine des réseaux intelligents.

Face au manque actuel de structuration européenne, **l'approche doit être pragmatique, à travers des collaborations bilatérales**, en particulier franco-allemandes, susceptibles d'enclencher plus largement.

Pour cela, il serait envisageable :

- d'institutionnaliser un réseau des laboratoires européens chapeauté par le *Joint Research Center (JRC)*;
- de placer les travaux de normalisation dans un cadre européen clair et unifié, avec une seule direction générale de la commission en pilotage, la

DG Énergie, et un mandat unique. Toutes les instances existantes de normalisation européenne seraient ainsi amenées à concourir à une stratégie commune et partagée portée par l'Union ;

- de privilégier les travaux de normalisation liés aux protocoles de communication et à la cyber-sécurité, stratégiques à la fois en termes de protection des libertés individuelles et de *leadership* mondial ;
- de promouvoir des partenariats entre équipementiers, notamment franco-allemands¹⁵, afin de renforcer la cohésion en termes de normalisation et le développement de projets communs transfrontaliers autour des *smart grids* ;
- de mettre en place une R&D européenne de pré-normalisation ;
- d'articuler les enjeux de normalisation en amont du lancement des futurs SET Plan et de l'EEGI ;
- de renforcer les coopérations avec l'ETSI, notamment dans une dimension transatlantique (TTIP).

Effets attendus

- L'accroissement de l'interopérabilité des équipements.
- La diminution des coûts des équipements.
- L'accélération de l'innovation énergétique.
- L'amélioration du positionnement de l'Europe au sein de la concurrence mondiale.
- Le renforcement de la sécurité d'approvisionnement.
- L'accélération de la transition énergétique.

¹⁵ Cf. *Memorandum of Understanding*, Zentralverband Elektrotechnik und Elektronikindustrie (ZVEI) et groupement des industries de l'équipement électrique, du contrôle-commande et des services associés (Gimelec), 2012.

Proposition n° 10 : **créer une plateforme européenne des données énergétiques**

Objectifs et principes

Avec le déploiement des compteurs communicants et l'arrivée des objets connectés, les **données disponibles sont appelées à croître de façon exponentielle**. Les technologies d'exploitation de ces données (*Big Data*), en progrès continu, ouvrent des **perspectives nouvelles pour le système énergétique**.

Le **développement de software** interviendra à plusieurs niveaux, qu'il s'agisse des *smart grids*, de l'optimisation des investissements, du pilotage par l'État et les collectivités de leurs politiques énergétiques ou de la lutte contre la précarité énergétique. Il est impératif que l'Europe se saisisse de ce dossier de façon volontariste, car il relève autant de la **cybersécurité** que de la **compétitivité** de notre industrie et de sa capacité à établir les normes et les filières de demain. Comme le souligne justement le commissaire européen Pierre Moscovici, « *le secteur du numérique constitue un levier essentiel pour assurer la croissance de demain ; c'est l'un des secteurs les plus innovants en Europe*¹⁶ ».

Une impulsion franco-allemande pourrait être donnée avec la mise en place d'une **plateforme des données énergétiques**. Différents types d'organisation et de processus de mise en œuvre sont envisageables, la logique étant toutefois de **conférer aux gestionnaires de réseaux de distribution, opérateurs de service public, un rôle central**, en raison de leur fonction de collecte et de traitement des données, et du caractère sensible de celles-ci. De plus, les GRD interagissent de façon indépendante avec l'ensemble des acteurs du système, des collectivités jusqu'aux industriels (de l'énergie aussi bien que des technologies de l'information), en passant par le client particulier.

De telles initiatives impliqueraient aussi le contrôle des régulateurs, tant pour les aspects de protection des données, que pour la définition d'outils propices à l'émergence de *business models*. Cette plateforme serait susceptible de remplir différentes missions à une maille régionale en prélude à une extension européenne :

- sécurisation des données des usagers européens, tant vis-à-vis des cyber-attaques qu'à l'égard des garanties de confidentialité lors de leur valorisation ;

¹⁶ Pour une Europe de l'investissement, rapport au Premier ministre, p. 37, 2014.

- renforcement d’une standardisation européenne des données et de leur traitement, à l’instar du CIM¹⁷ ou de l’initiative *Green Button* en Amérique du Nord¹⁸ ;
- mise en place d’une plateforme de marché des données sur le modèle d’Amadeus¹⁹, par exemple dans la perspective du développement de l’effacement et plus largement des *smart grids* ;
- mise en place d’un portail *Open Data* pour les données énergétiques de base ;
- mise en place d’incubateurs en réseaux favorisant l’émergence de *start-ups* et des *business models* liés ;
- mise en place d’un centre commun de recherche dirigé vers le traitement *Big Data*, la cybersécurité et la protection des données privées.

Effets attendus

- Le développement d’une filière européenne du *Big Data*.
- La sécurisation des données.
- L’accélération de l’émergence de solutions innovantes et de leurs *business models*.
- Le renforcement du marché européen de l’énergie.
- L’optimisation du pilotage des investissements et de la gestion des actifs.
- Un meilleur pilotage de la production et de la consommation.

¹⁷ Développé par ENTSO-E, le *Common Information Model* vise à garantir des formats d’échanges des données compatibles et agréés.

¹⁸ L’initiative industrielle *Green Button* répond à un souhait de la Maison Blanche que soient fournis aux consommateurs un accès simple et sécurisé à leurs données énergétiques.

¹⁹ Amadeus est une entreprise de traitement des réservations pour l’industrie du voyage, créée en 1987 par Air France, Iberia, Lufthansa et SAS. Elle est devenue depuis un leader mondial du secteur.

Proposition n° 11 : **tracer les corridors européens des mobilités innovantes**

Objectifs et principes

Le **développement de véhicules propres**, non émetteurs de CO₂, constitue un facteur clef de l'atteinte des objectifs énergétiques et climatiques européens, et participe à la réduction de la part des produits pétroliers dans la consommation finale (35% aujourd'hui).

Le contexte est aujourd'hui favorable : **l'autonomie des véhicules électriques devrait atteindre 300 km en 2020 et 500 km en 2030**, portant alors à 30 millions le nombre de véhicules électriques circulant en Europe. Une directive récente veille de plus à l'interopérabilité des systèmes de recharge²⁰.

Ce développement exercera un **impact significatif sur les réseaux de distribution d'électricité**, qu'il faudra renforcer en proportion de ces transferts d'usages.

Concernant les véhicules utilisant du gaz naturel comprimé (GNC), la France compte aujourd'hui 350 stations de recharge (pour 14 000 véhicules), l'Italie 1 000 (pour 850 000 véhicules), et l'Allemagne prévoit de disposer de 1 300 d'ici à 2020 (pour un parc envisagé de 1,4 million de véhicules). Mais, avec l'émergence du bio GNV, une concrétisation de l'économie circulaire peut apparaître avec le développement de véhicules lourds ou légers utilisant cette technologie.

L'un des verrous actuels de ces nouvelles mobilités procède du **nombre limité de points de recharges** avec la crainte, pour les futurs acheteurs, d'une perte substantielle d'autonomie. À l'inverse, on conçoit que les points de charge n'aient pas vocation à être déployés tant que le parc des véhicules restera restreint. Cette indétermination entre la poule et l'œuf prend un tour problématique en Europe, et creuse un fossé entre l'ambition politique, le souhait des citoyens et les retards pris dans leur matérialisation.

Concernant spécifiquement les véhicules électriques, l'enjeu des trajets longue distance renvoie à celui du déploiement des bornes de recharge rapides, capables de recharger un véhicule en quelques minutes. Ces bornes ont des **impacts extrêmement lourds en termes de dimensionnement du réseau**.

Une **visibilité sur le déploiement des bornes de recharge** ou, à l'avenir, des points d'alimentation en GNC, voire en hydrogène, constitue ainsi un impératif pour une optimisation du pilotage des investissements. Ces corridors pourraient ainsi profiter du maillage gazier des pays européens pour aller vers des solutions mixtes en termes de mobilité propre.

²⁰ Directive AFI (Alternative Fuels Infrastructure), Journal officiel de l'Union européenne, 28 octobre 2014.

Dans cette perspective, **la création de corridors européens des mobilités innovantes enverrait un signal fort** à destination des usagers et des industriels de l'automobile et de l'énergie.

Il s'agirait de mailler 70 000 km d'autoroutes européennes de stations de recharge tous les 80 km, dans les deux sens, soit au total 1 750 stations²¹.

Le coût estimé, pour la seule partie électrique, d'un grand projet européen de ce type, qui concernerait tous les citoyens européens, serait de l'ordre de 450 millions d'euros²².

Ces **autoroutes vertes** permettraient de relier en véhicule sobre en carbone, sans discontinuité, la Pologne au Portugal, la Grande-Bretagne à la Grèce.

Elles offriraient de plus un **cadre de planification** pour les investissements des GRD sur le réseau et dynamiseraient la R&D sur le rôle potentiel des batteries des véhicules électriques pour le fonctionnement du réseau.

Ces corridors pourraient enfin ouvrir des perspectives nouvelles en matière de fret avec, par exemple, des camions roulant à l'électricité et pouvant recharger leurs batteries en mouvement, *via* des caténaires, comme expérimenté en Allemagne.

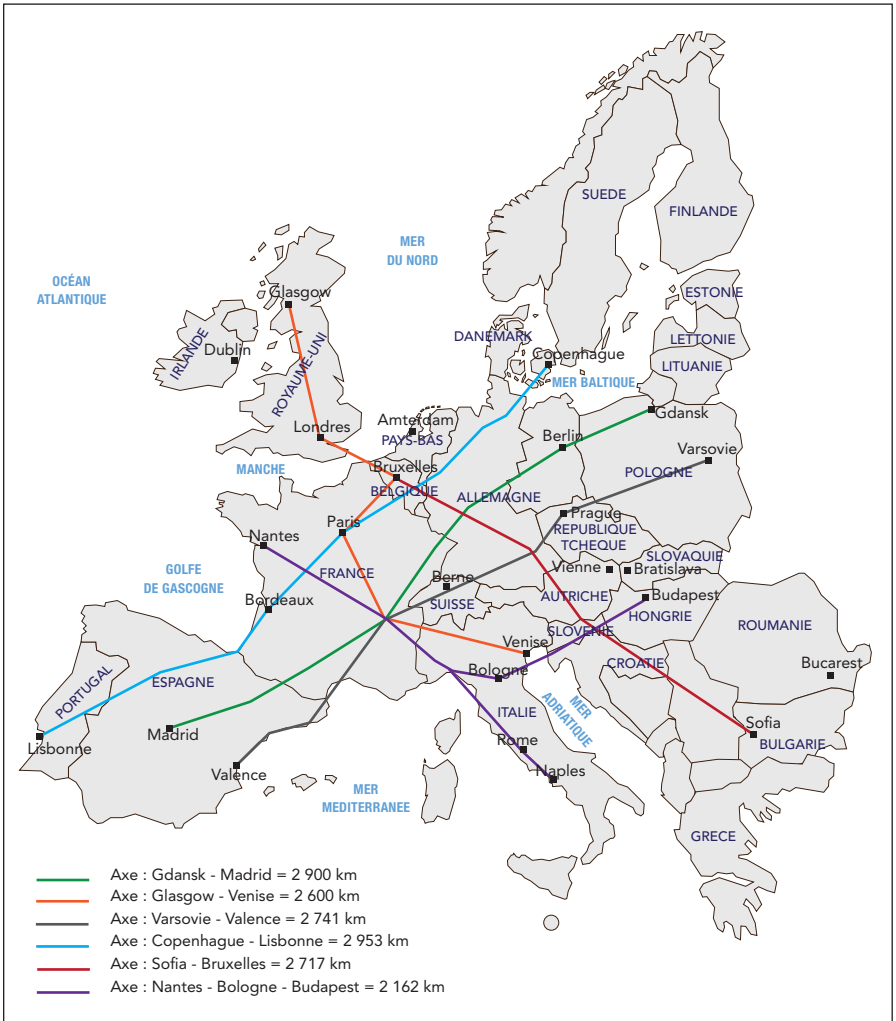
Effets attendus

- La dynamisation des mobilités innovantes, avec la perception par les usagers que des trajets longue distance sont désormais possibles.
- Le renforcement de l'investissement dans la mobilité au gaz naturel ou à l'hydrogène.
- L'accélération des transferts d'usage.
- L'optimisation des investissements sur les réseaux de distribution.
- Le développement des filières européennes des bornes de recharge.
- La standardisation européenne des bornes de recharge.
- La diminution de la facture pétrolière.
- La diminution des pollutions en particules fines.

²¹ À comparer aux 60 000 stations essence en service actuellement en Europe.

²² Sur ces corridors, on peut estimer que 60% des déplacements concerneraient de grands routiers, 40% des utilisateurs se satisfaisant d'une recharge locale d'appoint; chaque station comprendrait donc quatre bornes de recharge rapide et deux de recharge accéléré, d'où un coût unitaire de 260 000 €.

Graphique 7 :
Proposition de corridors européens des mobilités innovantes²³



© DILA.

23 Se reporter à l'annexe 3 pour visualiser le détail des corridors européens que nous proposons.

Proposition n° 12 : **fonder un Collège d'Europe de l'énergie**

Objectifs et principes

Recomposer le paysage énergétique européen ne se réduit pas à une question d'investissements dans les réseaux, de régulation ou d'organisation. Cela suppose aussi, et avant tout, un besoin important d'éducation, de formation et de partage intellectuel.

Faire émerger l'excellence européenne en matière d'innovation implique une montée en compétences de milliers de salariés, ou futurs salariés, du secteur énergétique et des secteurs associés pour accompagner au mieux les centaines de milliards d'euros d'investissement qu'exige la transition énergétique.

Qui plus est, le système énergétique requiert des **approches transversales** mêlant enjeux techniques, économiques, juridiques ou encore sociologiques et prenant en compte la diversité de situations des États membres et le contexte international.

En 1949, au lendemain du congrès de La Haye, confrontées à une problématique identique de partage et d'innovation, des figures de proue de la construction européenne, telles que Salvador de Madariaga, Winston Churchill, Paul-Henri Spaak ou Alcide De Gasperi, imaginèrent de fonder un collège où de jeunes diplômés universitaires issus de différents pays d'Europe pourraient venir finaliser leur formation, dans un esprit d'ouverture et d'échange. Ce fut la création du Collège d'Europe de Bruges, qui forme depuis plus de 400 jeunes en troisième cycle (*postgraduates*) tous les ans et constitue un établissement de référence en matière de formations en lien avec les affaires européennes²⁴.

La création en 2015 d'un **Collège d'Europe de l'énergie** pourrait constituer un levier important de cette montée en gamme des professionnels européens de l'énergie en proposant :

- des cursus pluridisciplinaires, en formation initiale et continue²⁵,
- des passerelles avec les industries et les laboratoires de recherche de l'énergie,
- un centre de recherche dédié, si possible en lien avec celui de la plateforme européenne des données.

On notera que la création de ce Collège ne serait pas exclusive d'autres types d'échanges, qu'il conviendrait d'encourager et de soutenir.

²⁴ On notera que, après la chute du communisme et les changements survenus en Europe centrale et orientale, le Collège d'Europe s'est doté, en 1993, d'un second campus à Natolin (Varsovie), en Pologne, avec le soutien de la Commission européenne et du gouvernement polonais.

²⁵ À l'image de ce que fait l'IFPEN dans les domaines du pétrole et du gaz.

Ainsi, le Centre de recherches franco-allemand EIFER, basé à Karlsruhe, incarne depuis dix ans une coopération forte entre les deux pays en matière de recherche et d'innovation, notamment sur les piles à combustible ou sur la ville durable. Il pourrait être l'amorce d'un jumelage entre l'Académie des sciences allemande et l'Académie des technologies française autour des systèmes énergétiques de l'avenir.

Les travaux menés dans le cadre d'Euro-Case²⁶ ou de la KIC InnoEnergy²⁷ devraient aussi être encouragés.

Effets attendus

- Affirmer l'excellence opérationnelle des professionnels européens de l'énergie.
- Promotion des liens entre pays et entre professionnels de l'énergie.
- Meilleure perception par les acteurs de l'énergie des enjeux des autres pays européens.
- Renforcement de l'identité européenne.

²⁶ Euro-Case rassemble les académies nationales d'ingénierie, des sciences appliquées et de technologie de 21 pays européens

²⁷ KIC InnoEnergy est la communauté européenne dédiée à la promotion de l'innovation, de l'entrepreneuriat et de l'éducation dans le domaine des énergies durables, en rapprochant académiques, entrepreneurs et instituts de recherche.

Remerciements

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à Laurent Fabius, ministre des Affaires étrangères et du Développement international, à Ségolène Royal, ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, à Emmanuel Macron, ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique, et à Harlem Désir, secrétaire d'État chargé des Affaires européennes, qui ont facilité la réalisation de ce rapport et l'organisation des nombreuses réunions sans lesquelles ses conclusions n'auraient vu le jour.

J'ai pu apprécier la compétence et la disponibilité sans faille de leurs équipes, que je remercie vivement pour leur concours. Je tiens en particulier à saluer l'appui des services extérieurs de l'État, tant diplomatiques qu'économiques, dans l'organisation des rencontres européennes dans six États membres qui m'ont permis d'auditionner plus de soixante-dix interlocuteurs (politiques, industriels ou associatifs) de premier plan. Ma gratitude s'adresse en particulier à Emmanuel Puisais-Jauvin, sous-directeur des politiques internes et des questions institutionnelles à la Direction de l'Union européenne du ministère des Affaires étrangères et du Développement international, et à ses équipes, ainsi qu'à Caroll Gardet (Rome), Laure Joya (Berlin), Patrick Auffret (Varsovie), Antonin Ferri (Bruxelles), Robert Mauri (Madrid) et Benoît Ronez (Londres) de la Direction générale du Trésor.

Mes remerciements vont enfin, et surtout, à Patrice Geoffron, professeur de sciences économiques à l'Université Paris Dauphine, directeur du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières (CGEMP) et directeur du Laboratoire d'économie de Dauphine (LEDa), Michel Cruciani, chargé de mission au CGEMP, Stéphane Cossé, maître de conférences à l'Institut d'études politiques de Paris, et Christopher Fabre, chargé de mission à ERDF, dont la contribution et les conseils avisés m'auront guidé tout au long de la rédaction de ce rapport.

ANNEXES

Annexe 1

Liste des personnalités auditionnées

- M. Tim Abraham, responsable des politiques européennes au ministère de l'Énergie et du Changement climatique (*Department of Energy and Climate Change*) accompagné de Reuben Aitken, Direction des réseaux de transport électriques européens, Sue Harrison, responsable des marchés de l'énergie européens, et Eleanor Warburton, responsable de la sécurité d'approvisionnement en gaz du Royaume-Uni
- Mme Ana Aguado, secrétaire générale, et M. Christian Buchel, vice-président, EDSO
- M. Olivier Appert, président de l'IFPEN
- Mme Marie-Hélène Aubert, conseillère pour les négociations internationales climat et environnement de M. le président de la République française
- M. Jean Bensaïd, membre du comité exécutif d'ICADE
- M. Ulrich Benterbusch, directeur de l'Agence allemande de l'énergie (DENA), avec Mmes Annegret-Cl. Agricola, Head of Division Energy Systems and Energy Services, et Franca Diechtl, chef de projet communication
- M. Marc-Oliver Bettzüge, professeur à l'Université de Cologne
- M. Jean-Paul Bouttes, directeur de la stratégie, EDF
- M. Pierre Buhler, ambassadeur de France en Pologne
- M. Marie-Claire Cailletaud, secrétaire fédérale CGT (FNME), membre du CESE
- M. Jan Chadam, CEO Gaz System SA, Pologne
- M. Vincent Champain, président de l'Observatoire du long terme
- M. Jean-François Conil-Lacoste, CEO, EPEX-SPOT SE
- M. Pierre-Jean Coulon, conseiller, Comité économique et social européen
- M. Philippe David, Partner, PWC
- M. Antoine de Fleurieu, délégué général du Gimelec, et Hugues Vérité, adjoint au délégué général
- M. Matteo Del Fante, administrateur délégué de Terna, Italie, ainsi que MM. Gianni Vittorio Armani, directeur général de Terna Réseau et Stefano Conti, directeur de Terna Réseau.
- M. Claude Desama, ancien député européen et président de la Commission de l'énergie, de la recherche et de la technologie du Parlement européen,

président des Intercommunales mixtes de gaz et d'électricité de Wallonie (Intermixt), président d'ORES (opérateur des réseaux de gaz et d'électricité)

– Ing. Gilberto Dialuce, directeur général de la sécurité des approvisionnements et des infrastructures énergétiques, ministère italien du Développement économique, assisté de MM. Sebastiano Maria del Monte, directeur des relations internationales, Wolfgang D'Innocenzo et Marcello Capra.

– M. Fabrice Dubreuil, conseiller pour les questions européennes au cabinet de M. le ministre des Affaires étrangères et du Développement international

– M. Robert Durdilly, président de l'Union française de l'électricité (UFE), avec Audrey Zermati, déléguée générale adjointe, et Anne Chenu, directrice de la communication et des affaires européennes

– M. Philippe Esposito, PDG, Dhamma Energy

– M. Philippe Étienne, ambassadeur de France en Allemagne

– M. José Maria Folgado, président de Red Electrica de Espana (REE), gestionnaire du réseau électrique espagnol, avec M. Rafael Duvison, directeur des opérations de REE et M. Carlos Collante, directeur général des transports de REE

– M. Pierre Fontaine, sous-directeur systèmes électrique et énergies renouvelables, DGEC

– M. Patrick Graichen, directeur du *think tank Agora Energiewende*, et Dimitri Peschia, Senior Associate European Energy Cooperation

– M. Pierre-Antoine Grislain, président de l'Institut de transition énergétique

– M. Pawel Hawranek, avocat

– M. Jochen Homann, président de l'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur*), et M. Achim Zerres

– M. Winfried Horstmann, ministre Conseiller à la Chancellerie fédérale d'Allemagne, avec Mme Anne Rosenthal et Dr Susanne Parlasca

– M. Luc Hujoël, administrateur de Fluxys, directeur général de l'intercommunale Sibelga et de Brussels Network Operations

– Mme Isabelle Kocher, directrice générale déléguée, chargée des opérations du groupe GDF Suez

– Mme Malgorzata Kozak, conseillère du président, directrice des affaires internationales, avec Maciej Syroka, chef du Département marchés des combustibles liquides et gazeux, Office de régulation de l'énergie, Pologne

– Mme Sandra Lagumina, directrice générale de GrDF

– M. Philippe Légli-Costa, secrétaire général des affaires européennes

– M. Antonio LLarden, président d'ENAGAS (gestionnaire du réseau gazier espagnol)

– M. Jean-Bernard Levy, président-directeur général d'EDF

- M. Mieczyslam Lewandowski, CFO, Adam Jaskowski, directeur du département stratégie et développement, et Przemyslaw Gil, directeur du département gestion des flux sur le réseau, Polska Spolka Gazownictwa
- M. Nick Mabey, directeur général du *think tank* européen E3G, et M. Jonathan Gaventa, directeur associé d'E3G chargé des infrastructures énergétiques européennes
- Mme Myriam Maestroni, présidente d'Économie d'énergie SAS
- M. Dominique Maillard, président du directoire de RTE
- M. Julien Marchal, conseiller énergie, environnement et industries extractives, cabinet du ministre de l'Économie, de l'Industrie et du Numérique
- M. Didier Mathus, président du Conseil de surveillance de RTE
- M. Michel Menny, directeur général de Seifel
- M. Eduardo Montes, président de l'UNESA (Association des électriciens espagnols) et Mme Marién Ladron de Guevara-Valcarcel, directrice de communication d'UNESA
- M. Alberto Nadal, secrétaire d'État espagnol à l'Énergie, Mme Teresa Baquedano, directrice générale des politiques énergétiques et des mines, et Mme Lorena Prado, sous-directrice générale des relations énergétiques internationales du secrétariat d'État à l'Énergie
- M. Dermot Nolan, directeur général, OFGEM, accompagné par Mme Maxine Frerk, responsable de la gouvernance et des *smart grids* pour les réseaux de distribution
- Teresa Panariello, Présidence du Conseil des ministres, Département des politiques européennes, Bureau de coordination des politiques de l'UE
- M. Alfonso Pascual, directeur de la stratégie et de la régulation de GDF Suez Espagne
- M. Antoine Pellion, conseiller technique énergie, cabinet de Mme la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie
- M. Jacques Percebois, professeur à l'Université Montpellier I (CREDEN)
- Mme Mélanie Persen, directrice de l'Office franco-allemand pour les énergies renouvelables, et M. Sven Rösner, directeur adjoint
- M. Xavier Piechaczyk, conseiller énergie, environnement, transports et logement, présidence de la République
- Xavier Pintat, sénateur de la Gironde, président de la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR)
- M. Emmanuel Puisais-Jauvin, sous-directeur des politiques internes et des questions institutionnelles, Direction de l'Union européenne, ministère des Affaires étrangères et du Développement international
- M. Roberto Poti, Executive Vice-President, Edison Spa
- M. Luc Remont, président de Schneider Electric France

- M. Urban Rid, directeur de l'énergie, ministère allemand de l'Économie et de l'Énergie, et M. Philipp Jornitz
- M. Fabien Roques, professeur associé à Paris-Dauphine, Senior Vice President, Compass Lexecon
- M. Xavier Rouland, directeur EDF FENICE Iberica
- M. Dominique Ristori, directeur général pour l'énergie, Commission européenne
- M. Bernard Salha, directeur d'EDF R & D
- M. Johann Saathoff, député au Bundestag, et Dr Gabriele Werner, coordinatrice énergie du Groupe SPD
- M. Édouard Sauvage, directeur de la stratégie, GDF Suez
- Mme Virginie Schwarz, directrice de l'énergie à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie
- M. Pierre Sellal, représentant permanent de la France auprès de l'Union européenne
- Prof. Tadeusz Skoczkowski, responsable de la Chaire d'utilisation rationnelle de l'énergie, Université technologique de Varsovie
- M. Laurence Slade, directeur général Energy UK, et Mme Barbara Vest, directrice de la production d'énergie Energy UK
- M. Pascal Sokoloff, directeur général des services de la FNCCR
- M. Cezary Szwed, membre du Board de PSE SA, et M. Wlodzimierz Mucha, directeur
- M. Thierry Trouvé, directeur général de GRTgaz
- MM. Javier Villalba Sanchez, directeur général réseaux, Francisco Martinez Corcoles, directeur général commerce, Groupe Iberdrola, et Miguel Angel Sanchez Fornié, directeur des systèmes de contrôle et des télécommunications
- Prof. Michaël Weinhold, CTO, Siemens Energy Sector, avec le Dr Udo Niehage, Senior Vice President, Head of Government Affairs Berlin
- M. Nick Winsler, directeur général, National Grid, président d'ENTSO-E
- M. Ryszard Wnuk, KAPE, Polish National Energy Conservation Agency
- M. Tim Yeo, ancien ministre, député du South Suffolk, président du Comité d'audit sur l'énergie et le changement climatique de la Chambre des communes, et Mme Sarah Williams, Special Adviser
- M. Alexandre Ziegler, directeur du cabinet de M. le ministre des Affaires étrangères et du Développement international

Annexe 2

Lexique succinct

Allocation : attribution de la capacité d'interconnexions au marché après des enchères explicites ou implicites.

Autoconsommation : part de la production qui est consommée dans le bâtiment où elle est produite.

Biogaz : gaz combustible à forte teneur en méthane (CH₄) produit par décomposition de la matière organique.

Bio-méthane : gaz combustible issu de l'épuration du biogaz, produit par décomposition de la matière organique et offrant une source d'énergie renouvelable et qui respecte à 100% les propriétés du gaz naturel.

Black-out : panne de courant de grande ampleur consécutive à la non-adaptation de l'offre à la demande. Celle-ci peut résulter d'aléas de consommation, d'aléas météorologiques, de pannes ou d'agressions extérieures entraînant surcharges en cascade, effondrement de fréquence, effondrement de tension ou bien rupture de synchronisme.

Congestion : pour une interconnexion, situation de saturation de la capacité commerciale disponible à l'interconnexion où la demande de capacité est supérieure à l'offre. Une congestion se traduit par un prix des enchères explicites non nul, ou par un différentiel de prix non nul dans le cas d'un couplage de marché. Dans les deux cas, la rareté de la capacité permet la formation d'une rente de congestion, revenu que se partagent les gestionnaires de réseau. Ce revenu doit, en application de l'article 16.6 du règlement 714/2009, être utilisé pour développer la disponibilité des interconnexions et des capacités d'échange, notamment par de nouveaux investissements.

Couplage des marchés de l'électricité : méthode d'optimisation qui vise une meilleure utilisation des capacités transfrontalières disponibles et une plus grande harmonisation des prix entre les régions à travers l'utilisation d'une plateforme unique pour les transactions journalières d'électricité. Le couplage permet aux acteurs l'acquisition de contreparties sans réservation de capacité d'échange aux interconnexions.

Délestage : suspension momentanée de l'alimentation électrique d'une partie du réseau en raison d'un déséquilibre entre la production et la consommation d'électricité. Le délestage évite une perte de plus grande ampleur, voire totale, de l'alimentation électrique.

Effacement de consommation : réduction temporaire et volontaire de sa consommation par un usager. Rémunéré pour cela, l'usager contribue

ainsi à l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, notamment lors des pointes de consommation

Interconnexion : ligne de transport à très haute tension raccordant deux réseaux nationaux.

Linky : compteur communicant déployé d'ici à 2021 par ERDF chez 35 millions de consommateurs français, capable de recevoir et d'envoyer des données et des ordres sans l'intervention physique d'un technicien.

Marché de capacité : marché sur lequel les fournisseurs acquièrent auprès des producteurs des certificats de capacité de production ou auprès des opérateurs d'effacement des certificats de capacité d'effacement. Il s'agit de s'assurer de la sécurité d'alimentation du réseau, notamment en France lors des pointes hivernales, à travers une rémunération des centrales ou des opérateurs d'effacement fonctionnant lors de ces pointes.

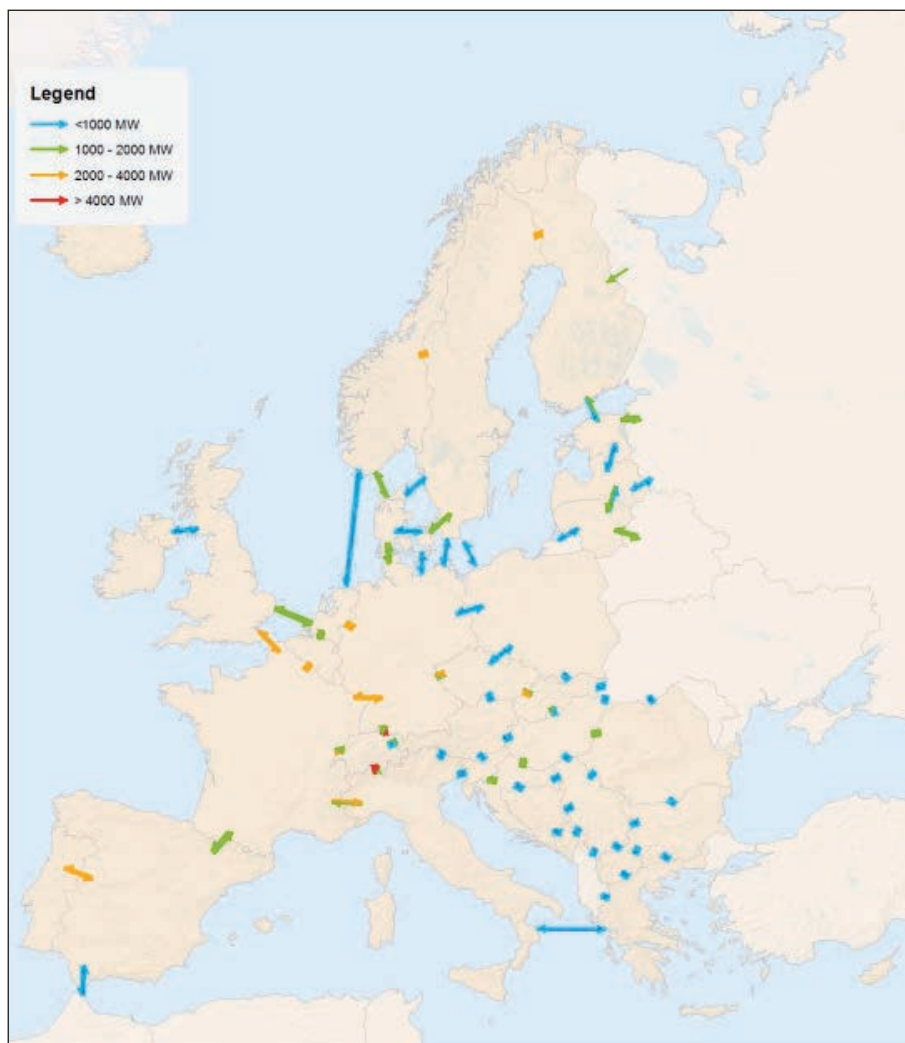
Power-to-gas : technologie permettant de transformer de l'électricité en gaz (hydrogène ou méthane de synthèse) par électrolyse. Cette technologie présente l'avantage de permettre le stockage de l'énergie électrique excédentaire issue des énergies renouvelables en profitant des capacités de stockage du gaz naturel.

Smart grids : amélioration de la flexibilité et de l'optimisation des réseaux et des sources de production et de consommation, notamment par l'intégration des technologies de l'information et de la communication.

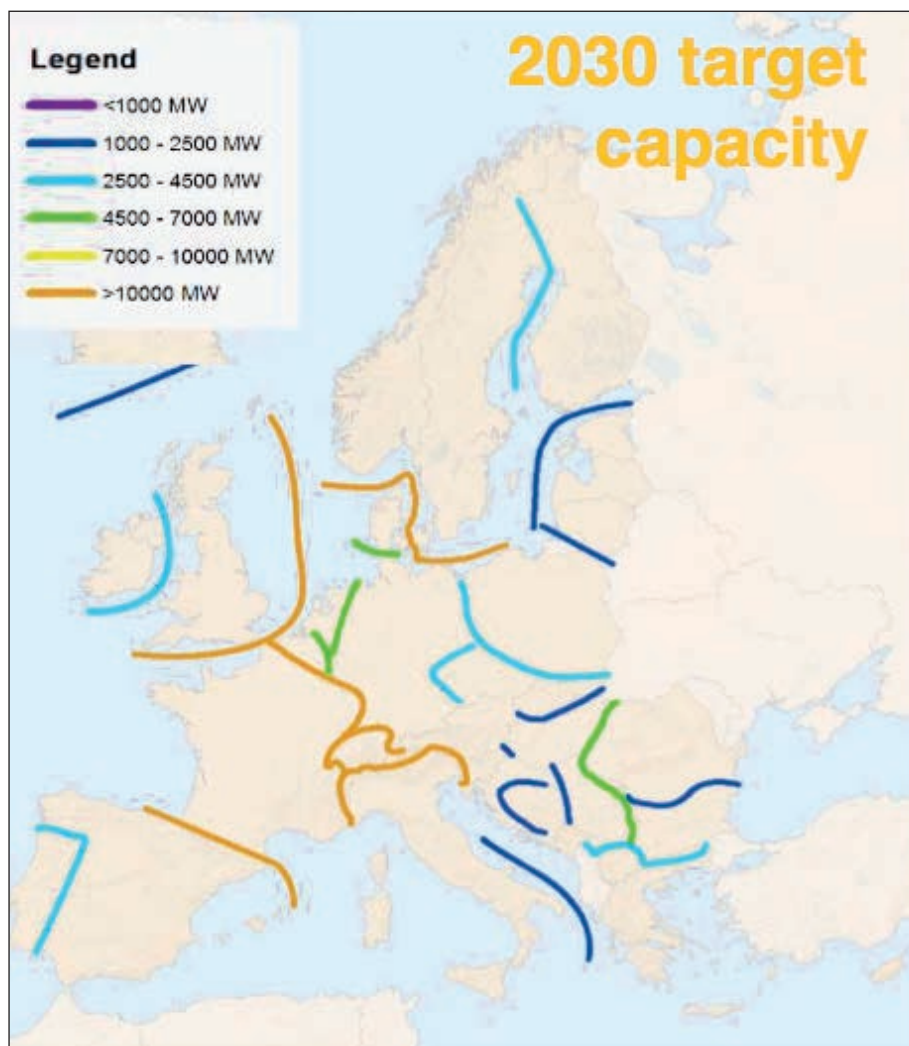
Supergrid : réseau de transport à courant continu à haute tension (CCHT) permettant de transporter de l'énergie sur de longues distances.

Territoire de la transition énergétique : territoire qui s'engage dans une démarche visant à produire au moins autant d'énergie qu'il n'en consomme.

Cartes des capacités d'interconnexions actuelles et cibles à l'horizon 2030 (selon le TYNDP)



Source : ENTSO-E.



Source : ENTSO-E.

Axe : Gdansk-Madrid = 2 900 km



© DILA.

Axe : Copenhague-Lisbonne = 2 953 km



© DILA.

Axe : Sofia-Bruxelles = 2717 km



© DILA.

Axe : Nantes-Bologne-Budapest = 2 162 km



© DILA.

Axe : Varsovie-Valence = 2741 km



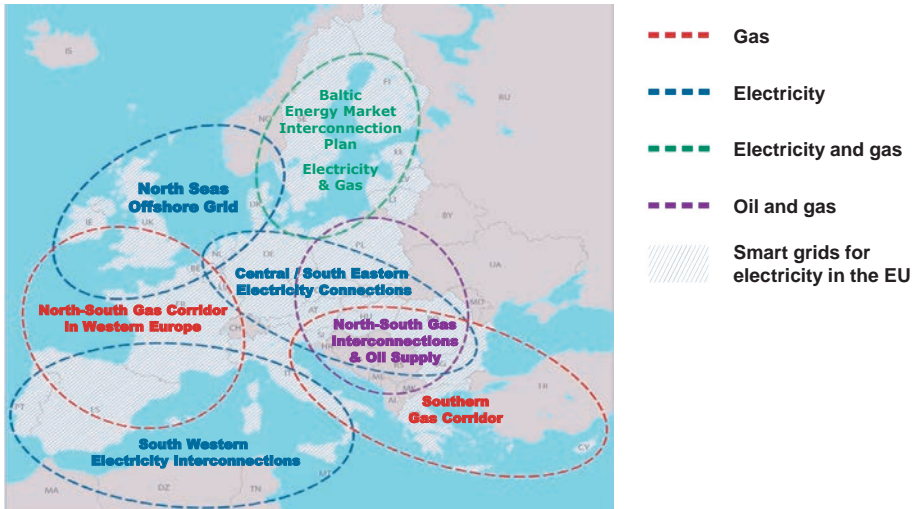
© DILA.

Axe : Glasgow-Venise = 2 600 km



© DILA.

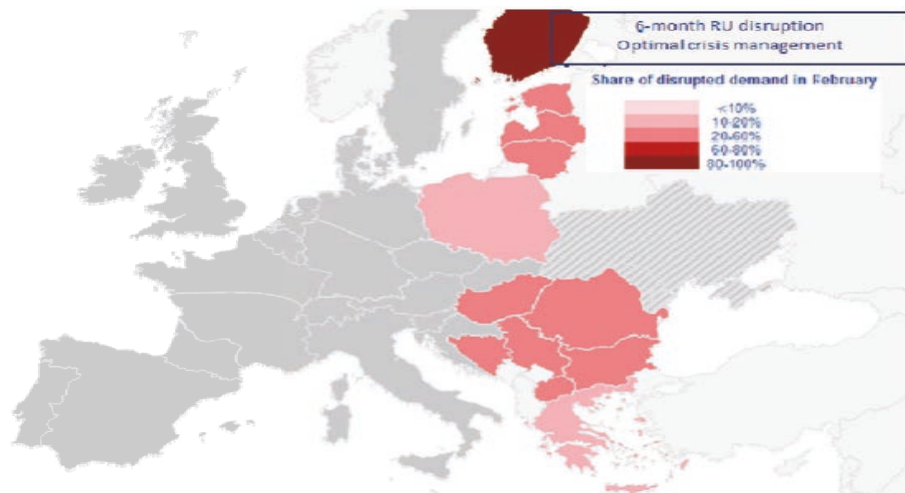
Grandes zones européennes de projet



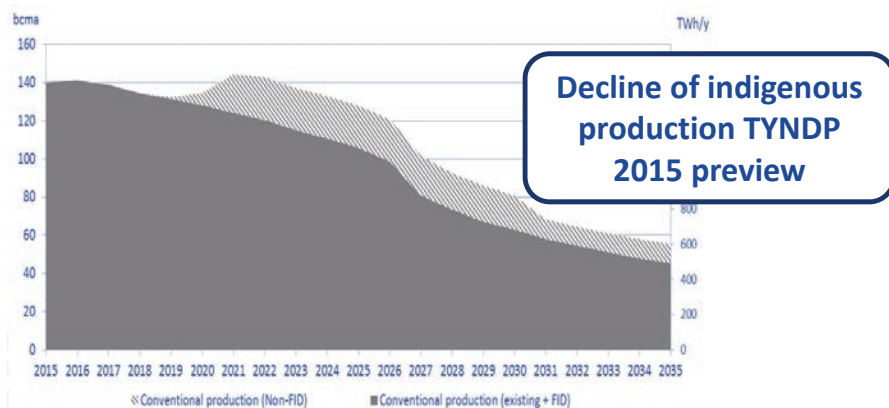
Presentation of J.M. Barroso to the European Council, 22 May 2013

Source: European Commission

La sécurité d’approvisionnement gazière : l’exposition des pays de l’Est à une rupture des approvisionnements russes



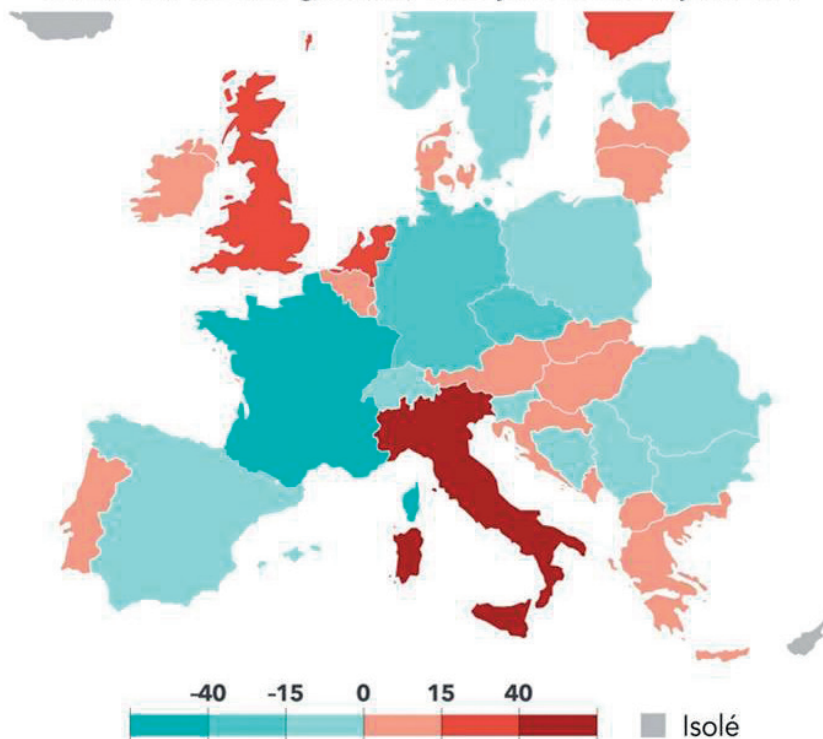
La diminution de la production domestique européenne de gaz



Source : *European Cooperation in Energy Networks*, Olivier Lebois, présentation au Comité économique et social européen le 26 janvier 2015.

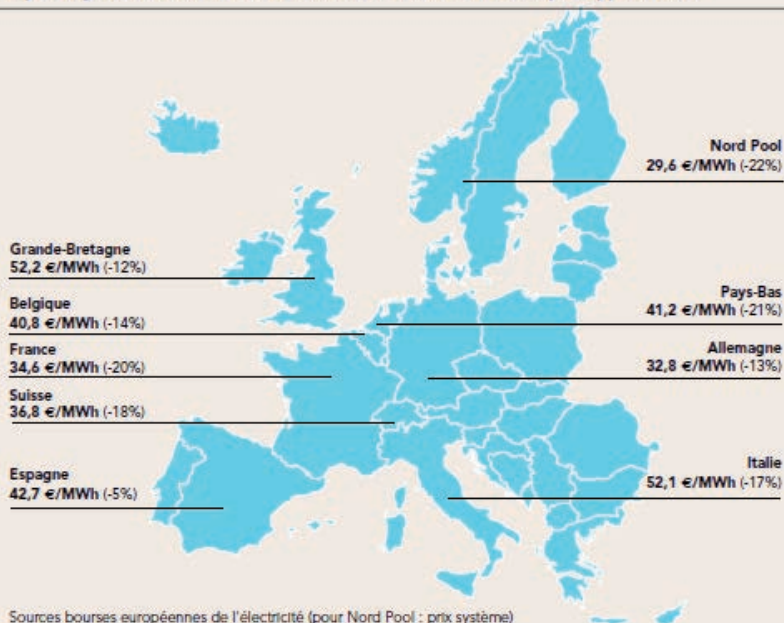
Soldes des échanges physiques d'électricité en Europe (TWh)

Calculé sur 12 mois glissants, entre juillet 2013 et juin 2014

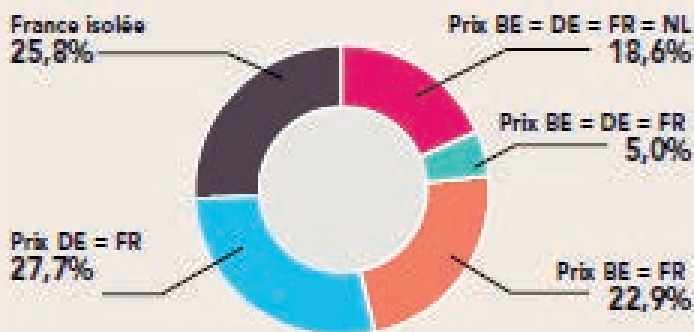


Source : Bilan électrique annuel, 2014, RTE.

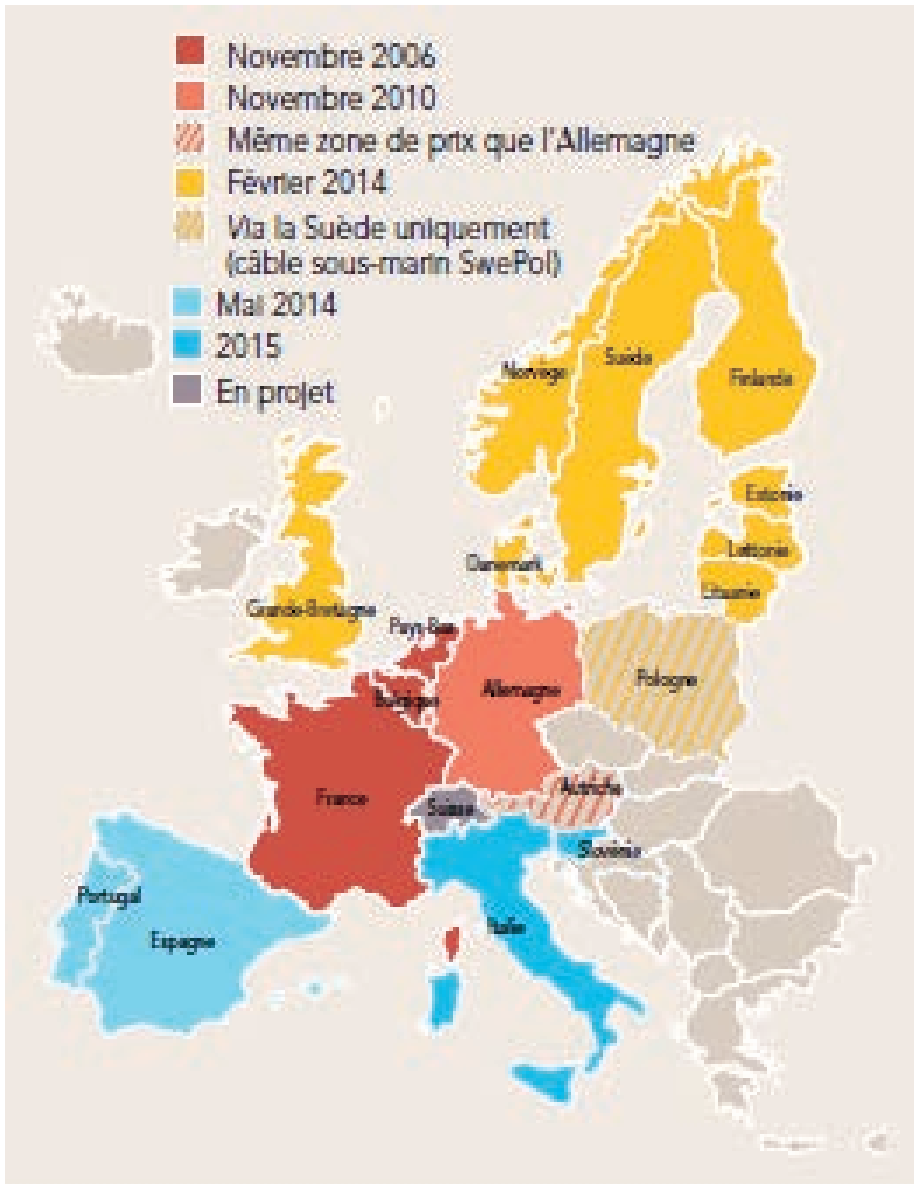
Prix spot moyens sur les bourses de l'électricité en 2014 et évolution par rapport à 2013



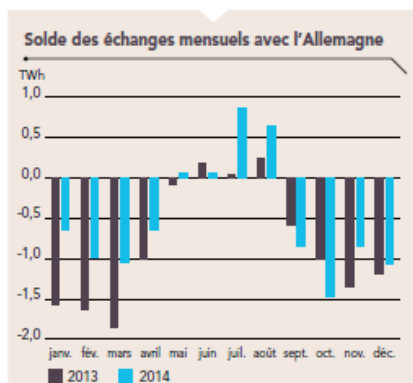
Convergence des prix de la zone CWE*



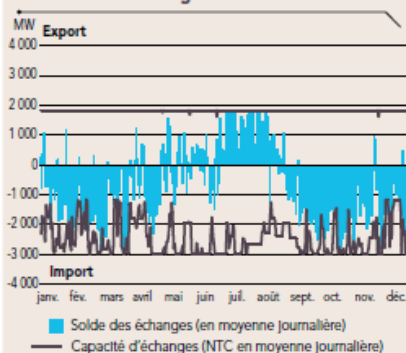
*Central West Europe, région comprenant la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas



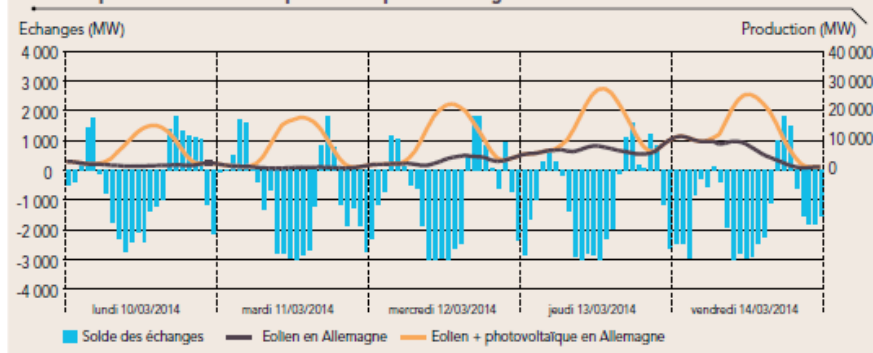
Allemagne



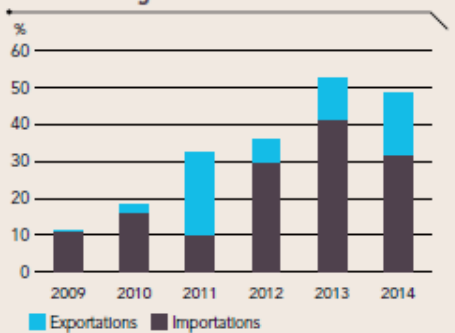
Capacités et échanges journaliers entre la France et l'Allemagne en 2014



Evolution comparée du solde des échanges sur la frontière franco-allemande et de la production éolienne et photovoltaïque en Allemagne



Pas horaires pour lesquels l'interconnexion France-Allemagne est saturée en J-1



Annexe 4

Liste des membres d'ENTSO-E et ENTSO-G

ENTSO-E

Pays	Compagnie
AT Austria	Austrian Power Grid AG Vorarlberger Übertragungsnetz GmbH
BA Bosnia and Herzegovina	Nezavisni operator sustava u Bosni i Hercegovini
BE Belgium	Elia System Operator SA
BG Bulgaria	Electroenergien Sistemen Operator EAD
CH Switzerland	Swissgrid AG
CY Cyprus	Cyprus Transmission System Operator
CZ Czech Republic	ČEPS a. s.
DE Germany	TransnetBW GmbH TenneT TSO GmbH Amprion GmbH 50Hertz Transmission GmbH
DK Denmark	Energinet.dk
EE Estonia	Elering AS
ES Spain	Red Eléctrica de España S. A.
FI Finland	Fingrid Oyj
FR France	Réseau de transport d'électricité
GB United Kingdom	National Grid Electricity Transmission plc System Operator for Northern Ireland Ltd Scottish Hydro Electric Transmission plc Scottish Power Transmission plc
GR Greece	Independent Power Transmission Operator SA
HR Croatia	HOPS d. o. o.
HU Hungary	MAVIR Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zártkörűen Működő Részvénytársaság

Pays	Compagnie
IE Ireland	EirGrid plc
IS Iceland	Landsnet hf
IT Italy	Terna – Rete Elettrica Nazionale SpA
LT Lithuania	Litgrid AB
LU Luxembourg	Creos Luxembourg S. A.
LV Latvia	AS Augstsprieguma tīkls
ME Montenegro	Crnogorski elektroprenosni sistem AD
MK FYR of Macedonia	Macedonian Transmission System Operator AD
NL Netherlands	TenneT TSO B.V.
NO Norway	Statnett SF
PL Poland	Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.
PT Portugal	Rede Eléctrica Nacional, S. A.
RO Romania	C.N. Transelectrica S.A.
RS Serbia	JP Elektromreža Srbije
SE Sweden	Svenska Kraftnät
SI Slovenia	ELES, d. o. o.
SK Slovak Republic	Slovenska elektrizacna prenosova sustava, a. s.

ENTSO-G

Pays	Compagnie
Austria	Baumgarten-Oberkappel Gas Leitungsgesellschaft Gas Connect Austria Trans Austria Gasleitungsgesellschaft
Belgium	Fluxys Belgium
Bulgaria	Bulgartransgaz
Croatia	Plinacro
Czech Republic	NET4GAS
Denmark	Energinet.dk
Finland	Gasum Oy
France	GRTgaz TIGF
Germany	Bayernets Fluxys TENP GASCADE Gastransport Gastransport Nord Gasunie Deutschland Transport Services Gasunie Ostseeanbindungsleitung GRTgaz Deutschland Transport Services Jordgas Transport NEL Gastransport Nowega Ontras Gastransport Open Grid Europe terranel bw Thyssengas
Greece	DESFA
Hungary	FGSZ Natural Gas Transmission
Ireland	Gaslink Independent System Operator
Italy	Infrastrutture Trasporto Gas Snam Rete Gas
Luxembourg	Creos Luxembourg
Netherlands	Gasunie Transport Services
Poland	Gas Transmission Operator GAZ-SYSTEM
Portugal	REN-Gasodutos
Romania	Transgaz
Slovak Republic	eustream
Slovenia	PLINOVODI
Spain	Enagás
Sweden	Swedegas
United Kingdom ASSOCIATED PARTNERS (3) Estonia – EG Võrguteenus Latvia – Latvijas Gāze Lithuania – Amber Grid OBSERVERS (4) F.Y.R.O.M. – GA-MA AD Skopje Norway – Gassco Switzerland – Swissgas Ukraine – UKRTRANSGAZ	BGE UK Interconnector (UK) National Grid Gas Premier Transmission

Annexe 5

Références : ouvrages récents du même auteur

Comprendre le nouveau monde de l'énergie – Économie d'énergie et efficacité énergétique : le monde de l'énergie 2.0, co-écrit avec Myriam MAESTRONI et Jean-Marie CHEVALIER, éditions Maxima, 2013.

Les Nouvelles Régulations électriques, 2 tomes, Lavoisier, septembre 2012.

Le Traité de Lisbonne. De nouvelles compétences pour l'Union européenne ? sous la direction d'Aurélien RACCAH ; coll. « Droit, Société et Risque », L'Harmattan, 20 avril 2012.

L'Avenir énergétique : cartes sur table, ouvrage co-écrit avec Jean-Marie CHEVALIER et Patrice GEOFFRON, éditions Gallimard, 23 février 2012, prix 2012 du meilleur livre d'économie de l'Association des économistes de l'énergie.

L'Europe en panne d'énergie, éditions Descartes & Cie, mai 2009.

Les Réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle, ouvrage écrit en collaboration avec Christophe BOUNEAU et Jacques PERCEBOIS, Timée Éditions, mai 2007.

Quelle politique de l'énergie pour l'Union européenne ? rapport écrit en collaboration avec Jean-Paul TRAN THIET et Vincent JAUNET, Institut Montaigne, mars 2007.

Annexe 6

Références : liste des principaux ouvrages et documents consultés

- ACER, *Energy Regulation : A Bridge to 2025*, 19 septembre 2014.
- Ademe, *Les Systèmes de stockage d'énergie – Feuille de route stratégique*, avril 2011.
- Ademe, *Systèmes électriques intelligents – Feuille de route stratégique*, décembre 2013.
- 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.
- BMW, *Moderne Verteilernetze für Deutschland*, Forschungsprojekt n° 44/12, 12 septembre 2014.
- BMW, *Zweiter Monitoring-Bericht – Energie der Zukunft*, mars 2014.
- BOOZ & CO, *Benefits of an Integrated European Energy Market*, 20 juillet 2013.
- BUREAU D., FONTAGNE L., MARTIN P., « Énergie et compétitivité », in *Les Notes du Conseil d'analyse économique*, n° 6, mai 2013.
- CDC CLIMAT, *Panorama des financements climatiques en France en 2011*, octobre 2014.
- CGSP, *La Crise du système électrique européen*, D. Auverlot *et al.*, janvier 2014.
- CIREN, *Smart Grids on the Distribution Level – Hype or Vision ? CIREN's Point of View*, 23 mai 2013.
- 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.
- COMITE ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN, *Avis sur la communication de la Commission au Parlement européen, au Conseil, au Comité économique et social européen et au Comité des régions « Technologies et innovation énergétiques »*, COM (2013) 253 final, TËN/528 Technologies et innovation énergétiques, Bruxelles, 16 octobre 2013.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, *Décryptages – La lettre de la Commission de régulation de l'énergie*, n° 40, mars-avril 2014.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, *Délibération de la CRE portant recommandations sur le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension*, 24 juin 2014.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE, *Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky*, juin 2011.

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.

CONSEIL FRANÇAIS DE L'ÉNERGIE, *Analyse théorique et modélisation de la formation des prix de l'électricité en France et en Allemagne*, septembre 2014.

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

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

DNV GL, *Integration of Renewable Energy in Europe – Final Report*, Commission européenne, 12 juin 2014.

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.

ENERGY REGULATORY OFFICE OF POLAND, *National Report of the President*, juillet 2014.

ENTSO-E, *Annual Report 2013 – TSO Cooperation and the Internal Energy Marketing*, 2014.

ENTSO-E, *ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs in Europe : Synthesis 2014*, juin 2014.

ENTSO-E, *Research & Development Roadmap – 2013-2022*, décembre 2012.

ENTSO-G, *Ten-Tear Network Development Plan 2013-2022 – Main Report*, 2013.

ESNAULT B., « Gouvernance énergétique européenne, les enseignements du troisième paquet législatif », in *Économies et Sociétés*, série « Économie de l'énergie », EN n° 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.

EURELECTRIC, *Electricity Distribution Investments : What Regulatory Framework do we Need ?*, mai 2014.

EURELECTRIC, *La Distribution d'électricité en Europe*, 2013.

EVOLVDSO, *Development of Methodologies and Tools for New and Evolving DSO Roles for Efficient DRES Integration in Distribution Networks*, 10 juillet 2014.

FINON D., *The Transition of the Electricity System Towards Decarbonization : the Need for Change in the Market Regime*, *Climate Policy*, vol. 13, n° S01.

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

GIMELEC, *Livre blanc – Réseaux électriques intelligents*, novembre 2010.

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*, OCED/IEA, 2014.

IEA-RETD, *Residential Prosumers – Drivers and Policy Options*, septembre 2014.

ISGAN, *Smart Grid Drivers and Technologies by Country, Economies, and Continent*, 29 septembre 2014.

JANIN L., DOUILLARD P., « Trois secteurs cibles pour une stratégie européenne d'investissement », 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.

KEPPLER 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.

MOSCOVOCI 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.

OFAEnR – EPEX SPOT, *Vente directe des énergies renouvelables sur la bourse européenne de l'électricité*, janvier 2015.

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., « Le gaz naturel : des perspectives contrastées selon les zones géographiques », in *La Revue de l'énergie*, n° 616, novembre-décembre 2013.

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

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

RTE, *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande en France*, 2014.

SENCAR M., POZEB V., KROPE T., « Development of EU Energy Market Agenda and Security of Supply », in *Elsevier*, 11 mai 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.

SMARTGRID GB, *Smart Grid : a Race Worth Winning ?*, avril 2012.

TERRA NOVA, *Nouveaux Enjeux pour les marchés de gros de l'électricité*, note 1/18, 9 octobre 2014.

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

THINK, *Some Thinking on European Energy Policy*, mai 2013.

Annexe 7

Liste des acronymes

ACER : Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie

Ademe : Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie

BMWi : Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie

BNetzA : Bundesnetzagentur, Agence fédérale des réseaux

CRE : Commission de régulation de l'énergie

CSPE : contribution au service public de l'électricité

CTA : contribution tarifaire d'acheminement

DENA : Deutsche Energie Agentur, Agence allemande de l'énergie

EEGI : European Electricity Grid Initiative

EIFER : European Institute for Energy Research

ENR : énergies renouvelables

ENTSO-E : European Network of Transmission System Operators for Electricity

ENTSO-G : European Network of Transmission System Operators for Gas

GNL : gaz naturel liquéfié

GNC : gaz naturel comprimé

GRD : gestionnaire de réseau de distribution

GRT : gestionnaire de réseau de transport

ITO : Independent Transport Operator

MIE : mécanisme pour l'Interconnexion en Europe

Plan SET : plan stratégique européen pour les technologies énergétiques

SCEQE : système communautaire d'échange de quotas d'émission

TCFE : taxes sur la consommation finale d'électricité

TFUE : traité sur le fonctionnement de l'Union européenne

Dans les années à venir, les réseaux énergétiques vont être appelés à jouer un rôle central en France comme en Europe. Leur extension et leur renforcement constituent l'une des conditions de la réussite de la transition énergétique et de la sécurité d'approvisionnement des consommateurs. Cela demandera la mobilisation de centaines de milliards d'euros d'investissements.

Dès lors, les réseaux se révèlent un formidable levier de relance de la croissance économique. D'autant que ces investissements iront de pair avec l'émergence des réseaux intelligents, qui s'affirment comme un futur marché de grande envergure. Il s'agit donc aussi de développer des filières clefs pour l'innovation et la compétitivité française et européenne au sein de la concurrence mondiale.

Pour répondre à ces différents enjeux, ce rapport au président de la République présente douze propositions concrètes autour de nouvelles coopérations européennes, nécessaires pour donner du sens à l'Union de l'énergie en émergence.

Lauréat de la faculté de droit de Montpellier I et diplômé d'HEC, Michel Derdevet est secrétaire général et membre du directoire d'ERDF (Électricité Réseau Distribution France).

Il occupa auparavant plusieurs postes de responsabilité dans différents cabinets ministériels ; il a réalisé l'essentiel de sa carrière à EDF, puis à RTE.

Maître de conférences à l'Institut d'études politiques de Paris, où il est responsable du cours « Europe et entreprises », il enseigne également au Collège d'Europe de Bruges.

Il est l'auteur de plusieurs publications sur l'énergie, dont *Les Réseaux électriques au cœur de la civilisation industrielle* (Timée, 2007), *L'Europe en panne d'énergie, plaidoyer pour une vraie politique énergétique commune* (Descartes, mai 2009), *L'Avenir énergétique, cartes sur table* (Gallimard, février 2012) et « L'Énergie de l'avenir » (*ParisBerlin*, janvier 2013).



9 782110 099822

Diffusion
**Direction de l'information
légale et administrative**

La **documentation** Française
Tél. : 01 40 15 70 10
www.ladocumentationfrancaise.fr

Prix : 11 €

Imprimé en France
ISBN : 978-2-11-009982-2
DF : 5RO39520