

# LES MÉCANISMES DE CAPACITÉ DANS L'UE : UNE NATIONALISATION DE LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE ?

Jekaterina Grigorjeva | *chercheur au Jacques Delors Institut - Berlin*

## RÉSUMÉ

Depuis l'introduction de la première directive de libéralisation, le marché européen de l'électricité a connu une période de transformation ininterrompue, qui a placé les systèmes électriques des États membres dans un état de choc permanent. L'incompatibilité du fonctionnement du modèle de marché électrique existant avec la nouvelle réalité économique a donné lieu à de graves défaillances du marché, qui ont un impact négatif sur le climat d'investissement et menacent, par conséquent, la sécurité énergétique de l'UE.

» LES EUROPÉENS  
ONT DÛ REPENSER  
LEUR POLITIQUE  
RELATIVE À LA SÉCURITÉ  
D'APPROVISIONNEMENT  
SOUS L'ANGLE EUROPÉEN

Le risque de détérioration de la sécurité énergétique étant un sujet sensible, qui a tendance à revêtir très vite une dimension politique, la question a été traitée par les États membres essentiellement au niveau national, notamment par le biais des mécanismes de capacité. L'approche incohérente des États membres n'a suscité aucune réaction de la Commission européenne jusqu'à tout récemment ; en effet, compte tenu des récentes tensions géopolitiques, les Européens ont dû reconsidérer leur dépendance énergétique envers des fournisseurs de pays tiers, et donc repenser leur politique relative à la sécurité d'approvisionnement sous l'angle européen. Malgré sa grande pertinence, le paquet « Union européenne de l'énergie » pourrait constituer une réaction trop tardive, les initiatives nationales ayant déjà été mises en œuvre de manière unilatérale.

En vue de déterminer si les mécanismes de capacité représentent un remède au « *energy-only-market* » ou un obstacle à l'intégration du marché intérieur européen, ce Policy paper souligne les impacts potentiels des interventions nationales au niveau européen et tire les conclusions suivantes :

- Seuls des mécanismes de capacité compatibles, accompagnés de modèles de participation explicites, permettront une « co-existence » efficace des mécanismes de capacité nationaux et du marché intérieur européen de l'énergie.
- L'Union européenne de l'énergie consiste à optimiser les ressources et l'infrastructure au niveau européen. La reconnaissance du besoin de coopération pour résoudre les problèmes actuels continue de faire défaut parmi les États membres.
- Protéger l'ancien équilibre national ne permettra pas de relever les défis auxquels les États membres sont confrontés, mais ne fera que retarder les progrès sur la voie d'un secteur européen de l'énergie plus durable.

## SOMMAIRE

INTRODUCTION : LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, UNE PRÉOCCUPATION CROISSANTE AU SEIN DE L'UE	3
1. Comment fonctionne le marché de l'électricité ?	4
1.1. Négoce d'électricité	4
1.2. Formation des prix	4
1.3. Équilibre physique	5
2. Quelles sont les défaillances du marché de l'électricité ?	6
2.1. Prix négatifs et signaux de prix inefficaces	7
2.2. Manque d'incitations à l'investissement	8
2.3. Problème du manque d'argent (« <i>missing money</i> »)	9
3. Options pour améliorer l'organisation du marché de l'électricité	11
3.1. Mécanismes de capacité	11
3.1.1. Quelles sont les défaillances potentielles des mécanismes de capacité ?	13
3.1.2. Participation étrangère et impact sur le marché intérieur de l'énergie	14
3.2. Solutions alternatives	15
3.2.1. Renforcement du système de négoce d'électricité existant	15
3.2.2. Développement du réseau électrique trans-européen	16
3.2.3. Marché de l'électricité 2.0	17
CONCLUSION	18
BIBLIOGRAPHIE	19
SUR LES MÊMES THÈMES...	20

## INTRODUCTION : LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT, UNE PRÉOCCUPATION CROISSANTE AU SEIN DE L'UE

**L**e 25 février 2015, la Commission européenne a présenté son paquet « Union de l'énergie », qui illustre une vision de l'avenir du secteur européen de l'énergie – « un système énergétique intégré à l'échelle du continent, dans lequel l'énergie circule librement à travers les frontières ». Si l'idée d'une Union européenne de l'énergie n'est pas nouvelle, elle fait l'objet d'une attention particulière depuis la Commission Juncker, les tensions géopolitiques amenant les Européens à reconsidérer leur dépendance énergétique envers des fournisseurs non-européens. Toutefois, au-delà de la dépendance excessive à l'égard des importations d'énergie, c'est le fonctionnement du modèle de marché électrique existant qui compromet la sécurité énergétique de nombreux États membres. Sur ces deux dimensions, la Commission souhaite traiter la question de la sécurité énergétique en Europe grâce à la création d'une Union européenne de l'énergie.

” C'EST LE  
FONCTIONNEMENT DU  
MODÈLE DE MARCHÉ  
ÉLECTRIQUE EXISTANT QUI  
COMPROMET LA SÉCURITÉ  
ÉNERGÉTIQUE ”

Ambitieuse dans ses objectifs, cette réaction de la Commission arrive peut-être trop tard. Les États membres ont reconnu depuis longtemps que la fonctionnalité réduite de l'organisation du marché de l'électricité risquait de nuire à la sécurité énergétique. En l'absence d'un cadre européen commun sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité, ces derniers ont réglé ce problème grâce à des initiatives nationales, sans tenir compte des avantages du marché intérieur de l'énergie et des dispositions de l'article 194 du TFUE, qui stipule clairement que la sécurité d'approvisionnement est aussi une compétence de l'UE. Si les autorités des États membres s'engagent, de façon générale, à atteindre les objectifs de la réalisation du marché intérieur, elles mettent en œuvre des stratégies nationales dès qu'il s'agit de sujets sensibles comme la sécurité d'approvisionnement sur le plan intérieur. Les mécanismes de rémunération de la capacité ont notamment fait l'objet de nombreux débats. Bien qu'il ne s'agisse que d'un des nombreux moyens de renforcer l'actuel marché de l'électricité, ils ont reçu plus d'attention que d'autres solutions et ont déjà été mis en place dans plusieurs États membres. La mise en œuvre unilatérale des mécanismes de capacité au niveau national constitue une menace considérable pour la poursuite de l'intégration du marché intérieur de l'énergie, car elle soutient les producteurs historiques et protège l'ancien paradigme du système énergétique.

L'objectif de ce Policy paper est d'illustrer dans quelle mesure les décisions nationales, notamment la mise en œuvre des mécanismes de capacité, peuvent empêcher les avantages du marché intérieur européen de l'énergie de se matérialiser, voire constituer un obstacle à son achèvement. Dans un premier temps, ce Policy paper présentera certains principes de fonctionnement généraux de l'actuel marché de l'électricité afin d'identifier, par la suite, les grandes défaillances du marché, qui nuisent au bon fonctionnement, sur le plan économique, du système énergétique. Il examinera ensuite plus particulièrement les mécanismes de capacité en tant que moyen de corriger ces défaillances, en présentant d'éventuels opportunités et risques liés à cet instrument. Dans la dernière partie, des solutions alternatives en vue d'améliorer l'organisation actuelle du marché de l'électricité seront brièvement évoquées. Ce Policy paper souligne avant tout que dans certains cas, les mécanismes de capacité pourraient améliorer le fonctionnement du modèle de marché électrique existant, mais uniquement s'ils sont mis en œuvre de façon coordonnée à travers l'UE. Il est notamment essentiel d'adopter une approche cohérente concernant la participation transfrontalière afin de permettre au potentiel du marché intérieur de l'énergie de se réaliser à l'avenir.

# 1. Comment fonctionne le marché de l'électricité ?

Pour comprendre l'origine des grandes défaillances de marché qui ont donné lieu à des interventions nationales sur le marché de l'électricité, il faut bien connaître les principes en vertu desquels le système est censé fonctionner parfaitement. Certaines caractéristiques et contraintes réglementaires sont spécifiques au secteur de l'énergie et distinguent le marché de l'électricité d'autres solutions axées sur le marché. La section suivante exposera quelques principes de fonctionnement essentiels du marché de l'électricité.

## 1.1. Négocier d'électricité

Le marché de l'électricité, également appelé « *energy-only-market* » (EOM), ne rémunère les acteurs du marché que pour l'énergie fournie. La capacité de production, selon les conditions de l'EOM, ne représente pas de produit distinct et n'est pas explicitement rémunérée. L'électricité est vendue soit sur la bourse de l'électricité (EEX à Leipzig et EPEX SPOT à Paris), soit dans le cadre de contrats d'approvisionnement directs avec des producteurs d'électricité, appelés « transactions over the counter » (OTC).

” LE NÉGOCE  
D'ÉLECTRICITÉ  
TRANSFRONTALIER  
RENFORCE LA LIQUIDITÉ DU  
SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE ”

Le processus de couplage de marché<sup>1</sup> a permis à l'UE de transposer le négoce d'électricité au niveau européen. Le lancement du couplage des marchés dans la zone Centre-Ouest-Europe (Benelux, France, Allemagne), en 2010, a été l'une des principales étapes sur la voie de l'harmonisation du marché européen de l'électricité, suivie de l'introduction du couplage de prix dans la zone Nord-Ouest-Europe (entre la France, l'Allemagne, le Benelux, la Grande-Bretagne et les pays nordiques et baltes) en 2014<sup>2</sup>. Ces initiatives d'intégration des marchés ont permis d'intensifier les échanges transfrontaliers entre les États membres. Selon l'analyse du marché européen de l'électricité de la Commission européenne<sup>3</sup> en 2014, les flux transfrontaliers d'électricité et le volume des échanges d'électricité sur les marchés européens ont non seulement augmenté, mais ont également dépassé la hausse de la consommation d'électricité. Ces évolutions positives ont été possibles car le négoce d'électricité transfrontalier renforce la liquidité du système énergétique, dans la mesure où il permet une synchronisation de l'offre et de la demande sur une plus grande zone géographique.

Toutefois, le processus de synchronisation est limité par les caractéristiques techniques du marché européen de l'électricité. Le flux physique d'électricité entre les pays se produit par le biais d'interconnecteurs transfrontaliers, qui sont à l'heure actuelle en nombre insuffisant en Europe. Leur disponibilité et leur capacité constituent une contrainte pour les échanges transfrontaliers, car seule une certaine quantité d'électricité peut être transmise d'un pays en surplus à son voisin en situation de pénurie.

## 1.2. Formation des prix

Le modèle théorique de l'EOM repose sur le principe que les acteurs du marché opèrent dans des conditions de concurrence parfaite. Le prix de l'électricité devrait être déterminé par l'équilibre du marché entre l'offre et la demande, sans restrictions sous la forme de subventions, de plafonnement des prix ou d'autres interventions réglementaires. La formation libre des prix est essentielle à la fonctionnalité du marché de l'électricité ; elle sert non seulement de signal aux fournisseurs et consommateurs pour ajuster leurs modes de production et de consommation, mais offre également des opportunités de refinancement aux centrales de pointe, car elle reflète de manière objective le prix réel de l'électricité en situation de pénurie.

1. Le couplage de marché permet d'orienter les flux d'électricité vers les pays où les prix sont les plus élevés (Source : REGRT-E).

2. EPEX SPOT, « Couplage de marché », 2015.

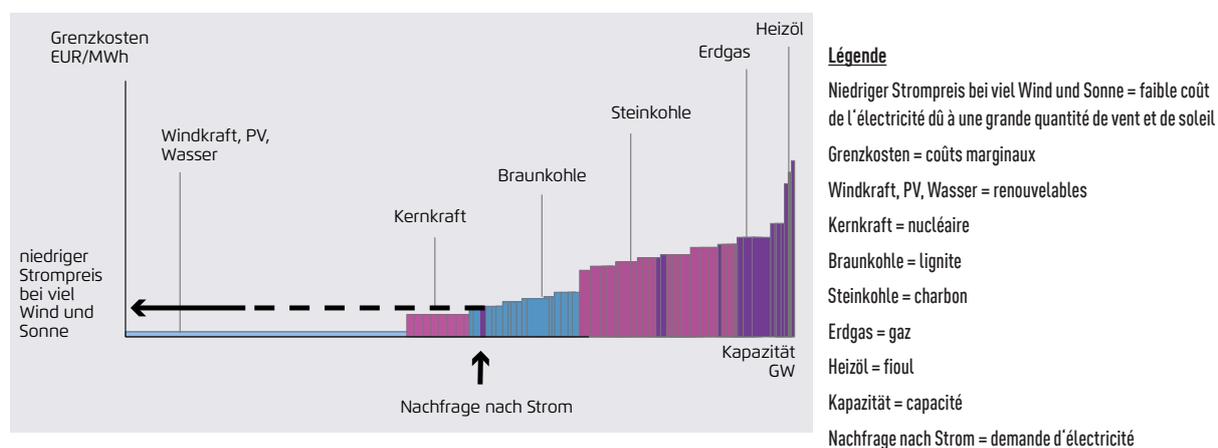
3. Commission européenne, DG Énergie, *Quarterly Report on European Electricity Markets*, 2015.

Cependant, en réalité, les conditions de concurrence parfaite n'existent quasiment sur aucun marché de l'électricité. Premièrement, les pics de prix extrêmes sont souvent inacceptables sur le plan politique car il est difficile de communiquer sur ce phénomène auprès du grand public. Afin d'apaiser les craintes des citoyens, les régulateurs fixent des plafonds de prix, qui empêchent les prix de dépasser un certain niveau. Deuxièmement, en raison des dispositions ambitieuses sur le plan environnemental et des objectifs relatifs au développement du secteur des énergies renouvelables, ces dernières n'ont pas encore été pleinement intégrées au marché européen de l'électricité<sup>4</sup>. Par conséquent, en réalité, les marchés de l'électricité sont loin d'être libérés des interventions gouvernementales et même si le prix est défini par l'équilibre entre l'offre et la demande sur la bourse de l'électricité, il ne reflète pas la véritable situation du marché de manière objective.

Le négoce d'électricité sur la bourse de l'électricité repose sur le principe de l'ordre de mérite. L'ordre de mérite signifie que les offres faites par les fournisseurs d'électricité détermineront l'ordre dans lequel ils pénétreront le marché de l'électricité. Les installations de production aux coûts marginaux les plus bas (et donc à l'offre la plus basse) seront ainsi les mieux placées pour répondre à la demande. Le nombre de centrales actives dans le négoce d'électricité augmentera jusqu'à ce que la demande d'électricité soit pleinement satisfaite<sup>5</sup>. Le prix d'échange final est donc égal aux coûts marginaux de la centrale électrique la plus chère (centrale marginale).

Sur la base des coûts marginaux des centrales, l'électricité la moins chère provient du solaire et de l'éolien, suivie de l'hydroélectricité, du nucléaire, du lignite et du charbon. L'électricité la plus chère est produite par les centrales à gaz, qui ne sont donc sollicitées qu'en période de pointe. À l'inverse, les sources d'énergie renouvelables sont dans une position favorable, leurs coûts marginaux étant nuls. Même sans un accès prioritaire au réseau, qui a été accordé aux fournisseurs d'énergies renouvelables dans de nombreux pays européens, leur entrée sur le marché est techniquement garantie par le principe de l'ordre de mérite, comme l'illustre le graphique 1.

**GRAPHIQUE 1** ► Logique sous-tendant le principe de l'ordre de mérite



Source : illustration réalisée par l'auteur sur la base de Agora Energiewende, 12 Thesen zur Energiewende, novembre 2012

### 1.3. Équilibre physique

L'équilibre de l'offre et de la demande sur la bourse de l'électricité n'implique pas l'équilibre physique du système énergétique. Le négoce d'électricité ne représente que le côté commercial de l'ensemble du système, qui nécessite de la coordination et un équilibre physique afin de garantir la fiabilité de l'approvisionnement énergétique et la sécurité du système.

4. L'accès prioritaire au réseau et différents types de subventions vertes continuent d'être proposés à travers l'UE.

5. Czakainski, Lamprrecht, Rosen, *Energiehandel und Energiemärkte: Eine Einführung*, Essen: etv Energieverlag, 2011.

Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) sont responsables de cet équilibre physique. Les GRT sont des entités opérant indépendamment des autres acteurs du marché de l'électricité. Ils fournissent un accès au réseau à des sociétés productrices, des négociants, des fournisseurs et des distributeurs, et garantissent le fonctionnement sûr et la maintenance du système<sup>6</sup>. Si la consommation d'électricité prévue, à savoir le résultat de marché, n'est pas égale à la demande réelle, les GRT garantissent la stabilité du réseau en fournissant une capacité d'équilibrage, qui compense les écarts imprévus dus à des conditions météorologiques inattendues, des défaillances techniques des centrales ou des changements à court terme de la demande d'électricité.

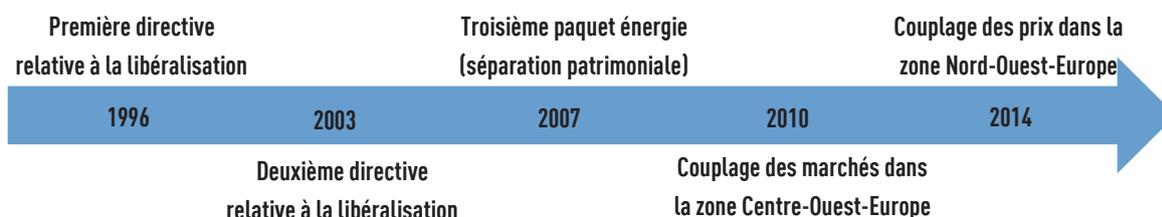
” LES CENTRALES CLASSIQUES CONTINUENT DE JOUER UN RÔLE ESSENTIEL POUR GARANTIR LA FIABILITÉ DU SYSTÈME ”

Dans le cadre du marché européen de l'électricité, les GRT sont face à une tâche difficile. Si la part des énergies renouvelables augmente régulièrement dans le mix énergétique, des tâches telles que la fourniture de la capacité d'équilibrage ou du pouvoir de contrôle ne peuvent être accomplies par les installations d'énergies renouvelables en raison des contraintes techniques existantes (à l'exception de certains projets pilotes). Par conséquent, si la demande générale d'énergie conventionnelle est en baisse, les centrales classiques continuent de jouer un rôle essentiel pour garantir la fiabilité du système ; ainsi, la capacité de mettre en œuvre à moindre coût l'énergie conventionnelle est déterminante pour la fonctionnalité du marché de l'électricité. Malgré le fait que l'interconnectivité du marché européen de l'électricité permette d'utiliser plus efficacement les ressources conventionnelles au niveau européen, les GRT européens ne sont pas autorisés à coordonner les flux d'électricité transfrontaliers en vue d'optimiser les ressources communes, ce qui empêche de réaliser pleinement le potentiel du marché intérieur de l'énergie.

## 2. Quelles sont les défaillances du marché de l'électricité ?

Avec l'adoption de la première directive relative à la libéralisation du marché de l'électricité en 1996, le système énergétique européen est entré dans une période de transformation qui se poursuit. La libéralisation des marchés européens de l'énergie, qui s'est accompagnée d'une part croissante de renouvelables, a donné lieu à une concurrence accrue au sein du secteur, entraînant une baisse des prix de gros de l'électricité et des marges bénéficiaires pour les fournisseurs. Par ailleurs, les initiatives de couplage de marché ont réuni le marché européen de l'électricité, renforçant les opportunités de négoce d'électricité transfrontalier en Europe. Le graphique 2 présente un calendrier des principales étapes dans le processus de transformation décrit ci-dessus.

GRAPHIQUE 2 ► Processus de libéralisation du marché de l'électricité.



Source : illustration réalisée par l'auteur sur la base des informations fournies par les sites officiels de la Commission européenne et de l'EEZ.

L'interaction de ces étapes a donné lieu à une nouvelle organisation du système, qui ne semble plus compatible avec le marché de l'électricité tel que nous le connaissons<sup>7</sup>. Les décideurs politiques européens craignent

6. REGRT-E, Sociétés membres REGRT-E mars 2015.

7. Pour plus d'informations, voir Sami Andoura et Jean-Arnold Vinois, « De la Communauté européenne de l'énergie à l'Union de l'énergie – Une nouvelle proposition politique », préface de Jacques Delors, *Études & Rapports n° 107*, Institut Jacques Delors, janvier 2015.

de plus en plus que l'organisation actuelle du marché ne permette pas d'atteindre des objectifs stratégiques essentiels, tels que la sécurité d'approvisionnement. La section suivante examinera certaines des grandes défaillances du marché et les causes de ces dernières.

## 2.1. Prix négatifs et signaux de prix inefficaces

Les prix de l'électricité, comme tout autre prix sur le marché libre, constituent des signaux importants, qui reflètent l'état du marché et donnent des orientations aux consommateurs et aux fournisseurs. Si les prix chutent, par exemple, les producteurs d'électricité sont censés réduire leur production. Pourtant, dans le cas du marché de l'électricité, il n'est pas toujours possible de procéder à des ajustements rapides en raison de la rigidité du système énergétique existant. Elle est due, d'une part, à la rigidité technique des générateurs électriques, qui bien souvent ne peuvent être arrêtés, puis redémarrés rapidement et à moindre frais, et d'autre part aux subventions implicites et explicites qui n'incitent pas à une production axée sur la demande. Par ailleurs, malgré l'interconnectivité du marché européen de l'électricité, le système dans son ensemble manque de liquidité, car trop souvent, les surcapacités produites dans un pays ne peuvent être transmises à un autre pays en situation de pénurie.

Dans le cadre du négoce d'électricité, la rigidité de l'offre signifie que la production ne sera pas toujours réduite, même si les prix tombent en dessous de zéro<sup>8</sup>. Depuis 2008, les prix négatifs sont devenus de plus en plus courants sur la bourse européenne de l'électricité. En France, par exemple, durant le week-end du 15-16 juin 2013, les prix sur le marché spot sont passés à -200€/MWh<sup>9</sup>. Le graphique 3 illustre un autre exemple - la survenue de prix négatifs en Allemagne le 11 mai 2014.

GRAPHIQUE 3 ► Prix négatifs du 11/05/2014 en Allemagne



Source : Craig, M., "German Power Prices Negative over Weekend", Energiewende Blog, mai 2014.

” ON OBSERVE SANS AUCUN DOUTE UNE ALLOCATION INEFFICACE DES RESSOURCES ”

Concrètement, les prix négatifs signifient que les consommateurs sont payés par les producteurs pour consommer de l'électricité, ce qui est forcément synonyme d'une production peu rentable, voire à perte, et d'une allocation inefficace des ressources. Hormis le manque de liquidité sur le marché européen de l'électricité évoqué plus haut, l'intégration des énergies renouvelables sur le marché, qui n'a toujours pas eu lieu, est à l'origine de distorsions. Tant que différents types de subventions en faveur des énergies renouvelables continueront d'exister, les producteurs seront réticents à réagir et ajuster leurs modes de production si nécessaire, car leurs bénéfices ne dépendent pas de

8. Les prix négatifs sont apparus pour la première fois en 2008 sur le marché Day-Ahead germano-autrichien et en 2007 sur le marché infra-journalier allemand. En 2010, ils ont été introduits sur les marchés Day-Ahead et Intraday français (EPEX SPOT, *Prix négatifs Questions-Réponses*, 2015).

9. Benedettini S., Stagnaro C., Energypost, "The case for allowing negative electricity prices", mai 2014.

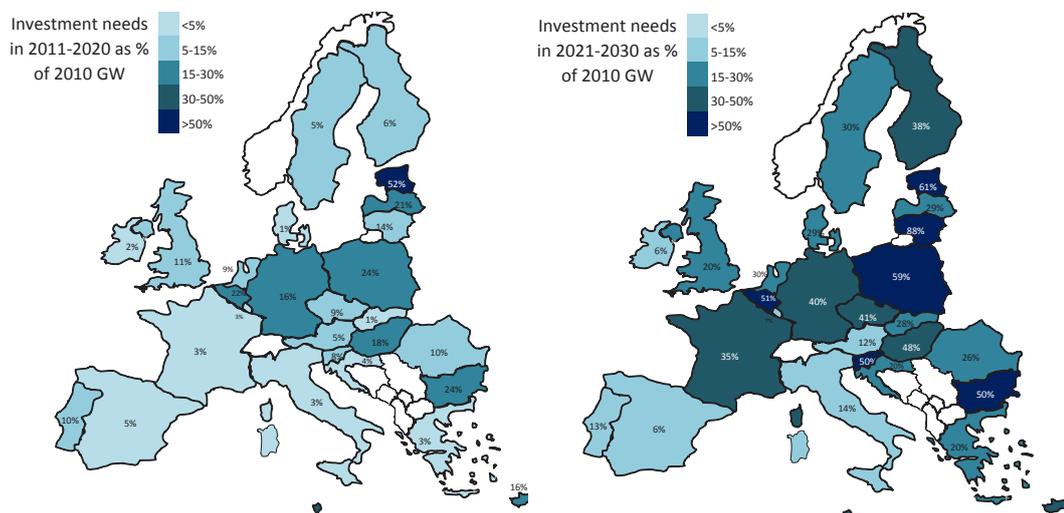
la situation réelle du marché. En d'autres termes, les conditions actuelles n'incitent pas suffisamment les producteurs d'énergies renouvelables à investir dans des installations de stockage, qui permettraient de rendre la production d'énergies renouvelables plus flexible. Compte tenu de la part en hausse constante d'énergies renouvelables volatiles dans le mix énergétique européen, la flexibilité du système énergétique devient essentielle.

Nous pouvons donc en conclure que les distorsions des prix de l'électricité ne constituent pas une défaillance structurelle de l'organisation existante, mais sont plutôt le résultat des interventions réglementaires, qui, malgré leurs effets négatifs, étaient sûrement nécessaires pour renforcer la position des énergies renouvelables sur le marché. Elles reflètent, d'autre part, la réticence des États membres à améliorer la coopération dans le domaine de l'énergie. L'intensification des flux transfrontaliers empêcherait les renouvelables de détruire leur propre prix et permettrait une allocation des ressources plus efficace sur le plan économique au niveau transfrontalier.

## 2.2. Manque d'incitations à l'investissement

Compte tenu du vieillissement des infrastructures en Europe, de l'abandon progressif du nucléaire prévu en Allemagne et des exigences environnementales qui entraîneront la fermeture de certaines anciennes centrales à charbon dans l'UE, des investissements judicieux deviennent essentiels pour garantir la future fiabilité du système. Étant donné les besoins d'investissements illustrés au graphique 4, l'incapacité du marché de l'électricité à créer des incitations à l'investissement en temps voulu menace la sécurité d'approvisionnement en Europe non seulement sur le long terme, mais également dans les années à venir. Il a été affirmé par divers groupes d'intérêt que les « *energy-only-markets* » avaient perdu cette capacité.

GRAPHIQUE 4 ► Besoins d'investissements à court et à long terme



Source : Étude pour la DG Énergie, *Capacity mechanisms in individual markets within the IEM*.

Le faible niveau des prix de gros, tout comme les rares périodes d'activité des centrales classiques (voir l'effet de l'ordre de mérite, page 5), en particulier les centrales à gaz<sup>10</sup>, ont suscité une incertitude croissante chez les investisseurs, voire des spéculations sur la fermeture de certaines centrales à gaz modernes<sup>11</sup>. Ainsi, de faibles prix de gros et des surcapacités à court terme pourraient ne pas être les bons indicateurs d'investissement

10. Malgré leur effet négatif sur l'environnement, les centrales à charbon continuent d'être très répandues en raison de leur faible coût de production, qui garantit une électricité bon marché. Les centrales à charbon n'ont pas de mal à générer des bénéfices car elles pénètrent le marché avant les centrales à gaz.

11. Tagesschau, « *Betreiber wollen Irsching abschalten* », 30.03.2015.

sur le long terme et compromettre, au final, la sécurité énergétique, la capacité de production devenant insuffisante au fil du temps. Le niveau bas des prix de gros a un effet néfaste compte tenu de la nature imparfaite de la concurrence dans le secteur de l'énergie. Ce dernier est généralement dominé par quelques entreprises stratégiques, qui disposent d'un certain pouvoir de marché et agissent donc de façon critique. Ces « entreprises stratégiques »<sup>12</sup> ayant choisi des niveaux d'investissement qui maximisent les bénéfices, davantage de prix compétitifs sur le marché spot devraient donner lieu à une baisse de leurs niveaux d'investissement<sup>13</sup>.

Par conséquent, si les prix restent bas, les investissements dans des centrales de pointe telles que les centrales à gaz deviennent peu attractifs pour les investisseurs à la recherche de bénéfices, les prix sur les marchés spot et Day-Ahead ne reflétant pas les futurs besoins d'investissements, mais uniquement l'état actuel du marché. Le passage d'un système centralisé, dominé par quelques acteurs, à une structure plus compétitive et décentralisée a ainsi révélé les graves lacunes de l'organisation actuelle du marché, notamment en ce qui concerne le négoce d'électricité. C'est la principale raison pour laquelle les mécanismes de rémunération de la capacité ont récemment fait l'objet d'autant d'attention dans le débat public et ont été privilégiés par les énergéticiens ; en effet, ils permettent à leurs participants d'être rémunérés pour la simple disponibilité de la capacité de production, et créent ainsi un climat d'investissement stable. Les avis des experts dans le secteur de l'énergie divergent concernant la nécessité d'une telle intervention. Toutefois, si l'objectif est d'éviter de nouvelles interventions réglementaires et de continuer à s'appuyer sur les forces du marché, l'organisation du marché de l'électricité doit être ajustée de toute urgence afin de refléter la transformation toujours en cours du système énergétique.

### 2.3. Problème du manque d'argent (« *missing money* »)

Au vu de la place centrale qu'occupe l'approvisionnement en électricité dans les différentes sphères de la vie, tant privée que nationale, les pénuries d'énergie doivent être évitées à tout prix. Le secteur de l'énergie n'étant pas entièrement compétitif, les acteurs du marché de l'électricité sont soumis à une surveillance réglementaire, qui permet de contrôler l'approvisionnement en période de pénurie. Les mesures réglementaires destinées à réduire la possibilité d'abus de pouvoir sur le marché se font généralement sous la forme de plafonds de prix (implicites ou explicites).

» LES ERREURS DANS LA DÉFINITION DES PLAFONDS DE PRIX PEUVENT AVOIR DES CONSÉQUENCES DÉSASTREUSES SUR L'INVESTISSEMENT ET LES PRIX MOYENS"

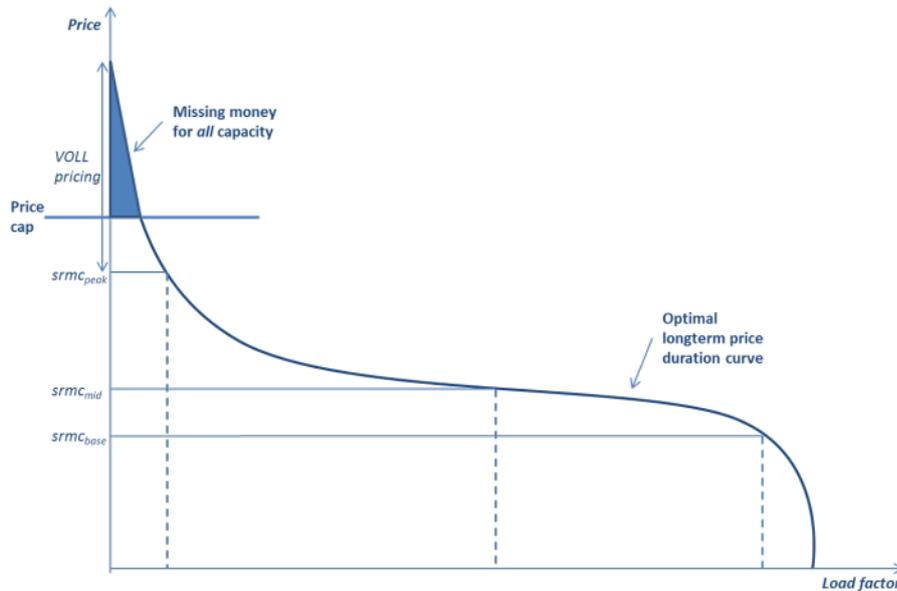
Cependant, elles sont bloquées au stade de la définition du niveau approprié de plafonnement. Des études ont démontré que les erreurs dans la définition des plafonds de prix pouvaient avoir des conséquences désastreuses sur l'investissement et les prix moyens<sup>14</sup>. Cela vaut tout particulièrement pour les centrales de pointe, à savoir celles qui arrivent en dernier sur le marché en vertu du principe de l'ordre de mérite, car elles génèrent l'essentiel de leurs recettes en période de prix élevés. Si le plafond de prix est trop bas ou si la formation des prix subit d'autres interventions ou influences extérieures empêchant la survenue de pics de prix, les centrales de pointe ne réalisent pas suffisamment de profits pour recouvrer leurs coûts. Ce phénomène, illustré au graphique 5, est appelé le problème du manque d'argent (« *missing money* »).

12. Définition utilisée par Grimm, V., Zoettl G., « Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition », *Journal of Economics and Management Strategy*, Volume 22, Numéro 4, 832-851, Hiver 2013.

13. Pour plus d'informations, voir *ibid.*

14. Roques, F.A., Savva N.S., « Price Cap Regulation and Investment Incentives under Demand Uncertainty », *Judge Business School*, Université de Cambridge, 2006.

GRAPHIQUE 5 ► Problème du manque d'argent (« missing money »)



Source : Étude pour la DG Énergie, *Capacity mechanisms in individual markets within the IEM*.

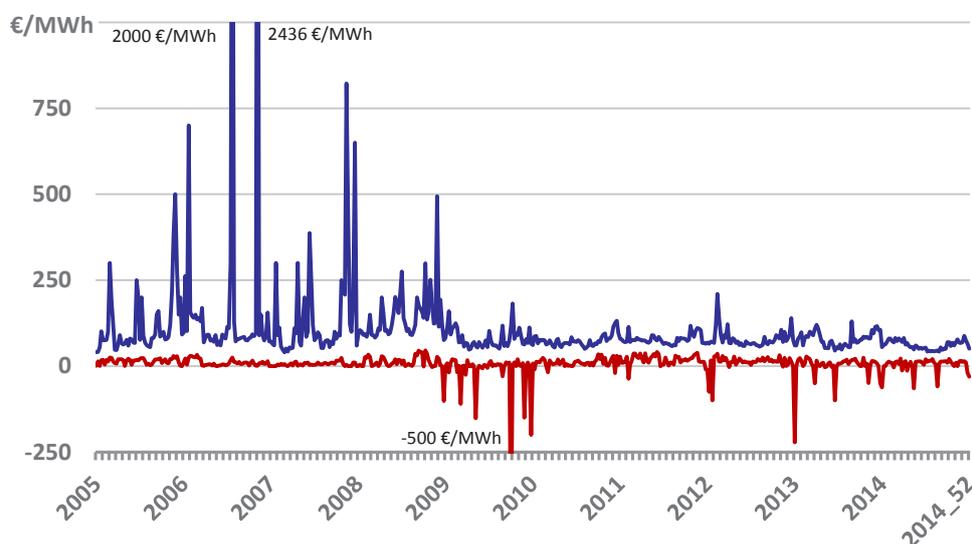
La solution la plus simple à ce problème semble être de laisser les marchés tranquilles et de permettre la formation libre des prix. Toutefois, comme cela a déjà été indiqué plus haut, le marché de l'électricité n'est pas entièrement compétitif. Il est donc extrêmement difficile pour les autorités réglementaires de faire la différence entre les pics de prix qui se produisent en cas de réelle pénurie et les abus de pouvoir avérés sur le marché. Le fait que les pics de prix extrêmes soient inacceptables sur le plan politique encourage les autorités à prendre ce type de mesures. Par conséquent, l'organisation actuelle du marché est le résultat d'un compromis entre la concurrence loyale et les opportunités de profit pour les centrales de pointe.

” LES PICS DE PRIX SONT DEVENUS RARES DEPUIS 2009 ”

Le graphique 6 illustre l'évolution des prix sur le marché Day-Ahead dans la zone de marché allemande entre 2001 et 2014. Les pics de prix sont devenus rares depuis 2009, privant les centrales de pointe d'opportunités de profit, ce qui reste un facteur important pour la fiabilité du système, et ce malgré la part croissante des énergies renouvelables dans le mix énergétique allemand. On peut ainsi voir sur le graphique 6 que les prix ont été loin de s'élever et ont souvent été négatifs au cours de la période donnée, ce qui signifie que le système énergétique n'a connu aucune situation de pénurie. L'incapacité des fournisseurs d'énergie conventionnelle allemands à réaliser des profits ne semble donc pas liée au plafonnement des prix, mais au fait qu'ils passent à côté des profits qu'ils réalisaient avant la transformation du système énergétique.

La formation libre des prix est sûrement essentielle pour garantir le bon fonctionnement du marché de l'électricité, mais les plaintes des producteurs historiques concernant le manque d'argent devraient être prises avec précaution.

GRAPHIQUE 6 ► Prix hebdomadaire minimum et maximum sur le marché Day-Ahead



Source : Johannes Mayer, Fraunhofer ISE ; Données : EPEX-SPOT / EEX.

### 3. Options pour améliorer l'organisation du marché de l'électricité

La perception croissante d'une détérioration de la sécurité d'approvisionnement due aux distorsions de marché décrites dans la précédente section a poussé les États membres à mettre en œuvre des politiques énergétiques visant à stimuler les investissements et à renforcer la sécurité énergétique, les mécanismes de capacité représentant l'une des solutions. Étant donné que la sécurité énergétique continue d'être considérée comme un sujet national très sensible, ces initiatives ont été marquées par leur caractère national, amplifié par une absence de coordination entre les États membres de l'UE.

La section suivante présentera certaines options pour améliorer l'organisation actuelle du marché de l'électricité et se penchera tout particulièrement sur les mécanismes de capacité. L'objectif est d'examiner la fonctionnalité de ces instruments au niveau national et d'évaluer leur impact sur le marché intérieur de l'énergie.

#### 3.1. Mécanismes de capacité

” LA RÉMUNÉRATION DE LA CAPACITÉ DEVRAIT STIMULER LES INVESTISSEMENTS ”

Sur l'actuel « *energy-only-market* », la fourniture de la capacité de production est considérée comme une externalité, dans la mesure où les consommateurs profitent de la capacité disponible et des investissements dans de nouvelles capacités, tandis que les fournisseurs d'énergie ne peuvent la facturer de manière explicite<sup>15</sup>. Ainsi, la sécurité d'approvisionnement à long terme dépend de la capacité du marché de l'électricité à mettre en place des incitations à l'investissement adaptées ; ces dernières sont insuffisantes à l'heure actuelle, comme l'a souligné la section sur les défaillances du marché de l'électricité. Les mécanismes de capacité répondent à ce problème en proposant une rémunération explicite pour la simple disponibilité de la capacité, en plus des revenus obtenus sur

15. Pour plus d'informations, voir Cepeda, M., Finon, D., « Generation Capacity Adequacy in interdependent Electricity Markets », *Energy Policy* 39, 3128-3143, juin 2011.

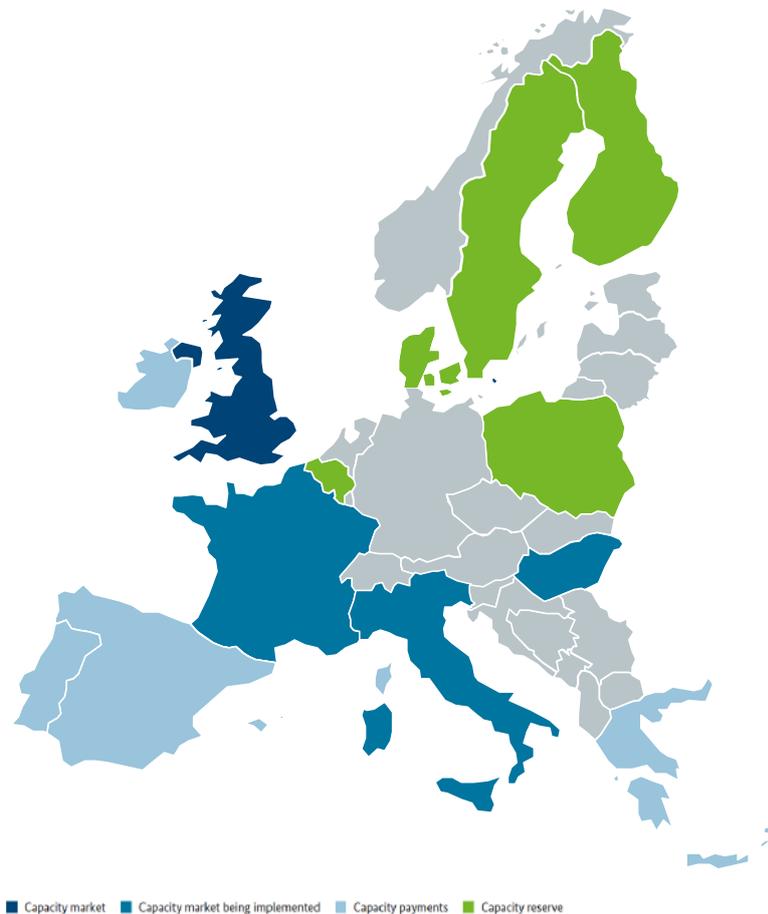
l'« *energy-only-market* »<sup>16</sup>. La rémunération de la capacité devrait stimuler les investissements ; en effet, en remplaçant les profits qui pourraient sinon être réalisés en période de pics de prix, elle permet aux centrales de pointe de recouvrer leurs coûts. Ainsi, un mécanisme de capacité instaure un climat d'investissement stable.

” DE NOMBREUX ÉTATS MEMBRES ONT DÉJÀ MIS EN ŒUVRE UNE FORME DE POLITIQUE DE RÉMUNÉRATION DE LA CAPACITÉ OU ENVISAGENT DE LE FAIRE ”

au cas par cas afin de les adapter au mieux aux exigences locales d'un marché national d'électricité donné. La diversité des approches rend la tâche de classification des mécanismes de capacité assez compliquée.

Même si les mécanismes de capacité constituent un instrument relativement nouveau, à ce jour, de nombreux États membres ont déjà mis en œuvre une forme de politique de rémunération de la capacité ou envisagent de le faire, comme l'illustre le graphique 7<sup>17</sup>. Cependant, il n'existe pas de conception standard des mécanismes de capacité, ni de plateforme commune de négociation de la capacité en tant que produit en Europe. Les principes de fonctionnement des mécanismes de capacité déjà mis en œuvre ou proposés par les États membres varient considérablement d'un pays à l'autre, car ils sont définis

GRAPHIQUE 7 ► État des mécanismes de capacité en Europe en 2014



En général, les mécanismes de capacité peuvent être répartis entre les paiements de capacité, les réserves stratégiques et les marchés de capacité<sup>18</sup>. Les deux premiers sont des instruments relativement simples, qui comprennent soit une rémunération fixe pour les fournisseurs (solution fondée sur le prix), soit un contrat fixe à long terme de capacité de réserve (solution fondée sur le volume). Les paiements de capacité tout comme

16. Dr. Tennbakk, B. (ed.), *Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM*, Study prepared for DG Energy, June 2013.

17. ACER, *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*, juillet 2013.

18. Classification proposée par l'ACER. À noter : certaines études utilisent une autre classification.

les réserves stratégiques ne nécessitent pas la création d'un marché distinct du « *energy-only-market* », mais constituent plutôt un instrument supplémentaire dans l'environnement économique existant. En revanche, la mise en œuvre d'un marché de capacité nécessite la création d'un nouveau marché, où la capacité en tant que produit est échangée sous la forme de certificats qui font partie intégrante de la concurrence. Le prix des certificats devrait donc servir d'indicateur de pénurie sur le marché de capacité. Suivant si le niveau d'adéquation de la capacité est déterminé de façon centralisée, par une autorité officielle, ou librement par les forces du marché, les marchés de capacité peuvent être soit centralisés, soit décentralisés.

Par rapport aux paiements de capacité et aux réserves stratégiques, les marchés de capacité sont probablement l'instrument le plus complexe. À ce jour, seul le Royaume-Uni a un marché de capacité efficace dans l'UE. En septembre 2014, la France a confirmé son intention de mettre en œuvre un marché de capacité d'ici à 2016<sup>19</sup>. Par ailleurs, un débat controversé a actuellement lieu à ce sujet en Allemagne, où un marché de capacité est nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement sur le long terme, notamment compte tenu de l'abandon progressif du nucléaire en 2022. Si le secteur allemand de l'énergie conventionnelle soutient la mise en place d'un marché de l'électricité décentralisé<sup>20</sup>, le ministère fédéral des affaires économiques et de l'énergie, dans un récent document de discussion (Livre vert), se montre sceptique au sujet des politiques d'adéquation de la capacité et préconise plutôt des réformes du marché de l'électricité, voire l'introduction d'une réserve stratégique (Electricity Market 2.0)<sup>21</sup>.

### 3.1.1. Quelles sont les défaillances potentielles des mécanismes de capacité ?

La mise en œuvre des mécanismes de capacité étant récente, on dispose de peu de données empiriques sur leurs problèmes de fonctionnement et défaillances potentielles. Ainsi, le débat sur leurs éventuels effets négatifs reste très théorique et repose souvent sur des spéculations.

Pourtant, les experts s'accordent à dire que la rémunération de la capacité pourrait impliquer des coûts supplémentaires pour les consommateurs. Même si, selon la nature du mécanisme de capacité, le processus de recouvrement des coûts peut varier considérablement, il est très probable que les coûts finaux soient assumés par les clients particuliers. Les défenseurs des mécanismes de capacité soutiennent que la hausse des coûts peut se justifier par l'absence de pics de prix, et donc une meilleure acceptabilité politique de la formation des prix sur la bourse de l'électricité.

D'autres défaillances des mécanismes de capacité peuvent être dues à des problèmes de conception et de mise en œuvre. L'une des principales est probablement l'estimation précise du niveau de capacité requis. Des écarts considérables entre les prévisions et la demande d'électricité réelle, et donc les exigences relatives à la capacité, peuvent entraîner des distorsions au niveau de la formation des prix de l'électricité<sup>22</sup>. Il s'agit d'un problème particulièrement important pour les mécanismes où le niveau de capacité est déterminé de façon centralisée (à savoir, par exemple, les paiements de capacité, réserves de capacité, marchés de capacité centralisés). Dans ce contexte, un marché de capacité décentralisé constitue le mécanisme le plus efficace, dans la mesure où il nécessite le moins d'intervention réglementaire.

” IL Y A UNE  
ABSENCE D'APPROCHE  
COMMUNE CONCERNANT  
L'ÉVALUATION DE  
L'ADÉQUATION DE LA  
CAPACITÉ AU SEIN DE L'UE ”

En général, prévoir la demande est un processus compliqué étant donné que la future consommation d'électricité dépendra de nombreux facteurs exogènes tels que la croissance économique, le progrès technologique ou le rythme de mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique<sup>23</sup>. Cependant, un point encore plus problématique est l'absence d'approche commune concernant l'évaluation de l'adéquation de la capacité au sein de l'UE, chaque État membre étant libre de faire ses propres prévisions nationales. Les mêmes

19. RTE, *Mécanisme de capacité Rapport d'accompagnement de la proposition de règles*, avril 2014.

20. BDEW, *Design of a Decentralised Capacity Market. Position Paper*, septembre 2013.

21. Ministère fédéral des affaires économiques et de l'énergie, *An Electricity Market for Germany's Energy Transition, (Green Paper)*, octobre 2014.

22. Meray N., Meulman, L., CIEP, *Capacity Mechanisms in Northwest Europe. Between a Rock and a Hard Place?*, novembre 2012.

23. *Ibid.*

évaluations réalisées au niveau européen donneraient probablement lieu à des résultats très différents, car elles tiendraient compte des effets du commerce transfrontalier et de l'interdépendance entre les marchés de l'énergie voisins.

Enfin, en favorisant les producteurs historiques, les mécanismes de capacité pourraient constituer un frein à l'innovation, voire, dans certaines circonstances, décourager certains investissements, ce qui semble en contradiction avec la raison d'être de cet instrument. Si les fournisseurs d'électricité reçoivent, par exemple, des paiements fixes pour la capacité existante, ils pourraient reporter son déclassement et tarder à investir dans de nouvelles installations, empêchant ainsi le progrès technologique (notamment les investissements dans la flexibilité) et diminuant la sécurité d'approvisionnement sur le long terme. En général, une approche décentralisée (un marché de capacité, par exemple) aura plus de chances de créer les bonnes incitations à l'investissement que les solutions centralisées (la réserve de capacité, par exemple).

Il est à souligner que tant que la mise en œuvre des mécanismes de capacité demeure un enjeu national, les éventuelles défaillances de ce nouvel instrument ne peuvent être généralisées. Par ailleurs, l'interaction des différentes conceptions et dispositions de la participation étrangère dans l'UE aura un impact considérable sur le marché intérieur de l'énergie, étant donné qu'elle affecte les échanges transfrontaliers. Ce dernier point nécessite une attention particulière et sera donc examiné séparément.

### 3.1.2. Participation étrangère et impact sur le marché intérieur de l'énergie

” LA COMMISSION PRÉSENTE LE MARCHÉ INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE PLEINEMENT INTÉGRÉ COMME LE PRINCIPAL FACTEUR DE LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE DANS L'UE ”

Dans le paquet « Union de l'énergie », la Commission présente le marché intérieur de l'énergie pleinement intégré comme le principal facteur de la sécurité énergétique dans l'UE. Elle souligne que les États membres doivent être sûrs de pouvoir compter sur leurs voisins en cas de tensions sur l'offre, et que la mise en place de mécanismes de capacité devrait uniquement être envisagée si la sécurité d'approvisionnement ne peut être garantie au niveau régional, et pas seulement national<sup>24</sup>. Le REGRT-E met également l'accent sur la contribution du marché intérieur de l'énergie à la sécurité d'approvisionnement qui résulte de deux mécanismes - le couplage de marché et la coopération

entre GRT<sup>25</sup>. Les politiques nationales d'adéquation de la capacité qui ne tiennent pas compte de la participation étrangère et de l'interdépendance des États membres pourraient nuire à l'efficacité de ces mécanismes essentiels.

La participation étrangère peut être soit explicite, soit implicite. La participation implicite signifie que les autorités nationales reconnaîtront que le niveau de capacité requis sur un marché fermé sera supérieur à celui sur un marché interconnecté. La participation explicite signifie que les producteurs étrangers peuvent participer à des enchères de capacité nationales ou acquérir des certificats de capacité (en fonction de la conception) et contribuer directement à répondre aux normes obligatoires relatives à l'adéquation de la capacité de production. Ainsi, dans le deuxième cas de figure, aucun obstacle artificiel aux échanges transfrontaliers n'est créé. Compte tenu de l'interconnectivité du marché européen de l'électricité, il semble évident que seule la forme explicite de participation étrangère peut être considérée comme compatible avec le modèle cible du Marché intérieur de l'énergie<sup>26</sup>. Cependant, en raison d'obstacles techniques et réglementaires, elle s'accompagne de plusieurs difficultés de mise en œuvre<sup>27</sup>. Selon le GRT français RTE, le marché de capacité français, qui devrait être opérationnel en 2016, sera compatible avec une participation explicite des capacités étrangères, sous réserve de nombreuses questions ouvertes, l'une d'entre elles portant sur la compatibilité des mécanismes de capacité dans les pays voisins<sup>28</sup>. Dans un premier temps, seule la reconnaissance implicite de la participation étrangère sera mise en œuvre.

24. Commission européenne, DG Énergie, *Paquet « Union de l'énergie »*, février 2015.

25. REGRT-E, *Cross-border Participation to Capacity Mechanisms*, février 2015.

26. Le modèle cible du marché européen de l'électricité est la vision partagée par toutes les parties prenantes sur la future organisation du marché. La mise en œuvre des modèles cibles pour le gaz et l'électricité équivaut à l'achèvement du marché intérieur de l'énergie (Définition utilisée par le REGRT-E).

27. Pour plus d'informations, veuillez consulter le REGRT-E, *ibid* et RTE, *Mécanisme de capacité*, *op. cit.*

28. RTE, *Mécanisme de capacité*, *op. cit.*

Compte tenu du couplage des marchés européens, les mécanismes de capacité nationaux auront également des effets sur les marchés de l'électricité des pays voisins. La nature de ces effets – positifs ou négatifs – est néanmoins controversée. Par exemple, selon le Livre vert du ministère fédéral allemand des affaires économiques et de l'énergie (BMWi) publié en octobre 2014, l'Allemagne voit un avantage potentiel pour ses propres consommateurs dans l'introduction du marché de capacité en France. Dans ce document, le BMWi soutient que « l'introduction d'un marché de capacité [en France] suscitera probablement une capacité supplémentaire en France. Cette capacité contribuera à la sécurité d'approvisionnement en Allemagne. La capacité des centrales nucléaires en Allemagne peut diminuer d'autant dans la mesure où le marché allemand de l'électricité dispose de la capacité des centrales françaises grâce aux interconnecteurs transfrontaliers en place »<sup>29</sup>. La mise en œuvre asymétrique des mécanismes de capacité en Allemagne et en France pourrait donner lieu à des effets de redistribution, les citoyens allemands profitant de la meilleure adéquation de la capacité de production, dont les coûts seraient assumés par les consommateurs français.

Cependant, certains experts considèrent qu'à long terme, des pays sans mécanisme de capacité (en l'occurrence l'Allemagne) ne pourront pas profiter des politiques d'adéquation des marchés voisins, mais seront au contraire confrontés à une dégradation du climat d'investissement et à des problèmes croissants de fiabilité du système, notamment sur le long terme<sup>30</sup>. Et ce car les investisseurs seront attirés par un marché doté d'un mécanisme de capacité étant donné qu'il instaure un climat d'investissement plus prévisible. Ainsi, dans un tel scénario, les investissements seraient concentrés dans des pays disposant de mécanismes de capacité, ce qui nuirait à l'efficacité de ces investissements. Cela est dû à des signaux de localisation trompeurs, les investisseurs étant attirés par le caractère sûr du retour sur leurs investissements sur ces marchés de capacité, et ce indépendamment des conditions réelles du marché. Ce scénario impliquerait de passer de la concurrence libre à davantage de protectionnisme, de réglementation et de nationalisation des stratégies énergétiques dans l'UE.

## 3.2. Solutions alternatives

### 3.2.1. Renforcement du système de négoce d'électricité existant

Les défaillances du marché de l'électricité étant étroitement liées aux signaux de prix et aux processus de négociation, certains experts considèrent le renforcement du système de négoce d'électricité comme la solution à la problématique actuelle. Différentes approches sont possibles, selon que l'accent est mis soit sur les produits commerciaux à court terme, soit sur les contrats à long terme.

Dans son récent « Working Paper on Energy Turnaround Products » (document de travail sur les produits du tournant énergétique), EEX souligne l'importance des produits à court terme pour renforcer l'efficacité du marché de l'électricité<sup>31</sup>. Étant donné qu'il est très difficile de faire des prévisions exactes compte tenu de la volatilité de la production d'énergies renouvelables, les objectifs en termes de volumes d'électricité dérivent souvent des volumes réels et nécessitent des ajustements « de dernière minute ». Depuis décembre 2011, EPEX SPOT propose des contrats quinze minutes, ce qui a considérablement renforcé l'efficacité du négoce d'électricité. Le développement de la gamme de produits spot augmenterait la flexibilité du système, éliminant ainsi le phénomène de prix négatifs.

L'introduction de produits de négoce d'électricité à court terme ne nécessite pas d'ajustements conséquents du système énergétique, et peut donc être réalisée avec relativement peu d'intervention réglementaire. De plus, elle ne comporte pas de risque pour l'intégration du MEI. Cependant, si les produits à court terme améliorent les signaux de prix, il est peu probable qu'ils permettent de résoudre le problème du manque d'argent et d'améliorer le climat d'investissement. Selon certains experts, ces deux derniers problèmes peuvent être résolus en

29. Document de position du ministère fédéral des affaires économiques et de l'énergie, *op.cit.*

30. *Generation Capacity Adequacy in interdependent Electricity Markets, op. cit.*

31. Pour plus d'informations sur les produits d'innovation concernant le négoce d'électricité, voir le document de travail de l'EEX, *EEX Working Paper on Energy Turnaround Products*.

mettant en place un marché de l'électricité à terme<sup>32</sup>. À l'heure actuelle, le négoce d'électricité se fait uniquement sur les marchés Day-Ahead et infra-journaliers. Les futurs risques ne peuvent être couverts qu'à l'aide de produits de négoce financiers<sup>33</sup> sur le marché des produits dérivés de l'électricité. L'introduction d'un marché à terme permettrait d'échanger des produits énergétiques<sup>34</sup> (par exemple sous la forme d'une option d'achat), dont la production d'un certain niveau d'énergie à l'avenir serait certifiée par une autorité réglementaire<sup>35</sup>.

” LES CONTRATS À TERME NE NÉCESSITENT PLUS DE PLAFONNER LES PRIX ÉTANT DONNÉ QUE LES PÉRIODES DE TENSION SONT EFFICACEMENT COUVERTES ”

Les principes de fonctionnement des marchés de l'électricité à terme sont semblables à ceux des mécanismes de capacité. Tout d'abord, les contrats à terme ne nécessitent plus de plafonner les prix étant donné que les périodes de tension sont efficacement couvertes. Dans le cadre de ces contrats, les fournisseurs n'ont pas de raison d'exercer leur pouvoir de marché, ce qui résout le dilemme réglementaire, les pics de prix étant contrôlés. De plus, les contrats à terme pourraient améliorer le climat d'investissement en mettant fin à l'incertitude au sujet des futurs retours sur investissement. Cependant, contrairement aux mécanismes de capacité, les marchés à terme représentent une solution de marché « pure », qui peut être mise en place directement au niveau européen par le biais des plateformes européennes de négoce d'électricité déjà existantes. Un marché européen de l'électricité à terme nécessiterait non seulement d'intensifier les échanges transfrontaliers, mais constituerait également un instrument commun pour traiter la question de la sécurité d'approvisionnement au niveau européen ; il rendrait la coopération entre les États membres moins nécessaire et empêcherait les politiques nationales de « prendre le dessus » sur les priorités d'intégration du marché intérieur de l'énergie. Toutefois, les marchés à terme seront confrontés aux mêmes difficultés de la participation étrangère que celles évoquées ci-dessus concernant les mécanismes de capacité. Les questions de la gestion de situations de pénurie simultanées ou de la réservation des lignes de transport ne pourront être traitées que dans le cadre d'une coopération active entre GRT et nécessiteront des dispositions réglementaires et des normes techniques communes au niveau européen.

### 3.2.2. Développement du réseau électrique trans-européen

L'une des caractéristiques frappantes de la transformation du système énergétique en cours porte sur les surcapacités de production, dont l'existence semble paradoxale compte tenu de la question urgente de la sécurité énergétique. Le manque de liquidité évoqué plus haut du système énergétique européen (*voir prix négatifs page 57*) empêche une allocation des ressources efficace sur le plan économique au niveau transfrontalier. Par ailleurs, la concentration de surcapacités dans certains pays donne lieu à des signaux trompeurs en termes d'investissements sur le court terme, qui reflètent de façon inexacte les réels besoins d'investissements à l'avenir. Développer le réseau électrique et laisser l'électricité circuler plus librement entre les pays permettraient de résoudre ce problème grâce à une solution correspondant à la vision de l'Union européenne de l'énergie<sup>36</sup>.

Le développement du réseau électrique nécessite non seulement de renforcer les lignes de transport, mais également les investissements dans les interconnecteurs transfrontaliers, car leur capacité constitue un obstacle physique aux flux transfrontaliers. À l'heure actuelle, le marché intérieur de l'énergie reste caractérisé par le niveau insuffisant de ses interconnexions, qui empêche les marchés européens en situation de surcapacité de répondre aux besoins de ceux aux ressources plus rares<sup>37</sup>. La Commission européenne a réalisé la nécessité de développer le réseau et dressé une liste de 248 projets d'intérêt commun, la plupart concernant des lignes de transport d'électricité et de gaz. Elle a également souligné l'importance des interconnecteurs énergétiques dans sa récente communication sur le paquet « Union de l'énergie » consacré à l'objectif de 10% d'interconnexion électrique dans tous les États membres d'ici à 2020<sup>38</sup>.

32. Lawrence, M. A., Cramton, P., « Using forward markets to improve electricity market design », *Utilities Policy* 18, 195 – 200, 2010.

33. Ces produits ne reposent pas sur une ressource physique.

34. Ces produits reposent sur une ressource physique (MGW/h).

35. *Ibid.*

36. Pour plus d'informations sur cette question, voir également Offenberg, P., « Bilan de la politique énergétique allemande dans un contexte européen » (en anglais), *Policy paper n° 116*, Jacques Delors Institut - Berlin, août 2014.

37. « De la Communauté européenne de l'énergie à l'Union de l'énergie », *op. cit.*

38. Commission européenne, DG Énergie, *Paquet « Union de l'énergie » Réaliser l'objectif de 10 % d'interconnexion dans le secteur de l'électricité*, février 2015.

” LA RÉUSSITE ET LE RYTHME DE MISE EN ŒUVRE DE CES INITIATIVES DE L'UE DÉPENDRONT DE LA VOLONTÉ ET DE LA MOTIVATION DES ÉTATS MEMBRES ”

La réussite et le rythme de mise en œuvre de ces initiatives de l'UE dépendront de la volonté et de la motivation des États membres pour examiner les problèmes actuels sous l'angle européen et renoncer à la renationalisation de leurs politiques énergétiques. Le développement de l'infrastructure électrique trans-européenne ne constitue pas une solution rapide, qui sera payante sur le court terme et permettra de résoudre rapidement les questions urgentes sur le plan national. Il s'agit plutôt d'un engagement fort et d'une façon de reconnaître que traiter la question de la sécurité énergétique au niveau européen est la seule solution durable sur le long terme.

### 3.2.3. Marché de l'électricité 2.0<sup>39</sup>

Dans son récent document de discussion (Livre vert), le ministère fédéral allemand des affaires économiques et de l'énergie (BMWi) a présenté une solution alternative au marché de capacité - le marché de l'électricité 2.0. On entend par marché de l'électricité 2.0 un marché de l'électricité optimisé, avec « un cadre juridique crédible sur lequel les investisseurs peuvent compter ». Les mesures d'optimisation consistent notamment à renforcer les signaux de marché, à développer et optimiser le réseau électrique, à intensifier la coopération européenne et à obtenir des résultats concernant les objectifs de protection du climat.

Si ces mesures d'optimisation ne contiennent rien de bien nouveau, le marché de l'électricité 2.0 présente une caractéristique qui le distingue du marché tel que nous le connaissons, à savoir l'acceptation des pics de prix. Le BMWi souligne que dans le cadre du modèle 2.0, « il ne devrait y avoir aucune restriction à la survenue de pics de prix » et qu'ils ne devraient être « ni exclus, ni atténués par l'interdiction de pratiques abusives en vertu de la législation anti-trust ». La formation libre des prix devrait résoudre le problème du manque d'argent et créer des incitations à l'investissement et des opportunités de refinancement, même pour les centrales de pointe. Par ailleurs, la volatilité des prix qui en résulterait devrait encourager la flexibilité du système.

Si cette proposition peut sembler séduisante en théorie, car elle touche à l'un des principes de fonctionnement essentiels du marché de l'électricité, le secteur énergétique allemand demeure sceptique à son sujet compte tenu de l'incertitude politique liée à la promesse de laisser la formation des prix libre de toute intervention réglementaire<sup>40</sup>. Rien ne garantit que le marché de l'électricité 2.0 inspirera suffisamment confiance aux investisseurs, compte tenu du tournant radical observé par le secteur allemand de l'énergie ces dernières années. Cela peut expliquer pourquoi le BMWi envisage de mettre en place une réserve stratégique en plus du marché de l'électricité 2.0, reconnaissant ainsi de manière implicite que les réformes du marché de l'électricité à elles seules pourraient ne pas suffire à remédier aux difficultés actuelles.

” LES ÉTATS MEMBRES NE CHERCHENT PAS DE SOLUTIONS AU NIVEAU EUROPÉEN ”

Compte tenu de l'interconnectivité du marché européen de l'électricité, l'optimisation de l'organisation du marché au niveau national pourrait avoir des effets bénéfiques à plusieurs niveaux ; cependant, elle ne sera sûrement pas suffisante pour régler la question de la sécurité énergétique si elle ne s'accompagne pas de projets d'infrastructure européens et d'une intensification des échanges transfrontaliers. Il semble donc surprenant que tout en reconnaissant le caractère insuffisant des simples ajustements de l'organisation du marché, les États membres ne cherchent pas de solutions au niveau européen, mais plutôt dans des initiatives nationales qui profitent aux producteurs historiques et protègent l'ancien paradigme du système énergétique. La mise en œuvre d'une réserve stratégique en Allemagne et d'un marché de capacité en France impliquerait la co-existence de différents mécanismes de capacité dans deux pays voisins, dont les efforts communs auraient pu davantage contribuer à l'achèvement du marché intérieur de l'énergie.

39. Proposition du ministère fédéral allemand des affaires économiques et de l'énergie présentée dans son Livre vert, 2014, *op. cit.*

40. L'industrie à haute intensité énergétique, en revanche, soutient la mise en œuvre du marché de l'électricité 2.0, car elle craint que l'introduction d'un marché de capacité génère des coûts supplémentaires.

## CONCLUSION

” LA CRÉATION D'UNE UNION EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE CONSISTE À OPTIMISER LES RESSOURCES ET L'INFRASTRUCTURE AU NIVEAU EUROPÉEN ”

Ce Policy paper démontre que le secteur européen de l'énergie est confronté à de sérieux défis. En tentant de résoudre les questions urgentes de façon unilatérale, les États membres ont mis en œuvre des stratégies nationales destinées à protéger le *statu quo* et ignoré ainsi les avantages de l'intégration du marché intérieur de l'énergie. Dans leur rapport intitulé « De la Communauté européenne de l'énergie à l'Union de l'énergie »<sup>41</sup>, Sami Andoura et Jean-Arnold Vinois soulignent que la création d'une Union européenne de l'énergie consiste à optimiser les ressources et l'infrastructure au niveau européen. C'est précisément la reconnaissance de ce besoin de coopération et d'appréhension des enjeux sous l'angle européen qui continue de faire défaut parmi les États membres.

La réaction de la Commission européenne, qui a présenté son paquet « Union de l'énergie » en février 2015, arrive peut-être trop tard car les initiatives nationales sont déjà en place. La sécurité énergétique nationale est une question très sensible sur le plan politique et le risque supposé de pannes du système sert de justification solide pour mener des interventions nationales. Dans ce contexte, les mécanismes de capacité représentent une solution rapide, car la simple annonce de leur future mise en œuvre peut renforcer la confiance des investisseurs et apaiser les craintes des citoyens. Toutefois, au niveau européen, le manque de coordination concernant ces mécanismes entrave la réalisation du marché intérieur de l'énergie, et s'avère encore plus néfaste et à plus grande échelle sur le long terme. Seuls des mécanismes de capacité compatibles, accompagnés de modèles de participation explicites, permettront une « co-existence » efficace des mécanismes de capacité nationaux et du marché intérieur européen de l'énergie. Malheureusement, au vu des développements actuels dans les États membres, aucun signe d'harmonisation et de coordination des initiatives nationales ne peut être observé.

Tout en reconnaissant la nécessité de procéder à des ajustements sur le marché européen de l'électricité, ce Policy paper souligne l'impact potentiel des interventions nationales et met en garde contre le risque de mal orienter ces ajustements si les raisons des faiblesses persistantes du marché de l'électricité ne sont pas analysées. En fait, les distorsions du marché constatées sont dues à l'incompatibilité de l'ancienne organisation du marché avec ces nouveaux développements. Protéger l'ancien équilibre national sans reconnaître que les solutions se trouvent dans la coopération européenne ne résoudra pas les difficultés auxquelles sont confrontés les États membres, mais ne fera que retarder les progrès sur la voie d'un secteur européen de l'énergie plus durable. C'est pourquoi l'ensemble des États membres devrait accorder plus d'attention à des initiatives pan-européennes telles que le développement du réseau électrique européen ; en effet, les efforts qui ont jeté les bases des structures existantes du système énergétique européen ne doivent pas être contaminés par les stratégies nationales. La sécurité d'approvisionnement est un enjeu européen qui ne pourra être traité de façon efficace tant que les États membres n'auront pas pleinement reconnu cette dimension.

41. Sami Andoura et Jean-Arnold Vinois, préface de Jacques Delors, « De la Communauté européenne de l'énergie à l'Union de l'énergie – Une nouvelle proposition politique », *Études & Rapports n° 107*, Institut Jacques Delors, janvier 2015.

## BIBLIOGRAPHIE

- ACER, *Capacity Remuneration Mechanisms and the Internal Market for Electricity*, Rapport de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, juillet 2013.
- Agora Energiewende, *12 Thesen zur Energiewende*, Februar 2013.
- Andoura, S., Vinois, J.A., « De la Communauté européenne de l'énergie à l'Union de l'énergie. Une proposition politique pour le court et le long terme ». *Études & Rapports n°107*, Institut Jacques Delors, Paris, janvier 2015.
- BDEW, *Design of a Decentralised Capacity Market*, Document de position, septembre 2013.
- Benedettini S., Stagnaro C., Energypost, « The case for allowing negative electricity prices », mai 2014.
- Cepeda, M., Finon, D., « Generation Capacity Adequacy in interdependent Electricity Markets », *Energy Policy* 39, 3128-3143, juin 2011.
- Commission européenne, DG Énergie, *Paquet « Union de l'énergie » Cadre stratégique pour une Union de l'énergie résiliente, dotée d'une politique clairvoyante en matière de changement climatique*, février 2015.
- Commission européenne, DG Énergie, *Paquet « Union de l'énergie » Réaliser l'objectif de 10 % d'interconnexion dans le secteur de l'électricité*, février 2015.
- Commission européenne, DG Énergie, *Quarterly Report on European Electricity Markets*, 2015.
- Connect. Energy Economics, *Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, juillet 2014.
- Cramton, P., Ockenfels, A., « Economics and design of capacity markets for the power sector », *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36, Numéro 2, 113-134, 2012.
- Craig, M., « German Power Prices Negative over Weekend », Energiewende Blog, May 2014.
- Czakainski, M., Lamprecht, F., Rosen, M., *Energiehandel und Energiemärkte: Eine Einführung*, Essen: ETV Energieverlag, 2011.
- DENA, *Smart-Meter-Studie. Factsheet*, janvier 2014.
- Dr. Tennbakk, B. (ed.), *Capacity Mechanisms in Individual Markets within the IEM*, Study prepared for DG Energy, June 2013.
- EEX, *Energy Turnaround Products*, février 2015.
- REGRT-E, « Cross-border Participation to Capacity Mechanisms », février 2015.
- REGRT-E, « Sociétés membres REGRT-E », mars 2015.
- EPEX SPOT, « Couplage de marché », 2015.
- EPEX SPOT, « Prix négatifs Questions-Réponses », 2015.
- Ministère fédéral des affaires économiques et de l'énergie, *An Electricity Market for Germany's Energy Transition, (Green Paper). Document de position du ministère fédéral des affaires économiques et de l'énergie (Livre vert)*, octobre 2014.
- Grimm, V., Zoettl G., « Investment Incentives and Electricity Spot Market Competition », *Journal of Economics and Management Strategy*, Volume 22, Numéro 4, 832-851, 2013.
- Lawrence, M. A., Cramton, P., « Using forward markets to improve electricity market design », *Utilities Policy* 18, 195 – 200, 2010.
- Mayer, J., « Electricity Production and Spot Prices in Germany 2014 », Fraunhofer Institut für Solarenergiesysteme ISE, 2014.
- Meray N., Meulman, L., CIEP, *Capacity Mechanisms in Northwest Europe. Between a Rock and a Hard Place?*, novembre 2012.
- Offenberg, P., « Bilan de la politique énergétique allemande dans un contexte européen », Policy paper n° 119, Jacques Delors Institut - Berlin, août 2014.
- Roques, F.A., Savva N.S., « Price Cap Regulation and Investment Incentives under Demand Uncertainty », *Judge Business School*, Université de Cambridge.
- RTE, *Mécanisme de capacité Rapport d'accompagnement de la proposition de règles*, avril 2014.
- Tagesschau, « Betreiber wollen Irsching abschalten », 30.03.2015.

**RENFORCER LE MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉLECTRICITÉ GRÂCE À LA COOPÉRATION FRANCO-ALLEMANDE**  
Stefan Bössner, *Policy paper n° 127*, Institut Jacques Delors, mars 2015

**DE LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE À L'UNION DE L'ÉNERGIE**  
Jacques Delors, Sami Andoura et Jean-Arnold Vinois, *Tribune - Le Mot*, Institut Jacques Delors, février 2015

**DE LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE À L'UNION DE L'ÉNERGIE - UNE NOUVELLE PROPOSITION POLITIQUE**  
Sami Andoura et Jean-Arnold Vinois, préface de Jacques Delors, *Études & Rapports n° 107*, Institut Jacques Delors, janvier 2015

**BILAN DE LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE ALLEMANDE DANS UN CONTEXTE EUROPÉEN**  
Philipp Offenberg, *Policy paper n° 116*, Jacques Delors Institut - Berlin, août 2014

**ENGAGER L'EUROPE DANS LE MONDE**  
Jacques Delors, Pascal Lamy, António Vitorino, Eneko Landaburu, Élisabeth Guigou, Etienne Davignon, Nicole Gnesotto, Philippe De Schoutheete, Elvire Fabry et Sami Andoura, *Tribune, Notre Europe* - Institut Jacques Delors, juin 2014

**LA SOLIDARITÉ ÉNERGÉTIQUE EN EUROPE : DE L'INDÉPENDANCE À L'INTERDÉPENDANCE**  
Sami Andoura, préface de Jacques Delors, *Études & Rapports n° 99*, Notre Europe - Institut Jacques Delors, juillet 2013

**LA POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE : TALON D'ACHILLE DES ÉTATS BALTES**  
Agnia Grigas, in Agnia Grigas, Andres Kasekamp, Kristina Maslauskaitė et Liva Zorgenfrei, préface de Jerzy Buzek, « Les États baltes dans l'UE : passé, présent et futur », *Études & Rapports n° 98*, Notre Europe - Institut Jacques Delors, juillet 2013

**LA COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE, C'EST MAINTENANT !**  
Sami Andoura, Jerzy Buzek, Jacques Delors et António Vitorino, *Tribune, Notre Europe* - Institut Jacques Delors, mai 2013

**LA FRANCE, PIONNIÈRE D'UNE COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE**  
Jacques Delors, Sami Andoura et Michel Derdevet, *Tribune, Notre Europe* - Institut Jacques Delors, janvier 2013

**FINANCEMENT DES INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES TRANS-EUROPEENNES : PASSÉ, PRÉSENT ET PERSPECTIVES**  
Christian von Hirschhausen, *Policy Paper n° 48*, Notre Europe, novembre 2011

**« VERS UNE NOUVELLE COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE ». DÉCLARATION CONJOINTE DE JERZY BUZEK ET JACQUES DELORS**  
Jerzy Buzek et Jacques Delors, *Tribune, Notre Europe*, mai 2010

**VERS UNE COMMUNAUTÉ EUROPÉENNE DE L'ÉNERGIE : UN PROJET POLITIQUE**  
Sami Andoura, Leigh Hancker et Marc Van der Woude, préface de Jacques Delors, *Études & Recherches n° 70*, Notre Europe, mars 2010

Directeur de la publication : Henrik Enderlein • La reproduction en totalité ou par extraits de cette contribution est autorisée à la double condition de ne pas en dénaturer le sens et d'en mentionner la source • Les opinions exprimées n'engagent que la responsabilité de leur(s) auteur(s) • Jacques Delors Institut - Berlin ne saurait être rendu responsable de l'utilisation par un tiers de cette contribution • Traduction de l'anglais : Charlotte Laigle • © Jacques Delors Institut - Berlin, 2015

