

Vers un nouveau modèle pour les marchés électriques européens¹

Fabien Roques, Dmitri Perekhodtsev, Charles Verhaeghe

Le marché électrique européen est aujourd'hui en crise et, sans réforme, il ne permettra pas les investissements nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement et à la diminution des émissions de CO₂ à un coût raisonnable au sein du secteur de l'électricité. Il s'agit donc d'adopter des mesures propres à ouvrir la voie à un modèle de marché de l'électricité plus soutenable dans lequel le dispatch et l'équilibrage de court terme sont efficaces, les énergies renouvelables entièrement intégrées dans le marché, où des signaux à long terme sont envoyés pour coordonner les investissements et garantir la sécurité d'approvisionnement, et où les politiques publiques pour la détermination du mix de production, le développement des réseaux et des capacités de production sont coordonnées.

Une des dix priorités du nouveau président de la Commission européenne, Jean-Claude Juncker, consiste à « réform(er) et réorganis(er) la politique énergétique de l'Europe en une nouvelle Union européenne de l'énergie ». Plus spécifiquement, le programme de travail de l'Union de l'énergie publié le 25 février 2015 suggère qu'une nouvelle organisation du marché de l'électricité

**Le marché électrique
européen est
aujourd'hui en crise**

est nécessaire pour atteindre les objectifs des politiques européennes de décarbonation tout en assurant la sécurité d'approvisionnement.

Le marché électrique européen est aujourd'hui en crise et il est devenu évident que, sans réforme, il ne permettra pas les investissements nécessaires au maintien de la sécurité d'approvisionnement

et à la diminution des émissions de CO₂ à un coût raisonnable au sein du secteur de l'électricité. Alors que la décarbonation du secteur électrique et le maintien de la sécurité d'approvisionnement ont été placés au cœur de la politique énergétique européenne ces dernières années, l'architecture des marchés de l'électricité n'a pas évolué en conséquence et est restée axée autour de la mise en œuvre d'un modèle-cible largement obsolète.

L'objectif de cet article est d'évaluer les limites et imperfections de l'actuel modèle-cible de marché européen et, plus largement, du cadre réglementaire relatif à la production

1. Cet article est le résumé exécutif de l'étude multi-clients *Toward the market 2.0* réalisée par l'équipe FTI-CL Energy qui a débuté en octobre 2014, a consisté en une série d'ateliers et s'est conclue par une présentation publique de lancement le 29 juin 2015 à Bruxelles. La version complète de l'étude en langue anglaise est disponible à cette adresse : <http://www.fti-intelligencestore.com/Toward-the-Target-Model-2.0>. FTI-CL Energy tient à remercier les six entreprises partenaires ayant fourni un appui financier durant la conduite des recherches : EDF, EDP, ENEL, ESB et GDF-Suez (la sixième compagnie ne souhaite pas être nommée). Les opinions et analyses présentées ici sont celles des auteurs de FTI-CL Energy et ne doivent pas être considérées comme celles de ses partenaires, de FTI-Consulting ou de sa direction, de ses filiales, de ses affiliés ou de ses autres activités professionnelles.

d'électricité et de proposer un certain nombre de réformes en vue d'améliorer ce cadre. Reconnaissant le besoin d'idées nouvelles sur ce sujet, l'article porte un regard au-delà des frontières de l'Europe pour tirer les enseignements des expériences issues d'une vaste gamme d'architectures de marché de l'électricité partout dans le monde. Il fournit une évaluation des questions concernant les marchés actuels de l'électricité en Europe et tire les enseignements des réformes des marchés en Amérique du nord et en Amérique latine mises en place durant la dernière décennie afin d'identifier des solutions « prêtes à l'emploi » pour combler les lacunes de l'actuel modèle-cible de marché européen.

L'article présente quelques-uns des résultats de recherche et conclut en proposant un ensemble de directions de réformes potentielles des marchés européens sur le long terme ainsi que des recommandations de politiques publiques à court terme (réformes « sans regret »).

1. Aligner l'organisation du marché de l'électricité sur les besoins d'investissement et une nouvelle structure de coûts

L'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit que les besoins en investissement du secteur électrique s'élèveront à 2 000 milliards d'euros pour la période 2014-2035 en Europe, dont 70 % pour la seule production d'électricité. Cette prévision contraste fortement avec la récente tendance à la mise en suspens des investissements dans les nouvelles centrales thermiques et à leur baisse significative dans les énergies propres, qui pourrait à terme menacer la sécurité d'approvisionnement et l'atteinte des objectifs de développement des énergies vertes.

La profitabilité du secteur européen de la production d'électricité a considérablement chuté ces dernières années, notamment l'activité marchande

non régulée de production et la fourniture de l'électricité. C'est en partie le résultat d'une chute de la demande qui accompagne la crise économique, mais les politiques publiques de soutien aux énergies renouvelables ont également contribué à la formation d'un excédent d'offre qui affecte la dynamique des marchés de l'électricité. Cette situation fait naître un sentiment de défiance chez les investisseurs et conduit à la fixation de taux de rentabilité minimum prohibitifs pour le financement des investissements nécessaires, entraînant une hausse des prix à la consommation et menaçant la sécurité d'approvisionnement.

Pour comprendre comment il serait possible d'améliorer la sécurité financière des investissements dans le secteur de la production d'électricité, il est utile de comparer cette industrie à d'autres secteurs. L'industrie électrique est certes intensive en capital, mais cette caractéristique ne représente pas nécessairement une barrière à l'investissement à la condition que soit mis en place un cadre réglementaire l'encourageant, qui réduit le risque pour les investisseurs et/ou donne des rendements suffisamment élevés pour en attirer des nouveaux. La réduction des risques à l'investissement dans la production d'électricité grâce à un partage efficace est un élément-clé afin de stimuler l'intérêt des investisseurs.

Par ailleurs, le marché et le cadre réglementaire doivent être mis en cohérence avec l'évolution de la structure des coûts des technologies de production de l'électricité. L'industrie électrique en Europe passe d'un « monde

OPEX » (dépenses d'exploitation) à un « monde CAPEX » (dépenses d'investissement de capital) dans la mesure où la plupart des technologies propres sont particulièrement capitalistiques. Cette évolution implique que le recouvrement des coûts fixes va devenir la préoccupation principale des investisseurs dans les années à venir et fait apparaître le besoin d'une transition vers une architecture de

marché qui compléterait la formation des prix

Les besoins en investissement du secteur électrique s'élèveront à 2 000 milliards d'euros pour la période 2014-2035 en Europe

au coût marginal par des mécanismes assurant le recouvrement des coûts fixes.

2. Diagnostic des problèmes du cadre de marché actuel

Les discussions autour de la définition d'un modèle-cible pour l'harmonisation et l'intégration des marchés européens de l'électricité ont débuté au début des années 2000 ; la mise en œuvre a été difficile et reste aujourd'hui inachevée. Si de nombreuses avancées ont été réalisées ces dernières années, telles que le couplage des marchés de la veille pour le lendemain, d'autres éléments de ce modèle-cible ont connu des progrès plus limités (par exemple, l'intégration des marchés infra-journaliers ou de l'équilibrage).

Plus important encore, le modèle-cible de marché actuel semble largement obsolète. En effet, il se concentre sur l'amélioration du fonctionnement des marchés à court terme, ce qui apparaît insuffisant compte tenu des nouvelles priorités politiques en faveur de la décarbonisation et de la sécurité d'approvisionnement, qui nécessitent une vision à long terme pour stimuler et coordonner les investissements. Le modèle-cible fait l'impasse sur un certain nombre de sujets fondamentaux afin de donner des signaux efficaces dans le court et de long terme et pour refléter la valeur différenciée en termes de localisation géographique.

Nous identifions et documentons quatre enjeux principaux au sein de l'organisation actuelle du marché de l'électricité en Europe qui devraient guider les priorités des réformes :

- **Avant tout, l'interface entre les marchés de l'électricité et les politiques et réglementations environnementales n'est pas articulée de façon efficace et introduit des distorsions.** Citons par exemple les politiques publiques en faveur de la production d'énergies renouvelables (ENR) qui ne sont pas coordonnées au niveau européen et introduisent des distorsions dans la dynamique de formation des prix des marchés

européens de l'électricité. Par ailleurs, le système européen d'échange de quotas d'émissions (ETS) a besoin d'être réformé car le prix actuel ne peut pas constituer un signal suffisamment efficace pour favoriser l'investissement dans les technologies propres. Il est urgent de mieux coordonner à la fois ces politiques publiques environnementales et les mécanismes de marché en Europe.

- **Deuxièmement, le développement des énergies renouvelables intermittentes renforce le besoin de mieux valoriser la flexibilité pour les sources de production flexibles et pour l'effacement de la demande.** La valeur de la flexibilité opérationnelle se retrouve typiquement au sein des variations journalières des prix, dans les marchés infra-journaliers et les services-système. Cependant, à l'heure actuelle, les signaux de court terme ne transmettent pas de manière satisfaisante la valeur réelle de la rareté et de la flexibilité opérationnelle.
- **Troisièmement, l'incapacité du cadre de marché à fournir des signaux d'investissement efficaces pour maintenir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme suscite de plus en plus de préoccupation.** Un certain nombre de réformes nationales, mettant en place des mécanismes de rémunération de la capacité, suggèrent que la plupart des gouvernements considèrent que la sécurité d'approvisionnement est un enjeu crucial qui doit être garanti par un mécanisme spécifique. La prolifération et la variété de ces mécanismes à travers l'Europe créent un risque de distorsion et appellent à la mise en place d'un cadre commun pour repenser la question de la sécurité d'approvisionnement.
- **Enfin, les signaux de localisation sont insuffisants et ne permettent pas une coordination efficace des investissements dans le réseau, la production centralisée et décentralisée.** Les pays européens ont ainsi des approches différentes pour traiter des problèmes de congestion et des charges de raccordement et d'utilisation

Le modèle-cible de marché actuel semble largement obsolète

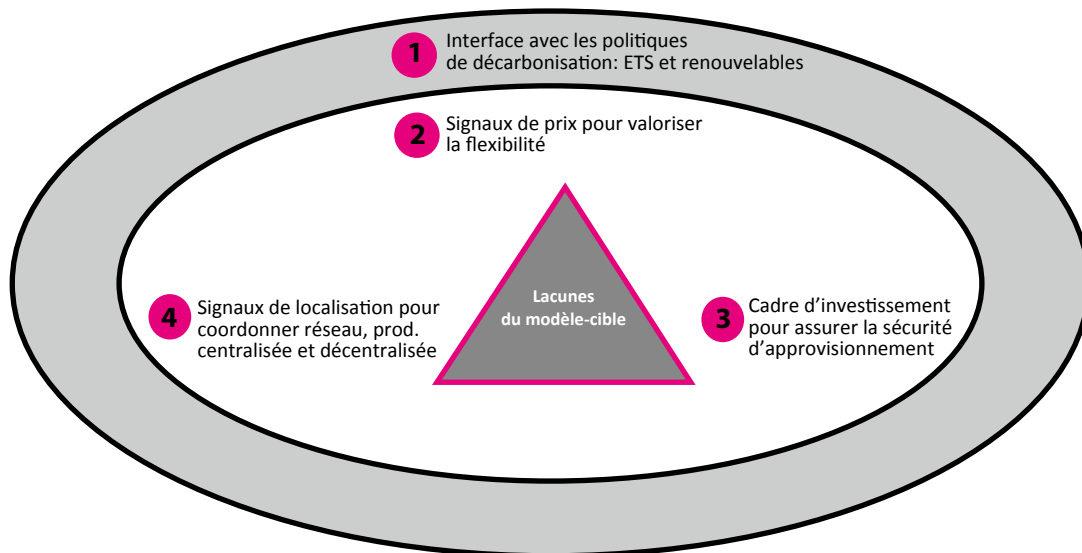


Figure 1. Principaux enjeux de la structure de marché et du cadre réglementaire actuels

Source : FTI – CL Energy

du réseau, ce qui pourrait handicaper le développement efficace du réseau. Cette question va vraisemblablement se poser avec plus d'acuité dans les années à venir, avec la croissance de la production d'électricité décentralisée et les besoins de coordination plus forts entre les opérateurs de réseau et le développement de la production que cela va entraîner.

La Figure 1 présente ces quatre types de questions. Tous ces enjeux nécessitent que l'Europe envisage des modifications de l'organisation de son modèle de marché, en plus de ceux déjà pris en compte par la mise en place du modèle-cible, pour soutenir à moindre coût les investissements nécessaires à la réalisation de la transition énergétique.

3. Enseignements tirés des études de cas internationales de marchés « hybrides » de l'électricité

Afin de fournir des idées neuves et des recommandations pour répondre aux problèmes

identifiés lors du diagnostic du marché européen de l'électricité, nous nous appuyons sur un certain nombre de d'études de cas internationales. Nous étudions l'Amérique du Nord et du Sud ainsi que la récente réforme des marchés de l'électricité au Royaume-Uni. Ces études de cas montrent que, 25 ans après le début de la libéralisation de l'industrie électrique,

la plupart des marchés de l'électricité sont « hybrides », c'est-à-dire qu'ils incluent une intervention des pouvoirs publics sous différentes formes.

Nous nous appuyons sur les études de cas de l'Amérique latine, des États-Unis et du Royaume-Uni pour

identifier les types de mécanismes hybrides susceptibles d'améliorer le fonctionnement des marchés à travers de mécanismes de coordination, de planification et de partage de risque, comme les contrats de long terme.

A) Amérique latine

La première vague de libéralisation des marchés de l'électricité, qui a commencé dans plusieurs pays d'Amérique latine dès les années 1980, n'a pas réussi à inciter suffisamment à

Soutenir à moindre coût les investissements nécessaires à la réalisation de la transition énergétique

l'investissement. Cette insuffisance a déclenché une seconde vague de réformes des marchés au début des années 2000. La notion de marché hybride a émergé, en incluant des contrats de long terme mis en place pour soutenir et coordonner les investissements.

Ce cadre de marché hybride garantit la concurrence à deux niveaux : d'abord, avec une concurrence « pour le marché », en mettant en place des enchères de contrats de long terme ; puis avec une concurrence « dans le marché », où les producteurs d'électricité en place se font concurrence en proposant leur électricité sur le marché *spot*. Ces dispositions déterminent des rôles spécifiques pour le marché *spot* et les contrats de long terme :

- l'optimisation à court terme (*dispatch*) fondée sur les prix du marché ;
- les décisions d'investissement à long terme qui reposent en grande partie sur la mise aux enchères des contrats de long terme.

En pratique, il existe des différences significatives parmi les pays d'Amérique latine dans la mise en place des paramètres-clés du système, comme par exemple le degré de centralisation des dispositifs, la responsabilité en matière de prévision de consommation, le format des produits (énergie ou capacité, instrument financier ou physique, date de livraison, etc.) et le mécanisme d'enchères (fréquence, type d'enchère, etc.). Par exemple, le modèle brésilien repose sur une allocation centralisée de contrats de long terme tandis que le modèle chilien est décentralisé.

Ces marchés hybrides ont créé un cadre favorable à l'investissement vers toute une gamme de technologies grâce aux enchères pour les contrats de long terme. Un avantage-clé de ces contrats repose sur le fait qu'ils favorisent une allocation efficace des risques et qu'ils permettent de financer des projets à des taux minimum de rentabilité raisonnables, réduisant ainsi les coûts de financement. Pour autant, des interrogations persistent concernant l'efficacité des mécanismes d'enchères et le format des produits et des évolutions ont été continuellement mises en place ces dernières années.

B) États-Unis et Canada

L'échec de l'initiative du *Standard Market Design* menée par la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) en 2002 en vue d'harmoniser les marchés de l'électricité en Amérique du Nord a laissé une grande variété d'organisation de marché parmi les États nord-américains et les provinces canadiennes. En plus des régions dans lesquels le secteur électrique est toujours réglementé, les structures de marché prévoient un large spectre de dispositions relatives à l'investissement dans les capacités de production avec une intervention des pouvoirs publics parfois modérée, parfois importante. Nous nous intéressons à trois études de cas qui couvrent cette gamme de cadres de marché :

- **Contrat administré avec acheteur unique en Ontario.** Dans le cadre de ce système, une entité publique – l'*Ontario Power Authority* – agit comme acheteur unique et est responsable de la prévision à long terme et de la planification des besoins futurs en énergie de l'État. Une fois le montant et la nature de la capacité requise déterminés, un appel d'offre est lancé pour contracter des accords d'achat d'électricité (*Power Purchase Agreements*, PPA) avec les différentes entreprises de production d'électricité. L'optimisation à court terme sur le marché *spot* conserve un rôle important dans le cadre du mécanisme de l'État d'Ontario.
- **Marché de capacité en Pennsylvanie-New Jersey-Maryland (PJM).** Ce schéma mêle la détermination des besoins pour assurer l'adéquation des ressources à un marché organisé à terme des produits de capacité. Les dispositions du marché de capacité de PJM, qui incluent une courbe de demande administrative et un contrôle des prix pour la capacité, ont évolué au fil des années, mais ont permis de valoriser la capacité et de différencier cette valeur selon la localisation de la ressource.
- **Prix de la rareté au Texas.** Bien que le Texas n'intervienne pas directement pour assurer l'adéquation des ressources, le régulateur a mis en place un dispositif de fixation du prix de la rareté qui a pour but de permettre aux prix de l'électricité d'augmenter

à des niveaux cohérents avec la valeur de l'énergie non distribuée (*Value of Loss Load*, VOLL) pendant la période de rareté énergétique, tout en s'assurant que de telles hausses de prix ne sont pas liées à l'exercice d'un pouvoir de marché de la part des producteurs d'électricité.

Globalement, aucune structure de marché ne semble faire l'unanimité en matière d'efficacité du système d'incitation à l'investissement en Amérique du nord, même si les marchés de capacité à terme de la côte Est, qui utilisent des prix localisés, semblent fournir de meilleurs signaux que les marchés européens. Sur le marché de PJM par exemple, avec la tarification marginale et localisée, les congestions sur le réseau de transport entraînent des prix plus élevés dans les zones d'importation contrainte. Les signaux d'investissements localisés sont renforcés par la structure zonale du marché de capacité, qui permet d'attribuer une valeur plus élevée à la capacité au niveau d'une zone contrainte en importation qu'au niveau d'une zone contrainte en exportation.

C) Réforme du marché de l'électricité au Royaume-Uni

Ces cinq dernières années, le Royaume-Uni a mis en œuvre une profonde réforme du fonctionnement du marché de l'électricité afin d'attirer les investissements requis pour atteindre les objectifs de décarbonisation du secteur et garantir la sécurité d'approvisionnement. Les pouvoirs publics britanniques ont considéré qu'une meilleure coordination et une diminution des risques étaient nécessaires pour stimuler l'investissement et atteindre les objectifs énergétiques visés. La réforme du marché de l'électricité (EMR) engagée en conséquence comporte trois mécanismes principaux :

- **Prix-plancher du carbone.** Le Royaume-Uni considère que le système d'échange de quotas d'émissions européen ne constitue pas une incitation suffisante pour investir dans les technologies à faible empreinte carbone. Par conséquent, le pays a introduit une taxe carbone supplémentaire sur les combustibles fossiles ayant pour but

de garantir un prix du carbone croissant et prévisible.

- **Contrats de long terme sous la forme de tarifs de rachat avec des contrats pour différences pour les technologies à faible empreinte carbone (CfD).** Les CfD fournissent un revenu supplémentaire pour l'énergie produite par de tels producteurs, en fonction du prix de référence du marché.
- **Marché de capacité comportant des contrats de long terme.** Le marché de capacité est fondé sur un mécanisme centralisé d'enchères se tenant quatre ans avant la date de livraison. Ces enchères sont ouvertes à la fois aux nouvelles et aux anciennes capacités de production, même si seules les nouvelles peuvent obtenir des contrats de long terme (allant jusqu'à 15 ans).

Parallèlement à l'EMR, le Royaume-Uni a engagé plusieurs autres réformes de l'organisation du marché. La réforme du marché d'équilibrage a pour but de fournir de meilleurs signaux de prix court terme pour mieux rétribuer les valeurs de rareté et de flexibilité. La réforme des charges de réseau zonales vise à fournir de meilleures incitations de localisation et à coordonner le développement des réseaux et des capacités de production.

L'EMR a réintroduit un rôle important pour la planification du mix de production et a confié un rôle central au DECC ainsi qu'au gestionnaire de réseau de transport, *National Grid*, en ce qui concerne la planification et la réalisation des investissements. Malgré ces fortes interventions de l'État, la réforme britannique a été autorisée en tant qu'aide d'État par la Commission européenne, considérant que les mécanismes sont pour l'essentiel fondés sur le marché et que la mise en place des contrats de long terme de type CfD et du marché de capacité était justifiée au vu des imperfections de marché entravant la couverture des risques.

La réforme prévoit cependant une diminution du rôle de l'État à long terme, avec un retrait éventuel des CfD dès lors que les technologies à faible empreinte carbone seront devenues compétitives. Cette vision repose sur deux hypothèses cruciales : que les prix du carbone augmentent suffisamment d'ici à

2030 et que les technologies propres soient assez matures pour entrer sur le marché de l'électricité.

D) Quels enseignements pour les réformes des marchés de l'électricité européens ?

L'étude des retours d'expériences internationales sur les marchés de l'électricité montre que, partout dans le monde, les marchés de l'électricité sont hybrides, avec une forme d'intervention publique. Cependant, les raisons de ces interventions et leurs modes d'application et leurs spécificités peuvent varier selon les juridictions.

Les raisons principales qui justifient l'intervention sur les marchés de l'électricité gravitent autour de trois facteurs-clés : 1) l'adéquation des capacités afin de garantir la sécurité d'approvisionnement ; 2) la fixation, au moins partielle, du mix de production grâce au soutien à des technologies spécifiques, comme les technologies propres ; et/ou 3) la planification du système pour optimiser le développement des réseaux et de la production. Ces types d'interventions publiques sont cohérents avec le contexte européen caractérisé par un retour des gouvernements soucieux de garantir la sécurité d'approvisionnement par l'intermédiaire des mécanismes de capacité, par la volonté des pouvoirs publics de soutenir les énergies propres pour décarboner le secteur énergétique européen et par la complexité et les enjeux croissants de l'optimisation des systèmes et de la planification des réseaux dans un contexte de développement de la production décentralisée.

L'échec de la tentative d'introduction d'une « architecture de marché standard » mené par la FERC en 2002 doit permettre à l'Europe de tirer des enseignements importants. L'expérience des États-Unis a démontré la difficulté, d'une part, de définir une architecture de marché unique qui serait adaptée aux contraintes locales de l'ensemble des systèmes et la nécessité, d'autre part, de laisser suffisamment de flexibilité, quel que soit le modèle-cible, dans la mise en place des règles de marché afin

de s'adapter à la diversité des contextes techniques, institutionnels et politiques.

Par ailleurs, les retours d'expérience tirés des exemples d'Amérique latine et des États-Unis illustrent la difficulté d'une approche qui permet le recouvrement des coûts fixes et un transfert des risques efficaces pour les technologies intensives en capital. En effet, le processus de libéralisation des vingt dernières années aux États-Unis a été plus soutenu lors des périodes durant lesquelles les prix des combustibles étaient les plus bas. Cette situation impliquait que les coûts marginaux de court terme étaient moins

Partout dans le monde, les marchés de l'électricité sont hybrides

élevés que les coûts marginaux de long terme et promettait par conséquent des gains à court terme pour les consommateurs. Avec un mix technologique dominé par les technologies à coûts fixes élevés (l'hydraulique et, récemment, d'autres énergies renouvelables), la plupart des pays d'Amérique latine ont compris, au début des années 2000, qu'une approche qui se fonderait uniquement sur les coûts marginaux de court terme ne pourrait pas fournir de base suffisamment solide pour inciter à l'investissement. Ces pays ont alors introduit des appels d'offre avec des contrats de long terme fondés sur les coûts marginaux de long terme pour attirer des nouveaux investissements.

Comme la Figure 2 l'illustre, l'évolution des secteurs de l'électricité en Amérique latine lors de la dernière décennie milite en faveur d'une concurrence à deux niveaux, dans le but de séparer : 1) l'optimisation à court terme du système (le *dispatch*), fondée sur les prix du marché *spot*, et 2) les décisions d'investissement de long terme et le recouvrement des coûts fixes, en grande partie stimulées par la mise aux enchères de contrats de long terme.

Un autre enseignement de ces expériences internationales réside dans la nécessité de retenir une approche globale cohérente des réformes des marchés et des politiques environnementales afin de soutenir l'investissement et de s'assurer que les marchés transmettent les signaux de rareté et reflètent les externalités environnementales. Au Royaume-Uni par

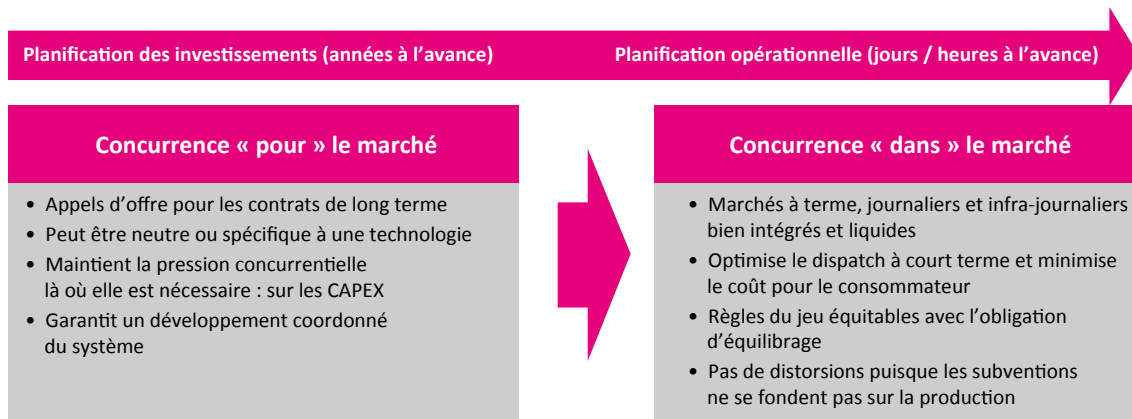


Figure 2. Concurrence à deux niveaux dans les pays d'Amérique latine

Source : FTI – CL Energy

exemple, les CfD, le marché de capacité et le prix-plancher du carbone s'articulent de façon cohérente pour attirer de nouveaux investissements, tirer les prix de l'électricité vers le haut et favoriser l'investissement dans les technologies propres. En parallèle, la réforme du mécanisme d'ajustement vise à assurer une meilleure valorisation de la rareté et de la flexibilité.

E) Mécanismes de coordination des investissements

Les interventions sur les marchés de l'électricité peuvent prendre des formes variées selon le type de marché étudié. Un premier résultat général tiré du retour des expériences internationales des marchés hybrides est qu'il faut faire preuve d'une vigilance particulière lors des réformes pour éviter que des mécanismes complémentaires ne se révèlent contreproductifs s'ils n'ont pas été soigneusement élaborés.

Un enjeu de première importance réside dans l'allocation des responsabilités et des incitations des autorités et/ou des opérateurs en charge de la planification et de la coordination des mécanismes. L'indépendance vis-à-vis du pouvoir politique ainsi que la capacité à résister à d'éventuels groupes d'intérêts est capitale. Dans le contexte européen, les gestionnaires de réseau de transport vont voir leur rôle

Retenir une approche globale cohérente des réformes des marchés et des politiques environnementales

évoluer dans un contexte de transition vers un système électrique décarboné. Au Royaume-Uni, par exemple, le gouvernement a décidé de confier à *National Grid* un rôle opérationnel dans l'exécution de la réforme des marchés de l'électricité en reconnaissant ses fortes synergies avec son rôle sur le marché de l'électricité, ce qui a soulevé de nombreuses questions relatives au risque de conflit d'intérêt.

Pendant, le processus de planification n'a pas nécessairement à être centralisé. L'expérience du Chili – bien qu'elle mette en lumière la complexité de l'approche décentralisée – montre que les obligations qui pèsent sur les fournisseurs de signer des contrats de long terme avec des producteurs peuvent éviter quelques-uns des écueils habituels de la planification centralisée. En Europe, le marché de capacité français repose sur une approche décentralisée similaire, qui impose des obligations aux fournisseurs d'électricité.

Une autre question majeure pour l'entité en charge de la planification du système est l'accès et le partage de l'information avec les acteurs de marché, le dessin des mécanismes d'enchères étant un paramètre important afin de révéler le maximum d'informations. L'organisation de la concurrence « pour le marché » au travers des appels d'offre de contrats de

long terme en Amérique latine s'est ainsi révélée être une manière efficace de maintenir la pression concurrentielle sur les investisseurs et a tiré vers le bas à la fois les coûts des technologies propres et des centrales thermiques.

F) Mécanismes de partage des risques comme les contrats de long terme

Le retour des expériences internationales montre que les contrats de long terme peuvent avoir un effet pro-concurrentiel et favoriser une allocation efficace des risques entre les acteurs de marché. En Europe, la difficulté de couvrir les risques liés à la production sans une base de clients captifs représente une barrière à l'entrée pour les nouveaux investisseurs. En revanche, les appels d'offre pour les contrats de long terme en Amérique latine ont entraîné une concurrence redoublée pour l'investissement et un grand nombre de nouveaux entrants a pu pénétrer le marché de la production sans avoir auparavant fidélisé une clientèle.

Les expériences sud-américaines et britanniques militent en faveur du rôle des contrats de long terme comportant une contrepartie fiable dans la facilitation du financement. En augmentant l'effet levier et en abaissant les taux de rentabilité minimum requis, ils permettent de réduire les coûts de financement. Les contrats de long terme permettent l'utilisation d'approches de financement de projets, qui définissent clairement le partage des risques entre les différentes parties prenantes et permettent l'utilisation d'un niveau de dette élevé, ce qui réduit les coûts du financement. De même, au Royaume-Uni, les contrats de long terme sur le marché de capacité fournissent des revenus garantis qui sont utilisés comme garanties pour des prêts auprès des banques, tandis que les capitaux propres sont nécessaires pour couvrir la part des revenus de l'énergie moins prévisibles.

Une contrepartie garantie par l'État est habituellement la solution la plus simple pour faciliter le financement et réduire le coût du capital. Dans le contexte

européen, les fournisseurs pourraient être regroupés afin d'assumer ce rôle de contrepartie pour les contrats de long terme, comme cela avait été envisagé initialement pour les CfD au Royaume-Uni. Il semble important d'approfondir les recherches concernant les approches mixtes qui comportent des garanties limitées de l'État et/ou un niveau limité d'exposition au risque pour les contreparties au niveau européen afin de déterminer le juste milieu entre la réduction des risques et des coûts de financement et l'allocation optimale des risques entre les différentes parties prenantes pour conserver des incitations fortes à la performance.

Dans le contexte européen, le rôle des contrats de long terme dans le soutien à l'investissement et au partage des risques posera certaines difficultés de mise en œuvre. La concurrence sur le marché de détail entrave la demande naturelle de contrats de long terme entre les producteurs et les fournisseurs d'électricité, à l'exception des contrats signés entre les demandeurs d'électricité importants et les producteurs, si bien que les contrats de long terme devront vraisemblablement être imposés par le régulateur.

Une obligation de contractualisation pour les fournisseurs peut soit s'accompagner d'une planification centralisée et d'un mécanisme d'enchère centralisé pour l'octroi de contrats, soit s'appuyer sur une obligation décentralisée imposée aux fournisseurs avec un marché d'échange bilatéral. En pratique, une autorité de régulation peut se voir confier le mandat de définir le type de contrat nécessaire et les octroyer au travers d'un mécanisme centralisé d'enchères (par exemple, les enchères de capacité, les CfD, etc.) ou au travers de la mise en

place d'un marché bilatéral d'échange secondaire. Dans certains cas spécifiques où il existe encore un fournisseur par défaut, comme en Italie, on pourrait ainsi imaginer que ce fournisseur par défaut soit dans l'obligation de signer des contrats de long terme pour une partie de ses besoins anticipés de fourniture.

Les contrats de long terme peuvent avoir un effet pro-concurrentiel et favoriser une allocation efficace des risques

Afin de rendre ces obligations compatibles avec la concurrence sur le marché de détail, il est nécessaire de se doter d'un mécanisme pour assurer que, lorsqu'un fournisseur gagne ou perd un client, l'obligation contractuelle associée suive ce client. De tels mécanismes existent, par exemple, sur le marché de capacité du réseau PJM. Dans ce cadre, les passages d'un fournisseur à un autre sont recensés quotidiennement et le règlement des obligations qui incombent au fournisseur s'effectue une fois par mois sur la base du nombre de jours pendant lesquels un fournisseur a réellement fourni chaque client. Ce système est également similaire aux accords qui existent sur le marché de capacité français. Bien que le mécanisme qui organise le transfert automatique des obligations contractuelles n'implique pas un transfert des contrats eux-mêmes, il laisse aux fournisseurs l'opportunité de rééquilibrer leur portefeuille de contrats sur le marché secondaire.

Enfin, certaines de ces obligations sont susceptibles de soulever des questions liées à la concurrence et/ou à la qualification d'aide d'État et devront donc se conformer à la réglementation européenne. Les éléments recensés dans les études de cas (comme, par exemple, les CfD au Royaume-Uni ou la qualification des contrats de capacité à long terme en tant qu'aide d'État) suggèrent que la Commission a adopté par le passé une démarche pragmatique pour évaluer la logique économique d'une intervention de l'État sur les marchés de l'électricité et qu'elle a accepté que la sécurité d'approvisionnement ainsi que les objectifs de décarbonisation puissent justifier de telles interventions sous certaines conditions.

4. Recommandations de réformes du modèle-cible de marché

L'objectif général de nos recommandations est d'apporter des réponses aux principales questions soulevées dans notre diagnostic du

fonctionnement des systèmes électriques européens. Nos recommandations ouvrent la voie vers un modèle de marché de l'électricité plus soutenable dans lequel le *dispatch* et l'équilibre de court terme sont efficaces, les énergies renouvelables sont entièrement intégrées dans le marché, où des signaux à long terme sont envoyés pour coordonner les investissements et garantir la sécurité d'approvisionnement, où les politiques publiques pour la détermination du mix de production, le développement des réseaux et des capacités de production sont coordonnées.

Pour autant, il existe un grand nombre d'incertitudes technologiques, économiques et politiques en ce qui concerne la transition à long terme vers un système électrique décarboné. Un des enjeux-clés est de savoir si les énergies renouvelables seront devenues compétitives à moyen terme, ce qui dépend non seulement de la vitesse de réduction des coûts de production des énergies renouvelables, mais également de l'évolution des

prix du carbone et de l'électricité. Un autre enjeu majeur est de savoir si les mécanismes de transfert des risques comme les contrats de long terme se développeront naturellement ou s'ils devront être imposés par les régulateurs afin de réduire les coûts de financement associés à l'intensité capitalistique croissante des outils de production d'électricité.

Une approche utile consiste donc à segmenter nos recommandations (Fig. 3) de réformes du modèle de marché-cible selon l'horizon temporel considéré :

- **À moyen et long termes, nous présentons deux trajectoires d'évolution politique et réglementaire** pour les marchés de l'électricité en fonction de l'évolution d'un certain nombre d'indicateurs clés, qu'ils soient économiques, technologiques ou politiques.
- **À court terme, nous identifions un certain nombre de réformes des marchés électriques « sans regret »**, qui sont des réformes nécessaires, résilientes à un certain

Un grand nombre d'incertitudes technologiques, économiques et politiques

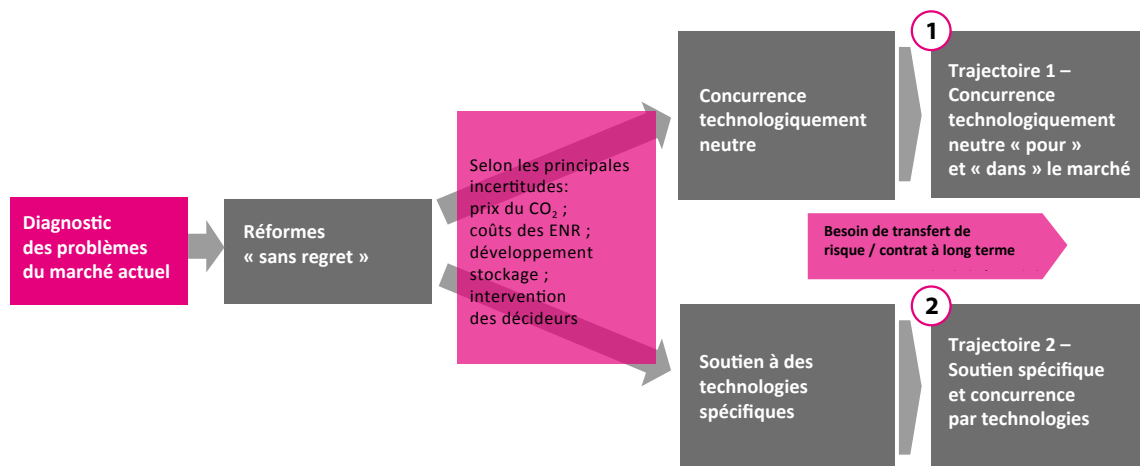


Figure 3. Articulation de nos recommandations dans le court et long terme

Source : FTI –CL Energy

nombre d'incertitudes et indépendantes du choix à long terme du cadre réglementaire.

A) Vision à long terme : deux trajectoires d'évolution politique et réglementaire

La vision à long terme dépend de la manière dont l'incertitude – l'innovation technologique, les évolutions socio-économiques et les approches politiques – se matérialise. Nous avons par conséquent considéré deux trajectoires possibles, ou « visions », pour les marchés européens de l'électricité, comme présenté dans la Figure 4.

Deux trajectoires possibles pour les marchés européens de l'électricité

- **Trajectoire 1 : Concurrence « pour » et « dans » un marché à neutralité technologique.** Dans l'hypothèse où les coûts des énergies renouvelables et du stockage de l'électricité ont chuté considérablement, et où les prix du CO₂ sont suffisamment élevés pour fournir des signaux de prix adaptés pour favoriser l'investissement dans les technologies à faible empreinte carbone, les énergies renouvelables ainsi que les dispositifs de stockage seront devenus compétitifs et pourront se développer au sein même du marché, au même titre que les autres technologies et sans recevoir de subventions. Dans cette vision, les décideurs publics devront également accepter de ne pas intervenir

au-delà de leurs objectifs de décarbonation et de garantie de la sécurité d'approvisionnement. Dans cette vision, le mécanisme de marché serait structuré autour des marchés de l'énergie, de capacité et des réserves, dans lesquels toutes les technologies, notamment les renouvelables et les dispositifs de stockage ou d'effacement, pourraient participer en fonction de leurs caractéristiques technologiques. Des signaux de localisation seraient introduits afin de coordonner le développement des réseaux en prenant en compte les productions centralisées et décentralisées. Le marché

pourrait alors déterminer efficacement la part nécessaire de chaque technologie ainsi que leur localisation au niveau du réseau tout en assurant que les deux objectifs de décarbonation et de sécurité d'approvisionnement sont satisfaits. Afin de réduire les coûts de financement pour les technologies intensives en capital, il est vraisemblable que des modalités de transfert de risques telles que les contrats de long terme devront apparaître ou être imposées par le régulateur. Ces mécanismes pourraient amener à une concurrence technologiquement neutre à deux niveaux : d'abord « pour le marché », avec les contrats de long terme, puis « dans le marché ».

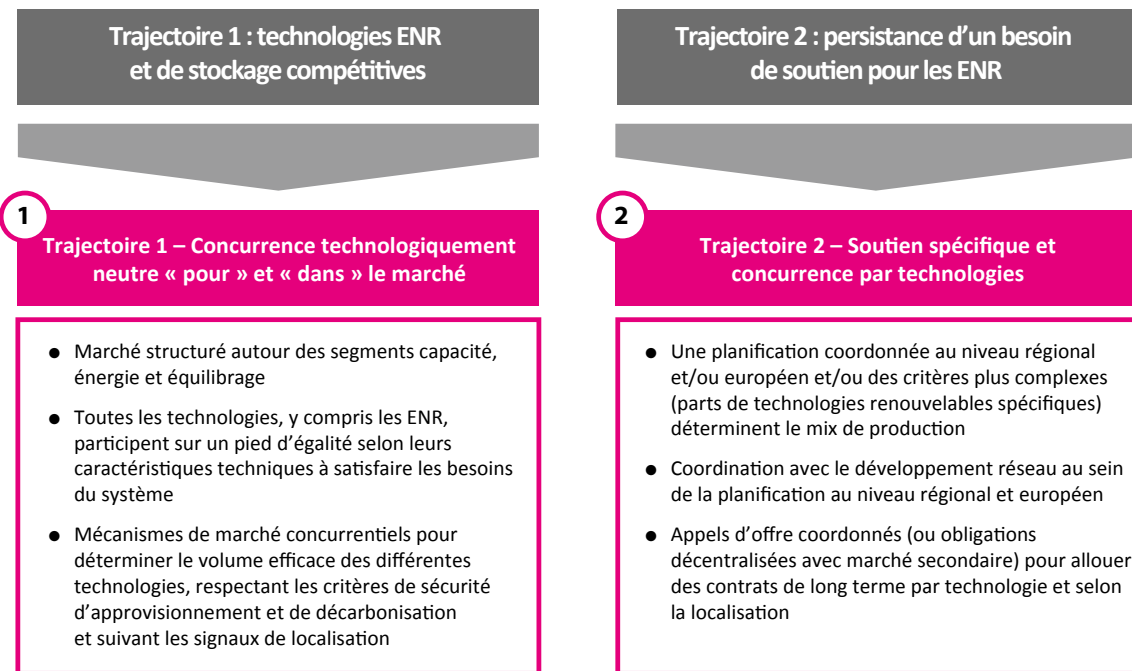


Figure 4. Deux options pour les trajectoires d'évolution politique et réglementaire

Source : FTI – CL Energy

• **Trajectoire 2 : Concurrence « pour » et « dans » le marché, avec un soutien technologique spécifique.** Dans ce scénario, bien que les coûts des énergies renouvelables aient diminué, il apparaît toujours nécessaire de soutenir les technologies propres afin de satisfaire les objectifs de décarbonisation et de sécurité d'approvisionnement. Ce scénario pourrait résulter d'un prix du CO₂ trop bas pour maintenir les prix de l'électricité à un niveau suffisant et/ou à un déploiement des énergies renouvelables combiné à des barrières à la sortie pour les centrales thermiques qui maintiendraient une surcapacité et tireraient les prix vers le bas. De manière plus fondamentale, la volonté des décideurs de contrôler le mix de production (par exemple, pour des raisons de politique industrielle) pourrait mener à une telle situation. Dans ce cas, il pourrait être nécessaire de mettre en place une forme de marché hybride, combinant l'introduction au niveau régional d'une forme de planification indicative à long terme pour la détermination du mix énergétique et/ou pour maintenir la sécurité d'approvisionnement de manière

coordonnée avec des mécanismes d'appels d'offre spécifiques pour différentes technologies pour les contrats de long terme. Ainsi, la coordination pour le développement des réseaux serait assurée par ce processus régional et les appels d'offre – éventuellement réalisés selon une procédure coordonnée entre technologies et unique au niveau régional ou européen – serviraient à allouer à chaque technologie une part des contrats de capacité à long terme. Alternativement, les fournisseurs pourraient se voir imposer des obligations décentralisées afin de satisfaire les différents critères (comme par exemple les marges de capacité ou la part des énergies renouvelables).

Au stade actuel, l'Europe semble se diriger vers la trajectoire 2, dans la mesure où les énergies renouvelables ne sont pas encore suffisamment compétitives sur les marchés de l'électricité et où les décideurs publics semblent vouloir conserver un contrôle sur le mix énergétique et sur la sécurité d'approvisionnement. Cependant, la trajectoire 1 semble plus désirable sur le long terme dans la mesure où elle permet une concurrence équitable et neutre

entre tous les types de technologies tout en remplissant les objectifs fondamentaux comme l'efficacité économique, la décarbonation et la sécurité d'approvisionnement. Il convient également de souligner que, vu d'aujourd'hui, il existe toujours une large part d'incertitude, par exemple concernant l'évolution des coûts des technologies, et que des réformes doivent être engagées pour améliorer le fonctionnement du marché avant de décider laquelle de ces deux trajectoires est la trajectoire optimale.

Pour autant, puisque notre point de départ se trouve plus proche de la trajectoire 2 et considérant l'urgence actuelle de favoriser l'investissement pour soutenir la décarbonisation et maintenir la sécurité d'approvisionnement, une étape transitoire dans le sens de la trajectoire 2 semble nécessaire avant de pouvoir parvenir à la trajectoire 1 à moyen ou long terme. En d'autres termes, bien que l'objectif soit de parvenir à l'élaboration d'un cadre technologiquement neutre et fondé sur des mécanismes de marché pour déterminer le mix de production, la nécessité de corriger les imperfections du cadre réglementaire actuel que nous avons décrites dans les sections précédentes suggère qu'il faut vraisemblablement mettre en place le cadre décrit dans la trajectoire 2 – au moins en tant qu'étape transitoire vers la trajectoire 1 à plus long terme.

B) Réformes « sans regret » à court terme

Étant donné la part significative d'incertitudes qui pèse sur l'évolution des facteurs les plus critiques – tant en termes technologiques, politiques que économiques – déterminant le profil de l'industrie électrique à long terme, il serait peu raisonnable à l'heure actuelle de proposer une série de recommandations de réformes qui ne pourraient se révéler efficaces que dans une seule des trajectoires possibles pour le cadre réglementaire à long terme.

Les recommandations « sans regret » que nous présentons ci-après visent à améliorer le cadre actuel du marché et constituent des étapes efficaces et nécessaires vers les deux trajectoires de long terme. Ces recommandations de réformes visent à régler les imperfections et les manques qui existent dans le cadre de marché actuel, telles que nous les avons identifiées et décrites précédemment.

- **Renforcer le signal prix du carbone et améliorer les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.** Bien que le prix du carbone doive rester fixé par le marché au sein du système d'échange de quotas d'émission, l'introduction d'un prix-plancher du carbone (éventuellement associé à un prix-plafond) avec une augmentation progressive et crédible permettrait de donner de la visibilité aux investisseurs, au travers par exemple d'une réforme de la réserve de stabilité du marché ETS pour la fonder sur des prix-cibles plutôt que des quantités-cibles. Une réforme structurelle de l'ETS est également nécessaire pour remédier aux problèmes de « fuite du carbone » et contenir l'impact sur la compétitivité des entreprises. De plus, les mécanismes de soutien aux énergies renouvelables devraient évoluer vers des subventions fondées sur l'investissement et allouées par appels d'offre afin de minimiser les coûts. Ceci permettrait d'intégrer pleinement les énergies renouvelables au marché, de limiter l'impact distorsif de ce soutien sur les marchés de l'électricité et d'ouvrir la voie à une suppression progressive de ces subventions et/ou à des appels d'offre technologiquement neutres portant sur les capacités de production. De surcroît, les différents plans nationaux pour le développement des énergies renouvelables à l'horizon 2030 devraient être coordonnés au travers des feuilles de route régionales et européennes afin de diminuer les coûts et de contrôler les volumes. Enfin, des règles du jeu équitables entre la production centralisée, la production décentralisée, l'effacement et le stockage devraient être établies par la mise en place d'un prix de détail de l'électricité qui reflèterait les coûts réels, notamment la part énergie, le tarif d'utilisateur réseau et les taxes.
- **Re-prioriser et accélérer la mise en place du modèle-cible 1.0.** Il est nécessaire de fixer des objectifs plus ambitieux en ce qui concerne les marchés d'équilibrage afin de promouvoir leur intégration et leur harmonisation. De surcroît, les signaux de prix à court terme sur les marchés de l'équilibrage devraient être améliorés (par exemple, en

introduisant un prix marginal unique pour le règlement des écarts) pour mieux rémunérer la flexibilité opérationnelle. À ce titre, il faudra établir un cadre solide pour la participation de l'effacement et des dispositifs de stockage aux différentes échéances de temps et aux différents marchés de l'électricité. Cela implique également d'améliorer le cadre de gouvernance au niveau européen en renforçant le rôle joué par l'ACER et ENTSO-E pour favoriser l'intégration des marchés et encourager les initiatives régionales.

- **Définir un cadre commun pour la sécurité d'approvisionnement et l'investissement en capacités de production à long terme.** Cela implique de mettre en place une évaluation conjointe de l'adéquation des ressources au niveau régional suivant une méthodologie commune et de travailler pour permettre la participation transfrontalière aux marchés de capacité, voire de parvenir à une approche commune pour garantir la sécurité d'approvisionnement au niveau régional. Pour ce faire, il faudra développer un cadre réglementaire (par exemple, au travers d'accords intergouvernementaux) et des accords opérationnels (favorisant la coopération des gestionnaires de réseau de transport) adaptés pour la gestion des situations de pénurie. De plus, les entraves à la mise en œuvre de mécanismes de partage de risques comme les contrats de long terme devraient être levées afin de réduire les risques de financement et de favoriser l'investissement.
- **Réinventer la coordination entre le développement des réseaux et les productions centralisées et décentralisées.** Cela nécessitera de mettre en place des groupes de coordination régionaux (éventuellement dans le cadre du groupe européen récemment institué, le *Electricity Coordination Group*) et de donner aux gestionnaires de réseaux de transport des incitations plus fortes à l'optimisation de la planification des systèmes électriques transfrontaliers (par exemple, en créant des gestionnaires de réseaux régionaux ou en alignant leurs incitations à coopérer par des prises de participation croisées). Ces groupes de coordination régionaux pourraient être chargés

de coordonner les plans nationaux de transition énergétique et d'évaluer leur impact sur les marchés de l'électricité, la sécurité d'approvisionnement et les coûts pour les consommateurs à l'échelle régionale. Par ailleurs, les signaux de localisation devraient être renforcés en introduisant des prix de l'énergie géographiquement différenciés au travers d'une révision des zones de marché actuelles, éventuellement complétés par 1) des prix de capacité géographiquement différenciés au sein des mécanismes de capacité, ou 2) des charges de raccordement ou des tarifs de réseau fondés sur la capacité géographiquement différenciées. Enfin, il serait judicieux d'introduire des mécanismes de coordination entre le développement des réseaux, la production centralisée conventionnelle et la production décentralisée.

Afin de mener à bien ces réformes dans un délai raisonnable, nous recommandons également d'adapter les structures de gouvernance européennes et régionales pour faciliter la prise des décisions entre plusieurs États-membres, sans avoir à recevoir l'approbation des nombreux processus nationaux parallèles ni à passer par une longue procédure de comitologie. Nous recommandons d'accorder plus de responsabilités et de capacité d'action à ENTSO-E et à ACER et d'adapter les règles de gouvernance afin qu'ils soient en mesure de prendre des décisions au niveau européen et régional sans requérir l'unanimité des voix ou l'accord de chaque membre individuellement. Nous suggérons également de renforcer le rôle de l'*Electricity Coordination Group* et de lui donner une dimension régionale en créant des groupes de coordination régionaux pour l'électricité. Ces groupes seraient un instrument pour renforcer les initiatives régionales et auraient pour mission d'accélérer la mise en place des réformes nécessaires – éventuellement en ayant eux-mêmes l'initiative de ces réformes à l'échelle régionale. ■

Les opinions et analyses présentées sont celles des auteurs et ne doivent pas être considérées comme celles de FTI Consulting ou de sa direction, de ses filiales, de ses affiliés ou de ses autres activités professionnelles. Les auteurs et l'éditeur ne seront en aucun cas tenus responsables pour tout dommage conséquent direct, indirect, accidentel, spécial, exemplaire ou pour tout autre dommage.