COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 1 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Fonctionnement de l'ACER

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

Les propositions de la Commission européenne dans les différents textes législatifs révisés prévoient un nombre substantiel de responsabilités nouvelles, pour les autorités de régulation nationales mais également pour l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ci-après l'Agence). Ces propositions induisent en particulier :

- Un élargissement du champ de compétence de l'Agence : le périmètre des codes de réseau est élargi et les tâches de l'Agence étendues, par exemple au suivi des interventions publiques sur le marché ainsi qu'à l'évaluation de l'adéquation des moyens et à la préparation aux risques de rupture d'approvisionnement en électricité ;
- Un certain nombre de missions nouvelles pour l'Agence : ses missions sont notamment étendues à la supervision des opérateurs du marché de l'électricité (NEMO) et des centres de conduite régionaux (ROC) et à la coordination des missions régionales des régulateurs qui sont précisées dans les codes de réseau et lignes directrices régissant le fonctionnement du marché intérieur de l'électricité ;
- Un renforcement de ses pouvoirs : les propositions de la Commission européenne octroient par exemple à l'Agence un pouvoir d'amendement des propositions de codes de réseau qui lui sont actuellement soumises pour avis et lui confient d'importants pouvoirs d'approbation de leurs modalités de mise en œuvre qui relèvent pour l'heure de la compétence des régulateurs nationaux et/ou des opérateurs.

Ces propositions sont assorties d'un certain nombre de modifications des règles régissant le fonctionnement interne de cette Agence. La CRE note en particulier que :

- Le directeur de l'Agence se voit confier d'importantes nouvelles prérogatives. Il est notamment proposé de lui confier la rédaction des avis, recommandations et décisions soumis à l'avis favorable du Conseil des régulateurs. Dans le cadre de la coordination des missions régionales des régulateurs nationaux, il est aussi chargé de se prononcer sur la portée des propositions dont sont saisis les régulateurs nationaux et sur leur possible incidence sur le marché intérieur.
- Le Conseil des régulateurs sera en grande partie impliqué dans l'exercice des nouvelles missions qu'il est proposé de confier à l'Agence. La Commission européenne propose en outre de modifier les règles de vote de ce Conseil : ses avis seraient adoptés non plus à la majorité des deux-tiers de ses membres présents mais à la majorité simple, la règle d'une voix par autorité de régulation nationale restant inchangée.
- Les groupes de travail de l'Agence, qui assistent le Directeur et le Conseil des régulateurs dans l'exécution de leurs tâches et par le biais desquels les régulateurs nationaux contribuent à l'élaboration des avis, décisions et recommandations de l'Agence, sont institutionnalisés. Il est proposé de charger le Conseil d'administration de l'Agence de les établir et d'adopter leurs règles de fonctionnement.

2. ENJEUX

En maintenant le Conseil des régulateurs au centre du processus de prise de décision de l'Agence et en dérogeant ainsi aux principes exposés dans l'approche commune aux agences décentralisées de l'UE, la Commission européenne confirme le rôle capital des régulateurs nationaux pour la mise en œuvre des règles de fonctionnement du marché intérieur de l'énergie et le suivi de leur respect par les opérateurs. La formalisation des groupes de travail dans le règlement reconnait d'ailleurs leur rôle clé au sein de l'Agence.

La reconnaissance de la possibilité pour l'Agence de modifier directement les propositions des opérateurs, et l'extension de ses missions à la maille régionale conduiront à lui donner un pouvoir décisionnel extrêmement

important. Dans ce contexte, la transparence, la clarté et la collégialité de son fonctionnement sont des gages indispensables de qualité et d'applicabilité, qu'il convient de préserver sinon de renforcer. Les propositions visant à étendre les obligations de l'Agence en termes de consultation des parties prenantes répondent d'ailleurs à cet impératif.

La Commission européenne estime en outre que la modification des règles de fonctionnement interne de l'Agence lui permettrait de gagner en rapidité. L'exigence de coopération des régulateurs européens de l'énergie qui accompagne les propositions de la Commission européenne devrait être placée au centre de cette recherche d'efficacité et reflétée dans le mode de fonctionnement de l'Agence : la co-construction des avis, décisions, et recommandations arrêtés par l'Agence depuis sa mise en place ont par exemple facilité la mise en œuvre anticipée de nombreux codes de réseau. Or, selon les propositions de la Commission européenne, le directeur de l'Agence disposerait d'une compétence exclusive pour la préparation des avis, décisions et recommandations de l'Agence et pourrait les adopter quand bien même un ensemble de régulateurs représentant plus de 80% du marché s'opposerait à leur contenu. La concentration des pouvoirs au sein de l'Agence qui résulterait de ces propositions irait non seulement à l'encontre de l'esprit de coopération qui constitue pourtant le fondement de l'Agence mais elle pourrait également compromettre la légitimité de son action et faire obstacle à la poursuite de l'intégration du marché. Un mode de fonctionnement tel que celui de l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF) semble davantage correspondre à la logique de co-construction sur laquelle a été bâti le marché intérieur de l'énergie : l'adoption des actes de l'Agence touchant à la régulation du marché pourrait ainsi être confiée au Conseil des régulateurs selon des règles de majorité adaptées à leur portée.

La valorisation du travail effectué conjointement par les agents des régulateurs nationaux et de l'Agence au sein des groupes de travail est un élément de réponse supplémentaire à cet enjeu. Les propositions de la Commission européenne devront toutefois être précisées afin que les régulateurs nationaux puissent continuer à y participer en toute indépendance. Le Conseil des régulateurs devrait notamment pouvoir être en mesure de préciser les conditions dans lesquelles les groupes de travail peuvent l'assister dans l'exécution de ses tâches, comme c'est par exemple le cas du Conseil des autorités de surveillance de l'Autorité européenne des marchés financiers.

3. POSITION DE LA CRE

De manière générale, la CRE partage l'objectif de renforcement de la coordination de l'action des régulateurs de l'énergie au sein de l'Agence. En proposant de l'habiliter à prendre des décisions qui requièrent à ce jour de passer par 28 processus décisionnels nationaux différents, la Commission européenne répond à certaines recommandations émises par les régulateurs.

La CRE considère cependant qu'une évolution des pouvoirs de l'Agence ne peut être envisagée que si les conditions suivantes sont réunies :

- les règles de vote actuelles au sein du Conseil des régulateurs doivent être maintenues (pas de passage à la majorité simple) ;
- l'adoption des actes de l'Agence touchant à la régulation du marché doit être confiée au Conseil des régulateurs et la possibilité, pour le Conseil des régulateurs, d'amender les propositions qui lui sont soumises par le directeur devrait être explicitement prévue.

Par ailleurs, la CRE estime que certains ajustements des propositions de la Commission européenne permettraient d'encourager la participation des régulateurs nationaux dans les travaux de l'Agence. En particulier, le Conseil des régulateurs devrait pouvoir se prononcer sur l'établissement de groupes de travail et sur leurs règles de fonctionnement.

La construction de l'Union de l'énergie doit s'appuyer sur des décisions collectives et les textes proposés par la Commission sur le fonctionnement de l'ACER doivent donc être modifiés en ce sens.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 2 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Les centres de conduite régionaux (ROC)

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

Le projet de règlement sur le marché intérieur de l'électricité crée de nouvelles entités, les centres de conduite régionaux (*Regional operational centres - ROC*), chargées d'assurer la coordination des gestionnaires de réseau de transport (GRT) au niveau régional. Leurs missions compléteraient celles des GRT sur les sujets ayant une dimension régionale (élaboration de modèles de réseau, analyses de sécurité opérationnelle, calcul des capacités aux interconnexions, études d'adéquation offre-demande, etc.). Ces centres de régulation formuleraient des recommandations aux GRT sur les sujets qui relèvent de leur compétence, mais auraient également compétence pour prendre des décisions contraignantes (par exemple, imposer des actions correctives – i.e. toutes mesures appliquées par un ou plusieurs GRT, manuellement ou automatiquement, afin de préserver la sécurité d'exploitation – tout en optimisant les capacités d'échanges aux interconnexions pouvant être attribuées au marché).

2. ENJEUX

Historiquement, les GRT ont spontanément organisé, au niveau régional des modalités de coopération volontaires, à la suite notamment de l'incident du 4 novembre 2006 (séparation du grand réseau européen continental en trois zones et délestage d'une partie de la consommation des pays de l'Europe du Sud, dont la France).

Ainsi, RTE appartient à l'un des centres de coopération régionale existant (*Regional Security Coordinator – RSC),* Coreso, qui regroupe les GRT allemand (50hertz), belge (Elia), britannique (National grid), espagnol (REE), portugais (REN) et italien (Terna).

À ce stade, ces centres (appelés *Regional Security Coordinators - RSC*) ont principalement pour mission de coordonner les actions des GRT, en fournissant des recommandations proche du temps réel, grâce à une vision plus large de l'état du système électrique européen.

Le règlement sur l'exploitation du système électrique (*System Operation Guideline*), adopté en comitologie par les Etats membres en 2016 et qui devrait entrer en vigueur avant l'été 2017, prévoit d'ores et déjà un renforcement des missions des RSC, notamment en matière de définition des modèles de réseaux de calcul de capacité coordonné et d'étude d'adéquation à court et moyen terme.

La proposition de la Commission dans le cadre du paquet « Énergie propre », qui intervient alors même que le système va évoluer en 2017, va donc plus loin en attribuant de nouvelles missions aux ROC et en transférant certaines responsabilités au niveau régional. Les ROC participeraient ainsi à l'élaboration de scénarios de crises et au calcul des capacités transfrontalières au titre des mécanismes de capacité ; ils pourraient par ailleurs donner des instructions contraignantes aux GRT (ex : dimensionnement régional des réserves).

3. POSITION DE LA CRE

La CRE estime que la proposition de la Commission est à la fois prématurée et contraire au principe de subsidiarité, dans la mesure où :

- le règlement sur l'exploitation du système électrique qui devrait entrer en vigueur à l'été 2017 prévoit déjà des missions renforcées pour les RSC ;
- ces missions n'ont pas encore été mises en œuvre et n'ont pas fait l'objet d'un retour d'expérience permettant d'apprécier l'efficacité et les potentiels bénéfices de ces nouvelles dispositions ;
- Pour les nouvelles missions qui pourraient être confiées aux ROC, une analyse fine des coûts et des bénéfices attendus devrait être conduite ;

- Enfin, le transfert de responsabilités opérationnelles à ces ROC, avec la possibilité de donner des instructions contraignantes aux GRT, pourrait entrer en contradiction avec le fait que la sécurité d'approvisionnement est une prérogative nationale.

La CRE émet donc de très fortes réserves sur cette proposition telle qu'elle est rédigée à ce jour.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N°3 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Utilisation des revenus de congestion relatifs à l'utilisation des interconnexions

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

En application du règlement n° 714/2009 du 13 juillet 2009 en vigueur, les rentes de congestion, soit les recettes issues de l'utilisation des capacités d'interconnexion, peuvent être utilisées pour :

- **garantir la disponibilité effective des capacités** (coûts associés à la fermeté physique ou financière) ;
- **maintenir ou augmenter les capacités d'interconnexion** *via* des investissements dans le réseau ;
- **réduire les tarifs d'utilisation des réseaux**, sous réserve de l'approbation des régulateurs.

L'article 17 du projet de règlement sur le marché de l'électricité propose d'amender ces dispositions. Il propose ainsi de supprimer la possibilité d'utiliser ces rentes pour réduire les tarifs et d'inscrire dans un poste distinct de la comptabilité des gestionnaires de réseaux de transport (GRT), la part des rentes non utilisée pour garantir la disponibilité des capacités ou en créer de nouvelles. Elle laisse à l'ACER l'initiative de proposer les conditions et délais d'utilisation des rentes, ces derniers étant ensuite approuvés par la Commission européenne.

2. ENJEUX

La Commission européenne estime que la réduction des tarifs d'accès aux réseaux, inciterait les régulateurs nationaux à restreindre les investissements pour maintenir les rentes de congestion et limiter la hausse des tarifs. Elle souligne ainsi qu'en 2014 et 2015, seule la moitié des rentes de congestion européennes ont été utilisées pour garantir la disponibilité des capacités existantes ou en créer de nouvelles. Pour rappel, en France, le montant total des rentes de congestion en 2014, 2015 et 2016 a été respectivement de 415, 475 et 393* M€, soit environ 10% du revenu tarifaire de RTE. En 2014, près des deux-tiers de ce montant (257 M€) ont été investis pour les interconnexions.

* valeur provisoire

3. POSITION DE LA CRE

La CRE considère que les modifications envisagées dans les dispositions de l'article 17 du projet de règlement sont contraires au principe d'efficacité économique.

En effet, la proposition de la Commission reviendrait à inciter à la construction d'interconnexions tant que la rente de congestion n'est pas nulle, c'est-à-dire jusqu'à ce que les interconnexions ne soient plus jamais congestionnées. Le réseau européen serait alors une plaque de cuivre avec un prix de marché unique pour toute l'Europe. Or, du point de vue de l'efficacité économique, cet objectif n'est pas pertinent. En effet, de nouveaux projets d'interconnexion doivent être développés tant que leurs coûts (qui sont portés par les utilisateurs via les tarifs) sont inférieurs aux bénéfices apportés par ces interconnexions (soit les gains sur les coûts de production qu'elles permettent).

En outre, la CRE rappelle qu'elle ne cherche pas à minimiser le tarif par principe, mais à réaliser des projets d'interconnexion rentables et bénéfiques pour l'Europe. Des incitations à développer les interconnexions dont le critère est le bénéfice pour l'ensemble de l'Europe, et non le seul bénéfice pour la France, ont été mises en place par la CRE. Ces incitations ont eu l'effet escompté, accélérant les projets utiles à l'intégration du marché européen (2015 : projet Savoie-Piémont avec l'Italie ; 2016 : projet IFA 2 avec l'Angleterre).

Les dispositions proposées par la Commission européenne pourraient même avoir l'effet inverse de celui attendu. Ainsi, on constate que dans les pays où les capacités d'interconnexion sont faibles et où les besoins d'investissement sont les plus évidents, les rentes de congestion sont limitées (ces rentes étant fonction du différentiel de prix aux frontières mais aussi des capacités allouées au marché). Celles-ci ne suffisent donc pas à financer les nouveaux investissements.

Construire une interconnexion en interdisant que les utilisateurs de réseau puissent bénéficier d'un légitime retour sur investissement ferait augmenter le tarif du montant de l'investissement sans contrepartie. Il y a par ailleurs, peu de chance que les dispositions proposées accélèrent les investissements dans ces pays qui en ont pourtant particulièrement besoin.

La CRE est donc opposée à cette proposition de la Commission.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N°4 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Harmonisation des tarifs d'utilisation des réseaux

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

L'article 16 du projet de règlement, proposé par la Commission européenne dans le cadre du paquet énergie propre vise à harmoniser les tarifs d'utilisation des réseaux. Il propose notamment que les tarifs :

- reflètent les coûts effectivement engagés par les GRT et GRD, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace
- soient transparents, et n'induisent pas de discrimination entre production connectée au réseau de distribution et au réseau de transport, ni à l'égard du stockage ou de l'effacement ;
- incitent les GRT et GRD à favoriser l'efficacité énergétique, l'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement, à développer des solutions innovantes, et introduisent des objectifs de performance pour augmenter l'efficacité des réseaux.

Par ailleurs, les tarifs de distribution pourraient être différenciés selon les consommateurs et leur utilisation du réseau (possibilité de différenciation temporelle notamment).

Cet article prévoit également que l'ACER émette une recommandation sur la convergence progressive des méthodes de tarification du transport et de la distribution, dont les régulateurs nationaux « *tiennent dûment compte* [...] *lorsqu'*[ils] *approuvent ou fixent les tarifs de transport ou leurs méthodes de calcul* ». Il est aussi prévu que l'ACER soit chargée de la surveillance de la mise en œuvre de cette recommandation, l'actualise au moins tous les deux ans, et en rende compte à la Commission.

Enfin, l'article 55 du projet de règlement sur le marché de l'électricité envisage d'étendre la possibilité déjà existante d'un code de réseau relatif aux tarifs de transport aux tarifs de distribution.

2. ENJEUX

En proposant d'harmoniser la fixation des tarifs de réseaux au niveau européen, l'objectif de la Commission est de chercher à supprimer les distorsions transfrontalières qui pourraient, selon elle, avoir des impacts sur le bon développement de la production et du stockage.

L'enjeu pour la France est que la structure du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité continue à être construite de façon à envoyer les bons signaux économiques aux utilisateurs des réseaux et d'optimiser ainsi les besoins d'investissements dans ces réseaux. Pour y parvenir, il est nécessaire de prendre en compte les spécificités nationales. Par exemple, dans l'hexagone, le chauffage électrique renforce la différenciation des coûts de réseaux entre les différentes heures de l'année et donc la pertinence d'introduire une différenciation temporelle des tarifs par rapport à ce qui peut être le cas dans d'autres pays (aux Pays-Bas par exemple, le chauffage électrique étant quasi-inexistant, le tarif de réseau peut sans difficulté être uniquement à la puissance ou uniquement à l'énergie et sans différenciation temporelle).

3. POSITION DE LA CRE

La CRE estime ainsi que l'harmonisation des tarifs de soutirage serait inutile et inopportune, en particulier en distribution. Une quelconque compétence ne saurait en outre être donnée à l'ACER.

Inutile car la concurrence transfrontalière ne s'exerce pas entre consommateurs, mais entre producteurs et inopportune car les tarifs de soutirage doivent favoriser la maîtrise efficace de la demande.

Or la courbe de consommation d'électricité diffère selon les Etats membres, ce qui plaide contre une uniformisation du traitement tarifaire en Europe. Seules les différences entre tarifs d'injection sur les réseaux de transport

pourraient avoir un impact sur la concurrence au sein du marché européen. Or, le règlement n° 838/2010 du 23 septembre 2010 répond déjà à cette problématique en les plafonnant à 0,5 €/MWh (hors pertes et services système). La recommandation n°09/2014 de l'ACER interdit par ailleurs les tarifs d'injection indexés sur la production.

De plus, les bénéfices d'une harmonisation des tarifs d'injection sur les réseaux de distribution restent incertains. Si la concurrence transfrontalière entre producteurs raccordés en distribution est théoriquement possible, en pratique, la plupart de ces capacités de production font l'objet de dispositifs de soutien qui tiennent compte des coûts d'accès au réseau.

L'analyse d'impact accompagnant le projet de modification du règlement ne démontre pas que l'harmonisation des tarifs apporterait des bénéfices tangibles, dépassant les coûts de mise en œuvre.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 5 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Utilisation du stockage par les gestionnaires de réseaux d'électricité

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION EUROPEENNE

Le projet de paquet « Énergie propre » encourage largement le recours aux différentes formes de flexibilité par les gestionnaires de réseaux, mais pose comme principe que ceux-ci ne peuvent détenir ou exploiter des installations de stockage. Des exceptions seraient néanmoins possibles, en particulier en cas de défaillance de marché : si le gestionnaire de réseau ne parvenait pas à contractualiser de stockage avec un tiers pour mener à bien un projet pourtant utile pour la collectivité, il pourrait investir dans un actif de stockage, et l'utiliser pour résorber des congestions ou éviter un renforcement sur le réseau. Dans ce cas, le critère de défaillance de marché devra être réexaminé tous les cinq ans.

2. ENJEUX

L'industrie du stockage, encore en développement, pourrait être amenée à rendre de multiples services au système électrique : participation à l'équilibre offre demande, résorption de congestions, fourniture de services systèmes tension, etc.

La CRE se doit donc, dans le cadre de sa mission de contribution au bon fonctionnement des marchés, de participer à la mise en place d'un cadre favorable au développement de la filière stockage.

Un premier aspect de ce cadre favorable est la couverture par le TURPE des coûts qui pourraient être encourus par les gestionnaires de réseaux pour disposer d'une capacité de stockage destinée à résorber une congestion ou limiter les investissements sur le réseau. Ces coûts s'inscrivent en effet dans les missions du gestionnaire de réseaux, et ont donc vocation à être couverts par le TURPE. La couverture de ces coûts, en apportant une garantie de revenus aux exploitants de stockages, pourrait être un facteur de déclenchement de l'investissement dans un moyen de stockage.

En second lieu, un cadre favorable au stockage doit garantir que l'exploitant d'un actif de stockage pourra, au-delà des services éventuellement fournis au réseau, proposer également ses services sur tous les marchés pertinents afin d'utiliser au mieux de leurs possibilités les moyens de stockage mis en œuvre. La valeur des services sur les marchés constitue la principale valeur du stockage, ce dernier permettant de stocker l'énergie quand elle est peu chère sur les marchés afin de la revendre aux moments où elle est la plus chère. Des moyens de stockage utilisés au seul service des réseaux seraient contraints à être sous-employés par rapport à leurs possibilités techniques. L'optimisation de l'utilisation des moyens de stockage permettra au contraire d'accroître leur rentabilité, ce qui facilitera leur développement.

Par nature, les gestionnaires de réseaux ne sont pas légitimes à décider de l'utilisation d'un moyen de stockage en fonction des prix de marché proposés sur tel ou tel mécanisme ouvert à la concurrence. De tels choix sont en effet incompatibles avec leur rôle d'acteur neutre du système électrique. Les gestionnaires de réseaux ne peuvent notamment participer à des activités de fourniture, de production, et donc procéder à des arbitrages physiques sur les marchés. Les gestionnaires de réseaux ne peuvent donc capter directement la valeur du stockage résultant des marchés de l'électricité.

Ainsi, le gestionnaire de réseau n'apparaît pas comme l'acteur le mieux placé pour valoriser pleinement les possibilités offertes par un actif de stockage. Il ne peut utiliser un stockage que pour résorber des congestions, et éventuellement pour fournir des services système en tension. Pour valoriser le stockage sur les marchés, il devra mettre en œuvre une gouvernance complexe, afin que des tiers puissent valoriser la flexibilité apportée par les stockages sur les marchés de l'énergie.

Il paraît donc pertinent de mettre en place un cadre où des tiers, propriétaires d'actifs de stockage, peuvent vendre, grâce à ces actifs, des services aux gestionnaires de réseaux pour répondre à leurs besoins en matière de gestion des congestions.

Pour répondre aux besoins des gestionnaires de réseaux, la localisation des moyens de stockage constitue en général un élément clé, qui a en revanche une importance beaucoup moins évidente pour les services valorisables sur les marchés. Les gestionnaires de réseaux pourraient conduire des tiers à développer des moyens de stockage là où c'est utile pour le réseau, en lançant des appels d'offres qui imposeraient la localisation qu'ils souhaitent. Les candidats retenus investiraient alors dans des moyens de stockage, qu'ils pourraient également valoriser sur les marchés de l'énergie tant que cela n'obère pas la disponibilité garantie au gestionnaire de réseau pour ses propres besoins.

Un tel cadre permettrait une gouvernance simple, et une plus grande agilité du marché du stockage. Afin d'assurer une visibilité aux propriétaires d'actifs de stockage sur les revenus associés à la fourniture de ces services, les gestionnaires de réseaux pourraient réserver des disponibilités correspondant à leurs besoins, via notamment des contrats de long terme dont les coûts pourraient être couverts par le TURPE.

Toutefois, dans le contexte actuel, le caractère expérimental du sujet stockage et l'absence de développement de la filière à ce jour pourraient cependant inciter à autoriser le gestionnaire de réseau à mener une expérimentation lui permettant d'investir lui-même dans le stockage. Cette solution ne devrait néanmoins être mise en œuvre qu'en dernier recours, après avoir constaté l'absence de volonté d'autres acteurs d'investir en réponse à un appel à manifestation d'intérêt du gestionnaire de réseaux.

3. POSITION DE LA CRE

La CRE rappelle que l'équilibre entre les acteurs du système électrique repose sur le principe de neutralité des gestionnaires de réseaux, et qu'en principe, ceux-ci ne doivent pas être exploitants d'un stockage.

Toutefois, une interdiction totale aujourd'hui pour les gestionnaires de réseaux d'être exploitants de moyens de stockage ne serait pas compréhensible dans un secteur dont le modèle économique n'est pas stabilisé. Dans le même esprit, le cas particulier des ZNI peut appeler des solutions spécifiques.

Aussi, la CRE sera particulièrement attentive aux propositions de la Commission Européenne et vigilante à ce que les modalités de mise en œuvre des exceptions possibles n'aboutissent pas, de fait, à une interdiction totale et définitive pour les gestionnaires de réseaux d'être propriétaires de moyens de stockage

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N°6 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Calcul des capacités transfrontalières

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

Le calcul de capacité est un exercice mené par les gestionnaires de réseaux avant chaque échéance (annuelle, journalière ainsi qu'en infra-journalier) afin de déterminer les capacités d'interconnexion allouées aux marchés. Ce calcul est réalisé selon des méthodologies approuvées par les régulateurs.

Le projet de règlement sur le marché de l'électricité présenté par la Commission reprend et complète les principes du calcul de capacité (tels que définis dans l'actuel règlement n° 714/2009 du 13 juillet 2009 et dans le règlement 2015/1222 du 24 juillet 2015 dit « CACM »).

Le paragraphe 3 de l'article 14 de ce projet de règlement reconnaît que la maximisation des capacités transfrontalières ne doit pas se faire au détriment de la sécurité d'exploitation des réseaux ou lorsque les mesures correctives qu'elle implique ne sont pas économiquement efficaces.

Mais le paragraphe 7 pose a contrario pour principe que les capacités transfrontalières offertes au marché ne doivent pas être réduites pour prendre en compte les flux physiques internes à une zone ou les flux de bouclage (*loop flows,* qui sont des flux physiques dans une zone induits par des échanges commerciaux internes à une autre zone). Ainsi, les GRT lorsqu'ils réalisent le calcul de capacité auraient l'obligation de maximiser la capacité offerte aux marchés sans considération des coûts et des bénéfices associés.

Des dérogations à cette règle seraient ainsi possibles mais selon des modalités très limitatives : ces dernières devraient faire l'objet d'une demande formelle du GRT à son régulateur et être approuvées avec l'accord des autres régulateurs de la région de calcul de capacité, la décision revenant *in fine* à l'ACER en cas de désaccord.

Les dispositions proposées par la Commission sont inspirées de la recommandation n°02/2016 de l'ACER du 11 novembre 2016 sur les méthodologies de calcul de capacité coordonné et de partage des coûts de *redispatching* et d'échange de contreparties.

2. ENJEUX

La Commission entend remédier par ces dispositions aux situations dans lesquelles les capacités d'interconnexion offertes au marché sont fortement réduites (par rapport aux capacités physiques des câbles) du fait de la prise en compte dans le calcul de capacité de flux physiques internes ou de *loop flows* qui viennent réduire d'autant les capacités restant disponibles pour le marché.

Cette situation de « pénurie » de capacité allouée aux marchés est notamment observée aux frontières de l'Allemagne : la production renouvelable étant localisée au nord du pays alors que la consommation est plutôt concentrée dans le sud, il existe des flux physiques nord-sud très importants. Compte tenu de l'insuffisance du réseau interne allemand pour faire transiter ces flux, ces derniers transitent en partie par les réseaux voisins (par exemple en passant par les Pays-Bas, puis la Belgique et la France) et viennent saturer les capacités d'échange commerciales aux frontières allemandes.

La CRE partage l'objectif de la Commission d'une optimisation (mais pas d'une maximisation par principe) des capacités allouées aux marchés. En particulier, dans le cadre de l'hiver 2016-2017 marqué par une baisse de la production nucléaire en France, les capacités d'import de la France depuis la Belgique et l'Allemagne ont été fortement réduites, notamment du fait de contraintes internes sur les réseaux allemands. La CRE travaille en étroite collaboration avec l'ensemble des régulateurs concernés afin que les gestionnaires de réseaux proposent des évolutions du calcul de capacité dans la région CWE (regroupant la France, l'Allemagne, la Belgique et les Pays-Bas) à mettre en œuvre avant l'hiver prochain.

Néanmoins, il ne devrait pas s'agir d'augmenter les capacités allouées au marché à tout prix mais d'optimiser ces capacités en prenant en compte, d'une part, la sécurité interne des systèmes, et d'autre part, les coûts associés aux mesures correctrices (*redispatching*) rendues nécessaires par ces hausses des capacités allouées au marché. En effet, les mesures correctrices dont les GRT disposent ne doivent effectivement être mises en œuvre que dans les cas où leurs coûts sont inférieurs aux bénéfices permis par les hausses de capacités que ces mesures permettent.

3. POSITION DE LA CRE

Si la CRE reconnait la nécessité d'améliorer les méthodes de calcul de capacité, elle est défavorable à la proposition de la Commission. En effet, cette proposition ne prend en compte ni la sécurité interne des systèmes ni les coûts associés aux mesures correctrices qui seront rendues nécessaires et qui pourraient dépasser les gains attendus d'une telle mesure.

Ainsi, la CRE considère que les dispositions existantes du règlement n°714/2009 du 13 juillet 2009 et du règlement 2015/1222 du 24 juillet 2015 (CACM) qui n'ont pas encore été mises en œuvre apportent un cadre suffisant pour optimiser les capacités allouées aux marchés.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 7 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Contractualisation des réserves d'équilibrage

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

L'article 5 du projet de règlement sur le marché de l'électricité propose de définir les principes relatifs à l'équilibrage du système électrique, et notamment les modalités de contractualisation des réserves d'équilibrage (dont le dimensionnement au niveau régional pourrait être confié aux centres opérationnels régionaux ou ROC prévus par ailleurs par le projet de règlement).

Cette contractualisation serait :

- facilitée à l'échelle régionale par les ROC ;
- effectuée à l'échéance journalière et/ou infra-journalière ;
- réalisée de manière dissociée pour les réserves à la hausse et les réserves à la baisse.

2. ENJEUX

Le projet de règlement européen relatif à l'équilibrage, adopté par Etats membres en comitologie en mars 2017, donne déjà un cadre pour appliquer une contractualisation à la maille supranationale de manière volontaire.

Il précise de plus que la constitution des réserves est effectuée « au plus proche du temps réel, quand cela est économiquement efficace », et de manière dissociée uniquement pour les réserves secondaire et tertiaire, avec une possibilité d'exemption.

Les propositions de la Commission dans le cadre du Paquet énergie propre, si elles étaient acceptées, iraient donc au-delà du projet règlement européen relatif à l'équilibrage tel qu'il vient d'être adopté très récemment en comitologie, notamment : en obligeant à la contractualisation de la totalité des réserves de manière dissymétrique (pour les réserves primaire et secondaire) et **en rendant obligatoire la contractualisation à l'échéance journalière et/ou infra-journalière** :

En France, RTE contractualise annuellement une part significative de ses réserves (les réserves rapide et complémentaire en particulier). Des réflexions sont en cours pour contractualiser les réserves avec une échéance de court terme qui pourrait effectivement favoriser le développement de la participation de certaines filières, notamment renouvelables. Toutefois, il convient de mener une réflexion de fond sur la définition de cette échéance (hebdomadaire, J-2, J-1…) afin qu'elle puisse tenir compte des contraintes techniques et opérationnelles et des coûts associés. Par ailleurs, pouvoir conserver une partie de la contractualisation à plus long terme (par exemple annuellement) sous réserve d'en avoir montré l'efficacité économique, pourrait faciliter la participation d'autres filières (ex : sites de soutirage) à cette contractualisation en leur donnant une visibilité sur les revenus afin de couvrir les investissements associés.

3. POSITION DE LA CRE

La CRE considère qu'avant toute mise en œuvre des dispositions proposées par la Commission, une analyse approfondie des conséquences opérationnelles et concrètes de ces dernières ainsi que des coûts et bénéfices qui y seraient associés est absolument nécessaire.

Ainsi, la contractualisation des réserves d'équilibrage à la maille régionale, nécessiterait de garantir que les capacités d'interconnexion nécessaires seront bien présentes et ces capacités devraient donc être réservées et non plus allouées aux marchés journaliers et infra-journaliers.

Il serait ainsi indispensable de mener une analyse économique approfondie pour déterminer s'il pourrait y avoir plus de valeur à « bloquer » une capacité d'interconnexion pour effectuer des échanges de capacités d'équilibrage, plutôt que de l'allouer par le couplage des marchés journalier et infra-journalier.

La CRE ne s'oppose pas à la proposition de la Commission concernant la contractualisation des réserves d'équilibrage à la maille régionale dès lors que cette-dernière se limite à prévoir un cadre favorable mais n'est pas prescriptive.

Elle est en revanche défavorable aux propositions de nouvelles dispositions prescriptives de la Commission:

- La contractualisation des réserves à l'échéance journalière ou infra journalière ;
- La contractualisation de la totalité des réserves de manière dissymétrique (pour les réserves primaire et secondaire).

Le projet de règlement établissant une ligne directrice (*guideline*) sur l'équilibrage vient d'être adopté en comitologie. Il conviendra dans un premier temps de permettre sa bonne mise en œuvre pour obtenir les bénéfices attendus.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 8 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Communautés énergétiques locales

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

Le projet de directive sur le marché de l'électricité présenté par la Commission européenne dans le cadre du paquet « Énergie propre », introduit la notion de « *communauté énergétique locale* » (CEL) définie comme « *une [...] personne morale effectivement contrôlée par des actionnaires ou associés locaux, adoptant une démarche généralement axée sur les valeurs plutôt que sur le profit, active dans la production distribuée et la réalisation des activités d'un gestionnaire de réseau de distribution, d'un fournisseur ou d'un agrégateur au niveau local, y compris dans un cadre transfrontalier* ».

L'article 16 de ce projet de directive définit le cadre réglementaire applicable à ces CEL, et notamment les relations de ces dernières avec leurs utilisateurs et avec le gestionnaire de réseau de distribution (GRD) auquel elles sont, le cas échéant, raccordées :

- ces dernières devraient :
  - soit pouvoir posséder ou louer et gérer des réseaux locaux d'énergie, et endosser alors le rôle de GRD ;
  - soit pouvoir conclure des contrats avec le gestionnaire de réseau de distribution pour l'exploitation du réseau. Elles n'endosseraient dans ce cas pas l'intégralité des missions des GRD.
- les CEL devraient avoir accès à tous les marchés organisés ;
- chaque membre de ces communautés y participerait volontairement et garderait ses droits de consommateur (libre choix du fournisseur et possibilité de quitter la CEL à tout moment), même dans le cas où la CEL tiendrait le rôle de GRD. Il ne serait pas nécessaire d'être membre de la CEL pour y être raccordé ;
- les utilisateurs d'une CEL qui n'en seraient pas membres seraient soumis à des redevances d'accès aux réseaux, équitables et reflétant les coûts, qui pourraient être fixées par l'autorité de régulation nationale en cas de désaccord entre ces utilisateurs et la CEL ;
- les CEL pourraient ne pas être interconnectées. Si une CEL était interconnectée, elle serait soumise à des redevances « appropriées » par le gestionnaire de réseau de distribution auquel elle est raccordée, les injections et les soutirages étant comptabilisés séparément.

2. ENJEUX

Ces dispositions procèdent d'une volonté de la Commission de favoriser le développement de l'autoconsommation, les communautés énergétiques locales pouvant selon elle « *constituer un moyen efficace de gestion de l'énergie* ».

De telles communautés pourraient effectivement être dans certains cas facteur de mobilisation et d'implication des acteurs, pour porter des projets de flexibilité ou de maitrise de la demande, bénéfiques pour le système électrique.

Dans le cas où la CEL délègue au GRD l'ensemble des activités relatives au réseau, y compris la planification, la situation se rapproche du cadre de celle des opérations d'autoconsommation collective prévues en France par la loi n° 2017-227 du 24 février 2017, dans lesquelles la personne morale représentant la communauté signe un contrat avec le gestionnaire de réseau précisant à quels utilisateurs doivent être affectés les différents flux.

En revanche, les effets sur l'organisation du système d'une généralisation du développement de CEL exerçant tout ou partie des activités de gestionnaire de réseaux devraient être attentivement évalués :

- désoptimisation de l'aménagement du territoire et de l'exploitation des réseaux par les GRD ; une CEL constituerait une poche de réseau sur laquelle le GRD n'aurait pas de contrôle et ne pourrait procéder à des extensions.
- remise en cause de la péréquation tarifaire et renchérissement des tarifs d'utilisation des réseaux publics pour leurs utilisateurs si les CEL se développaient dans les zones où les coûts de mise en place du réseau sont inférieurs aux coûts moyens (zones denses). A cet égard, la directive ne saurait remettre en cause la péréquation tarifaire qui relève de la compétence des Etats Membres.

3. POSITION DE LA CRE

A titre liminaire, la CRE considère que la définition des communautés locales d'énergie devrait être clarifiée.

La CRE estime que la création de telles communautés pourrait avoir des effets positifs de mobilisation des citoyens et plus largement sur la flexibilité du système électrique.

Toutefois, si ces communautés jouaient de fait le rôle de GRD locaux, y compris en ce qui concerne la planification du réseau, les conditions de leur création devraient être strictement circonscrites.

Dans la pratique, les contraintes qui y seraient associées (libre choix du fournisseur, tarification contestable devant le régulateur, etc.) limiteraient de fait leur développement, leur gestion par de petites entités se révélant très coûteuse.

En revanche, si de tels schémas devaient néanmoins se généraliser, cette situation présenterait des risques notamment en termes d'optimisation de la planification des réseaux et de péréquation tarifaire.

En conséquence, la CRE considère que les conditions d'éligibilité (taille, zone géographique, topologie de réseau) au rôle de distributeur ou à l'exercice de certaines des compétences correspondantes devraient être strictement encadrées. Le principe de subsidiarité devrait prévaloir pour permettre aux États membres de définir ces conditions.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 9 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Objectif de 15 % d'interconnexions électriques en Europe

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

Un objectif de capacités d'interconnexion représentant 10 % des capacités de production installées par pays a été proposé par la Commission européenne (Communication COM(2001)775). Cet objectif a par la suite été entériné par les conclusions du Conseil européen du 16 mars 2002.

Dans sa communication du 28 mai 2014 sur la sécurité énergétique, la Commission européenne avait suggéré de relever cet objectif à 15 % à l'horizon 2030 (en tenant compte des coûts des projets et du potentiel de développement des échanges selon les régions), afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement et de faciliter les échanges transfrontaliers. Dans ses conclusions du 24 octobre 2014, le Conseil européen a approuvé le cadre d'action 2030 de l'Union en matière de climat et d'énergie et propose « *d'atteindre l'objectif de 15 %* [d'interconnexions électriques]*, comme la Commission l'a proposé* ».

La Commission européenne poursuit aujourd'hui ses efforts de développement des capacités d'interconnexions européennes, en demandant dans le cadre du nouveau projet de règlement sur la gouvernance de l'Union de l'énergie que chaque État Membre inscrive dans son plan énergie-climat le « *niveau d'interconnexion qu'il prévoit d'atteindre en 2030, en relation avec l'objectif de 15 % d'interconnexion* ». Ce niveau ne serait cependant pas contraignant et donnerait lieu à une communication régulière des États Membres sur leurs progrès à la Commission, qui pourrait alors émettre des recommandations.

2. ENJEUX

Les nouvelles interconnexions sont des projets coûteux et complexes. Les décisions d'investissement concernant ces projets doivent être prises sur la base d'analyses coûts-bénéfices solides, afin de ne pas créer une situation de surinvestissement dans les réseaux, dont le coût serait supporté par les consommateurs européens.

Or, un objectif d'interconnexion défini *a priori*, et *a fortiori* s'il est de manière uniforme à l'échelle européenne, ne permet pas de prendre en compte les spécificités des différentes frontières (en particulier la situation géographique et donc les coûts des projets ainsi que la complémentarité des parcs installés dans les pays concernés).

En outre, l'objectif de 10%, fixé initialement par les conclusions du Conseil Européen du 16 mars 2002 est fondé sur la capacité installée pour chacun des Etats membres de l'Union. La réaffirmation d'un objectif d'interconnexions fondé sur la même base ne prend pas en compte les changements profonds que le système électrique a connus depuis cette date, avec notamment le fort développement des énergies renouvelables[1].

3. POSITION DE LA CRE

Les interconnexions sont essentielles au développement du marché européen de l'énergie. Ainsi, la CRE a récemment soutenu le développement de plusieurs projets. La ligne Baixas Santa-Llogaia entre la France et l'Espagne (ligne à courant continu de 2 000 MW) a à ce titre été mise en service en octobre 2015. La CRE a également accordé une décision d'exemption au projet ElecLink, et approuvé la demande d'incitation financière du projet IFA 2. Ces deux lignes augmenteront de 1000 MW chacune les capacités d'interconnexion avec la Grande-Bretagne.

La CRE a pour mission générale de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz au bénéfice des consommateurs finals. Elle veillera à éviter que les consommateurs de gaz et d'électricité ne soient

[1] Les filières renouvelables, notamment éolien et solaire, ont des facteurs de charge très différents des filières thermiques classique et nucléaire. Pour une même production d'énergie, on peut donc avoir beaucoup plus de capacité installée.

exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée.

En conséquence, elle considère que toute décision d'investissement dans de nouveaux projets d'interconnexion doit être fondée sur des analyses coûts-bénéfices solides et non sur la seule atteinte d'un objectif d'interconnexion défini arbitrairement et ne prenant en compte que les capacités de production installées.

Au regard des difficultés associées à la définition d'un tel objectif, la commission européenne a d'ailleurs mis en place, en octobre 2016, un groupe d'expert, chargé de contribuer à la définition d'une méthodologie de fixation de l'objectif d'interconnexion.

Si des indicateurs devaient toutefois continuer d'être définis, ces-derniers ne devraient avoir aucune valeur contraignante. La construction de tels indicateurs devrait par ailleurs tenir compte des évolutions du marché, de la situation géographique des pays, des caractéristiques de leurs parcs de production et modes de consommation et des taux de convergence des prix.

Ainsi, la puissance de production installée devrait être modulée en fonction de la pointe de production effective, afin d'éviter de surestimer la mobilisation effective des capacités de production, notamment photovoltaïques et éoliennes. En outre, la prise en compte d'un seul indicateur ne permet pas de refléter de manière appropriée l'état du système électrique. La pointe de consommation de chacun des pays devrait également être prise en compte.

Ainsi, en France à fin 2016, avec un parc installé de 131 GW et des capacités d'interconnexion à l'export de 13,8 GW en moyenne sur l'année, le taux d'interconnexion est de 10,5 %. Rapporté à la pointe de production effective (qui est montée jusqu'à 88 GW en 2016), ce taux serait de 15,6 %. Alternativement, afin de prendre en compte la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement du territoire, rapporter la pointe d'importation (11,3 GW en 2016) à la pointe historique de consommation (102 GW en 2012), conduit à un taux de 11,1 %.

Aussi la CRE, pleinement engagée dans le renforcement des interconnexions, est défavorable à la proposition de la Commission telle qu'elle est rédigée, car elle pourrait entrainer une surestimation très couteuse des besoins.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N°10 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Processus de révision des zones de prix

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

L'article 13 du projet de règlement de la Commission européenne sur le marché de l'électricité introduit une procédure de revue des zones de prix, inspirée des dispositions du règlement 2015/1222 du 24 juillet 2015 « *Capacity Allocation & Congestion Management* » (*CACM*) en cours de mise en œuvre.

Ce processus propose de s'appuyer sur une étude technico-économique (revue des zones) menée par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) concernés, sur la base de laquelle serait émise une recommandation de maintien ou de revue du périmètre des zones de prix, entre pays ou à l'intérieur d'un pays.

La proposition de règlement introduirait ainsi deux évolutions substantielles par rapport au règlement CACM :

- la compétence d'approbation et d'amendement de la méthodologie utilisée par les GRT pour réaliser la revue des zones serait transférée des régulateurs nationaux à l'ACER ;
- la décision motivée de maintien ou de modification des zones de prix existantes serait à la main de la Commission européenne et non plus des États membres.

2. ENJEUX

Une zone de prix est un périmètre géographique au sein duquel les échanges ne sont pas limités et où il existe en conséquence un unique prix sur les marchés de gros. A contrario, entre deux zones de prix, les capacités d'échanges peuvent être limitées. Elles sont alors déterminées par les gestionnaires de réseaux selon des règles approuvées par les régulateurs.

D'un point de vue théorique, ces zones de prix doivent en conséquence représenter des périmètres géographiques au sein desquels les réseaux ne présentent pas de congestions structurelles (des congestions peuvent ponctuellement apparaître nécessitant des mesures dites de « *redispatching* » pour garantir les flux). A contrario, les frontières entre deux zones de prix correspondent aux congestions structurelles des réseaux.

Dans les faits, les zones de prix sont aujourd'hui essentiellement alignées sur les frontières des pays, même si certains pays ont déjà créé plusieurs zones de prix en leur sein (Italie et Suède).

Il convient ainsi de souligner que cette situation de fait n'est pas nécessairement éloignée de la théorie dans la mesure où les réseaux sont en général moins congestionnés au sein des pays qu'en transfrontalier.

En France en particulier, les renforcements de réseaux ont été menés dans les régions historiquement les plus tendues (PACA et Bretagne) et le réseau est aujourd'hui peu congestionné. La France pourrait donc apparaître comme peu concernée par ce sujet.

Néanmoins, dans le cadre de l'étude sur la revue des zones actuellement en cours tel que prévu par le règlement CACM, un scénario dans lequel tous les « grands » pays (Allemagne, Pologne, France) seraient divisés en plusieurs zones est étudié.

L'hypothèse d'un redécoupage par la Commission des zones de prix à une maille infranationale poserait des questions majeures de fonctionnement du marché de détail qui restent à défricher et pourrait être de nature à remettre en cause les principes de politique énergétique des Etats membres.

3. POSITION DE LA CRE

La CRE a des doutes profonds sur les évolutions introduites par la Commission, qui se traduisent par des transferts de compétences au niveau européen sur un sujet devant relever de la subsidiarité et qui emporte des conséquences politiques fortes.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 11 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Valorisation des effacements

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

L'article 17 du projet de directive sur le marché intérieur de l'électricité proposé par la Commission européenne, prévoit la possibilité pour les opérateurs d'effacement de participer aux marchés de l'électricité, sans avoir besoin de l'accord d'autres acteurs, et notamment des fournisseurs.

Le principe d'un versement de l'opérateur d'effacement (ci-après, « OE ») au fournisseur serait interdit de manière générale, une compensation couvrant les déséquilibres entre les agrégateurs et les responsables d'équilibre (ci-après, « RE ») pourrait toutefois être prévue à titre exceptionnel.

2. ENJEUX

Les propositions volontaristes de la Commission visent à développer l'activité d'effacement, au moment où le développement des énergies renouvelables intermittentes augmente le besoin de flexibilité du système électrique et où la participation active des consommateurs est recherchée.

En France, un programme de travail ambitieux des pouvoirs publics, de l'opérateur de transport d'électricité, du régulateur national et de l'ensemble des acteurs est mené depuis plusieurs années afin d'ouvrir progressivement les différents segments de marché aux effacements.

La France dispose ainsi d'un cadre novateur en Europe sur le sujet, qui permet à l'ensemble des consommateurs finals (des industriels aux consommateurs résidentiels) de valoriser leur capacité à effacer leur consommation aux moments où le système électrique en a le plus besoin.

Les dispositions prévues à ce stade par la Commission présentent une avancée importante au travers de la reconnaissance de l'activité des opérateurs d'effacement indépendants du fournisseur mais remettent en cause les modalités pratiques d'un modèle de développement efficace. . En effet, en contrepartie de l'absence d'accord avec le fournisseur, la loi française a prévu des règles de valorisation de l'effacement organisant **un flux financier de l'opérateur d'effacement vers le fournisseur du site effacé.** Ce flux, dénommé « versement», permet de matérialiser le transfert d'énergie du fournisseur vers l'opérateur d'effacement, afin que ce dernier puisse valoriser l'effacement réalisé chez le consommateur auprès de RTE ou directement sur le marché.

Ces principes ont été validés à plusieurs occasions :

- Le Conseil Constitutionnel a validé ce mécanisme lors de la promulgation de la loi « Brottes » en 2013 ;
- L'Autorité de la concurrence a également validé ce dispositif lors de la publication du décret d'application de la loi en juillet 2014 ;
- Dans sa décision du 13 mai 2016, le Conseil d'Etat a rejeté la requête de Voltalis, en rappelant que le versement « *constitue la rémunération d'un bien dont la propriété est transférée du fournisseur à l'opérateur d'effacement* » et qu'il n'apparaît pas que « *les règles contestées accordent un avantage aux fournisseurs d'électricité* ».

3. POSITION DE LA CRE

La CRE est donc favorable aux propositions de la commission européenne sur la possibilité d'exercer une activité d'effacement sans accord du fournisseur mais opposée au principe général d'interdiction du versement : dès lors qu'un opérateur d'effacement peut vendre de l'énergie sur les marchés indépendamment de l'accord des fournisseurs des sites qu'il a effacés, un transfert d'énergie doit être organisé des fournisseurs à l'opérateur

d'effacement. Le versement est simplement la juste contrepartie financière de cet indispensable transfert d'énergie.

La CRE souhaite en outre que soit clarifié le fait que le versement doit bien porter sur la totalité de l'énergie effacée par l'opérateur d'effacement et revendue sur les marchés, et pas sur un éventuel écart dans le périmètre du RE des sites effacés. C'est en effet de l'injection de la totalité de l'énergie effacée que le fournisseur doit rester responsable, afin que l'opérateur d'effacement puisse la revendre sur les marchés.

La proposition de la CRE permettra un développement de ce nouveau marché de l'effacement, vecteur efficace de la transition énergétique.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 12 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Appels d'offres technologiquement neutres

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

La directive 2009/72/CE du 13 juillet 2009 dispose, en son article 8, que les États membres garantissent la possibilité, dans l'intérêt de la sécurité d'approvisionnement, de prévoir de nouvelles capacités ou des mesures d'efficacité énergétique/gestion de la demande par une procédure d'appel d'offres ou toute procédure équivalente en termes de transparence et de non-discrimination, sur la base de critères publiés.

Le règlement (UE) n° 651/2014 de la Commission du 17 juin 2014 déclarant certaines catégories d'aides compatibles avec le marché intérieur en application des articles 107 et 108 du traité prévoit, en son considérant 60, qu'il convient de prévoir une exemption par catégorie pour les aides en faveur des investissements dans l'énergie produite à partir de sources renouvelables pour atteindre les objectifs de l'Union en la matière.

Par ailleurs, les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 publiées par la Commission européenne le 28 juin 2014 sont venues confirmer ces éléments en soulignant que si les procédures de mise en concurrence doivent par principe être ouvertes à tous les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables sur une base non discriminatoire, la mise en concurrence peut être limitée à certaines technologies si une procédure ouverte à tous les producteurs donnerait un résultat insuffisant (considérant n°126).

Il ressort de ces dispositions que l'appel d'offres technologiquement spécifique constitue une exception au régime général de neutralité technologique, qui doit dès lors être motivée par l'État membre.

La rédaction du projet de paquet « énergie propre pour tous les européens » pourrait faire craindre l'interdiction des appels d'offres par filières. En effet, le paragraphe 2 de l'article 4 du projet de directive « énergies renouvelables » prévoit que : « *les États membres garantissent que les aides sont accordées pour l'électricité produite à partir de sources renouvelables de manière ouverte, transparente, concurrentielle, non discriminatoire et efficace au regard des coûts* ».

2. ENJEUX

Le recours à des appels d'offres technologiquement spécifiques reste nécessaire pour garantir un développement efficace et équilibré des énergies renouvelables. En effet, le recours systématique à des appels d'offres technologiquement neutres ne permet pas de garantir l'atteinte des objectifs de politique énergétique et interdit les synergies éventuelles avec d'autres politiques publiques. La visibilité industrielle pour les acteurs de la filière pourrait par ailleurs s'en trouver substantiellement altérée.

Effets sur les objectifs de la politique énergétique

Dans la mesure où les appels d'offres technologiquement neutres favorisent par principe la sélection des filières les plus compétitives en termes de coûts de production, ils ne permettent pas dès lors d'atteindre les objectifs différenciés par technologie que la France s'est fixés dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Ils interfèrent directement avec la définition du mix énergétique qui relève de la compétence des États membres.

En revanche, le développement de technologies complémentaires, grâce à des appels d'offres spécifiques, permet de mettre en valeur l'ensemble des gisements renouvelables. En matière d'intégration au système électrique, il permet en outre de :

- foisonner les variabilités permettant de diminuer les coûts des moyens mis en œuvre pour palier l'intermittence (par ex : les pics de production éolienne ne sont pas corrélés aux pics de production photovoltaïque) ;
- développer des moyens commandables – biomasse, hydraulique – dont le coût de production est plus élevé mais qui contribuent à la sécurité du système.

Synergies avec d'autres politiques publiques

Le développement de certaines technologies spécifiques permet de répondre à d'autres objectifs, notamment en matière de développement durable. C'est le cas, par exemple, du soutien à la filière méthanisation, qui pourrait constituer une solution aux problématiques de traitement des déchets ainsi qu'à celles qui sont soulevées par l'épandage des lisiers.

Des problématiques d'aménagements du territoire peuvent également être prises en compte : pour la filière biomasse, il apparaît pertinent d'organiser le déploiement d'installations dont la taille est en adéquation avec les gisements situés à proximité. L'acceptabilité de la filière éolienne terrestre pourrait également être améliorée en favorisant le développement de grandes installations plutôt que la dispersion de petites installations sur le territoire.

Visibilité industrielle pour la filière

La CRE a recommandé la mise en place d'appels d'offres pluriannuels afin d'apporter de la visibilité aux filières renouvelables. Cette visibilité permet notamment une meilleure planification industrielle à moyen terme, favorise la structuration et l'optimisation de l'outil industriel et apporte, à terme, des économies d'échelle et une baisse des coûts.

Les appels d'offres technologiquement neutres accroissent en revanche les incertitudes pour un candidat sur sa capacité à être retenu, compte tenu des évolutions différenciées des coûts qui peuvent affecter chacune des technologies, et sont dès lors susceptibles d'affecter le développement industriel des filières.

3. POSITION DE LA CRE

La CRE considère que le recours à des appels d'offres technologiquement spécifiques reste nécessaire pour garantir un développement efficace et équilibré des énergies renouvelables. Elle demande dès lors que la directive « énergies renouvelables » soit modifiée de façon à préciser que les notions d'ouverture et de non-discrimination ne restreignent en aucune façon la possibilité d'organiser des appels d'offres par filières technologiques.

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

FICHE N° 13 - PAQUET ENERGIE PROPRE / OBSERVATIONS DU REGULATEUR FRANÇAIS

Plafonds de prix sur les marchés de gros

1. PROPOSITION DE LA COMMISSION

L'article 9 du projet de règlement sur le marché de l'électricité introduit de nouvelles règles qui interdisent l'application d'un plafond de prix sur les marchés de gros – marché à terme, journalier, infra-journalier & équilibrage – sauf si celui-ci est fixé au niveau du coût de l'énergie non distribuée (*Value of lost load – VOLL*). Aux termes de l'article 10 du même règlement, la valeur de la VOLL doit être déterminée par les États membres, différenciée le cas échéant par zone de prix, sur la base d'une méthodologie développée par ENTSO-E et approuvée par l'ACER.

2. ENJEUX

Cette proposition s'inscrit dans le modèle d'un marché de l'énergie « pur » (*energy only market)*, selon lequel la rémunération des moyens de pointe nécessaire à assurer la sécurité de l'approvisionnement électrique, et notamment de leurs coûts fixes, sera assurée en période de tension par la rente de rareté, c'est-à-dire l'établissement du prix de marché à un niveau supérieur aux coûts marginaux de fonctionnement. Dans un marché globalement en surcapacité de production et marqué par le développement d'énergies renouvelables très largement subventionnées, les doutes relatifs à la faculté du marché d'assurer seul la sécurité d'alimentation ainsi que sa capacité à inciter seul à des investissements sur le long terme ont conduit à généraliser la réflexion autour des mécanismes de capacité en Europe visant à apporter une autre source de rémunération aux moyens de production.

Dans la pratique, de nombreux États membres ont décidé de la mise en place de tels mécanismes de capacité. La Commission, dans sa proposition sur le paquet « Énergie propre », ne remet pas en cause l'existence de tels mécanismes mais souhaite définir des règles à leur égard dans le règlement.

Enfin, en prévoyant un plafond par zone de prix, la proposition de la Commission entre en contradiction avec le code CACM qui prévoit un plafond harmonisé pour toutes les places de marché au niveau européen et nuirait à l'établissement d'un terrain de jeu équitable entre acteurs.

3. POSITION DE LA CRE

La CRE estime que les risques associés à la proposition de la Commission l'emportent sur les bénéfices attendus, et est par conséquent défavorable à celle-ci.

Sur le court terme, la CRE émet des réserves sur le fait que l'augmentation des plafonds de prix permette en pratique, lors d'épisode de tension entre l'offre et la demande, d'accéder effectivement à des gisements additionnels de capacités. Il n'est pas avéré qu'il soit nécessaire d'atteindre les plafonds de prix pour que l'ensemble des moyens de production et d'effacement soient mobilisés.

Sur le moyen/long terme, la logique économique des investisseurs ne semble pas compatible avec le principe de couverture des coûts fixes lors d'évènements de faible occurrence, et ce, que les plafonds de prix soient fixés à 3000€/MWh comme c'est le cas actuellement, ou qu'ils s'élèvent au niveau de la valeur de la défaillance. La CRE considère qu'il n'est pas avéré qu'une hausse des prix plafond soit à elle seule de nature à favoriser des investissements dans les moyens nécessaires à la sécurité d'approvisionnement (en particulier les moyens de production d'extrême pointe) et puisse prévenir les fermetures de capacités. La création de moyens de production résulte souvent d'une volonté politique dans le cadre d'une politique énergétique des territoires.

Alors que cette proposition est associée à des bénéfices uniquement théoriques, comme indiqué précédemment, elle soulève néanmoins un certain nombre de problèmes concrets tels que :

- la difficulté d'estimer correctement la valeur de la VoLL : une valeur unique pour représenter un nombre important de différentes propensions à payer entre différentes catégories de consommateurs.
- L'exposition des acteurs de marché à des garanties financières inutilement élevées. Le coût de la couverture du risque étant plus conséquent pour un petit producteur ou fournisseur, toute hausse des plafonds de prix, en particulier à l'échéance journalière, exposera ces acteurs à des risques financiers plus importants, rendant leur entrée ou leur maintien sur le marché plus difficile. En outre, les plafonds actuels sont de nature à limiter les impacts des risques opérationnels qui peuvent advenir dans le cadre d'une enchère à fixing, telle qu'utilisée lors de l'échéance journalière[1].

En conséquence, la CRE demande la modification de l'article 9 du projet de règlement.

[1] Le fonctionnement même des enchères dites à « fixing » à l'échéance journalière rend indispensable le maintien des plafonds de prix dans des fourchettes financièrement acceptables pour tous les acteurs de marché. En effet, ces enchères étant à prix uniforme, le prix d'équilibre est déterminé par le prix de la dernière offre retenue. A l'issue de cette enchère, les prix peuvent évoluer de manière très brutale et peuvent être volatiles (températures froides mal anticipées, absence de vent et chute de la production éolienne, centrale en panne, réduction non prévue des capacités d'interconnexion, etc.). En outre, ce mécanisme d'enchères expose particulièrement les participants aux erreurs humaines, qui peuvent conduire à ce que le prix de la dernière offre retenue soit très élevé, voire atteigne les plafonds de prix, alors même que l'équilibre offre/demande n'est pas particulièrement tendu. Lors des périodes de tension, l'effet d'erreurs humaines sur les prix serait en outre décuplé. A l'échéance infra journalière, où l'allocation s'effectue en continu, ce risque de « dérapage » des prix à cause d'erreurs humaines et, partant, l'impact financier, est moins élevé.