

DéRyptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)



DOSSIER

L'intégration des EnR : un défi pour le système électrique



Dossier p.6 ▶

- Les procédures de raccordement
- Un défi pour l'exploitation et la conduite du système électrique
- La réponse des technologies de Smart grids
- Vers une intégration à l'échelle européenne

Sommaire

Actualités p. 2 Coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ : la CRE formule trois recommandations prioritaires / REMIT pose les bases d'une surveillance coordonnée • **p. 3** Ajustement : une orientation-cadre de l'ACER pour 2012 • **p. 4** Linky : la généralisation décidée / Le système d'équilibrage en évolution • **Repères p. 5** Consultation publique de la CRE sur le tarif ATRD4 de GrDF / Workshop sur l'allocation des capacités aux interconnexions électriques / Le chiffre / Les premiers effets de la mise en œuvre de la loi NOME • **Le dossier de la CRE p. 6** • **Parole à... p. 10** Philip Lowe : Il ne faut pas sous-estimer les progrès réalisés pour l'accomplissement du marché unique • **Vue d'Europe p. 12** Proposition de règlement européen sur les investissements prioritaires

PRIX DU GAZ

Coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ : la CRE formule trois recommandations prioritaires

Remis au gouvernement le 27 septembre, le rapport de la mission d'expertise de la CRE sur les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ a été rendu public le 24 octobre dernier. Il propose des évolutions du cadre de prise en compte des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ dans les tarifs réglementés de vente.

La CRE a approfondi les pistes de réflexion déjà évoquées dans sa délibération du 30 mars 2011 sur l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz. Elle recommande, à travers trois pistes prioritaires, l'adoption d'un nouveau mode de prise en compte des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ pour calculer ses tarifs.

Il s'agirait d'abord d'inclure le gaz naturel liquéfié au périmètre d'approvisionnement pris en compte, afin qu'il soit plus représentatif du portefeuille européen de GDF SUEZ. Ceci

permettrait de faire bénéficier le consommateur du potentiel d'optimisation des sources d'approvisionnement de l'opérateur. La CRE suggère ensuite d'accroître la part des approvisionnements indexée sur le marché. Celle-ci pourrait passer à 30 % contre 9,5 % dans la formule tarifaire actuelle. Enfin, la commission préconise le partage entre l'opérateur et les consommateurs des écarts significatifs constatés a posteriori entre la part des tarifs couvrant le coût d'achat et les coûts d'approvisionnement réels, sous réserve de

respecter le principe de couverture des coûts.

Par ailleurs, la CRE a noté que l'existence de tarifs réglementés de vente du gaz pour les industriels dont la consommation d'énergie est intensive est désormais une exception en Europe. Elle considère qu'une suppression de ces tarifs pour ces consommateurs est souhaitable et qu'il convient d'ores et déjà de réfléchir à un calendrier, tout en évoquant l'opportunité d'élargir cette mesure au-delà de ce segment de clientèle. ■

MARCHÉS DE GROS DE L'ÉNERGIE

REMIT pose les bases d'une surveillance coordonnée

Le règlement (CE) N°1227/2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de l'énergie (REMIT) interdit certains comportements sur les marchés de gros de l'énergie et confie aux régulateurs sectoriels la surveillance coordonnée du respect de ces interdictions.

Le 8 décembre 2011 est paru au *Journal officiel de l'Union européenne* le règlement N°1227/2011, dit REMIT. Celui-ci interdit les abus sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, à savoir :

- les opérations d'initiés consistant à utiliser une information privilégiée (c'est-à-dire une information non publique dont la publication aurait vraisemblablement un impact sur le prix de l'énergie concernée) pour intervenir sur les marchés à son profit. Les informations privilégiées doivent obligatoirement être publiées ;
- les manipulations de marché consistant à donner un signal trompeur sur le prix ou l'équilibre de l'offre et de la demande.

Cette approche est inspirée de la régulation financière. La notion d'information privilégiée fait notamment référence aux informations relatives aux installations physiques de production, de transport, de stockage et aux terminaux méthaniers. Elle est liée aux obligations de

transparence prévues par le 3^e paquet énergie.

Le contrôle du respect de ces interdictions est confié aux régulateurs de l'énergie, en coordination avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Cette coopération devra en outre se faire avec les régulateurs financiers nationaux et l'Autorité européenne des marchés financiers (ESMA), ainsi que, le cas échéant, avec les autorités de concurrence. Les régulateurs nationaux de l'énergie seront chargés des enquêtes et disposeront du pouvoir de sanction.

Afin de rendre ce contrôle possible, le règlement REMIT prévoit des obligations de mise à disposition de données tant transactionnelles que fondamentales (disponibilités et utilisation des moyens de production d'électricité, des terminaux méthaniers, des réseaux, etc.). Ces obligations ne devront pas être redondantes avec celles de mise à disposition de données

existant déjà par ailleurs (par exemple au titre de la réglementation financière) ce qui impliquera une coordination forte entre les régulateurs sectoriels et financiers. L'ACER centralisera l'ensemble des données collectées. Le contenu et le champ exact de ces données seront définis par des mesures d'exécution adoptées au niveau européen. Ce n'est qu'une fois que celles-ci seront mises en œuvre que l'ensemble du mécanisme mis en place par REMIT sera totalement opérationnel, vraisemblablement courant 2013. Les travaux de préparation ont d'ores et déjà commencé au sein du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et seront poursuivis en 2012 en étroite coopération avec l'ACER.

Enfin, REMIT instaure un registre européen des acteurs des marchés de gros de l'énergie et donne accès aux régulateurs sectoriels aux informations pertinentes collectées sur les marchés des quotas d'émission. ■

MÉCANISME D'AJUSTEMENT

Une orientation-cadre de l'ACER pour 2012

Parallèlement à l'adoption des deux premiers textes en électricité portant sur les règles de gestion des interconnexions et les règles opérationnelles de conduite du réseau, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) se lance dans l'élaboration des orientations-cadres pour l'ajustement. La CRE est copilote du projet avec le régulateur italien.

L'électricité ne se stocke pas. Les gestionnaires de réseau de transport (GRT) ont donc pour mission d'assurer, à chaque instant, l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. Or des aléas peuvent continuellement provoquer des déséquilibres. Ils sont compensés, en priorité, par des dispositifs de réglages automatiques. En cas d'aléas de grande ampleur, les GRT sollicitent des producteurs et des consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient leur plan de fonctionnement initial : c'est le mécanisme d'ajustement, qui constitue une réserve d'énergie.

Pour faciliter cette tâche et la rendre moins coûteuse pour le consommateur français, la CRE a souhaité ouvrir le mécanisme d'ajustement français aux acteurs étrangers. En effet, la participation des acteurs allemands et suisses ou du GRT anglais permet d'économiser plusieurs millions d'euros par an. La France fait ainsi figure de pionnière en matière d'intégration des marchés d'ajustement. Cette intégration reste en effet encore très limitée en Europe.

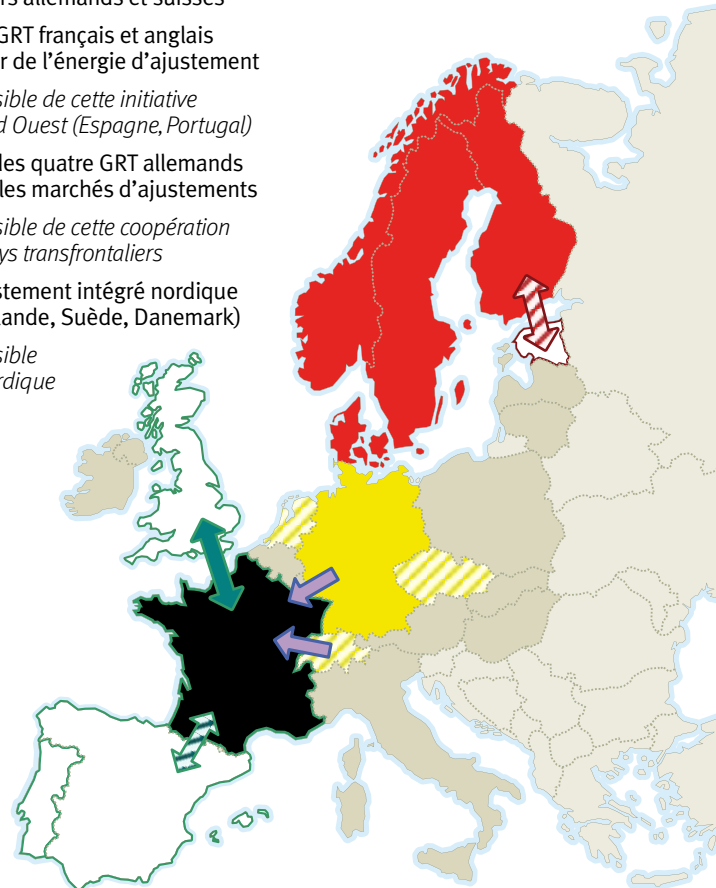
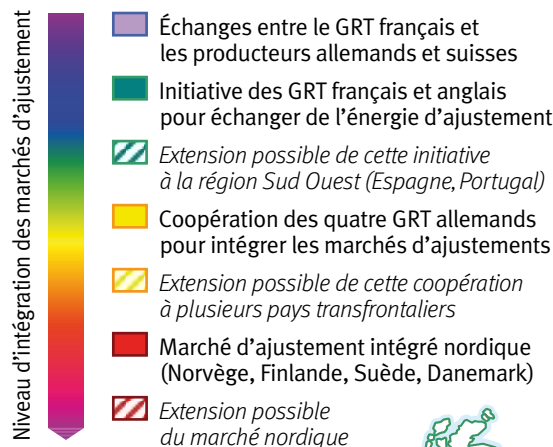
Pour favoriser son développement, l'ACER travaille donc à une orientation-cadre dans un souci de développement de la concurrence, de renforcement de la sécurité d'approvisionnement et d'adaptation aux besoins croissants de flexibilité des sources de production renouvelables.

Pour élaborer ce texte, l'ACER peut notamment s'appuyer sur les précédentes lignes directrices pour l'intégration des marchés d'ajustement co-rédigées par la CRE en 2009. Ce texte non contraignant comprend un certain nombre de recommandations visant à l'intégration des marchés d'ajustement, concernant notamment le rôle des parties, l'accès à la capacité d'interconnexion, les échanges transfrontaliers d'ajustement et la définition de modèles cibles pour ces échanges.

Le processus d'élaboration du texte prévoit une contribution de tous les acteurs concernés. Afin de mieux orienter les réflexions actuelles, l'ACER a souhaité faire appel aux compétences de plusieurs spécialistes du secteur en formant un groupe d'experts aux profils complémentaires (gestionnaires de réseaux, producteurs, consommateurs, traders et universitaires). Par ailleurs, l'Agence a récemment réuni les grandes associations européennes de l'énergie à Ljubljana pour un workshop. Le fort taux de participation à cet

atelier a confirmé l'intérêt grandissant des acteurs pour les questions d'intégration des marchés d'ajustement. La consultation publique prévue au début de l'année 2012 sera l'occasion, pour l'ensemble des parties prenantes, de s'exprimer sur le contenu de ces orientations-cadres.

Le texte final devra être achevé courant 2012 et sera décliné en codes de réseau annexés au règlement européen et directement applicables à l'ensemble des États membres. ■



Initiatives européennes d'échanges de services d'ajustement en 2011.



COMPTAGE ÉVOLUÉ

Linky : la généralisation décidée

Éric Besson, ministre en charge de l'énergie, a annoncé le 28 septembre qu'il décidait la généralisation du compteur Linky. Avec 35 millions d'appareils à installer à partir de 2013, le projet Linky est le plus ambitieux plan de déploiement de compteurs communicants dans le monde.

À la suite de l'expérimentation Linky menée par ERDF jusqu'au 31 mars, Éric Besson a installé, le 4 mai, un comité de suivi pour que toutes les parties prenantes puissent exprimer leur point de vue sur le projet. Au mois de septembre, le comité a rendu son rapport. Sa première conclusion est que **la généralisation des compteurs évolués Linky peut être décidée dès maintenant**. Linky est un projet dont l'ensemble des acteurs a souligné l'importance et sur lequel la CRE porte un jugement positif. Si des points de vigilance ont été formulés par certains acteurs, notamment sur la question de l'affichage des consommations en vue de favoriser les actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE), ils ne justifient pas un report du projet, car ils pourront faire l'objet de mesures spécifiques.

La seconde conclusion de ce rapport est que **la généralisation des compteurs Linky devra**

être assortie de mesures d'accompagnement.

Il faudra veiller en particulier à mettre en place à grande échelle des mesures ciblées pour informer les consommateurs sur les fonctionnalités des nouveaux compteurs et sur leurs droits à disposer de leurs données personnelles. Sur la base des données fournies par le compteur, les fournisseurs devront mettre en place gratuitement des outils permettant de mieux informer l'utilisateur sur ses consommations et de l'inciter à les réduire. Le rapport recommande de mener, sous l'égide de l'ADEME, une expérimentation à grande échelle des différentes solutions d'affichage en temps réel des consommations dans le lieu de vie afin d'évaluer les coûts et les potentiels en termes de MDE.

Conformément à l'annonce du ministre, le projet d'arrêté proposé par la CRE définissant les fonctionnalités du compteur a été examiné par le Conseil supérieur de l'énergie le

18 octobre. Sa publication est attendue avant la fin de l'année.

Enfin, ERDF devra définir une stratégie de déploiement en concertation avec l'ensemble des acteurs, mettre en œuvre les recommandations qui pourront être formulées par la CNIL sur la confidentialité et la sécurité des données et expérimenter à grande échelle de nouvelles technologies de transmission d'information (par courants porteurs en ligne ou CPL).

La CRE partage les conclusions et les préconisations du rapport du comité de suivi et mettra en place une concertation afin de répondre à un certain nombre de ses recommandations. Cette concertation préparera le déploiement de Linky et l'organisation du marché de l'électricité de demain. ■

RÉSEAU GAZIER

Le système d'équilibrage en évolution

Les gestionnaires du réseau de transport de gaz français viennent de soumettre à la CRE des propositions destinées à faire évoluer leur système d'équilibrage.

L'équilibrage des réseaux de transport de gaz repose sur l'obligation première qui incombe aux utilisateurs des réseaux (fournisseurs comme négociants) d'équilibrer chaque jour les quantités de gaz injectées et soutirées dans les réseaux.

Partis d'une feuille blanche, les régulateurs européens se sont mis d'accord sur les principales orientations en matière d'équilibrage. L'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) a ainsi approuvé, le 11 octobre 2011, une version définitive de l'orientation-cadre sur le sujet. Celle-ci servira de base au futur code de réseau européen du

gaz, actuellement en cours de rédaction par ENTSO-G, l'association des transporteurs européens du gaz, dont sont membres les deux gestionnaires de réseaux de transport français GRTgaz et TIGF.

En France, la réflexion sur l'évolution des règles d'équilibrage du réseau gazier fait l'objet, depuis 2006, d'un groupe de travail qui réunit, dans le cadre de la Concertation Gaz, les acteurs du marché que sont les gestionnaires des réseaux de transport, les opérateurs de stockage, les gestionnaires de terminaux méthaniers, les gestionnaires du réseau de distribution, les expéditeurs, les

consommateurs finals et les associations.

Ce travail de concertation aura permis de définir des axes d'évolution vers un système d'équilibrage cible. Fin septembre 2011, GRTgaz et TIGF ont remis à la CRE leurs propositions pour se conformer à l'orientation-cadre européenne tout en prenant en compte les spécificités françaises. Afin de préparer sa délibération sur le sujet, la CRE a lancé, début octobre, une consultation publique. Cette prochaine délibération précisera le système d'équilibrage cible, ainsi que les différentes étapes à mettre en œuvre pour l'atteindre. ■

Le saviez-vous ?

Consultation publique de la CRE sur le tarif ATRD4 de GrDF

La CRE a lancé une consultation publique du 11 octobre au 4 novembre 2011 pour recueillir l'avis des acteurs du marché sur les orientations envisagées pour le prochain tarif d'utilisation des réseaux de distribution de GrDF (dit « ATRD4 »). La délibération de la CRE sur le tarif ATRD4 est prévue en janvier 2012 pour une entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2012. La note de consultation présente le bilan du tarif en vigueur, la demande de hausse tarifaire de GrDF, ainsi que les premières analyses et orientations de la CRE concernant le prochain tarif (cadre de régulation, niveau et structure tarifaires, catalogue de prestations de GrDF). Pour en savoir plus : <http://www.cre.fr>

Workshop sur l'allocation des capacités aux interconnexions électriques

Un atelier d'information sur le processus d'élaboration et le contenu des orientations-cadres pour l'allocation des capacités et la gestion des congestions en électricité a été organisé le 9 novembre à la CRE. Ces orientations-cadres ont été publiées le 29 juillet 2011 par l'ACER et seront ensuite déclinées par ENTSO-E sous la forme de codes de réseau et annexées au règlement européen. Cet atelier a également permis de présenter l'avancement des travaux relatifs à la rédaction des orientations-cadres sur l'ajustement en électricité et d'impliquer les acteurs français dès les premières étapes du processus.

LE CHIFFRE

508 milliards d'euros

Les 14 plus grands réseaux d'électricité au monde, membres de l'organisation des Very Large Power Grid Operators (VLPGO), étaient réunis début novembre à Séoul. Ces entreprises représentent plus de 70 % de la demande en électricité mondiale et alimentent près de la moitié de la population de la planète. Elles se sont engagées le 2 novembre à investir 508 milliards d'euros (700 milliards de dollars) dans les dix ans à venir pour faire émerger des réseaux intelligents qui doivent permettre une gestion plus fine et plus efficace du système électrique.

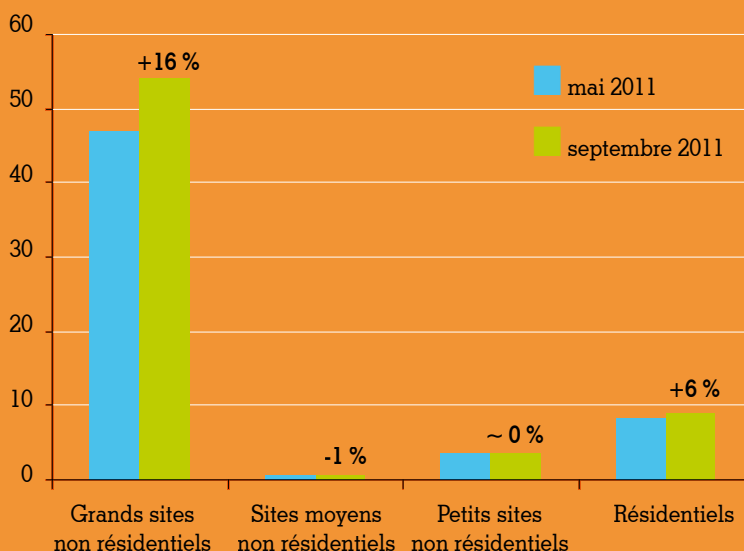
Cet investissement doit être garanti par les autorités de régulation de l'ensemble des pays impliqués afin d'établir une structure stable, fiable et durable.

En image

LES PREMIERS EFFETS DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA LOI NOME

Le premier guichet d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a porté sur la période du 1^{er} juillet 2011 au 30 juin 2012. Le volume de livraison prévu sur cette période s'élevait à 61,3 TWh. Sur le deuxième guichet, du 1^{er} janvier au 31 décembre 2012, le volume de livraison prévu s'élève à 60,7 TWh. Sur le segment des grands consommateurs d'électricité, particulièrement attentifs au prix de l'énergie, ce dispositif a eu un impact sensible. Ainsi, la part de marché des fournisseurs alternatifs sur ce segment est passée de 25,5 % à 29,6 % en volume entre fin mai et fin septembre 2011, soit une augmentation de 16 % (+ 7,2 TWh). En revanche, l'impact de l'ARENH sur le marché des clients résidentiels et petits professionnels n'est pas significatif à ce stade, bien que le rythme d'ouverture de ce marché s'accroisse légèrement.

Volume livré par les fournisseurs alternatifs



RACCORDEMENT MASSIF AUX RÉSEAUX DE LA PRODUCTION D'ÉNERGIE DE SOURCE RENOUVELABLE ET INTERMITTENTE, MUTATION DES CONSOMMATEURS QUI DEVIENNENT ÉGALEMENT PRODUCTEURS D'ÉNERGIE : CES ÉVOLUTIONS POSENT DE VÉRITABLES DÉFIS DANS LA MANIÈRE DE GÉRER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE, QUE CE SOIT EN TERMES D'ÉQUILIBRAGE ENTRE L'OFFRE ET LA DEMANDE, DE MAINTIEN DE LA QUALITÉ DE L'ALIMENTATION OU DU DIMENSIONNEMENT DES RÉSEAUX. LES TECHNOLOGIES DE RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS SONT UNE SOLUTION POUR Y RÉPONDRE.

L'intégration des EnR : un défi pour le système électrique

© ERDF-Laurent Vautrin - PWP



Ligne aérienne dans un champ d'éoliennes à Saint-Martin-de-Crau (13). Le réseau public d'électricité possède des capacités limitées d'injection de puissance. Le raccordement des nouvelles installations de production peut donc nécessiter des renforcements de réseaux.

La diminution des ressources énergétiques fossiles et la hausse durable de leur prix, l'augmentation considérable des besoins en énergie, les difficultés d'approvisionnement, le poids du secteur énergétique dans les émissions de CO₂ et la lutte contre le changement climatique imposent d'adapter les modes de production et de consommation d'énergie. C'est pourquoi, depuis une vingtaine d'années, la réglementation dans le domaine de l'énergie connaît de profondes évolutions tant au plan international qu'europpéen et national et impose de développer les énergies de sources renouvelables (EnR - hydraulique, éolien, solaire, biomasse, etc.).

Au plan national, la loi Grenelle I prévoit que la part d'EnR dans la consommation finale d'énergie doit atteindre 23 % en 2020. Cet objectif se traduit par une part de 27 % d'énergie renouvelable dans la production totale d'électricité en 2020. Les objectifs de développement de chaque filière d'EnR électrique sont fixés dans un arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI).

Aujourd'hui, excepté pour le grand hydraulique, les filières de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ne sont pas compétitives. Des mécanismes de soutien sont donc nécessaires pour atteindre les objectifs fixés dans la PPI (*cf. encadré*).

Les procédures de raccordement

Le raccordement consiste à connecter une installation de production ou de consommation au réseau public d'électricité. Il constitue un préalable à l'accès au réseau, dont la transparence et l'aspect non discriminatoire sont garantis par la CRE. Les installations de production d'EnR doivent être raccordées à un réseau électrique public ou privé pour que l'électricité qu'elles produisent puisse être vendue, sur les marchés ou de façon contractuelle, et pour que cette énergie puisse être utilisée par des consommateurs raccordés au réseau.

Le réseau public d'électricité possède des capacités limitées d'injection de puissance. Le raccordement des nouvelles installations de production peut donc nécessiter des renforcements de réseaux. En raison des délais de réalisation de ces travaux et des délais de traitement des demandes de raccordement, les nouvelles installations de production sont placées dans des files d'attente. La première demande de raccordement bénéficie ainsi de toute la capacité disponible, et les demandes suivantes sont traitées en tenant compte de la capacité utilisée par les demandes situées avant dans la file d'attente. Les conditions d'entrée, de maintien et de sortie des files d'attente sont précisées par les procédures de raccordement des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution.

La demande pour le raccordement de nouvelles installations est fortement liée à l'évolution des conditions d'obligation d'achat et à l'évolution des contraintes d'urbanisme.

Un défi pour l'exploitation et la conduite du système électrique

Les installations de production à partir d'énergies renouvelables sont majoritairement raccordées aux réseaux publics de distribution, entraînant une modification de la structure, de la planification et de la gestion du système électrique. Le système électrique passe d'un fonctionnement centralisé et unidirectionnel à un fonctionnement décentralisé et bidirectionnel.

Les dispositifs de soutien au développement des EnR

Deux dispositifs de soutien constituent des incitations à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables : l'obligation d'achat et les appels d'offres (cf. *Décryptages* n° 26).

L'obligation d'achat

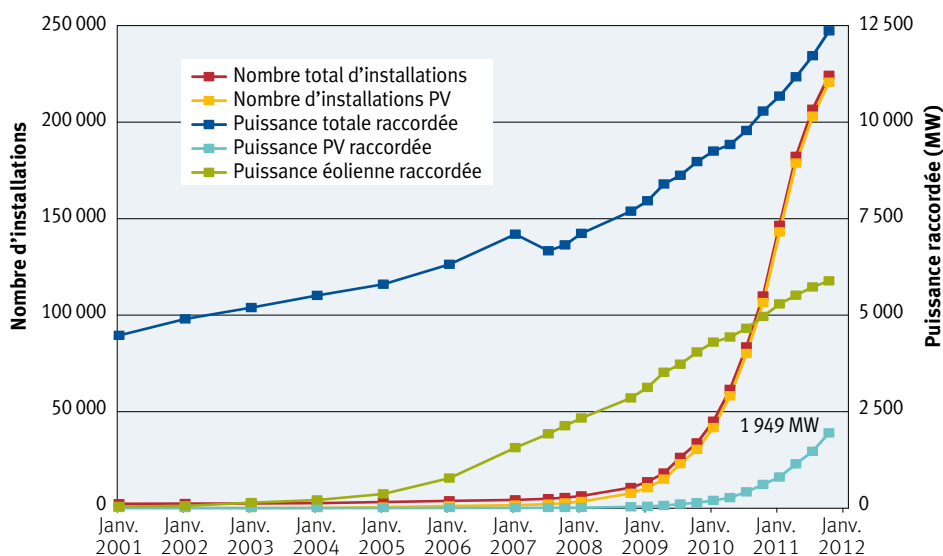
Certaines installations peuvent bénéficier de l'obligation d'achat de l'électricité qu'elles produisent, par EDF ou les distributeurs non nationalisés, à des tarifs réglementés. Ces installations sont celles qui valorisent les déchets ménagers ou assimilés (biogaz électrique, biogaz injecté, biomasse, incinération), qui utilisent des énergies renouvelables (éolien, hydraulique, photovoltaïque) et les installations efficaces énergétiquement (cogénération).

Les obligations qui s'imposent aux producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat sont fixées par le décret n° 2001 - 410 du 10 mai 2001. Le ministre chargé de l'énergie a la possibilité de suspendre le dispositif pour une filière si elle atteint les objectifs de la PPI.

Les appels d'offres

Pour atteindre les objectifs fixés dans la PPI, le ministre chargé de l'énergie peut lancer des appels d'offres que la CRE est chargée de mettre en œuvre. Elle rédige le cahier des charges à partir des conditions fixées par le ministre, analyse les offres reçues et propose leur classement au ministre. Enfin, elle rend un avis sur le choix du ministre. Les principaux avantages du dispositif sont de pouvoir contrôler les volumes des nouveaux projets, de fixer les tarifs d'achat de l'électricité au terme d'une procédure compétitive entre producteurs (enchères inversées) et de pouvoir sélectionner les projets sur des critères variés (prix, respect de l'environnement, acceptabilité locale...).

Une croissance sans précédent du nombre de raccordements



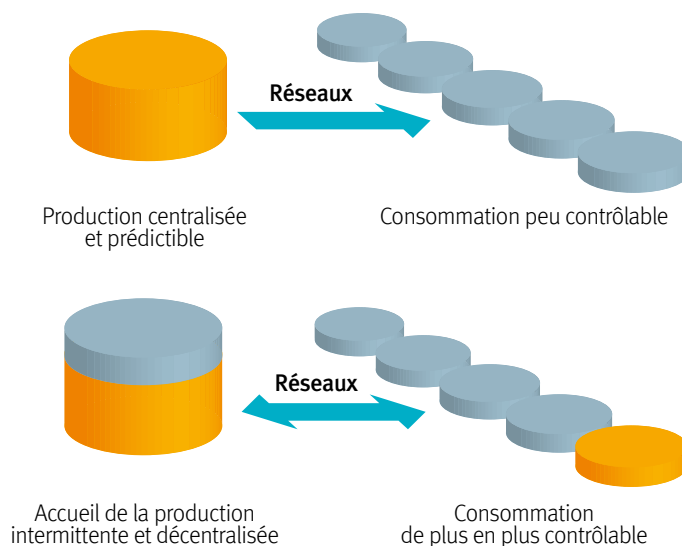
Nombre et puissance cumulée des installations de production raccordées au réseau d'ERDF (données ERDF)

Depuis 2005, le nombre d'installations de production d'électricité renouvelable raccordées aux réseaux publics d'électricité a été multiplié par 30. Le rythme s'est fortement accéléré à partir de 2008. La programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité pour la période 2009-2020 fixe comme objectif de puissance installée 5 400 MW pour l'énergie radiative du soleil et 25 000 MW pour les énergies éoliennes, dont 19 000 MW à partir de l'énergie éolienne terrestre et 6 000 MW à partir de l'énergie éolienne en mer et des autres énergies marines.

Une nouvelle gestion du système électrique

L'arrivée massive des énergies renouvelables et intermittentes, telles que l'éolien ou le solaire photovoltaïque, perturbe le système électrique car elles sont sources de fluctuations dans la production d'électricité.

Pour gérer ces fluctuations, le mode de gestion des réseaux électriques devra nécessairement évoluer pour que ce soit également la demande qui réponde à l'offre. L'intégration des EnR contraint donc le système électrique à évoluer, moins au niveau des technologies de production et d'acheminement de l'énergie qu'au niveau du mode de gestion des réseaux électriques.



© Prod.Numerik - Fotolia.com



Panneaux photovoltaïques à La Réunion.

Dans les principales collectivités d'outre-mer et en Corse, la capacité de production en attente de raccordement au réseau excède la demande locale en électricité.

Le seuil de 30 %, limite réglementaire d'acceptabilité technique des énergies intermittentes relative à la stabilité des réseaux, sera à court terme dépassé.

Dans le contexte actuel de relative saturation des capacités d'accueil, toute installation de production peut nécessiter des mesures de renforcement du réseau électrique. Cependant, les EnR font émerger des contraintes spécifiques, ayant notamment trait à l'intermittence de certaines d'entre elles (fragilisation de l'équilibre production/consommation), ainsi qu'à leur caractère décentralisé (élévation de la tension, risques d'îlotage, perturbation de l'onde de tension). Leur intégration pourrait ainsi nécessiter plus d'investissements sur le réseau que celle de moyens de production classiques.

Le taux actuel de pénétration des EnR en métropole ne fait pas encore apparaître de réelles difficultés sur le réseau. En revanche, dans les zones insulaires, il est nécessaire de limiter à 30 % la part des EnR intermittentes sur la totalité de l'énergie transitant sur le réseau à chaque instant, afin notamment de limiter les soudaines variations de production entraînant une instabilité de réseau pouvant aller jusqu'à des délestages de consommation.

Les évolutions importantes en cours dans l'exploitation et la gestion du système électrique devraient toutefois permettre de réduire ce besoin d'investissement. Ainsi, les technologies de stockage pourraient être une solution aux problèmes d'intermittence, sous réserve d'une diminution sensible de leurs coûts.

Les technologies de Smart grids : une réponse pour faciliter l'intégration des EnR sur les réseaux électriques

Au cœur de ces évolutions se trouvent également les solutions de réseaux intelligents (Smart grids). Elles permettront en effet de gérer les réseaux de manière plus active et plus souple, afin de faciliter l'intégration des EnR dans le système électrique. Ces technologies regroupent de nombreux outils et systèmes pour la gestion des réseaux (comptage évolué, stockage de l'électricité, onduleurs et charges contrôlables, etc.). Les nouvelles technologies de l'information et de la communication interviendront également afin d'optimiser les flux d'énergie et, notamment, d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

Les Smart grids permettront de développer l'observabilité et la prévisibilité du système électrique grâce à la multiplication des capteurs et des instruments de prévision. Ils en amélioreront la flexibilité par une meilleure gestion de l'intermittence des énergies renouvelables. Ils assureront un meilleur contrôle et pilotage grâce à des nouvelles fonctions d'automatisation centralisée.

Il sera possible de disposer d'une évaluation de l'état du réseau pour améliorer la conduite du système électrique. Les Smart grids permettront de mettre en place une gestion prévisionnelle intelligente des réseaux, qui facilitera le pilotage de la production décentralisée et de la demande et la modélisation des flux d'énergie.

« L'intégration des EnR contraint le système électrique à évoluer, moins au niveau des technologies de production et d'acheminement de l'énergie qu'au niveau du mode de gestion des réseaux électriques. »

Vers une intégration à l'échelle européenne

À l'échelle internationale, le développement et le renforcement des interconnexions entre des pays européens soumis à des régimes de vent ou d'ensoleillement différents permettront de lisser la production globale et de pallier l'intermittence. La part croissante des EnR nécessitera donc des investissements importants afin de dimensionner, de remodeler et de coordonner l'exploitation des réseaux de transport européens. La DG ENER de la Commission européenne estime ainsi à 140 milliards d'euros les investissements nécessaires sur la période 2010-2020. ■

6^e forum de la CRE : les îles, laboratoires d'expérimentation des Smart grids

Territoires originaux en matière de gestion du système électrique en raison de la forte pénétration des énergies renouvelables mais également de la non ou faible interconnexion aux réseaux électriques continentaux, les îles sont le laboratoire idéal pour l'innovation et l'expérimentation des réseaux électriques intelligents. Les technologies de Smart grids testées concernent aussi bien le pilotage de la demande que le stockage de l'énergie ou le déploiement des véhicules électriques. Au-delà du développement de ces technologies, les projets de Smart grids sont également des projets d'aménagement et de développement des îles.

Le 11 octobre 2011, lors du 6^e forum consacré aux réseaux électriques intelligents, Maria Guidicelli, Conseillère exécutive à la Collectivité territoriale de Corse, Thierry Pons, Directeur d'EDF SEI et Claude Ricaud, Directeur Innovation Power Business chez Schneider Electric ont présenté les différentes problématiques auxquelles sont confrontées les îles ainsi que les expérimentations menées dans ces territoires. Ils ont expliqué en quoi ces réalisations pourraient servir de modèle économique et technologique pour les projets sur le territoire métropolitain.

Retrouvez le dossier complet sur www.smartgrids-cre.fr

PHILIP LOWE A REJOINT LA COMMISSION EUROPÉENNE EN 1973. DEVENU DIRECTEUR GÉNÉRAL DE LA DG CONCURRENCE EN 2002, IL A PRIS SES FONCTIONS À LA TÊTE DE LA DG ÉNERGIE EN FÉVRIER 2010. IL DRESSE LE BILAN DU CHEMIN PARCOURU VERS L'ACCOMPLISSEMENT DU MARCHÉ UNIQUE DE L'ÉNERGIE... ET LES ÉTAPES À VENIR POUR ATTEINDRE L'OBJECTIF À L'HORIZON 2014.

« Il ne faut pas sous-estimer les progrès réalisés pour l'accomplissement du marché unique »

Décryptages : Après avoir dirigé la Direction générale de la concurrence de la Commission européenne, vous êtes désormais à la tête de la DG énergie. Comment ces deux fonctions s'articulent-elles ?

Philip Lowe : Notre mission, dans la fonction publique, qu'elle soit européenne ou nationale, est d'apporter aux citoyens les résultats qu'ils souhaitent, en termes de produits, de services et de qualité de vie. Le choix qui a été fait par nos pays est de faire confiance au marché en général pour que les résultats soient profitables pour les citoyens. Voilà pour le cadre général ! Ensuite, le but d'une autorité de concurrence est de faire en sorte que la conduite et la structure des entreprises privées soient conformes à l'objectif de livrer les meilleurs résultats à la société. Pour qu'un marché libéralisé offre aux citoyens ce qu'ils souhaitent, il faut un minimum de réglementation et de régulation. Mon rôle au sein de la DG Énergie est de veiller à ce que la régulation permette que les résultats optimaux soient atteints. Nous avons eu, je dirais, trois « couches » de régulation afin de parvenir à créer un marché unique énergétique en Europe. J'espère que nous n'en aurons pas une quatrième !

« Pour qu'un marché libéralisé offre aux citoyens ce qu'ils souhaitent, il faut un minimum de réglementation et de régulation »

Philip Lowe

Trop de régulation peut nuire à la concurrence. Toutefois, dans ce secteur, instaurer des règles est nécessaire, tant en ce qui concerne la sécurité d'approvisionnement que la lutte contre le changement climatique, ou, par exemple, la protection des consommateurs vulnérables... Le marché n'atteindra certainement pas ces objectifs sans régulation... Mon passé est utile en ce sens, afin de trouver le bon équilibre.

Des procédures d'infraction sont en cours, tant en ce qui concerne le deuxième que le troisième paquet énergie. Cette « superposition » de procédures ne risque-t-elle pas d'engendrer une certaine confusion ?

Ph. L. : Il y a un an, nous avons ouvert beaucoup de procédures en raison du non-respect du deuxième paquet qui était axé sur la nécessité pour les nouveaux entrants de disposer d'un libre accès au réseau et sur l'indépendance des autorités de régulation. Puis le troisième paquet a été adopté. Il vise à renforcer encore l'indépendance des autorités de régulation, ainsi que la séparation de la gestion des réseaux et des investissements par rapport aux producteurs et aux fournisseurs. Il fallait le transposer en principe dès le 3 mars 2011, ce que la plupart des États membres n'ont pas fait. Les infractions liées au deuxième paquet qui ont trait à des points compris dans le troisième paquet disparaîtront lorsque ce dernier sera transposé. En revanche, en ce qui concerne certaines dispositions du deuxième paquet qui ne sont pas « couvertes » par le troisième paquet, nous devons poursuivre les États, le cas échéant, jusqu'à la Cour de justice. Il y a malheureusement un trop grand nombre de cas d'infraction.



© Commission européenne.

BIOGRAPHIE EXPRESS PHILIP LOWE

M.Sc. Programme,
London Business School.

À la Commission européenne

1989 :
Chef de Cabinet
de Bruce Millan,
commissaire européen chargé
des politiques régionales.

1991 :
Directeur du développement
rural au sein de la Direction
générale de l'Agriculture.

1993 – 1995 :
Directeur de la Merger Task
Force de la Direction générale
de la Concurrence.

Janvier 1995 :
Chef de cabinet de Neil Kinnock,
commissaire européen
aux Transports et
réseaux transeuropéens.

Décembre 1997 :
Directeur général
DG Développement

Septembre 2002 :
Directeur général
DG Concurrence

Février 2010 :
Directeur général
DG Énergie

Comment s'articulent les plans régionaux, les plans nationaux et européens d'investissements ?

Ph. L. : Dans tout marché, l'incitation à l'investissement ne devrait pas dépendre des autorités publiques, quel que soit le niveau considéré. Idéalement, pour tout investissement, la démarche initiale devrait venir du marché. La dimension européenne est cependant importante dans la mesure où certains projets débordent des frontières nationales. Parfois, le développement d'infrastructures dans un pays bénéficie aux consommateurs d'autres pays. C'est le cas par exemple des installations gazières en Allemagne. Nous devons analyser au niveau européen quels doivent être les priorités et les projets stratégiques. C'est pourquoi le troisième paquet a prévu que, tous les deux ans, les gestionnaires de réseaux de transport européens établissent des plans indicatifs à dix ans sur la base de toutes les initiatives prévues au niveau national.

Si l'on tient compte de toutes les étapes nécessaires à l'accomplissement du marché unique, comment faire pour qu'il soit une réalité en 2014 ?

Ph. L. : Il y a un grand nombre d'étapes à réaliser pour atteindre cet objectif. Nous devons donc nous focaliser sur les mesures essentielles. Il ne faut pas non plus sous-estimer les progrès réalisés pour l'accomplissement du marché

unique, notamment en ce qui concerne la régulation. Par ailleurs, les mouvements de prix sont aujourd'hui plus conformes à ceux d'un marché unifié. Il reste cependant beaucoup à faire pour unifier vingt-sept pays. C'est pourquoi l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et les gestionnaires de réseaux de transport travaillent conjointement à l'élaboration des codes de réseau européens et à mieux gérer les congestions de lignes ou de gazoducs.

Quelles sont vos relations avec les pays en dehors de l'Union européenne ?

Ph. L. : L'Europe dépend de plus en plus, au moins en ce qui concerne le gaz et le pétrole, des pays tiers. À cet égard, certains intérêts sont mieux défendus ensemble que séparément. C'est pourquoi il faut une approche plus concertée vers ces pays. Avec le nucléaire et des énergies renouvelables en forte croissance, la proportion des sources d'énergies d'origine « indigène » peut être renforcée pour améliorer notre indépendance énergétique.

Quelles sont vos priorités pour 2012 ?

Ph. L. : Nous espérons que, à l'issue de la présidence danoise, à la fin du premier semestre 2012, nous disposerons d'une directive sur l'efficacité énergétique qui sera ensuite transposée par les États membres. Sans mesures additionnelles, nous n'atteindrons pas nos objectifs de réduction de consommation d'énergie en 2020. Nous devons donc mieux maîtriser notre consommation énergétique et encadrer davantage le développement des infrastructures en Europe. Nous avons donc fait des propositions en ce sens. Nous espérons que le Conseil de l'UE et le Parlement européen en 2012 nous donneront un accord sur le cadre proposé pour une entrée en vigueur dès 2013. Nous allons faire de nouvelles propositions sur la base de la feuille de route que nous publierons le 13 décembre. Ensuite, au cours du premier semestre 2012, nous proposerons un rapport d'étape sur l'achèvement du marché intérieur ainsi qu'une nouvelle stratégie pour les renouvelables qui sont fortement subventionnées. Il faut voir comment l'on doit faire évoluer cette situation. ■

INFRASTRUCTURES ÉNERGÉTIQUES

Proposition de règlement européen sur les investissements prioritaires

La Commission européenne a publié mi-octobre une proposition de règlement sur l'investissement dans les infrastructures énergétiques. L'objectif est de coordonner et d'optimiser le développement des réseaux à l'échelle de l'Union.

En novembre 2010, la Commission a identifié des « corridors énergétiques prioritaires » dont elle juge la réalisation indispensable pour atteindre les objectifs énergétiques et climatiques que l'Europe s'est fixée pour 2020. Elle craint cependant que les investissements requis pour construire les maillons manquants dans les réseaux d'électricité et de gaz ne puissent être mis en œuvre à temps. C'est pourquoi la Commission propose aujourd'hui de sélectionner des « projets d'intérêt commun » (PIC), qui pourraient alors bénéficier d'un cadre plus favorable à leur réalisation.

La sélection des projets devrait s'organiser dans un premier temps à l'échelle régionale, en faisant notamment intervenir États membres, régulateurs et opérateurs. Les choix devront se porter sur des projets répertoriés dans les plans à dix ans de

développement des réseaux élaborés par les associations européennes des transporteurs d'électricité et de gaz (ENTSO-E et ENTSOG). Ceux-ci fourniront également des analyses coûts-bénéfices pour les différents projets, afin d'aider à la prise de décision. Après avis de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) sur ces listes régionales de PIC, la Commission aura la charge de les fusionner dans une liste européenne dont la première version sera adoptée d'ici juillet 2013.

La Commission propose que ces PIC bénéficient d'une procédure simplifiée pour l'obtention des permis. Elle voudrait ainsi fixer aux autorités nationales un délai maximal de trois ans pour mener l'ensemble de la procédure, tout en soulignant la nécessité de consulter les parties intéressées et de réaliser des études.

« La Commission pose le principe du « bénéficiaire-payeur » dans le cas de projets qui induisent des coûts dans un État et génèrent des bénéfices dans un État voisin. »

Ensuite, la Commission souhaite que les régulateurs facilitent la mise en œuvre de ces projets au moyen d'incitations financières spécifiques incluses dans les tarifs de réseau. Elle pose aussi le principe du « bénéficiaire-payeur » dans le cas de projets qui induisent des coûts dans un État et génèrent des bénéfices dans un État voisin. Elle invite donc les régulateurs concernés à s'accorder sur une répartition des coûts en fonction des bénéfices perçus.

Enfin, il est prévu que les PIC dont la viabilité financière n'est pas assurée, mais qui sont jugés indispensables pour la sécurité d'approvisionnement, soient éligibles à un soutien financier au travers du nouveau « mécanisme pour l'interconnexion en Europe ».

Ces dispositions ambitieuses doivent désormais être débattues entre la Commission, le Parlement européen et le Conseil de l'Union, en vue de l'adoption du texte final fin 2012. ■

Opinion de l'ACER sur le plan décennal de développement du réseau gazier

L'ACER a publié le 19 septembre 2011 son opinion sur le plan décennal de l'ENTSOG pour la période 2011-2020. Elle a accueilli favorablement cette seconde édition, qui propose une vision prospective de la dynamique du marché gazier européen à partir d'un recensement des projets d'infrastructures de transport, stockage et de GNL, et des montants d'investissement agrégés. ENTSOG a modélisé le fonctionnement du système dans différentes configurations d'offre et de demande, et analysé sa résilience en cas de crise, révélant un niveau de flexibilité suffisant pour assurer la sécurité d'approvisionnement de l'Union à l'horizon 2020, en dépit de quelques congestions régionales et nationales.

L'ACER souligne toutefois la nécessité d'un rapprochement avec le plan décennal du réseau électrique afin d'intégrer les objectifs des 3x20 et les conséquences de la sortie du nucléaire en Allemagne. Elle recommande de fournir une analyse fine des coûts et bénéfices des projets d'infrastructures dans la perspective de la sélection des PIC.

Décryptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie



CRE, 35 rue Pasquier,
75379 Paris Cedex 08
01.44.50.41.00

