



Rapport d'activité 2011



Sommaire

▶ Le message du collège	2
▶ Fonctionnement de la CRE et activité du CoRDIS	4
▶ Électricité et gaz : bilan du marché de détail	20
▶ 3 ^e paquet et certification	25
▶ Europe de l'énergie	39
▶ Énergies renouvelables	57
▶ Loi NOME	73
▶ Tarif du gaz	92
▶ Compteur Linky	103
▶ Tarif de distribution du gaz et compteur évolué	119
▶ Annexes	132

Le message du collège

En 2011, une succession de crises et de changements profonds ont affecté le secteur de l'énergie. L'accident de Fukushima a conduit à s'interroger sur la sûreté de l'énergie nucléaire. Le printemps arabe a occasionné des tensions sur les prix du pétrole et du gaz. L'arrêt du nucléaire, décidé ou confirmé dans des pays limitrophes de la France, et notamment en Allemagne, a amplifié le débat sur le choix du mix énergétique et sur les conditions de la sécurité d'approvisionnement en Europe. Le 8 février 2012, la France a battu son record de consommation d'électricité, désormais établi à 101 700 MW – pointe qui a été couverte grâce à une mobilisation exceptionnelle du parc nucléaire et aux importations. Cette solidarité concrète entre les systèmes de production et les réseaux des différents pays a, une nouvelle fois, montré l'importance de la construction du marché européen de l'énergie.

La France a été le premier pays européen à transposer dans sa législation les nouvelles dispositions de la troisième directive pour la libéralisation des marchés de l'électricité et du gaz. La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a participé à cette intégration en droit français. Dès l'entrée en vigueur du code de l'énergie, la CRE a mis en œuvre les nouvelles missions qui lui ont été conférées par cette directive, notamment en certifiant l'indépendance vis-à-vis de leurs maisons mères des trois gestionnaires français de réseaux de transport d'électricité et de gaz (RTE, GRTgaz, TIGF).

Cette certification a constitué une étape importante de l'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence.

Toutefois, la CRE a cette année encore pu constater les limites de cette ouverture. Les fournisseurs alternatifs d'électricité sont encore trop peu nombreux. Moins d'un consommateur sur deux sait qu'il a le droit de choisir son fournisseur d'énergie. Néanmoins, des progrès ont été accomplis en gaz, ainsi qu'en électricité, pour les consommateurs industriels. L'entrée en vigueur du dispositif ARENH, visant, dans le cadre de la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), à donner accès aux fournisseurs alternatifs à de l'électricité d'origine nucléaire, les a amenés à être plus présents sur ce segment. Cependant, le développement de la concurrence reste entravé par la persistance d'un ciseau tarifaire, qui ne permet pas de refléter les coûts d'approvisionnement. Concernant les autres types de consommateurs, la place des tarifs réglementés reste prépondérante.

En électricité comme en gaz, l'ensemble des coûts supportés par les opérateurs historiques doivent être couverts par les tarifs réglementés, comme l'impose la loi, afin que la concurrence puisse jouer normalement. La CRE a rappelé ce principe essentiel dans le rapport qu'elle a remis au gouvernement sur le mode de fixation des tarifs réglementés de vente de gaz. Elle recommande de réformer

le mode de calcul des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Elle préconise également de supprimer les tarifs réglementés pour les clients industriels, qui pour la plupart sont déjà en offre de marché, afin d'appliquer la même règle qui prévaudra en électricité à partir de 2016.

Dans le secteur de l'électricité, la CRE a souligné dans sa délibération du 28 juin 2011 que les fournisseurs alternatifs, qui achètent l'essentiel de leur électricité à EDF à un prix fixé par le gouvernement (ARENH), ne sont toujours pas en mesure, en moyenne, de concurrencer les tarifs réglementés de vente. Or, la loi prévoit que ces tarifs réglementés devront être contestables d'ici 2015, c'est-à-dire qu'ils pourront être concurrencés. Compte tenu du prix de l'ARENH fixé à 42 €/MWh par le gouvernement, la hausse des tarifs réglementés de vente qui serait ainsi nécessaire pour assurer une contestabilité des tarifs réglementés de vente d'électricité en moyenne en 2011-2012 serait comprise, selon les calculs de la Commission effectués mi-2011, entre 4 % et 8 %.

La généralisation du compteur évolué Linky, permettant une meilleure maîtrise de la consommation et une plus grande efficacité de l'utilisation des réseaux électriques, devrait contribuer au développement de la concurrence au bénéfice des consommateurs, en donnant la possibilité aux fournisseurs de proposer des offres d'énergies correspondant mieux à leurs besoins. La CRE a approuvé sa généralisation dès juillet 2011. Elle demande que cet outil

innovant soit déployé dans les meilleurs délais. Le déploiement du compteur Linky entre dans le cadre des dispositions européennes qui demandent que 80 % des consommateurs soient équipés de ce type de compteur d'ici 2020.

La modernisation des réseaux assurant l'alimentation en électricité et en gaz, la mise en œuvre d'un plan ambitieux d'économies d'énergie, le développement des énergies renouvelables et le renforcement de la sûreté des centrales nucléaires répondent aux orientations d'une politique de l'énergie garante du bien-être collectif. Les investissements qui en découlent sont néanmoins considérables. Comme par le passé, ils seront in fine financés par le consommateur, comme la CRE le rappelle régulièrement.

À ce titre, la CRE s'inquiète de l'importance des hausses des prix de l'énergie, qui pèsent fortement dans les budgets des ménages, notamment de ceux en situation de précarité énergétique. À cet égard, elle regrette le caractère limité de la réforme des tarifs de solidarité en électricité et en gaz. Les dispositifs d'aide au paiement de la facture ne sont pas, à eux-seuls, la solution au problème de la précarité énergétique. C'est ce qu'a mis en évidence le colloque organisé le 22 mars 2012 par la CRE, le médiateur national de l'énergie et l'Université Paris-Dauphine. Cette réunion a ouvert une réflexion plus large sur la prévention d'un phénomène qui prend de l'ampleur.

Le fonctionnement de la CRE et l'activité du CoRDiS

1. L'ORGANISATION DE LA CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante, créée à l'occasion de l'ouverture à la concurrence des marchés de l'énergie. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, figurant désormais dans le code de l'énergie, lui a confié la mission de réguler ces marchés.

Sa mission principale est de concourir « *au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du*

gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique » (article L131-1 du code de l'énergie).

Pour l'accomplissement de cette mission, la CRE s'articule autour de deux organes indépendants : le collège de la Commission et le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

Pour rendre ses décisions, le collège s'appuie sur l'expertise des directions de la CRE, placées sous l'autorité du président et du directeur général.

► Les membres du collège

De gauche à droite : Olivier Challan Belval, Michel Thiollière, Philippe de Ladoucette (président), Jean-Christophe Le Duigou, Frédéric Gonand.

© Didier Cocatrix



1.1. Le collège de la Commission

Le collège de la Commission se compose de cinq membres nommés en raison de leurs qualifications dans les domaines juridique, économique et technique pour une durée de six années sans possibilité de renouvellement. Le président du collège, ainsi que deux membres, sont nommés par décret du Président de la République après avis des commissions du Parlement compétentes en matière

d'énergie (loi organique n° 2010-837 du 23 juillet 2010). Les deux autres membres sont nommés, quant à eux, respectivement par le Président de l'Assemblée nationale et le Président du Sénat. Par exception, les membres actuels du collège ont été nommés pour des durées allant de deux à six ans (conformément à l'article 17 de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité).

Afin de garantir l'indépendance de la CRE, les membres du collège exercent leur fonction à plein temps et sont irrévocables, à l'exception des cas de démission d'office, d'empêchement ou de manquement grave. De surcroît, les règles d'incompatibilité interdisent tout cumul de la qualité de membre du collège avec un mandat électif communal, départemental, régional, national ou européen, et prohibent toute prise d'intérêt directe ou indirecte dans une entreprise du secteur de l'énergie.

▼ Les membres du comité de direction

De gauche à droite : A. Monteil (directrice des relations institutionnelles et de la communication), F. Lakhous (directeur des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros), N. Bricnet (directrice des ressources humaines), O. Béatrix (directeur juridique), C. George (directrice de l'accès aux réseaux électriques), D. Jamme (directeur des infrastructures et des réseaux de gaz), J.-Y. Ollier (directeur général), P. Raillon (directeur des relations internationales), N. Idir (directrice adjointe des infrastructures et des réseaux de gaz), F. Hauguel (directeur, adjoint au directeur général, chargé des questions administratives), E. Pivet (directrice du développement des marchés).

© Didier Cocatrix



1.2. Le CoRDiS

Le CoRDiS, créée par la loi du 7 décembre 2006, est composé de quatre membres : deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État et deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation. À l'instar des membres du collège de la CRE, les membres du CoRDiS sont nommés pour une durée de six ans non renouvelable.

Le CoRDiS est chargé de régler, dans leurs aspects techniques et financiers, les différends entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel. Ainsi, ce Comité indépendant du collège des commissaires permet à la CRE d'accomplir une de ses missions fondamentales : garantir l'accès transparent et non discriminatoire aux réseaux d'électricité et de gaz naturel, clé de l'ouverture à la concurrence.

2. LES MISSIONS DE LA CRE

Les missions dévolues à la CRE peuvent se décliner autour de deux axes. D'une part, une mission de régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel consistant à garantir aux utilisateurs (entreprises, collectivités territoriales, consommateurs, producteurs) un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport et de distribution qui sont des monopoles naturels, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final. Depuis la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), la CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions pour les sujets pouvant « avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique » dont la liste sera déterminée par décret en Conseil d'État.

Les missions de la CRE se sont fortement développées en 2011, avec les évolutions apportées par la loi NOME et la transposition du 3^e paquet, le lancement d'appels d'offres relatifs aux énergies renouvelables, et une forte hausse de l'activité du CoRDiS. En revanche, les effectifs du régulateur n'ont pas évolué depuis 2008 et sont sensiblement inférieurs à ceux de ses homologues européens.

2.1. La régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel

Depuis la loi du 10 février 2000, les missions dévolues à la CRE n'ont jamais cessé de se développer. La loi NOME et la transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel constituent des étapes importantes de la réforme du secteur de l'énergie (cf. Focus p. 7).

369
séances
de commission
tenues en 2011.

FOCUS

De nouvelles compétences pour la CRE : les évolutions apportées par la loi NOME et le code de l'énergie

Dans un contexte d'ouverture du marché de l'énergie, l'adoption de la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) et celle du code de l'énergie constituent des étapes importantes de la réforme de ce secteur. Ces deux textes marquent, notamment, la fin de la transposition en droit français des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE dites du 3^e paquet énergie et la mise en place de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) afin que les fournisseurs alternatifs aient accès à la production du parc nucléaire historique français. En outre, ces deux textes ont modifié les compétences dévolues à la CRE.

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

La CRE propose désormais au ministre de l'énergie les conditions dans lesquelles doit s'effectuer la vente de l'ARENH aux fournisseurs alternatifs, en particulier les stipulations de l'accord-cadre afférent, et fixe le volume d'électricité nucléaire historique cédé à chaque fournisseur.

La CRE participe également à la fixation du prix de l'ARENH. Néanmoins, à l'instar de ses attributions relatives à la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité, une période transitoire a été fixée par le législateur. Jusqu'au 7 décembre 2013, le prix de l'ARENH est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la CRE. Puis à partir du 8 décembre 2013, la CRE transmettra aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie une proposition de prix de l'ARENH. Cette décision sera réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois.

La surveillance des marchés de détails

L'article L131-2 du code de l'énergie, issu des dispositions de la loi NOME, donne à la CRE la compétence de surveiller, d'une part, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs et celles effectuées sur les marchés organisés, et d'autre part, la cohérence des offres faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques. La CRE peut également formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence du marché de détail.

La fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics

L'une des évolutions majeures issue de la transposition des directives du 3^e paquet énergie est que, désormais, la CRE fixe elle-même les tarifs d'utilisation des réseaux publics et des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux. Elle ne faisait auparavant que les proposer aux ministres, qui pouvaient s'opposer à ses propositions. Les ministres n'ont plus aujourd'hui que la faculté, dans un délai de deux mois suivant la transmission de la délibération de la CRE sur le tarif, de lui demander de prendre une nouvelle délibération.

L'examen du plan/schéma décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport

Les missions de la CRE relatives à l'examen des investissements des gestionnaires de réseaux de transport ont évolué avec la codification du code de l'énergie. Avant l'entrée en vigueur du code de l'énergie, la CRE approuvait seulement les programmes annuels d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport et veillait à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux. Désormais, elle vérifie également que le plan décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport couvre tous les besoins en matière d'investissement et qu'il est cohérent avec le plan européen élaboré par les ENTSO, le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport. Au besoin, la CRE peut imposer au gestionnaire de réseau de transport la modification de son plan décennal d'investissement.

La procédure de certification

La CRE a certifié les trois gestionnaires de réseaux de transport français. L'octroi de cette certification garantit que chacun des trois gestionnaires de réseaux de transport respecte les obligations d'indépendance et d'autonomie vis-à-vis de sa maison mère. Ces obligations issues de la transposition des directives du 3^e paquet énergie ont été contrôlées par la CRE. La CRE est le premier régulateur européen à avoir appliqué cette nouvelle procédure de certification (cf. le dossier qui y est consacré p. 25). À l'avenir, la CRE devra régulièrement s'assurer du respect effectif de l'ensemble des obligations imposées aux gestionnaires de réseaux de transport par la décision de certification. ●

Garantir le droit d'accès aux réseaux publics d'électricité et aux réseaux et installations de gaz naturel

L'ouverture à la concurrence ne peut s'exercer sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel que si les opérateurs et les consommateurs peuvent accéder à ces réseaux, ouvrages et installations dans des conditions transparentes et non discriminatoires. La CRE contribue à cette exigence et à ce que les réseaux soient sûrs, fiables, performants et axés sur les consommateurs. Elle promeut l'adéquation des réseaux et l'efficacité énergétique ainsi que l'intégration de la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelables. Les missions de la CRE pour garantir ce droit d'accès sont globalement les mêmes s'agissant du marché du gaz naturel et de celui de l'électricité.

Le principe de non-discrimination est la garantie de l'accès au marché pour les nouveaux entrants et du développement d'une juste concurrence au profit du consommateur. La CRE est destinataire des contrats conclus entre les gestionnaires ou opérateurs des réseaux et les utilisateurs ainsi que des protocoles d'accès aux réseaux d'électricité et aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié. Elle reçoit notification motivée des refus de conclure des contrats ou protocoles d'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations.

Concernant l'accès aux réseaux électriques, la CRE émet un avis préalable sur les décisions du préfet refusant d'autoriser la construction d'une ligne directe. Concernant l'accès aux ouvrages de gaz naturel, elle émet un avis sur les dérogations instituées par décret aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, ainsi que sur les dérogations apportées aux conditions commerciales d'utilisation des réseaux ou installations.

83
auditions
menées par le collège
en 2011.

206 **délibérations**

rendues en 2011.

La CRE dispose d'un pouvoir coercitif envers les opérateurs en cas d'atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux, ouvrages, installations ou à leur utilisation : elle peut ordonner, dans le cadre d'un règlement de différend, des mesures conservatoires en vue d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux.

Veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel liquéfié

Afin d'assurer un fonctionnement optimal des réseaux, la CRE fixe désormais elle-même les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel et les tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux. Elle n'avait, avant l'entrée en vigueur du 3^e paquet, compétence que pour proposer ces tarifs aux ministres compétents qui pouvaient s'opposer à sa proposition.

La CRE est également destinataire du programme d'investissement des gestionnaires ou des opérateurs des réseaux. Elle reçoit communication des projets de développement du réseau de transport ou de distribution de gaz naturel réalisés par les opérateurs et de l'état de leur programme d'investissement.

La CRE approuve les programmes annuels d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel (GRTgaz et TIGF) et du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) et veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux.

La transposition du 3^e paquet dans le code de l'énergie a modifié les missions de la CRE concernant les programmes d'investissement des gestionnaires

de réseaux de transport. En effet, la CRE examine chaque année le plan décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport en vérifiant que ce plan couvre tous les besoins en matière d'investissement, et qu'il est cohérent avec le plan européen élaboré par les ENTSO. La CRE peut, si besoin, consulter l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et imposer au gestionnaire de réseau de transport la modification de son plan décennal d'investissement. Dans l'hypothèse de la non-réalisation par le gestionnaire de réseau de transport d'un investissement qui, en application du plan décennal, aurait dû être réalisé dans les trois ans, la CRE dispose d'un pouvoir coercitif. En effet, elle peut, si elle estime que l'investissement est toujours pertinent compte tenu du plan décennal en cours, soit mettre en demeure le gestionnaire de réseau de transport de se conformer à cette obligation et donc de réaliser l'investissement prévu, soit organiser un appel d'offres ouvert à des investisseurs tiers pour la réalisation de cet investissement.

La CRE approuve les programmes annuels d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport et veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux.

En cas d'atteinte grave et immédiate à la sécurité et à la sûreté des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou à la qualité de leur fonctionnement, la CRE peut proposer au ministre chargé de l'énergie des mesures conservatoires nécessaires pour assurer la continuité de leur fonctionnement.

Garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux

La gestion des réseaux de transport d'électricité ou de gaz naturel est assurée par des personnes morales distinctes de celles qui exercent des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz (article L111-7 du code de l'énergie).

Pour garantir l'indépendance de ces gestionnaires de réseaux, la CRE approuve, après avis de l'Autorité de la concurrence, les règles comptables de séparation des activités entre production, transport et distribution d'électricité, et autres activités des opérateurs intégrés d'électricité et entre transport, distribution, stockage de gaz naturel et exploitation d'installation de gaz naturel liquéfié et autres activités des opérateurs intégrés de gaz naturel. Elle exerce une fonction de veille et de surveillance concrétisée par l'exercice éventuel de ses pouvoirs d'enquête et de sanction.

En outre, la CRE publie chaque année un rapport portant sur le respect des codes de bonne conduite établis par tout gestionnaire de réseau de transport et de distribution, ainsi que sur l'évaluation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

La CRE approuve les programmes annuels d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport et veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des réseaux.

85

réunions de concertation

des groupes de travail
de la CRE en 2011.

La transposition des directives du 3^e paquet dans le code de l'énergie a investi la CRE d'une nouvelle compétence : la certification de chaque gestionnaire de réseau de transport. L'objet de la procédure de certification est de vérifier que ces derniers se conforment à l'ensemble des obligations du modèle *Independent Transmission Operator* (dit modèle ITO), c'est-à-dire des obligations d'indépendance et d'autonomie par rapport à leur maison mère. La CRE a ouvert le processus de certification et fixé la composition du dossier de certification par sa délibération du 12 mai 2011, puis a certifié les trois gestionnaires de réseaux de transport par sa délibération du 26 janvier 2012. La certification des gestionnaires de réseaux de transport est valable sans limitation de durée. Néanmoins, les missions de la CRE ne s'arrêtent pas là : les gestionnaires de réseaux de transport sont tenus de lui notifier tout élément susceptible de justifier un nouvel examen de sa certification. En outre, la CRE peut, de sa propre initiative ou à la demande motivée de la Commission européenne, procéder à un nouvel examen lorsqu'elle estime que des événements affectant l'organisation du gestionnaire de réseau de transport ou celle de ses actionnaires sont susceptibles de porter atteinte à ses obligations d'indépendance.

2.2. La régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel

Surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros d'électricité, de gaz naturel et de CO₂

La loi de régulation bancaire et financière du 22 octobre 2010 donne à la CRE une compétence de surveillance du marché du CO₂. En coopération

avec l'Autorité des marchés financiers (AMF), la CRE surveille sur le marché du CO₂ les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel européens sur les quotas d'émission européens EUA (*European Union Allowance*), ainsi que sur les unités CER (*Certified Emission Reduction*) et ERU (*Emission Reduction Units*) prévues par le Protocole de Kyoto. Elle analyse la cohérence de ces transactions avec les contraintes économiques, techniques et réglementaires de l'activité de ces fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel.

Veiller au bon fonctionnement des marchés de détail

La mission de veille sur le bon fonctionnement des marchés de détail de la CRE passe notamment par son intervention dans la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel.

Ceux-ci, jusqu'au 31 décembre 2015, sont arrêtés par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie, après avis de la CRE. À partir du 1^{er} janvier 2016, la CRE transmettra aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les propositions de tarifs réglementés de vente d'électricité et sa décision sera réputée acquise en l'absence d'opposition de l'un des ministres dans un délai de trois mois suivant la réception de ces propositions.

La fixation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel résulte d'une procédure complexe. D'une part, une formule tarifaire est fixée pour chaque fournisseur par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE. Elle traduit pour chaque fournisseur la totalité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et des coûts hors approvisionnement. D'autre part, un arrêté des ministres de l'économie et de l'énergie, pris après avis de la CRE, fixe les barèmes des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ces barèmes sont réexaminés au moins une fois par an et révisés s'il y a lieu en fonction de l'évolution de la formule tarifaire. En dernier lieu, il existe une procédure à l'initiative du fournisseur par laquelle ce dernier saisit la CRE

de sa proposition d'évolution, accompagnée des éléments permettant de la justifier. La CRE doit s'assurer que la modification demandée résulte bien de l'application de la formule tarifaire du fournisseur et approuve ou non cette évolution.

La CRE émet également un avis sur le mécanisme tarifaire à visée sociale destiné à garantir le droit à l'électricité des personnes en situation de précarité, ainsi qu'un avis sur le tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel.

En dernier lieu, l'article L131-2 du code de l'énergie, issu des dispositions de la loi NOME, donne à la CRE la compétence de surveiller d'une part, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs et celles effectuées sur les marchés organisés, et d'autre part, la cohérence des offres faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques. La CRE peut également formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence du marché de détail.

Concourir à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité et à la fourniture d'électricité et de gaz

La CRE contribue à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité par plusieurs canaux.

D'une part, la CRE émet un avis sur les arrêtés tarifaires fixant les tarifs d'achat de l'énergie produite par les installations de petite taille, valorisant des déchets ménagers ou utilisant des énergies renouvelables.

D'autre part, si les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle de la production d'électricité, par le simple jeu des initiatives des opérateurs, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à un appel d'offres, que la CRE a la charge de mettre en œuvre. La CRE

propose ainsi la rédaction du cahier des charges qui est arrêté par le ministre de l'énergie. Elle procède au dépouillement et à l'instruction des offres. Elle émet un avis sur les candidats, parmi lesquels le ministre désigne le ou les candidats retenus. Cette activité a connu une très forte augmentation en 2011 (cf. dossier « Énergies renouvelables » p. 57).

De surcroît, la CRE évalue le montant des charges imputables aux missions de service public qui font l'objet d'une compensation intégrale dans les conditions prévues à l'article L121-10 du code de l'énergie et propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant des charges de service public (CSPE) et le montant de la contribution applicable à chaque kilowattheure. Elle propose également aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le montant des reversements effectués au profit des opérateurs supportant des charges de service public.

En dernier lieu, la CRE propose au ministre de l'énergie les conditions dans lesquelles s'effectue la vente de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH). En application de la loi NOME, cette vente est ouverte à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE émet un avis sur le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des

9

consultations publiques

lancées en 2011.

consommateurs finals. Jusqu'au 7 décembre 2013, le prix de l'ARENH est arrêté par les ministres chargés de l'énergie et de l'économie après avis motivé de la CRE. À partir du 8 décembre 2013, la CRE transmettra aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie les propositions de prix de l'accès régulé à l'ARENH.

Concernant le secteur du gaz naturel, la CRE propose chaque année au ministre chargé de l'énergie le montant de la contribution, applicable par kilowattheure, au titre du tarif spécial de solidarité.

Informers l'ensemble des consommateurs

Pour assurer cette mission, la CRE a créé et gère avec le médiateur national de l'énergie le site Internet Energie-Info, un service d'information partagé qui permet de répondre aux demandes individuelles des consommateurs. On y retrouve des fiches pratiques pour comprendre l'ouverture des marchés de l'énergie : comment changer de fournisseur d'énergie, qui contacter lors d'emménagement ou de déménagement, quelle est la procédure à suivre en cas de réclamation ou encore comment bénéficier des tarifs sociaux.

Le site Energie-Info donne également accès à un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz. Pédagogique et facile d'utilisation, il permet de comparer les offres des différents fournisseurs avec son offre actuelle, de consulter, en plus de l'estimation de dépense annuelle, les prix hors taxe et TTC de l'abonnement et du kilowattheure, ainsi que le détail des taxes, et d'avoir une mise en avant des offres vertes si c'est un critère de choix.

**4 appels
d'offres**
lancés en 2011.

La CRE a créé et gère avec le médiateur national de l'énergie le site Internet Energie-Info, un service d'information partagé qui permet de répondre aux demandes individuelles des consommateurs. Le site donne également accès à un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz.

2.3. La contribution à la construction du marché intérieur européen de l'électricité et du gaz naturel

L'action de la CRE s'inscrit pleinement dans la construction d'un marché européen de l'énergie alliant compétitivité, sécurité et durabilité sur le plan environnemental. Ainsi, la CRE participe aux travaux européens en tant que membre très actif du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et de l'ACER. Elle entretient ainsi des relations quotidiennes avec ses homologues européens, avec lesquels elle travaille à l'élaboration et à l'harmonisation des règles d'accès aux réseaux et à l'optimisation des interconnexions entre marchés nationaux.

► **Les membres du CoRDiS**
De gauche à droite :
Roland Peylet,
Sylvie Mandel,
Pierre-François Racine
(président)
et Dominique Guirimand.
© François Daburon



3. LES RÈGLEMENTS DE DIFFÉRENDS CONTRIBUENT À PRÉCISER LES CONDITIONS D'ACCÈS ET D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Au cours de l'année 2011, le nombre de règlements de différends dont le CoRDiS a été saisi a connu un net accroissement. On ne compte pas moins de 272 saisines et plus de 206 décisions du Comité en 2011, contre 17 saisines et 11 décisions en 2010.

Cette progression s'explique principalement par l'effet combiné d'une augmentation des demandes de raccordements d'installations de production relevant du régime d'obligation d'achat et de l'entrée en vigueur du décret « moratoire » n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

Par ailleurs, on relèvera que la Cour d'appel de Paris, qui exerce un contrôle sur les décisions de règlement de différend, est de plus en plus fréquemment saisie.

3.1. Le champ d'intervention du CoRDiS

Plusieurs décisions rendues en 2011 ont permis au CoRDiS de préciser l'étendue de son champ d'intervention.

Le Comité a ainsi rappelé qu'il n'était compétent qu'à deux conditions, tenant, l'une à la qualité des personnes qu'un différend oppose, et l'autre, à l'objet de ce différend, qui doit correspondre à l'une des catégories limitativement énoncées par la loi.

Tel n'était pas le cas du différend qui opposait la société Nicodis à la société ERDF dont l'objet n'était pas lié à l'accès au réseau mais concernait la délivrance d'une attestation en vue de conclure un contrat d'achat d'électricité (CRE, CoRDiS 21 janvier 2011, *Nicodis*).

Le CoRDiS a également eu l'occasion de rappeler qu'il n'était pas compétent pour connaître des demandes tendant exclusivement au bénéfice de l'obligation d'achat aux conditions tarifaires fixées par l'arrêté du 12 janvier 2010 (CRE, CoRDiS, 8/07/2011, *SOPRODER COTMIG*). Il est en revanche compétent pour connaître des litiges sur le coût du raccordement d'une installation de production (CRE, CoRDiS, 18/03/2011, *Quatre termes I*; CRE, CoRDiS, 18/03/2011, *Fangas II*).

Enfin, le CoRDiS a été saisi de nombreuses demandes tendant à ce qu'il soit enjoint aux gestionnaires de réseaux publics d'électricité de transmettre sans délai des propositions techniques et financières de raccordement en écartant l'application du décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil. Dans la mesure où le Conseil d'État était saisi de requêtes tendant à l'annulation dudit décret, le CoRDiS a décidé de suspendre l'instruction des demandes de règlements de différends jusqu'à l'intervention de la décision au fond du Conseil d'État dès lors que la solution des litiges ainsi soumis au CoRDiS dépendait de l'appréciation de la légalité du décret (CRE, CoRDiS, 29 avril 2011). Le Conseil d'État a rendu une décision le 16 novembre 2011 (*société Ciel et Terre et autres*, n° 344972) par laquelle il confirme la légalité du décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil.

272
saisines
reçues en 2011.

3.2. L'accès aux réseaux et leur utilisation

Les attributions du CoRDiS en matière de règlement de différend en font le garant de l'accès aux réseaux et aux infrastructures de gaz et d'électricité dans des conditions non discriminatoires et transparentes.

Les conditions de raccordement au réseau de transport de gaz

Saisi pour la première fois d'un différend portant sur l'application des contrats relatifs à l'interface entre les opérateurs de transport et de distribution de gaz, et sur les prestations de raccordement au réseau de transport de gaz, le CoRDiS a rendu une importante décision le 29 avril 2011.

En l'espèce, la SICAE de la Somme et du Cambrasis avait remporté les appels d'offres lancés par trois communes de Picardie en vue d'assurer la construction et la gestion de leurs réseaux de distribution de gaz naturel. L'approvisionnement en gaz naturel de ces communes impliquait notamment des travaux de raccordement des réseaux de distribution de la SICAE au réseau de transport de la société GRTgaz. La SICAE contestait notamment les coûts de raccordement facturés par GRTgaz. Elle avait cherché à obtenir des précisions sur les coûts de raccordement, en particulier quant aux frais d'ingénierie, ce que la société GRTgaz lui avait refusé.

Dans sa décision, le CoRDiS a tout d'abord invité la société GRTgaz à établir, en le rendant public dans les meilleurs délais et dans le cadre du dispositif de Concertation Gaz tel qu'institué par la CRE dans sa délibération du 18 septembre 2008, un projet de procédure de raccordement permettant aux utilisateurs potentiels du réseau de transport de disposer de l'ensemble des informations nécessaires à leur raccordement.

Les attributions du CoRDiS en matière de règlement de différend en font le garant de l'accès aux réseaux et aux infrastructures de gaz et d'électricité dans des conditions non discriminatoires et transparentes.

De même, concernant la réalisation des raccordements électriques et téléphoniques des postes de livraison qui incombait contractuellement à la SICAE, le CoRDiS a estimé qu'en ne justifiant pas sur la base d'éléments objectifs les raisons pour lesquelles seule l'alimentation électrique des postes de livraison au moyen de lignes fixes dédiées serait acceptable, GRTgaz avait méconnu son obligation de transparence.

Enfin, le CoRDiS a considéré que la société GRTgaz avait manqué à son obligation de transparence, en s'abstenant de communiquer à la SICAE, malgré ses demandes, l'étude de dimensionnement réalisée et en ne définissant pas les conditions objectives qui rendaient nécessaire, en l'espèce, l'installation d'un système de chauffage du gaz.

Le CoRDiS a ainsi estimé que la confidentialité à laquelle GRTgaz est tenu à l'égard des informations protégées par le secret des affaires ne pouvait justifier, dans un tel cas, le refus de communiquer toute information utile. Une telle pratique reviendrait, en effet, à vider de sa substance son obligation de transparence.

La possibilité d'un raccordement indirect aux réseaux publics de distribution et de transport d'électricité

Après avoir confirmé, dans son arrêt du 7 avril 2011 la possibilité du raccordement indirect d'un site producteur au réseau public de distribution, la Cour d'appel de Paris a reconnu la possibilité de raccordement indirect d'un site producteur au réseau public de transport via un réseau de distribution privé.

Le 12 juillet 2010, le CoRDiS avait enjoint à RTE de communiquer à la société Le Nouvion une convention d'exploitation et un contrat d'accès au réseau public

de transport unique pour la mise en service du raccordement de son réseau privé abritant plusieurs sites de production indépendants.

La Cour d'appel de Paris, dans son arrêt du 30 juin 2011, a confirmé cette décision.

Elle a considéré que, n'étant pas producteur, la société Le Nouvion n'était pas tenue d'être titulaire d'une autorisation d'exploiter pour bénéficier d'un raccordement au réseau. En revanche, la Cour a estimé que cette société, ayant pour objet d'alimenter le réseau public de transport par l'injection de production éolienne, devait être considérée comme utilisateur du réseau et, à ce titre, bénéficier d'un droit d'accès au réseau. La Cour en a déduit que seuls des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public ou des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux ou à la qualité de leur fonctionnement (motifs prévus à l'article 23 de la loi du 10 février 2000), auraient été de nature à justifier un refus d'accès aux réseaux. Ils n'ont cependant pas été invoqués

en l'espèce. La Cour d'appel a ensuite écarté l'argument de RTE selon lequel, à l'instar des réseaux publics de distribution, les producteurs devaient être directement raccordés au réseau public de transport. En effet, aucune disposition législative ou réglementaire n'impose ce type de raccordement. Enfin, la Cour a rappelé que le service public de l'électricité, dont la société RTE a la charge pour le réseau public de transport, doit, aux termes de la loi, être assuré « *dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique* ». En l'espèce, le raccordement indirect du site au réseau public de transport ne portait atteinte ni à la sécurité, ni à la sûreté du réseau. En effet, même si les établissements indirectement connectés n'étaient pas soumis aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité, l'établissement directement connecté au réseau respectait les conditions réglementaires et contractuelles régissant le raccordement et son utilisation. En outre, le raccordement indirect constituait la solution la plus avantageuse économiquement pour les demandeurs.

La méconnaissance par le gestionnaire du réseau public de distribution de sa procédure de traitement des demandes de raccordement

Au cours de l'année 2011 le CoRDiS a eu l'occasion de préciser son interprétation de la méconnaissance par le gestionnaire de réseau public de distribution de sa procédure de raccordement ou de sa documentation technique de référence. La procédure de traitement des demandes de raccordement d'ERDF, qui fait partie de la documentation technique de référence de la société ERDF, prévoit ainsi en son article 8.2.1 qu'à « *compter de la date de qualification de la demande de raccordement, le délai de transmission au demandeur de l'offre de raccordement*

ne dépassera pas le délai défini dans le barème de raccordement pour le type d'installation concernée. Ce délai n'excédera pas trois mois quel que soit le domaine de tension de raccordement ».

Il ressort de plusieurs décisions du CoRDiS que, pour regrettable que soit le non-respect par la société ERDF des délais de traitement prévus dans sa propre documentation technique, il ne permet pas de considérer que la société pétitionnaire doit être réputée avoir accepté une proposition technique et financière dès l'expiration de ce délai. Par ailleurs, il n'entre pas dans le champ de compétence du CoRDiS de condamner le gestionnaire du réseau de distribution à la réparation du préjudice financier subi du fait de l'inexécution de ses obligations.

De même, le CoRDiS a considéré, dans la décision *Vol-V Solar*, que l'absence de remise d'une convention de raccordement par la société ERDF dans le délai imparti ne permettait pas, dans le silence des textes, d'affirmer qu'à l'expiration de ce délai naisse une convention de raccordement implicite susceptible d'être acceptée par le candidat au raccordement.

Néanmoins, dans sa décision du 26 septembre 2011, *GAEC Saint-Doué*, le CoRDiS a pu préciser plus encore sa position quant à l'expiration du délai de trois mois en estimant, dans un différend où le gestionnaire de réseau de distribution n'avait pas transmis de proposition technique et financière, que la société pétitionnaire était « *fondée à invoquer la méconnaissance par la société ERDF de ses obligations et de sa documentation technique de référence* » (*Groupement agricole d'exploitation en commun de Saint-Doué*, 26 septembre 2011 ; repris dans la décision *Aliotti*, 30 septembre 2011).

206 décisions rendues en 2011.

Sur la gestion de la file d'attente

Saisi de différends dans lesquels le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité avait exclu des projets de la file d'attente de traitement des demandes de raccordement, le CoRDiS a eu l'occasion de préciser les solutions dégagées dans ses décisions *Léonard Valentini* et *Inti Energie* des 19 et 26 novembre 2010. Dans ces deux décisions, le Comité avait demandé que les projets de ces sociétés soient réintégrés dans la file d'attente de raccordement au réseau de distribution d'électricité, alors qu'elles en avaient été exclues du fait de l'application des nouvelles dispositions en matière d'urbanisme issues du décret n°2009-1414 du 19 novembre 2009.

Dans sa décision du 24 octobre 2011 *Soleol II*, le CoRDiS, tout en rappelant la solution retenue dans le cadre de l'affaire *Léonard Valentini* (confirmée par un arrêt du 3 novembre 2011 de la Cour d'appel de Paris), a estimé que le projet pour lequel la société Soleol II avait obtenu le permis de construire était substantiellement différent du projet ayant donné lieu à la proposition technique et financière. Dans ces conditions, le Comité a considéré que la société Soleol II n'était pas fondée à demander la réintégration dans la file d'attente d'un projet auquel elle avait substitué un projet d'installation de production différent, seul correspondant au permis de construire obtenu.

Le différend opposant la société Kezako à la société ERDF portait sur l'application des dispositions de la procédure de traitement des demandes de raccordement prévoyant qu'un projet est sorti de la file d'attente dans le cas où la date limite de validité de la proposition technique et financière, le demandeur ne donne pas son accord sur cette proposition.

Dans sa décision du 19 octobre 2011, le CoRDiS a estimé que la société Kezako avait implicitement reconnu la caducité de la première proposition technique et financière qui lui avait été adressée, en demandant à la société ERDF de « *relancer une nouvelle proposition technique et financière* », et que, dès lors, la société ERDF était bien fondée à sortir le projet de la société Kezako de la file d'attente.

La suspension de l'obligation d'achat définie par le décret du 9 décembre 2010 n'est pas applicable aux projets bénéficiant d'une convention de raccordement signée des deux parties et notifiée avant le 10 décembre 2010

La question de l'application des dispositions du décret n°2010-1510 du 9 décembre 2010 aux projets ayant fait l'objet d'une acceptation de la convention de raccordement a été posée au CoRDiS par les sociétés Tomca et son mandataire TSE en date du 5 novembre 2011.

Dans ce différend, la société TSE avait renvoyé un exemplaire signé de la convention de raccordement le 3 décembre 2010, mais la société ERDF lui avait opposé les dispositions du décret du 9 décembre 2010 en l'invitant à former une nouvelle demande de raccordement.

Le CoRDiS a tout d'abord estimé qu'à la différence d'une proposition technique et financière, dans une convention de raccordement, le tracé, le coût et les délais de raccordement sont définitifs, ainsi qu'il résulte de l'article 9.1.1 de la procédure de traitement des demandes de raccordement applicable.

Dès lors, le CoRDiS précise que la convention de raccordement, quand bien même vaudrait-elle offre de raccordement au sens de l'article 9.1.2 de la procédure de traitement des demandes de raccordement et correspondrait à la proposition technique et financière en vertu de l'article 4.5 de la même procédure, « n'a pas pour autant la nature d'une simple proposition technique et financière ».

Le CoRDiS en conclut que les dispositions de l'article 3 du décret du 9 décembre 2010 ne sont pas opposables au producteur qui a notifié à la société ERDF la convention de raccordement signée par les deux parties et adressé le chèque d'acompte avant l'entrée en vigueur de ce décret le 10 décembre 2010. Il importe peu, dès lors, que cette notification n'ait pas eu lieu avant le 2 décembre 2010 comme il est exigé pour une proposition technique et financière.

La cour d'appel confirme la décision du CoRDiS relative au contrat GRD-F et aux impayés

Par un arrêt du 29 septembre 2011, la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision du CoRDiS en date du 22 octobre 2010.

Le contrat GRD-F est un contrat bipartite entre un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) et un fournisseur (F) qui énonce les droits et devoirs des parties en matière d'accès au réseau, d'utilisation de ce réseau et d'échange de données.

Dans cette décision, le CoRDiS avait estimé que pour reverser au gestionnaire de réseau les sommes dues au titre de l'utilisation du réseau, le fournisseur devait les avoir préalablement recouvrées auprès du client final, sauf défaillance de sa part.

Cette analyse a été pleinement confirmée par la Cour.

Après avoir rappelé l'existence d'un lien contractuel entre le gestionnaire de réseau de distribution et le client final dans le cadre du contrat unique qui permet aux fournisseurs de conclure des contrats d'accès aux réseaux au nom et pour le compte de leurs clients, la cour a jugé que le contrat unique n'a ni pour objet et ni pour effet de modifier les responsabilités respectives des gestionnaires de réseaux, du fournisseur et du client final, telles qu'elles découlent de la loi et des textes pris pour son application.

Elle en a déduit que le CoRDiS avait pu affirmer « à juste titre que les droits et obligations du gestionnaire de réseau à l'égard du fournisseur ne peuvent, sous couvert d'une mission confiée au fournisseur auprès du client dans le cadre de la conclusion du contrat unique, faire supporter au seul fournisseur l'intégralité du risque attaché à la mission de service public qui incombe au gestionnaire de réseaux publics de distribution d'électricité. »

Un groupe de travail a été créé pour tirer les conséquences contractuelles du principe posé par le CoRDiS.

4. LES RESSOURCES HUMAINES ET LES MOYENS BUDGÉTAIRES

Malgré un accroissement très substantiel de ses missions et de son activité, les moyens du régulateur français de l'énergie n'ont pas progressé depuis 2008.

Les 131 ETPT (équivalent temps plein travaillé) de la CRE ont la responsabilité de la fixation ou de la vérification de composantes du prix de l'énergie représentant une charge annuelle de près de 50 milliards d'euros (19 milliards d'euros pour les tarifs réglementés des infrastructures de transport et de distribution de gaz et d'électricité ; 23,6 milliards d'euros pour la part fourniture des tarifs réglementés de vente ; et 5,2 milliards d'euros pour la contribution au service public de l'électricité).

Une étude des ressources budgétaires des autorités européennes de régulation de l'énergie fait apparaître qu'en 2011 la CRE est en 6^e position en ce qui concerne les moyens humains. Elle est nettement devancée par ses homologues anglais, espagnol, italien, roumain et allemand, qui disposent d'effectifs de 185 à 481 ETP (équivalent temps plein) pour les activités liées à l'énergie.

4.1. Les hommes et les femmes de la CRE

Au 31 décembre 2011, la CRE compte 134 agents, dont 58 femmes et 76 hommes : 42 % des chargés de mission, 37 % des chefs de département et 46 % des directeurs ou conseillers sont des femmes.

Face à l'évolution de ses missions, le régulateur cherche à se doter de compétences technico-économiques sectorielles pointues et confirmées, et de capacités de prospective.

4.2. Une institution reconnue pour l'excellence de son recrutement et la diversité de ses métiers

En 2011, pour 34 postes ouverts au recrutement, la CRE a reçu plus de 2 000 curriculum vitae,

131 personnes

Effectif de la CRE en nombre de postes ETPT (équivalent temps plein travaillé).

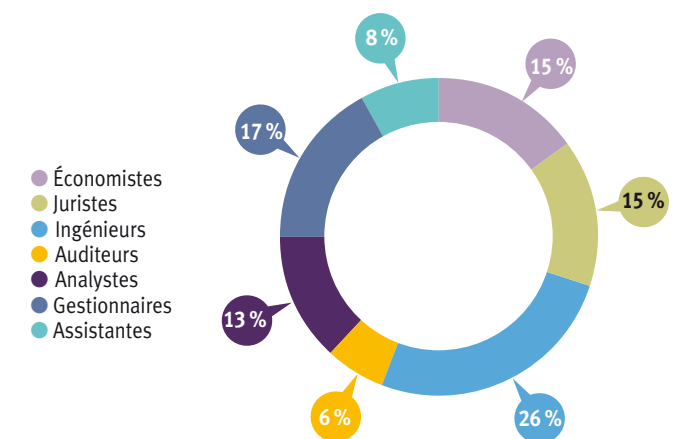
correspondant pour une grande partie aux profils recherchés et présentant un très haut niveau de qualification.

La CRE mène une politique de communication ciblée auprès des principaux viviers de candidats.

Les collaborateurs de la CRE, majoritairement des agents contractuels de droit public (86 % de l'effectif), sont principalement recrutés dans les entreprises.

La moyenne d'âge des collaborateurs est de 33 ans.

Les collaborateurs de la CRE se répartissent, par secteur, entre les huit catégories suivantes :



4.3. Une politique de formation continue et de mobilité interne au service de la performance

En 2011, 63 % des agents ont suivi au moins une action de formation continue et le budget consacré est de 165 000 euros.

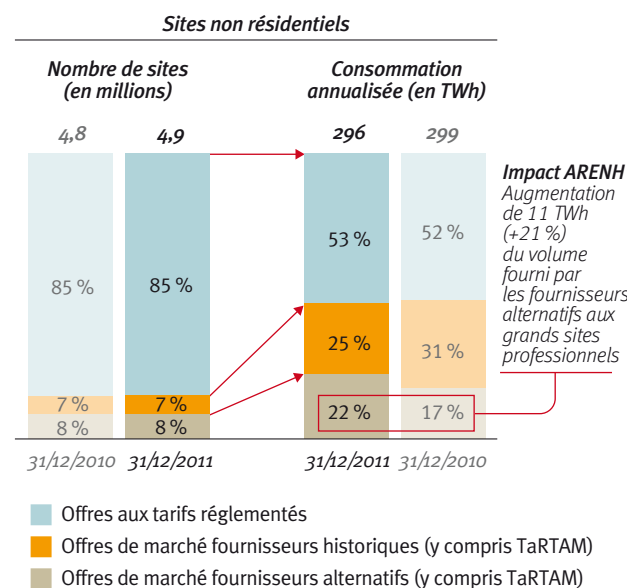
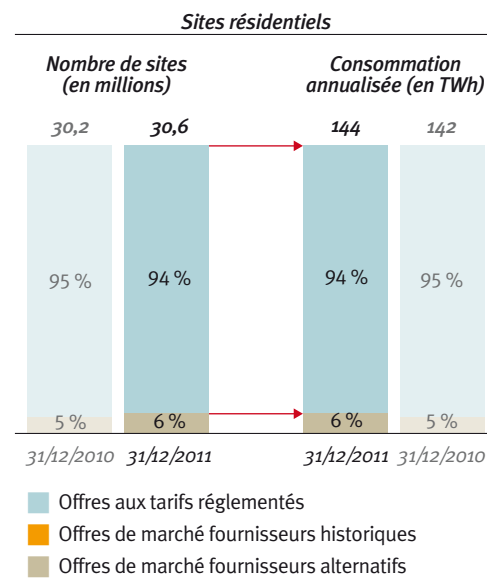
Au cours de la même période, 10 % de l'effectif ont effectué une mobilité interne. ●

Électricité et gaz

bilan du marché de détail



BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ



Sites résidentiels.

Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a progressé de 16 % en 2011 (+253 000 sites), correspondant à 21 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché.

Sites non résidentiels.

Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a diminué de 5 % en 2011 (-35 000 sites).

1 838 000
clients résidentiels,

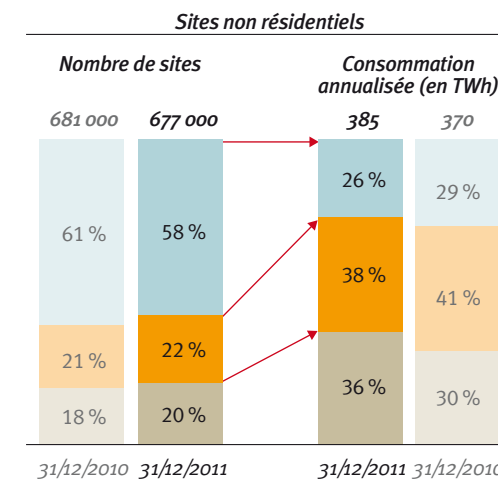
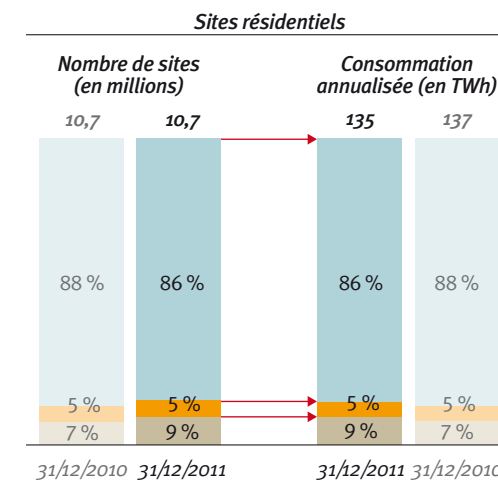
sur un total de 30,6 millions, sont en offre de marché à la fin de l'année 2011.

5 113 000
mises en service

ont été effectuées au cours de l'année 2011, dont 9 % chez un fournisseur alternatif.



BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ



■ Offres aux tarifs réglementés
 ■ Offres de marché fournisseurs historiques
 ■ Offres de marché fournisseurs alternatifs

Sites résidentiels.

Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a progressé de 15 % en 2011 (+190 000 sites), contre 11 % en 2010 (+125 000 sites).

Sites non résidentiels.

Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 7 % en 2011 (+17 000 sites).

1 459 000
clients résidentiels,

sur un total de 10,7 millions, sont en offre de marché à la fin de l'année 2011.

1 270 000
mises en service

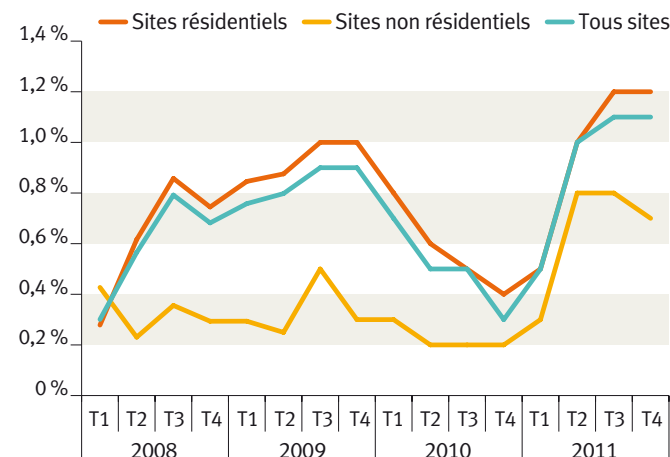
ont été effectuées au cours de l'année 2011, dont 27 % chez un fournisseur alternatif.

Électricité et gaz

bilan du marché de détail



ACTIVITÉ DU MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ : TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR



-4,4 %

Plus forte différence enregistrée en 2011

entre une offre de marché et le tarif réglementé de vente d'électricité (TTC) pour un client résidentiel moyen 6 kVA Base consommant 2 400 kWh par an.



FOURNISSEURS NATIONAUX D'ÉLECTRICITÉ

Parmi les 22 fournisseurs proposant des offres aux clients non résidentiels, 10 fournisseurs proposent aussi des offres aux clients résidentiels.



10 fournisseurs proposent des offres aux clients résidentiels

22 fournisseurs proposent des offres aux clients non résidentiels

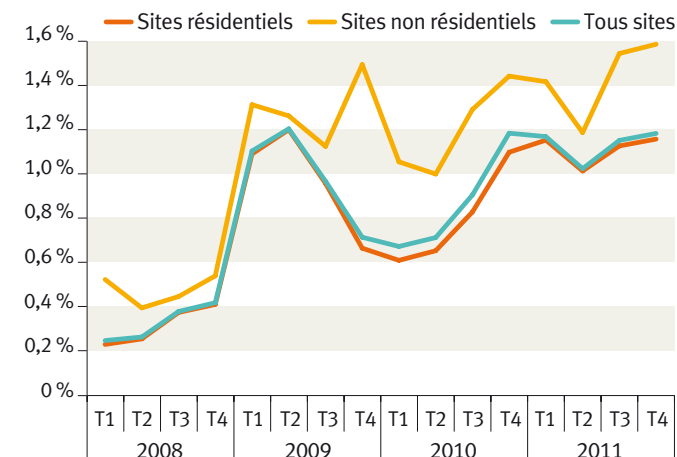
+13 %

d'augmentation de la facture TTC d'électricité

(entre janvier 2007 et janvier 2012) pour un client moyen 6 kVA Base consommant 2 400 kWh par an.



ACTIVITÉ DU MARCHÉ DU GAZ : TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR



-9 %

Plus forte différence enregistrée en 2011

entre une offre de marché et le tarif réglementé de vente (TTC) pour un client résidentiel type chauffage gaz consommant 17 MWh par an.



FOURNISSEURS NATIONAUX DE GAZ

Parmi les 17 fournisseurs proposant des offres aux clients non résidentiels, 7 fournisseurs proposent aussi des offres aux clients résidentiels.



7 fournisseurs proposent des offres aux clients résidentiels

17 fournisseurs proposent des offres aux clients non résidentiels

+31 %

d'augmentation de la facture TTC de gaz

(entre janvier 2007 et janvier 2012) pour un client résidentiel type chauffage gaz consommant 17 MWh par an.

26 janvier 2012

La CRE a certifié l'indépendance des trois gestionnaires de réseaux de transport français de gaz (GRTgaz et TIGF) et d'électricité (RTE) à cette date. Les pays membres de l'Union avaient jusqu'au 3 mars 2012 pour achever la procédure de certification.

Commission européenne :
vue extérieure du bâtiment
Berlaymont de nuit.

© Médiathèque RTE, Philippe Lesprit

La CRE a vu ses missions élargies par la mise en œuvre des textes européens du 3^e paquet énergie

Le 26 janvier 2012, la CRE a certifié les trois gestionnaires de réseaux de transport français : RTE pour l'électricité, GRTgaz et TIGF pour le gaz naturel. L'octroi de cette certification garantit que chacun des trois gestionnaires de réseaux respecte les obligations d'indépendance et d'autonomie vis-à-vis de sa maison mère, en matière de gouvernance et de fonctionnement.

Ces obligations issues de la transposition des directives du 3^e paquet énergie sont contrôlées par le régulateur.

La CRE est le premier régulateur européen à avoir appliqué cette nouvelle procédure. Le respect continu par les gestionnaires de réseaux de transport des dispositions liées à la certification nécessite un suivi attentif par la CRE des mesures qu'elle leur a imposées et de leurs activités récurrentes.

LES MOTS-CLÉS

3^e paquet énergie

Certification des gestionnaires de réseaux de transport

Responsable de conformité

1. LA TRANSPOSITION DU 3^e PAQUET ÉNERGIE CONSTITUE UNE ÉTAPE CRUCIALE, FRANCHIE EN 2011

1.1. Le 3^e paquet renforce les compétences des régulateurs de l'énergie

Les obligations d'indépendance et d'autonomie des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) vis-à-vis de leur maison mère sont issues de la transposition des directives du 3^e paquet énergie. Le 3^e paquet est un ensemble de deux directives et trois règlements sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz, adoptés par le Parlement européen et le Conseil. Il vise plusieurs objectifs, communs aux États membres de l'Union européenne :

- harmoniser et renforcer les compétences et l'indépendance des régulateurs nationaux ;
- assurer un accès non discriminatoire aux réseaux grâce à la dissociation des gestionnaires de réseaux de transport de leur maison mère et un accès efficace grâce à une meilleure coordination entre les transporteurs ;

- intensifier les investissements dans les infrastructures électriques et gazières ;
- améliorer la transparence et le fonctionnement des marchés ;
- renforcer la protection des consommateurs ;
- coordonner plus efficacement l'action des régulateurs au niveau de l'Union européenne par la mise en place de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

La France est l'un des premiers États membres de l'Union à avoir transposé les directives du 3^e paquet dans son droit national, en adoptant le 9 mai 2011 l'ordonnance n° 2011-504, créant le code de l'énergie. Les dispositions issues du 3^e paquet ont été intégrées au sein de ce code, qui regroupe l'ensemble des dispositions législatives françaises relatives au gaz et à l'électricité.

Le code de l'énergie étend les compétences de la CRE dans de nombreux domaines. La CRE se voit confier l'examen annuel du plan décennal de développement des gestionnaires de réseaux de transport. Il doit couvrir tous les besoins en matière

d'investissement et être cohérent avec le plan européen élaboré par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz (ENTSO-E pour l'électricité et ENSOG pour le gaz). Le cas échéant, la CRE peut imposer au gestionnaire de réseau de transport la modification de son plan décennal. En cas de non-réalisation d'un investissement prévu dans le schéma à trois ans, la CRE peut, si celui-ci est toujours pertinent, mettre en demeure le gestionnaire de réseau de transport de se conformer à cette obligation ou organiser un appel d'offres ouvert à des investisseurs tiers.

Une autre disposition-clé du code de l'énergie prévoit que la CRE fixe ou approuve elle-même, avant leur entrée en vigueur et selon des critères transparents, les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz naturel, ainsi que des installations de gaz naturel liquéfié, ou la méthodologie utilisée pour les calculer.

Par ailleurs, la CRE joue un rôle accru en matière de raccordement aux infrastructures d'électricité et de gaz naturel, puisqu'il lui revient d'approuver les barèmes et conditions de raccordement.

1.2. La France a choisi le modèle « Gestionnaire de transport indépendant » pour assurer l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport

L'un des principaux objectifs des directives du 3^e paquet est de garantir la séparation entre les activités de transport et les activités de production et de fourniture des entreprises verticalement intégrées. Trois modèles de séparation ont été définis par les directives et laissés au choix des États membres.

La première option, posée comme principe par les directives, repose sur la séparation patrimoniale entre le gestionnaire de réseau de transport et toute entreprise exerçant une activité de production ou de fourniture (modèle *Ownership Unbundling* dit OU). Dans ce cas, le gestionnaire de réseau de transport n'appartient pas à une entreprise verticalement intégrée.

FOCUS

Les conséquences de la transposition des directives du 3^e paquet énergie

- L'instauration d'une procédure de certification de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport, confiée à la CRE.
- Le renforcement des obligations des gestionnaires de réseaux de transport en matière d'investissement par l'instauration d'une obligation de publication d'un plan décennal de développement des réseaux concernés et d'un contrôle de la réalisation de ces investissements.
- L'élargissement des compétences de la CRE en matière de sanctions et de règlements de différends ainsi qu'en matière de suivi des projets d'investissement : la CRE doit dorénavant émettre un avis sur les plans décennaux élaborés par les gestionnaires de réseaux de transport.
- Le renforcement des compétences de la CRE en ce qui concerne les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution d'électricité ou de gaz, ainsi que les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers, qu'elle fixe ou approuve désormais elle-même.
- Le renforcement des compétences de la CRE en matière de raccordement aux infrastructures d'électricité et de gaz naturel. ●

Deux autres options étaient proposées au choix des États membres dans l'hypothèse où le réseau de transport appartenait à une entreprise verticalement intégrée :

- soit confier la gestion du réseau à une société tierce, l'entreprise verticalement intégrée conservant cependant la propriété du réseau de transport (modèle *Independent System Operator* dit ISO) ;
- soit renforcer l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport vis-à-vis des activités de fourniture et de production de l'entreprise verticalement intégrée (modèle Gestionnaire de transport indépendant dit ITO pour *Independent Transmission Operator*).

C'est ce dernier modèle que la France a choisi et retenu pour TIGF, GRTgaz et RTE.

► La séparation effective entre les activités de gestion des réseaux de transport et les activités de production ou de fourniture a pour principal objectif d'éviter tout risque de discrimination entre utilisateurs des réseaux et, de ce fait, tout risque de conflit d'intérêts entre le gestionnaire de réseau et sa maison mère active sur l'activité de fourniture ou de production de gaz ou d'électricité.

Poste de transformation électrique 400/225,90kV de Villejust (Essonne).

© Médiathèque RTE, Laurent Vautrin



Selon le modèle ITO, le gestionnaire de réseau de transport doit disposer, de manière autonome, des ressources humaines, techniques, matérielles et financières nécessaires à l'exercice de son activité de transport. En particulier, il doit veiller à ce que ses relations commerciales et financières avec les autres sociétés de l'entreprise verticalement intégrée soient conformes aux conditions de marché. Le gestionnaire de réseau de transport doit également s'abstenir de toute confusion avec l'entreprise verticalement intégrée en matière de communication et ne doit pas partager les mêmes locaux.

En outre, le modèle ITO pose un certain nombre de règles déontologiques applicables aux dirigeants, à certains membres des organes de surveillance et à l'ensemble des salariés des gestionnaires de réseaux de transport.

Enfin, les règles de gouvernance sont précisées et clarifient les rôles respectifs de la direction du gestionnaire de réseau de transport d'une part, et du conseil d'administration ou du conseil de surveillance d'autre part.

1.3. La certification est une nouvelle procédure mise en œuvre par la CRE

Afin de garantir la complète application par les gestionnaires de réseaux de transport des règles d'organisation issues du modèle ITO, une procédure de certification a été instaurée par le 3^e paquet. Cette procédure vise à s'assurer du respect par les gestionnaires de réseaux de transport de règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture au sein de l'entreprise verticalement intégrée à laquelle ils appartiennent. La séparation effective entre les activités de gestion des réseaux de transport et les activités de production ou de fourniture a pour principal objectif d'éviter tout risque de discrimination entre utilisateurs des réseaux et, de ce fait, tout risque de conflit d'intérêts entre le gestionnaire de réseau et sa maison mère active sur l'activité de fourniture ou de production de gaz ou

d'électricité. Il s'agit de s'assurer, en particulier, de la pleine autonomie des gestionnaires de réseaux de transport en matière de décisions d'investissement. Le processus de certification a ainsi permis de vérifier le respect par RTE, GRTgaz et TIGF des règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des groupes intégrés.

Certifier un gestionnaire de réseau de transport conformément à un modèle d'indépendance implique que la CRE vérifie de manière continue que ce gestionnaire respecte l'ensemble des exigences du modèle d'indépendance choisi.

▼ Les trois gestionnaires de réseaux de transport français



GRTgaz est une société anonyme, filiale à 75 % de GDF SUEZ et à 25 % de la Société d'infrastructures gazières, consortium public détenu par CNP Assurances, CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts et Consignations (100 % GDF SUEZ avant le 12 juillet 2011). GRTgaz exploite, entretient et développe un réseau de 32 200 km de canalisations de transport de gaz naturel haute pression comprenant 25 stations de compression. La société transporte près de 700 TWh de gaz naturel par an. GRTgaz compte 2 690 salariés. Chiffre d'affaires 2010 : 1,520 milliard d'euros.



TIGF est une société anonyme contrôlée à 100 % par la société TOTAL SA. TIGF exploite, entretient et développe un réseau de 5 000 km de canalisations de transport de gaz naturel haute pression comprenant 4 stations de compression. TIGF transporte environ 80 TWh de gaz naturel par an. La société compte 490 salariés. Chiffre d'affaires 2010 : 370 millions d'euros.



RTE Réseau de transport d'électricité est une société anonyme dont l'unique actionnaire est EDF SA depuis le 1^{er} septembre 2005. RTE exploite, entretient et développe plus de 100 000 km de réseaux très haute et haute tension. Il transporte plus de 500 TWh d'électricité par an. RTE compte 8 500 salariés. Chiffre d'affaires 2010 : 4,4 milliards d'euros.

2. LA CERTIFICATION DES TROIS GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT A ÉTÉ APPROUVÉE PAR LA CRE LE 26 JANVIER 2012

2.1. La CRE a ouvert très tôt la procédure de certification

La CRE a engagé les travaux de réflexion sur la transposition des directives du 3^e paquet dès leur publication au Journal officiel de l'Union européenne. À ce titre, la CRE a créé un groupe de travail réunissant les directions juridiques des sociétés concernées, chargé d'apporter son expertise sur l'application de certaines règles du modèle ITO.

En application de l'ordonnance du 9 mai 2011, la CRE a ouvert la procédure de certification des gestionnaires de réseaux de transport français dès le 10 mai 2011. La CRE a décidé par délibération du 12 mai 2011 de la composition des dossiers de certification. À compter de leur réception le 6 juin 2011, l'instruction a duré moins de quatre mois. Cette phase s'est conclue le 15 septembre 2011 par une délibération de la CRE établissant les projets de certification destinés à la Commission européenne.

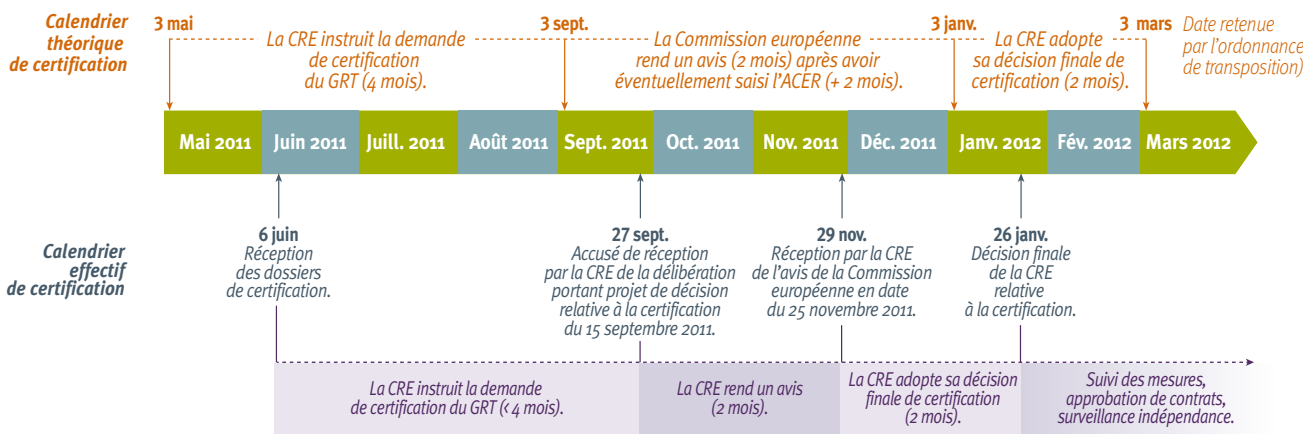
2.2. La CRE a soumis les projets de certification des gestionnaires de réseaux de transport français à l'avis de la Commission européenne

La CRE a ensuite transmis à la Commission européenne les trois projets de certification des gestionnaires de réseaux de transport afin de solliciter son avis, conformément aux dispositions réglementaires. Celle-ci disposait alors, pour rendre son avis, d'un délai de deux mois, porté à quatre si elle décidait de consulter l'ACER. S'agissant des projets de certification français, la Commission européenne n'a pas sollicité l'ACER, ce qui l'a conduit à rendre ses avis à la CRE fin novembre 2011 et à les publier le 19 décembre 2011.

Les avis concernant RTE, GRTgaz et TIGF ont ainsi été les premiers à être publiés par la Commission européenne.

Dans ses avis, la Commission européenne a préconisé un certain nombre d'évolutions des modes de gouvernance ou de fonctionnement des gestionnaires de réseaux de transport afin d'obtenir le niveau d'indépendance requis entre les gestionnaires de réseaux de transport et les entreprises

▼ Calendrier de certification



verticalement intégrées auxquelles ils appartiennent. Bien que ces avis ne soient pas contraignants et, conformément aux dispositions des règlements européens n° 714/2009 (électricité) et n° 715/2009 (gaz), la CRE en a tenu le plus grand compte dans ses décisions finales de certification du 26 janvier 2012.

2.3. L'analyse de la CRE porte sur les éléments assurant l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport en matière de gouvernance et de fonctionnement

Afin de garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée, la CRE a porté son analyse sur les trois thèmes suivants :

- organisation et règles de gouvernance ;
- autonomie de fonctionnement ;
- autonomie de moyens.

Organisation et règles de gouvernance

L'analyse de l'organisation et des règles de gouvernance vise à garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport vis-à-vis des autres sociétés de l'entreprise verticalement intégrée (exerçant une activité de production ou de fourniture).

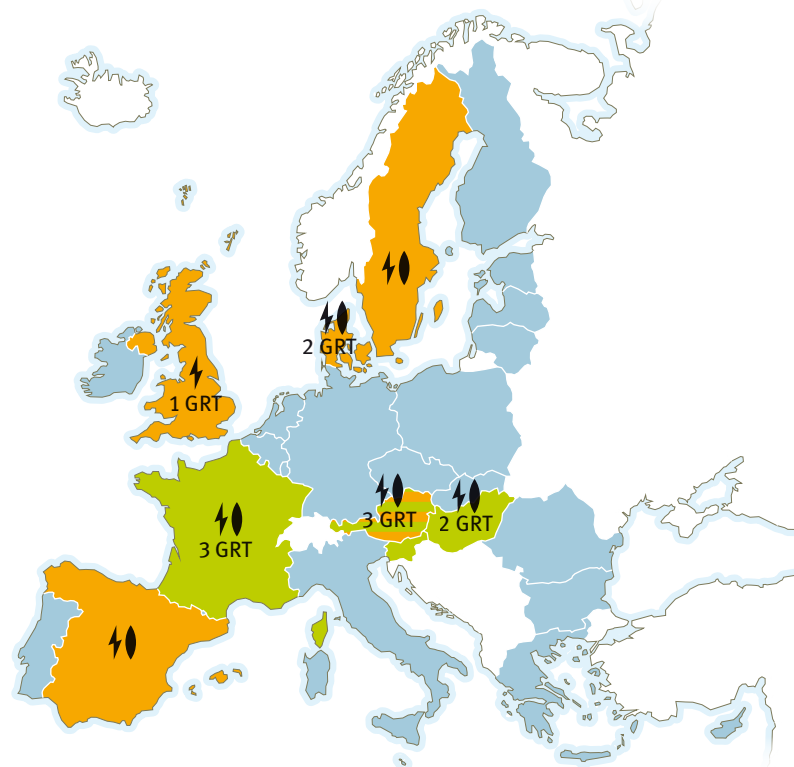
En matière de gouvernance, la CRE a vérifié le respect des règles encadrant le fonctionnement et les compétences de l'organe de surveillance. Celui-ci a pour obligation de prendre les décisions pouvant avoir des répercussions importantes sur la valeur des actifs des actionnaires. Pour assurer l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport vis-à-vis de l'actionnaire, ces décisions ne peuvent toutefois pas porter sur les activités de gestion et de développement du réseau. Cela a conduit certains gestionnaires de réseaux de transport à modifier leurs statuts.

L'indépendance des personnes est également une obligation forte pesant sur le gestionnaire de réseau de transport. Cette obligation concerne en particulier certains membres du conseil d'administration

ou de surveillance (dits membres de la minorité), les membres de la direction et les salariés d'une manière générale. Cela a conduit les gestionnaires de réseaux de transport à adopter de nouvelles règles relatives à la détention d'intérêts dans les sociétés du groupe par les membres de la minorité ou par les dirigeants. La CRE a aussi vérifié que la rémunération des salariés et des dirigeants était indépendante de l'activité de l'entreprise verticalement intégrée. Désormais, ces personnes ne peuvent se voir attribuer d'intérêts dans les autres sociétés de la maison mère.

Autonomie de fonctionnement

L'analyse de l'autonomie de fonctionnement porte sur les accords commerciaux et financiers et sur les prestations de services entre l'entreprise verticalement intégrée et le gestionnaire de réseau de transport.



- Pays membres de l'UE (2012)
- Modèle ITO (Gestionnaire de transport indépendant)
- Modèle OU (Ownership Unbundling)
- Gaz
- ⚡ Électricité

▲ **État d'avancement de la certification des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et choix du modèle de séparation retenu dans les États membres de l'Union (au 20/06/2012)**
La France est le premier État membre à avoir certifié trois gestionnaires de réseaux de transport selon le modèle « Gestionnaire de Transport Indépendant ».

Source : Commission européenne

Historiquement, ces accords étaient la conséquence de l'intégration des activités au sein de l'entreprise (système d'information commun par exemple). Ils permettent aussi parfois d'assurer certaines prestations entre le groupe et le gestionnaire de réseau de transport qu'aucune autre société n'est en mesure de fournir (par exemple, des prestations dans le domaine de la sécurité du réseau de transport).

Les dispositions du code de l'énergie, issues de la transposition du 3^e paquet, précisent à ce sujet que ces accords doivent être conformes aux conditions de marché et soumis pour approbation à la CRE.

Les prestations de la part de l'entreprise verticalement intégrée au profit du gestionnaire de réseau de transport sont, quant à elles, en principe interdites par le code de l'énergie. Toutefois, conformément à l'exception prévue par le code de l'énergie, la CRE a autorisé certaines d'entre elles, dans la mesure où elles sont strictement nécessaires à l'ajustement ou l'équilibrage des réseaux, à leur sécurité ou à leur sûreté et dans la mesure où elles remplissent certains critères de neutralité. Ces prestations feront par ailleurs l'objet d'un examen régulier de la CRE afin de vérifier la continuité de leur conformité avec la législation.

Enfin, la CRE a vérifié que les prestations fournies par les gestionnaires de réseaux de transport à l'entreprise verticalement intégrée étaient conformes à des conditions de réalisation précisées dans sa délibération du 19 mai 2011, en matière d'accessibilité aux utilisateurs, de non-discrimination et de non-atteinte à la concurrence.

Autonomie de moyens

L'enjeu de l'analyse de l'autonomie de moyens est de vérifier que les gestionnaires de réseaux de transport disposent de toutes les ressources humaines, techniques, matérielles et financières nécessaires à l'accomplissement de leurs missions et à la gestion quotidienne des affaires du gestionnaire de réseau de transport.

En termes de ressources humaines, la CRE a demandé aux gestionnaires de réseaux de transport d'employer eux-mêmes leur personnel, conformément au code de l'énergie. À ce titre, TIGF, seul gestionnaire de réseau de transport disposant encore en 2011 de personnel détaché de l'entreprise verticalement intégrée, s'est engagé à ne plus recourir à aucun personnel détaché du groupe d'ici la fin de l'année 2013.

La CRE examine aussi les ressources matérielles et techniques des gestionnaires de réseaux de transport au titre de la certification. Le code de l'énergie dispose que les gestionnaires de réseaux de transport doivent être propriétaires des actifs nécessaires à l'exercice de leur activité de transport et doivent disposer de toutes les ressources techniques et matérielles requises. La CRE a vérifié que les gestionnaires de réseaux de transport se conformaient à ces dispositions.

Le code de l'énergie prévoit également que les gestionnaires de réseaux de transport ont accès à des ressources financières nécessaires à leur activité, ce que la CRE a vérifié au cours de l'exercice de certification. La loi prévoit notamment que les missions de service public confiées à RTE, GRTgaz et TIGF (assurer la sécurité et l'équilibre des flux par exemple) sont financées par les tarifs d'utilisation des réseaux qui couvrent les coûts qu'ils supportent.

La dénomination sociale de RTE a été modifiée pour que disparaisse toute référence au groupe EDF. De même, l'identité sociale de TIGF devra se distinguer de celles des autres sociétés du groupe Total.

FOCUS

Les principaux points saillants de la décision de certification de la CRE du 26 janvier 2012

La CRE a certifié l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport français. La certification est assortie d'obligations parmi lesquelles figurent :

		
Le désengagement de RTE de certains accords commerciaux et prestations de services conclus avec EDF SA.	Une séparation totale des systèmes d'information en 2014.	
Une plus grande transparence sur les conditions auxquelles sont fournies certaines prestations par RTE aux utilisateurs de son réseau.	Une mise en concurrence systématique des sources de financement.	Un changement de dénomination sociale afin qu'il n'y ait plus de confusion avec l'identité sociale de l'entreprise verticalement intégrée.
	L'arrêt du recours à l'entreprise verticalement intégrée pour les prestations relatives à la traduction et aux achats.	La fin de la mise à disposition de personnel de la part de l'entreprise verticalement intégrée avant 2014.

3. LE RESPECT CONTINU PAR LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE TRANSPORT DES DISPOSITIONS LIÉES A LA CERTIFICATION FAIT L'OBJET D'UN SUIVI ATTENTIF DE LA CRE

Pour le régulateur comme pour les gestionnaires de réseaux de transport, la certification ne s'arrête pas à la décision de certification. En effet, le gestionnaire de réseau de transport certifié doit respecter durablement les textes, les délibérations de la CRE et les engagements destinés à garantir son indépendance et son autonomie vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée. Le régulateur est chargé de s'assurer qu'il n'est pas porté atteinte aux obligations d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport certifiés, qui, le cas échéant, pourrait donner lieu à des sanctions.

C'est pourquoi, depuis la décision de certification, le rôle du régulateur porte sur deux volets : d'une part s'assurer que les gestionnaires de réseaux de transport certifiés mettent en œuvre les mesures définies dans les décisions de certification et d'autre part, suivre les évolutions des activités de ces gestionnaires de réseaux qui doivent rester conformes au modèle ITO.

3.1. La CRE impose des obligations aux gestionnaires de réseaux de transport dans les décisions de certification

Les gestionnaires de réseaux ont mené depuis plusieurs années un travail en profondeur, en lien avec les services de la CRE, afin de faire évoluer leur organisation interne ainsi que leurs relations avec les groupes intégrés.

PAROLE À

Marie-Christine Jalabert, Direction générale de l'énergie, Commission européenne¹

Marie-Christine Jalabert s'occupe depuis de nombreuses années de questions européennes relatives au marché intérieur de l'énergie à la Commission européenne. Son dernier dossier de taille au sein de la Direction générale de l'énergie (DG ENER) : la transposition du 3^e paquet énergie et la certification des gestionnaires de réseaux de transport. Cette interlocutrice privilégiée de la CRE fait le point sur un processus long et complexe qui a nécessité la collaboration du régulateur et des services de la Commission.

Comment s'est déroulée la collaboration entre la CRE et les services de la Commission européenne durant le processus de certification des gestionnaires de réseaux de transport français ?

Les procédures de certification constituent des moments forts de la transposition. Elles garantissent la bonne mise en œuvre des conditions de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport.

La coopération avec la CRE a été exemplaire et anticipative. La CRE a initié très tôt les travaux préparatoires et les échanges avec la Commission européenne. Dès qu'elle en a reçu le pouvoir par la loi, elle a entamé les procédures formelles vis-à-vis des gestionnaires de réseaux concernés. La Commission européenne, consciente des difficultés juridiques de la mise en œuvre des dispositions relatives à cette procédure, avait déjà rédigé une note interprétative sur les questions relatives à la séparation des gestionnaires de réseaux afin de guider le législateur national et le régulateur.

La DG ENER a coopéré avec un grand nombre de régulateurs, chaque procédure de certification soulevant des questions spécifiques qui ont pu alimenter les expériences nationales.

Malgré un calendrier serré pour l'ensemble des parties, le pari a été tenu et les trois gestionnaires de réseaux de transport français ont été parmi les premiers à être certifiés dans le délai imparti.

Quelle méthode avez-vous adoptée pour élaborer les avis rendus par la Commission sur les projets de décisions de certification ?

En ce qui concerne les avis rendus par la Commission européenne, il s'agissait d'une nouveauté juridique importante car aucun précédent n'existe en matière d'énergie.

Un questionnaire a été rédigé par la DG ENER afin de s'assurer que chaque régulateur national suive une approche cohérente au sein de l'Union dans l'exercice de certification. Ce questionnaire,

adressé à la Commission en sus de chaque projet de décision individuelle de certification, constitue une sorte de feuille de route permettant à l'autorité nationale de se poser l'ensemble des questions juridiques relatives à la notion de contrôle et du périmètre du champ de l'entreprise verticalement intégrée. Ces notions, issues du droit de la concurrence, n'entrent pas dans le champ traditionnel des outils de la régulation et de la pratique des autorités de régulation.

Au sein de la Commission européenne, la procédure est formelle s'agissant d'une décision du collège. La Direction générale de la concurrence (DG COMP) et le Service juridique ont été consultés pour avis favorable.

Les régulateurs étant indépendants du ministère, les projets de décisions sont directement transmis à la Commission européenne par le régulateur. En retour l'avis de celle-ci est formellement notifié à l'autorité de régulation.

Bien que l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) n'ait été à ce jour formellement saisie d'aucune demande d'avis de la part de la Commission européenne, elle est associée informellement dans le cadre d'échanges réguliers d'information.

Quelles sont les prochaines étapes de l'application du 3^e paquet en Europe ?

À ce jour, de nombreux États membres restent en situation de transposition partielle et dans certains cas aucune loi de transposition n'a été encore adoptée.

La Commission et ses services continuent à œuvrer pour l'application des directives, notamment par l'envoi aux États membres concernés d'un avis motivé leur donnant deux mois pour finaliser la transposition.

Ces procédures d'infraction sont complétées par une assistance accrue de la part des services de la DG ENER qui n'engage pas juridiquement la Commission européenne. Les négociations menées avec certains États membres dans le contexte plus général du traitement de leur dette souveraine donnent également l'opportunité de faire avancer la mise en œuvre du marché intérieur dans les pays concernés afin de permettre au secteur énergétique de contribuer à la croissance économique dans ces pays. Un travail de fond est effectué particulièrement en Grèce, au Portugal et en Roumanie.

L'objectif fixé par le Conseil européen de parvenir à l'intégration des marchés de l'énergie en 2014 reste d'actualité. ●

¹ – Les propos tenus dans cette interview n'engagent pas la Commission européenne.



Les mesures prises par les gestionnaires de réseaux de transport, ainsi que celles qu'ils se sont engagés à mettre en œuvre dans un avenir proche, leur confèrent un degré d'autonomie et d'indépendance que la CRE a considéré comme satisfaisant, sous réserve de certaines obligations complémentaires imposées dans les décisions de certification.

La dénomination sociale de RTE a été modifiée pour que disparaisse toute référence au groupe intégré EDF : les utilisateurs du réseau peuvent ainsi clairement distinguer le gestionnaire de réseau de transport des entités du groupe intégré exerçant une activité de fourniture ou de production. TIGF s'est également engagé à procéder à la modification de son identité sociale qui lui permettra de mieux se distinguer des autres sociétés du groupe Total.

Les statuts des gestionnaires de réseaux de transport ont été mis en conformité avec les dispositions

du code de l'énergie. Ainsi, le pouvoir de détermination du montant des dividendes distribués par les gestionnaires de réseaux de transport appartient désormais à leur conseil de surveillance ou d'administration, dont certains membres sont soumis à des obligations d'indépendance.

La CRE a par ailleurs considéré comme nécessaire de réduire au strict minimum les prestations fournies aux gestionnaires de réseaux de transport par les groupes intégrés, ce qui suppose, à l'avenir, soit d'internaliser certaines activités, soit de recourir à des prestataires extérieurs aux groupes intégrés.

S'agissant des prestations de services fournies aux utilisateurs du réseau, RTE devra également poursuivre les démarches de transparence entreprises. Il publiera, par exemple, les conditions dans lesquelles il fournit certaines prestations aux

▲ Le gestionnaire de réseau de transport certifié doit respecter durablement les textes, les délibérations de la CRE et les engagements destinés à garantir son indépendance et son autonomie vis-à-vis de l'entreprise verticalement intégrée.

Poste de livraison de Saint-Pourcain-sur-Sioule (Allier).

© GRTgaz, Hamid Azmoun

utilisateurs de son réseau, ce qui nécessitera d'organiser au préalable des concertations avec eux.

En outre, la CRE a vérifié que les procédures mises en place par les gestionnaires de réseaux de transport permettaient de garantir une totale confidentialité des informations commercialement sensibles et que leurs systèmes d'information seraient dans leur intégralité et dans des délais déterminés strictement séparés de ceux des autres sociétés de l'entreprise verticalement intégrée.

Sur ce dernier point, la CRE a demandé à GRTgaz et à TIGF de mener à terme la séparation totale qu'ils ont amorcée entre leurs systèmes d'information et ceux de leurs groupes intégrés.

À l'avenir, la CRE examinera le respect par les gestionnaires de réseaux de transport des obligations dont l'octroi de la certification est assorti et restera attentive au maintien de leurs conditions d'indépendance.

3.2. Les activités récurrentes des gestionnaires de réseaux de transport font l'objet d'un suivi de la CRE

Les compétences du régulateur ont été renforcées pour lui permettre de s'assurer que les gestionnaires de réseaux de transport respectent les exigences de la certification. Ces contrôles porteront en particulier sur les clauses de déontologie, sur les codes de bonne conduite et le rôle des responsables de la conformité, sur les plans et schéma décennaux de développement des réseaux et sur les accords commerciaux et prestations de services.

Accords commerciaux et financiers et contrats de prestations

Les gestionnaires de réseaux de transport certifiés sont tenus de soumettre à l'approbation de la CRE le renouvellement ou la signature de tout nouvel accord commercial et financier, ou de tout contrat de prestations de services conclu et fourni par l'entreprise verticalement intégrée. La CRE

analysera à cette occasion la conformité de ces accords ou contrats aux dispositions du code de l'énergie. Elle restera attentive à ce qu'il ne soit pas porté atteinte à l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport.

Prestations de services fournies par les gestionnaires de réseaux de transport

Chaque gestionnaire de réseau de transport doit publier des trames types des contrats pour les prestations qu'il fournit aux utilisateurs de son réseau. Ces documents contribuent à assurer que ces prestations sont conformes à des conditions de réalisation en matière d'accessibilité aux utilisateurs, de non-discrimination et de non-atteinte à la concurrence que la CRE a précisées dans une délibération adoptée le 19 mai 2011. Les contrats correspondants pourront également faire l'objet d'audits de la CRE, afin de s'assurer qu'en pratique les modalités de réalisation de ces prestations respectent bien les dispositions du code de l'énergie.

Le pouvoir de détermination du montant des dividendes distribués par les gestionnaires de réseaux de transport appartient désormais à leur conseil de surveillance ou d'administration, dont certains membres sont soumis à des obligations d'indépendance.

▼ En cas de manquement d'un gestionnaire de réseau de transport, le Comité de règlement des différends (CoRDIS) et des sanctions de la CRE pourra prononcer des sanctions pécuniaires s'élevant jusqu'à 8 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos, porté à 10 % en cas de nouvelle violation de la même obligation.

Station de compression de Sauveterre-de-Guyenne (Gironde).
© TIGF, Etienne Follet



Déontologie

Le régulateur veillera à ce que les règles internes de déontologie garantissant l'indépendance des salariés et des dirigeants du gestionnaire de réseau de transport vis-à-vis de leur maison mère soient conformes au code de l'énergie.

Codes de bonne conduite et responsables de conformité

Chaque gestionnaire de réseau de transport a réuni dans un code de bonne conduite, approuvé par la CRE, les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. Les évolutions de ce code seront soumises à l'approbation de la CRE.

La CRE et le responsable de conformité (cf. Focus) de chaque gestionnaire de réseau de transport veillent au respect des règles fixées par les codes de bonne conduite et évaluent l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport. La CRE publie ainsi chaque année un rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport, dont la version 2011 constituera la septième édition. Ce rapport comporte une analyse de la mise en œuvre des codes de bonne conduite et des recommandations, dont la CRE suit ensuite la mise en œuvre par les gestionnaires de réseaux de transport.

Le travail mené par le responsable de conformité ainsi que les audits réalisés par la CRE permettront de faciliter l'intégration des principes d'autonomie et d'indépendance au cœur des activités des gestionnaires de réseaux de transport, afin de garantir en particulier l'absence de discrimination en matière d'accès des tiers aux réseaux.

Plans ou schémas décennaux de développement des réseaux

Un plan ou schéma décennal de développement du réseau est élaboré par chaque gestionnaire de réseau de transport. Il recense les principaux projets de construction ou de renforcement d'infrastructures pour les dix prochaines années. Il contient en outre

les investissements déjà décidés ainsi que ceux à réaliser dans les trois ans.

Chaque année, ces documents sont soumis au régulateur qui procède à une consultation des utilisateurs actuels ou potentiels dont il publie une synthèse. Le régulateur examine si les plans ou schémas décennaux couvrent bien tous les besoins en matière d'investissement, et s'ils sont cohérents avec les plans européens non contraignants élaborés par ENTSO-E et ENTSG.

Le cas échéant, le régulateur peut demander aux gestionnaires de réseaux de transport de modifier ces documents. Il surveille et évalue leur mise en œuvre.

Si un gestionnaire de réseau de transport ne réalise pas un investissement prévu sous trois ans, pour des motifs autres que des raisons impérieuses qu'il ne contrôle pas, le régulateur peut mettre en demeure le gestionnaire de réseau de transport de réaliser cet investissement. Il peut ensuite organiser une procédure d'appel d'offres ouverte à tout investisseur pour réaliser l'investissement concerné.

De nouvelles procédures pour la CRE en cas de manquement d'un gestionnaire de réseau de transport

La CRE vérifie que chaque gestionnaire de réseau de transport respecte les exigences du modèle ITO. Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE pourra, lorsque le gestionnaire de réseau de transport ou une société appartenant à l'entreprise verticalement intégrée ne se conforme pas aux règles d'indépendance, ou lorsque le gestionnaire de réseau de transport ne met pas à jour son plan décennal de développement, ou encore lorsqu'il refuse de réaliser un investissement conforme à ce plan, prononcer des sanctions pécuniaires s'élevant jusqu'à 8 % du chiffre d'affaires hors taxe du dernier exercice clos, porté à 10 % en cas de nouvelle violation de la même obligation.

De plus, en cas de manquements persistants de la part du gestionnaire de réseau de transport aux règles d'indépendance, la CRE sera en droit, après mise en demeure restée sans effet, de confier les tâches assurées par le gestionnaire de réseau de transport à une société tierce répondant aux règles du modèle *Ownership Unbundling* (article L134-30 du code de l'énergie). ●

FOCUS

Les responsables de conformité

Un nouvel acteur au sein de chaque gestionnaire de réseau de transport apparaît avec la certification des gestionnaires de réseaux de transport : le responsable de conformité. Celui-ci est en particulier chargé de vérifier l'application des codes de bonne conduite et d'alerter la CRE de toute question portant sur l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport. Afin de garantir un degré d'indépendance nécessaire à l'exercice de ses fonctions, il bénéficie d'un contrat et de conditions de travail adaptés.

La CRE a approuvé au cours du processus de certification la nomination des trois cadres responsables de la conformité de RTE, TIGF et GRTgaz, ainsi que leur contrat et leurs conditions de travail qui assurent en particulier qu'ils disposent de moyens suffisants pour l'exercice de leurs missions.

Ces cadres peuvent assister à toute réunion de la direction de l'organe de surveillance et à toute assemblée générale des actionnaires des gestionnaires de réseaux de transport. Ils ont accès à toutes les données pertinentes, à tous les locaux du gestionnaire de réseau de transport sans annonce préalable, et à toutes les informations nécessaires à leurs missions.

Les responsables de conformité transmettent à la CRE un rapport annuel sur la mise en œuvre des codes de bonne conduite et lui notifient tout manquement. Ils vérifient la bonne exécution du plan ou du schéma décennal de développement du réseau et avisent, sans délai, la CRE de tout projet de décision reportant ou supprimant la réalisation d'un investissement prévu dans le plan ou le schéma décennal de développement du réseau et de toute question portant sur l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport. ●

3 mars 2011

Depuis cette date, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) est opérationnelle. La CRE, en collaboration avec ses homologues européens, participe activement à ses travaux.

La CRE agit pour concrétiser l'Europe de l'énergie

L'Europe de l'énergie se concrétise avec l'émergence de corridors transeuropéens et le décloisonnement des réseaux nationaux d'électricité et de gaz.

En 2011, la mise en place de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et l'annonce par le Conseil européen fixant l'échéance de 2014 pour l'achèvement du marché intérieur ont donné un nouvel élan à l'intégration des marchés de l'énergie en Europe.

Au côté des autres régulateurs de l'énergie et de l'ACER, la CRE participe à l'émergence d'un véritable marché intégré européen.

LES MOTS-CLÉS

▶ **ACER**

▶ **Code de réseau**

▶ **Interconnexions**

Interconnexion électrique France-Angleterre IFA 2000 : ligne très haute tension à proximité de la station de conversion courant alternatif/courant continu au poste des Mandarins à Bonningues-lès-Calais (Pas-de-Calais)

© Médiathèque RTE, François Chevreau

1. LA COOPÉRATION EUROPÉENNE FRANCHIT UN NOUVEAU CAP AVEC LA CRÉATION DE L'ACER

1.1. Une nouvelle architecture institutionnelle s'est mise en place

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) a officiellement pris ses quartiers à Ljubljana en Slovénie le 3 mars 2011. Réalisation majeure du 3^e paquet énergie, sa mise en place formalise la coopération entre la CRE et ses homologues européens. Au-delà d'une mission de coordination, l'ACER exerce un rôle central dans l'élaboration du nouveau cadre de régulation européen. Elle dispose également d'un pouvoir de décision individuelle en cas de litige transfrontalier.

Afin d'assurer ses fonctions en toute impartialité, l'ACER est constituée de trois organes décisionnaires distincts en plus de son directeur : le conseil d'administration, le conseil des régulateurs et la

commission de recours. Organe clé de l'Agence, le conseil des régulateurs, composé des représentants des 27 régulateurs indépendants de l'Union européenne, dont la CRE, s'est réuni à huit reprises au cours de l'année 2011. Il donne des indications au directeur de l'ACER sur l'exécution de ses tâches, de sorte qu'aucune décision, recommandation ou avis du directeur n'est réputée valable sans l'avis favorable du conseil des régulateurs.

L'ACER a pu rendre son avis sur le projet de statuts, la liste des membres et le projet de règlement intérieur des Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et pour le gaz (communément désigné par les acronymes anglais ENTSO-E et ENTSG), achevant ainsi de compléter l'architecture institutionnelle introduite par le 3^e paquet énergie. ENTSO-E regroupe désormais 41 gestionnaires de réseaux provenant de 34 États européens, tandis qu'ENTSG associe 39 gestionnaires originaires de 23 États.

▼ Les membres des trois organes de l'ACER (le conseil des régulateurs, le conseil d'administration et la commission de recours) réunis avec le directeur de l'Agence, Alberto Pototschnig.

© ACER



FOCUS

Les principaux acteurs européens de l'intégration des marchés

Agence de coopération des régulateurs de l'énergie, ACER

L'ACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators) est une agence européenne établie dans le cadre du 3^e paquet énergie pour coordonner plus efficacement l'action des autorités de régulation nationales au niveau européen. Son conseil des régulateurs comprend un représentant pour chacun des 27 régulateurs de l'Union européenne et un représentant de la Commission européenne.

Commission européenne

Elle surveille les travaux respectifs de l'ACER et des gestionnaires de réseaux de transport européens, les ENTSO, pour la rédaction des orientations-cadre et des codes de réseau. Elle établit en amont les priorités de travail et valide les calendriers de rédaction. Elle contrôle en aval la

conformité des textes rédigés par rapport à la législation européenne. Elle décide ou non de rendre contraignants les codes de réseau par le processus dit de comitologie.

Conseil des régulateurs européens de l'énergie, CEER

Le CEER (Council of European Energy Regulators) est l'association à but non lucratif des régulateurs des 27 États membres de l'Union européenne, auxquels s'ajoutent ceux de la Norvège et de l'Islande. Depuis 2000, le CEER est le cadre de coopération volontaire des régulateurs européens qui travaillent, en partenariat avec l'ACER, à la réalisation du marché intérieur de l'énergie.

Gestionnaires de réseaux de transport européens, ENTSO

Les ENTSO (European Network of Transmission System Operators)

organisent la coopération entre les gestionnaires de réseaux de transport européens (RTE, GRTgaz, TIGF et leurs homologues européens) pour œuvrer à l'intégration des marchés. Il existe un ENTSO pour l'électricité (ENTSO-E) et un pour le gaz (ENTSG). ●



La mise en place de l'ACER a conduit à d'importantes évolutions des structures existantes de coopération européenne dont fait partie la CRE. Le Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG), dont la majeure partie des travaux a été progressivement intégrée aux activités de l'Agence, a ainsi été dissout le 1^{er} juillet 2011. Parallèlement, le Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER), l'association formée par 29 régulateurs européens, a adapté sa propre structure au nouveau contexte et recentré ses activités dans un souci de complémentarité sur les domaines d'intervention exclus du champ de compétence de l'ACER.

La CRE, qui a obtenu cette année une des vice-présidences du CEER, a renouvelé en 2011 son engagement en faveur de l'amélioration du fonctionnement des marchés de détail et du cadre réglementaire européen relatif à la protection des consommateurs

d'énergie. Elle a également continué à promouvoir la coopération entre le CEER et les régulateurs extérieurs à l'Union européenne, autre axe de développement de l'association des régulateurs européens de l'énergie. À cet égard, la CRE a soutenu l'extension du périmètre géographique du CEER, ce qui a notamment permis au régulateur suisse de rejoindre l'association en qualité d'observateur.

1.2. L'ACER a adopté les premières orientations-cadre pour l'intégration des marchés

Le passage de témoin entre l'ERGEG et l'ACER pour l'élaboration des orientations-cadre s'est effectué avec succès en 2011. Grâce au travail préparatoire des régulateurs au sein de l'ERGEG, pas moins de cinq orientations-cadre ont été adoptées par l'ACER l'année de sa mise en service.

PAROLE À

**Alberto Pototschnig,
directeur de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)**

Alberto Pototschnig, économiste et spécialiste du secteur de l'énergie, est le premier directeur de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Cette nouvelle agence incontournable entend poursuivre la construction du marché européen de l'énergie. Son travail est considérable : coordonner l'action des régulateurs nationaux, harmoniser à l'échelle européenne les règles nationales de fonctionnement des marchés et des réseaux, poursuivre l'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz. Alberto Pototschnig revient sur une année de travail écoulée, les relations de l'Agence avec les régulateurs des États membres et les enjeux de la coopération internationale.

Quel bilan dressez-vous de l'activité de l'ACER après un an d'existence ? Quelles ont été ses principales réalisations ?

Je suis pleinement satisfait des performances de l'Agence durant sa première année de fonctionnement. En septembre 2011, nous avons complété l'architecture de l'Agence avec la création d'un nouvel organe, la commission de recours. Fin 2011, nous avons presque terminé la phase initiale de recrutement de notre personnel et nous commençons le recrutement du personnel supplémentaire requis pour la mise en œuvre du nouveau règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). En matière de régulation, nous avons bien avancé puisque nous avons adopté cinq orientations-cadre, une recommandation et un certain nombre d'avis. Enfin, nous avons mis en place les outils informatiques nécessaires à l'application des dispositions de REMIT, en vigueur depuis le mois de décembre dernier.

En quoi les citoyens européens bénéficient-ils de l'existence de l'ACER ?

L'ACER renforce la dimension européenne du cadre de régulation de l'énergie. Deux des principales tâches de l'Agence concernent la planification efficace du développement des réseaux et la définition de nouvelles règles communes pour le fonctionnement des marchés et systèmes énergétiques européens. L'intégration des systèmes énergétiques nationaux et la création d'un marché intérieur de l'énergie efficace, durable, sûr et concurrentiel passent par le développement de réseaux plus denses et plus intelligents, ainsi que par l'adoption de

règles directement applicables dans tous les États membres. En retour, le bon fonctionnement du marché intérieur favorisera la concurrence et l'implication des consommateurs, en leur donnant un plus grand choix de fournisseurs et en rendant les prix plus transparents.

Que vous apportent les régulateurs nationaux, et vice versa ?

À bien des égards, les autorités de régulation ont été et restent les vecteurs de réussite de l'ACER. Les régulateurs sont non seulement nos « clients », mais ils font aussi partie intégrante de notre « ingénierie » et de notre structure de gouvernance. Avant même notre lancement, les régulateurs ont mis en place des procédures similaires à celles de l'Agence pour préparer le travail sur plusieurs axes prioritaires. Ceci nous a permis, entre autres, de lancer nos deux premières consultations publiques sur les orientations-cadre le jour même de notre mise en place officielle. Depuis, les autorités de régulation n'ont cessé de soutenir l'Agence en participant à ses groupes de travail et en détachant des experts nationaux. Elles assurent également, par le biais du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), un soutien logistique pour notre bureau de liaison à Bruxelles. Enfin, les représentants des autorités nationales siègent au Conseil des régulateurs de l'ACER, qui est un maillon essentiel dans la définition de la stratégie de l'Agence et dans son processus décisionnel. En retour, l'Agence fournit un cadre de coopération plus robuste pour les régulateurs européens.

Comment considérez-vous en particulier la coopération entre l'ACER et la CRE ?

La CRE a toujours maintenu une coopération étroite avec l'Agence et je lui suis très reconnaissant pour son soutien constant. Les experts de la CRE ont joué et continuent de jouer un rôle majeur dans les activités de l'Agence, en ce qui concerne notamment la définition des mécanismes d'allocation de capacité en gaz ou l'allocation des capacités d'interconnexion électriques à l'échéance de long terme. De surcroît, la CRE est l'une des autorités de régulation qui dispose d'une des plus riches expériences en termes de surveillance des marchés de gros. Nous bénéficions donc de cette expertise pour la mise en œuvre du règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT). ●

Grâce au travail préparatoire des régulateurs au sein de l'ERGEG, pas moins de cinq orientations-cadre ont été adoptées par l'ACER l'année de sa mise en service.

Les orientations-cadre établissent des principes généraux non contraignants pour le fonctionnement du marché européen de l'énergie. Ces principes seront retranscrits en termes plus techniques dans les codes de réseau rédigés par les ENTSO. Par la suite, la Commission européenne décide si ces codes doivent être rendus contraignants.

Les orientations-cadre adoptées en 2011, qui portent, en électricité, sur les règles de raccordement au réseau, l'allocation des capacités et la gestion des congestions et la sécurité d'exploitation du système électrique, et, en gaz, sur l'allocation des capacités et les règles d'équilibrage, contribueront à garantir une concurrence effective sur le marché européen. C'est pourquoi la CRE s'est fortement mobilisée sur chacun de ces sujets, notamment en codirigeant la rédaction de certains de ces textes.

Dans ce nouveau contexte, l'ACER a également souhaité redynamiser les « initiatives régionales » lancées par l'ERGEG en 2006. L'objectif des sept régions Électricité et des trois régions Gaz est d'organiser à titre transitoire l'intégration des marchés de l'énergie par grandes zones régionales.

Pour maintenir l'ambition du calendrier fixant l'objectif de 2014 pour l'achèvement du marché intérieur, le rôle des initiatives régionales a été redéfini autour d'un programme de travail qui identifie des objectifs et des étapes communes afin de conserver une vision d'ensemble. La méthode de

travail a également été repensée avec une approche orientée autour de projets concrets et d'une gouvernance plus flexible. La CRE a fait preuve d'un engagement continu au sein des quatre initiatives régionales en électricité et des trois initiatives régionales en gaz dont fait partie la France.

1.3. Les missions de l'ACER ont évolué pour surveiller les marchés de gros

Le 28 décembre 2011 est entré en vigueur le règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (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 pour intervenir sur les marchés. Il est en outre obligatoire pour les acteurs de marché de publier ces informations ;
- les manipulations de marché consistant à donner un signal trompeur sur le prix ou l'équilibre entre l'offre et la demande sur les marchés de l'énergie.

Ce texte adapte les notions de la régulation financière aux spécificités des marchés de l'énergie. Par exemple, la notion d'information privilégiée fait notamment référence aux informations relatives aux installations physiques.

La surveillance des marchés de l'énergie, qui détecte les opérations d'initiés et les manipulations de marché, est confiée à l'ACER, en coordination avec les régulateurs nationaux. Elle se fera, le cas échéant, en coopération avec les régulateurs financiers nationaux, l'Autorité européenne des marchés financiers (ESMA) et les autorités de la concurrence. Les régulateurs nationaux de l'énergie sont chargés des enquêtes et disposeront du pouvoir de sanction. La CRE contribue activement au sein du CEER et en coopération avec l'ACER à la mise en œuvre opérationnelle de REMIT.

Afin de rendre ce contrôle possible, REMIT prévoit des obligations de mise à disposition de données dont le contenu et le champ exact doivent être définis par des actes d'exécution adoptés au niveau européen. REMIT instaure également un registre européen des acteurs des marchés de gros de l'énergie.

1.4. L'ACER sera appelée à favoriser l'investissement dans les infrastructures énergétiques

La Commission européenne a en effet présenté en octobre 2011 un ensemble de propositions législatives visant à faciliter la réalisation de « corridors énergétiques prioritaires » et l'investissement dans les infrastructures énergétiques (paquet infrastructures). L'ACER devrait voir prochainement son domaine d'intervention élargi à la promotion des investissements dans les infrastructures transfrontalières.

L'ACER devrait ainsi être appelée à jouer un rôle central dans la sélection des « projets d'intérêt commun » et dans la surveillance de leur mise en œuvre. La sélection de ces projets devrait s'effectuer dans un premier temps à l'échelle régionale faisant notamment intervenir les États membres, les gestionnaires de réseaux et les régulateurs nationaux. L'ACER devrait dans un deuxième temps rendre un avis sur les projets sélectionnés en veillant à la cohérence de l'ensemble à l'échelle européenne. Enfin, la première liste européenne de projets d'intérêt commun devrait être adoptée par la Commission européenne d'ici juillet 2013. Au terme de ce processus législatif, attendu fin 2012, l'ACER pourrait également être chargée de donner des orientations aux régulateurs concernant l'allocation des coûts des infrastructures transfrontalières.

FOCUS

L'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz

L'intégration des marchés nationaux de l'énergie a pour finalité d'intensifier les échanges transfrontaliers de manière à réaliser des progrès en matière d'efficacité, de compétitivité de prix et de niveau de service au bénéfice des consommateurs.

Cette intégration passe par un renforcement de la coordination européenne : en effet, l'utilisation et le développement des interconnexions entre les réseaux de transport électrique ou gazier permettent la mutualisation et donc l'optimisation des moyens de production et sources d'approvisionnement. Ce faisant, ils contribuent à l'atteinte des objectifs européens en matière de lutte contre le changement climatique ainsi qu'à la garantie de la sécurité d'approvisionnement.

L'actualité récente donne un exemple marquant qui illustre l'intérêt du développement des interconnexions et du renforcement de la coordination européenne. Lors de la vague de froid de février 2012, la consommation française d'électricité a atteint de nouveaux records. Les interconnexions ont joué un rôle essentiel pour maintenir la sécurité d'approvisionnement. En effet, la France a importé jusqu'à 10 % de sa consommation d'électricité en période de pointe, protégeant ainsi le système électrique français d'une rupture d'approvisionnement. Les interconnexions ont de fait permis de limiter la hausse des prix de marché spot, tirés vers le haut par la forte demande, en important de l'électricité meilleur marché. ●

► **Au siège de Coreso, à Bruxelles, salle de supervision du réseau électrique aux frontières françaises**
Coreso, Coordination of Electricity System Operators, est le centre de coordination technique des réseaux de transport d'électricité français, belge et britannique. Il a pour mission d'observer, étudier, anticiper et proposer des solutions pour améliorer le niveau de sûreté du réseau européen. La coopération des gestionnaires de réseaux de transport européens contribue à assurer une meilleure sécurité d'approvisionnement en Europe.

© Médiathèque RTE, Stéphane Herbert



2. S'AGISSANT DE L'ÉLECTRICITÉ, LES TRAVAUX EN COURS POUR L'INTÉGRATION DES MARCHÉS ET LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT SE SONT INTENSIFIÉS

Les travaux européens sur l'électricité ont été très riches en 2011. Ils ont consisté en :

- l'élaboration de trois orientations-cadre qui rendront le fonctionnement du marché intérieur plus efficace ;
- la rédaction de feuilles de route pour l'harmonisation à l'échelle européenne des règles d'allocation de capacités ;
- le renforcement des capacités d'interconnexion.

2.1. Trois orientations-cadre ont été adoptées en électricité et la Commission européenne a demandé l'élaboration des premiers codes de réseau à ENTSO-E

En 2011, l'ACER a adopté trois orientations-cadre majeures dans le domaine de l'électricité : l'orientation-cadre sur le raccordement au réseau a été

publiée par l'ACER le 20 juillet, celle sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions (dite CACM, *Capacity Allocation and Congestion Management*) le 29 juillet et celle sur la conduite opérationnelle du réseau le 2 décembre. Ces textes concrétisent plusieurs années de travaux menés par les régulateurs européens, dans lesquels la CRE a joué un rôle moteur.

L'orientation-cadre sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions émane directement d'un consensus sur les modèles cibles pour le calcul et l'allocation des capacités aux interconnexions. En tant que coprésidente des travaux des initiatives régionales sur le sujet, la CRE a été l'un des principaux artisans de ce consensus.

Les méthodes de gestion des interconnexions électriques françaises sont déjà, en grande partie, conformes aux dispositions proposées par l'ACER. Ces travaux ont été présentés par la CRE aux acteurs français en novembre 2011.

La Commission européenne a confirmé que cette orientation-cadre contribuait au fonctionnement efficace du marché intérieur de l'électricité en demandant à l'ENTSO-E la rédaction d'une partie des codes de réseau correspondants. Au plus tard le 30 septembre 2012, l'ENTSO-E devra avoir achevé ses travaux sur le calcul des capacités et sur l'allocation des capacités journalière et infrajournalière.

D'autres orientations-cadre sont en cours d'élaboration par l'ACER. Ainsi, la CRE copilote avec le régulateur italien les travaux de rédaction de l'orientation-cadre sur l'ajustement. Celle-ci vise à développer la coopération entre gestionnaires de réseaux, l'harmonisation des normes et les échanges d'ajustement dans un souci de meilleure efficacité économique, de renforcement de la sécurité d'approvisionnement et d'intégration des énergies renouvelables. Elle devrait être approuvée par l'ACER au deuxième semestre 2012.

La CRE pilotera avec le régulateur suédois le travail d'harmonisation des règles d'allocation des capacités à l'échéance de long terme.

2.2. Les feuilles de route interrégionales en électricité fixent les jalons pour atteindre la cible de 2014

Les initiatives régionales en électricité sont un réel succès. Elles ont permis à des projets d'envergure régionale de voir le jour : le couplage de marché de la région Centre-Ouest par exemple, ou encore la mise en place de la plateforme CASC (*Capacity Allocation Service Company*), point de contact unique pour l'allocation des capacités de long terme de la région Centre-Ouest.

En 2011, un important travail des autorités de régulation, coordonné par l'ACER, et avec la collaboration de l'ENTSO-E et des acteurs de l'industrie, a contribué à la définition de feuilles de route déclinant les jalons de mise en place du modèle cible pour le calcul et l'allocation des capacités aux différentes échéances de temps (long terme, journalier et infrajournalier).

En décembre 2011, le Forum de Florence¹ a salué ce travail et a adopté les feuilles de route. Il a appelé les régions à travailler ensemble à leur mise en œuvre. Dans ce cadre, la CRE pilotera avec le régulateur suédois le travail d'harmonisation des règles d'allocation des capacités à l'échéance de long terme.

L'échéance de long terme correspond à des droits d'utilisation des capacités d'interconnexion valables pour une année ou un mois donnés. Ils sont nécessaires aux acteurs de marché, d'une part

¹ – Créé en 1998, le Forum de Florence est un forum européen de régulation dédié aux aspects de la régulation touchant au marché de l'électricité. Il se réunit deux fois par an.

pour sécuriser leurs approvisionnements, d'autre part pour développer la concurrence, et enfin pour se couvrir des risques de fluctuations des prix entre pays frontaliers. Il est intéressant de signaler que près de 80 % des droits de transit aux interconnexions (cf. Focus), sont vendus à cette échéance de long terme. Ce qui explique leur importance stratégique pour les acteurs de marché.

Or aujourd'hui, la coexistence de produits non harmonisés, de processus opérationnels spécifiques à chaque pays, de plateformes d'allocation multiples constitue une entrave au bon fonctionnement du marché. L'objectif du travail d'harmonisation des règles d'allocation est donc de simplifier les procédures d'allocation en mettant en place à l'échelle européenne des règles communes et harmonisées ainsi qu'une plateforme unique d'allocation pour toute l'Europe.

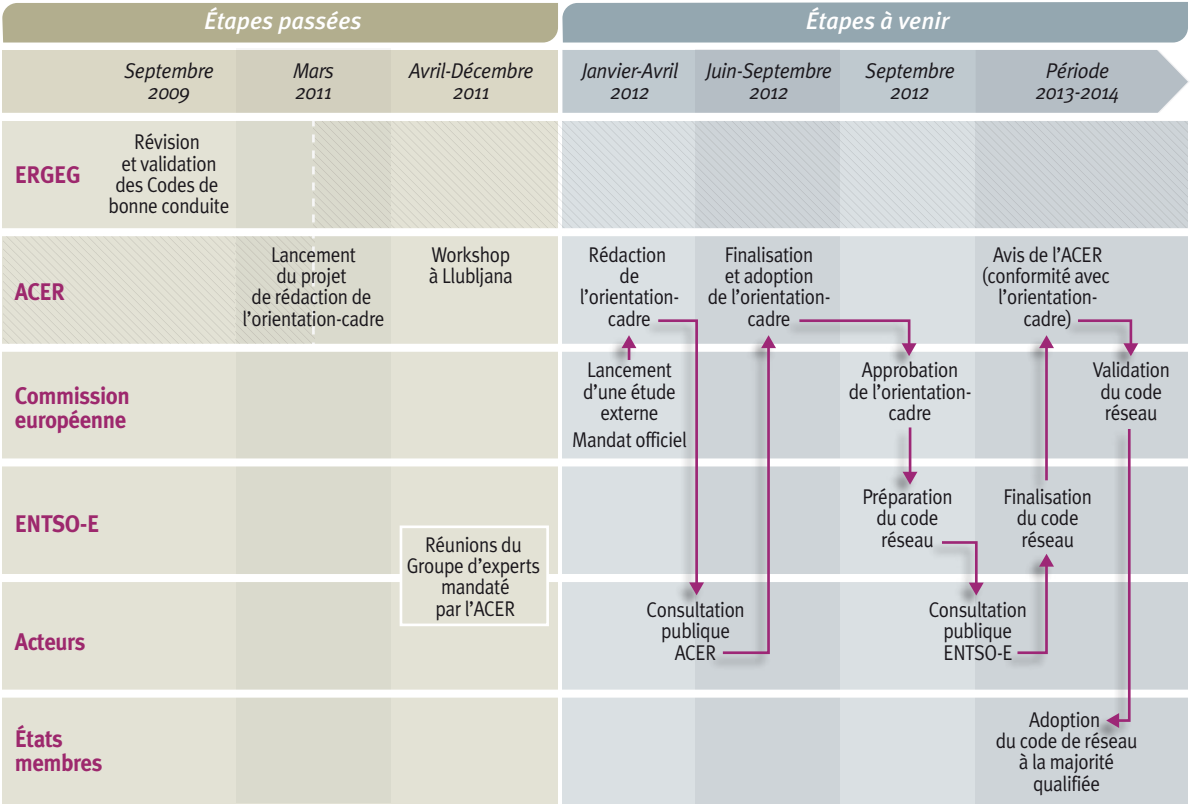
Un important travail a déjà été fait en France, puisque, grâce notamment à l'approbation de la CRE du 17 novembre 2011, les interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Italie sont gérées selon un jeu de règles communes et une plateforme unique, CASC.

FOCUS

Les droits de transit pour l'allocation des capacités d'interconnexion

Les interconnexions entre les réseaux européens ne sont pas suffisantes pour permettre aux entreprises du secteur électrique de faire tous les échanges qu'elles pourraient souhaiter : à titre d'exemple, les interconnexions entre la France et l'Allemagne sont saturées un tiers du temps. Afin d'assurer une utilisation efficace des interconnexions et une répartition non discriminatoire entre les acteurs de marché, le gestionnaire de réseau met aux enchères des « droits de transit », c'est-à-dire des droits à utiliser les capacités disponibles aux frontières. ●

▼ **Processus d'élaboration de l'orientation-cadre sur l'ajustement en électricité**
Les travaux ont été lancés en avril 2011, peu après la création de l'ACER. Codirigé par la CRE et l'AEEG, l'autorité de régulation italienne, le projet constitue une étape clé dans le processus d'intégration des marchés de l'électricité.



2.3. Des travaux sont entrepris à plusieurs niveaux pour renforcer les capacités d'interconnexion

En réponse aux enjeux d'intégration des marchés et de sécurité d'approvisionnement, les plans décennaux de développement de réseau constituent un outil indispensable du processus d'identification des besoins d'infrastructures.

La publication en 2010 par ENTSO-E d'une version pilote d'un plan décennal européen (cf. Focus p. 51) avait été l'occasion pour les régulateurs d'exprimer de fortes attentes en faveur d'une démarche

coordonnée de planification de réseau à l'échelle européenne. En particulier, une évaluation économique des besoins de développement des capacités d'échanges a été préconisée afin notamment de faire ressortir les projets les plus bénéfiques pour la collectivité. Les travaux engagés en 2011 par ENTSO-E devront permettre de proposer en 2012 une première version du plan décennal européen intégrant cette démarche (cf. dossier « 3^e paquet et certification », p. 25). Celle-ci constituera par ailleurs un élément essentiel du processus de sélection des projets d'intérêt commun prévu par la proposition législative relative aux infrastructures énergétiques.

700 millions d'euros

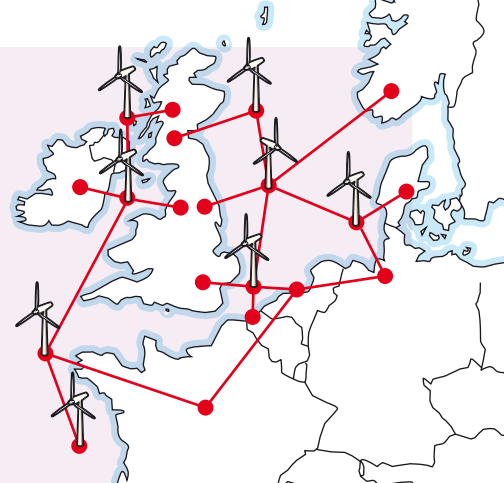
Coût du projet de RTE d'interconnexion électrique Baixas-Santa Llogia à la frontière franco-espagnole.

Concernant la France, la CRE a approuvé le programme annuel d'investissement de RTE. L'autorisation de dépenses d'investissement du gestionnaire de réseau de transport en faveur des interconnexions françaises s'est élevée à 114,8 millions d'euros pour 2011. Elle atteindra 208,8 millions d'euros en 2012.

L'année 2011 a été marquée par le démarrage du chantier d'interconnexion France-Espagne par l'Est des Pyrénées (projet Baixas-Santa Llogia). La mise en service de cette nouvelle interconnexion en 2014 devra permettre d'atteindre des niveaux de capacité physique d'export depuis la France vers l'Espagne équivalents à l'objectif de 2 800 MW.

Concernant le projet d'une nouvelle interconnexion entre la France et l'Angleterre, RTE et son homologue britannique ont engagé des études de faisabilité qui doivent être finalisées en 2012 avec la recherche d'un tracé sous-marin. Par ailleurs, les régulateurs britannique et français ont engagé en 2011 des travaux d'analyse de la compatibilité des cadres de régulation dans l'optique de fournir un cadre clair aux deux opérateurs de transport si une décision est prise en 2012 sur le projet.

Le développement des interconnexions est également conditionné par le bon développement du réseau national situé en amont. Le réseau du Nord de la France, parcouru par d'importants flux liés à la production dans cette zone et aux échanges avec le Benelux et l'Angleterre, illustre cette situation. Dans ce contexte, RTE a proposé en 2011 un projet de reconstruction de l'axe 400 kV Avelin-Gavrelle qui fait l'objet d'un débat public et dont la mise en service pourrait être envisagée à partir de 2017.



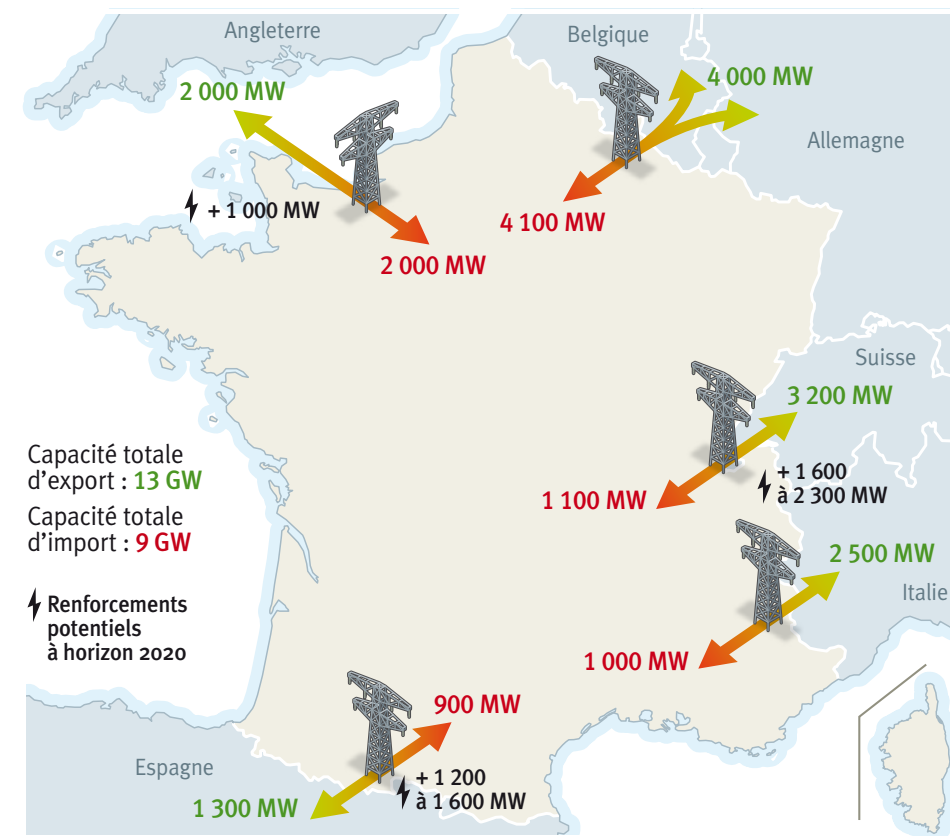
seront proposées courant 2012. Le paquet infrastructures et les plans décennaux de développement du réseau seront des outils importants pour mener à bien ce développement coordonné. ●

FOCUS

Le développement d'un réseau de transport dans les mers du Nord

La capacité de production d'électricité dans les mers du Nord (mer du Nord, mer Baltique, Manche, mer Celtique et mer d'Irlande) devrait atteindre 38 GW à l'horizon 2020, et potentiellement 84 GW à l'horizon 2030. Avec les autres membres de l'initiative des mers du Nord (North Seas Countries' Offshore Grid Initiative – NSCOGI), la CRE étudie le développement coordonné d'un réseau offshore, nécessaire à l'acheminement de cette énergie. En effet, un réseau combinant des flux d'interconnexion et d'acheminement d'énergie produite en mer pourrait se révéler plus efficace que le développement distinct d'interconnexions, d'une part, et de raccordement de sites de

production offshore au réseau terrestre d'autre part. Les premiers travaux de l'initiative montrent que la régulation appliquée dans les dix pays concernés diffère à plusieurs points de vue. Le fait le plus marquant semble néanmoins être que ce type de structure, combinant interconnexion et acheminement de production, n'est pas décrit de façon explicite dans les cadres de régulations nationales et européenne. Des solutions pour faciliter le développement d'un tel réseau, notamment en ce qui concerne la gestion de flux et d'allocation à la fois des coûts de développement du réseau offshore et des coûts générés sur les réseaux nationaux terrestres,



► **Capacités d'échanges d'électricité aux frontières actuelles et en projet**
En 2011, la France présente un bilan net exportateur d'électricité sur l'ensemble des frontières, pour un solde total de 55,7 TWh vers l'export, contre 29,4 TWh en 2010. Cette importante augmentation est en partie expliquée par le changement de tendance sur les échanges avec l'Allemagne et l'impact de l'arrêt de huit centrales nucléaires en mars 2011. Sur la frontière France-Allemagne, le bilan est de 2,4 TWh d'exportations en 2011, contre 6,3 TWh d'importations nettes en 2010.

3. S'AGISSANT DU GAZ, LES CODES DE RÉSEAU ET LES TRAVAUX SUR L'ORGANISATION DU MARCHÉ FRANÇAIS FAVORISENT L'INTÉGRATION EUROPÉENNE

Les travaux européens sur le gaz en 2011 sont les suivants :

- la rédaction de codes de réseau sur les mécanismes d'allocation de capacité et sur l'équilibrage ;
- le développement des infrastructures gazières en France et celui des interconnexions ;
- la poursuite de la réflexion sur la fusion des zones d'équilibrage en France.

3.1. Le processus d'intégration des marchés franchit une étape importante avec la rédaction des codes de réseau

Élaboration du modèle cible

L'harmonisation des règles est une tâche complexe dans l'Union européenne car les États membres ont jusqu'ici instauré la concurrence en fonction des caractéristiques des industries gazières nationales. Le 3^e paquet énergie fixe des orientations claires pour l'évolution du marché européen du gaz, mais des marges d'interprétation importantes subsistent, notamment sur les aspects transfrontaliers.

Le lancement de la rédaction des premiers codes de réseau a rapidement mis au jour la nécessité d'élaborer une vision commune d'un marché efficace à l'échelle de l'Union.

En septembre 2010, le Forum de Madrid² a donc confié au CEER le soin d'établir un modèle cible pour le marché européen du gaz, afin d'assurer à terme la cohérence des codes de réseau développés selon des calendriers distincts. Les travaux du CEER se sont conclus par la publication d'un document en décembre 2011 intitulé *Vision for a European Gas Target Model*.

Le modèle cible proposé donne un rôle central aux mécanismes de marchés. Il entend stimuler le développement des bourses de gaz en simplifiant l'accès aux interconnexions. C'est le système dit « de hub à hub » avec des produits de capacité vendus aux enchères. Au-delà de l'objectif d'optimisation de la répartition des flux à court terme en fonction des différentiels de prix entre hubs, c'est-à-dire entre les points d'échange de gaz, les travaux ont pointé la nécessité de penser l'articulation entre court et long termes. Il s'agit de combiner au mieux concurrence et sécurité d'approvisionnement, dans un contexte de dépendance croissante aux importations.

Rédaction des codes de réseau

Comme dans le domaine de l'électricité, le travail de rédaction des orientations-cadre et codes de réseau s'est déroulé à un rythme soutenu en 2011. La mise en œuvre des premiers codes dans tous les États membres devrait intervenir dès 2014.

La première orientation-cadre portant sur l'harmonisation des méthodes d'allocation des capacités aux points d'interconnexion entre zones a été adoptée par l'ACER le 3 août 2011. Ce texte a fait l'objet de longues négociations entre régulateurs au sujet d'une mesure appelée *sunset clause*,

² – La Commission européenne a mis en place en 1999 le Forum européen de régulation du gaz dans le but de rassembler les États membres, les régulateurs et les parties prenantes. Le Forum se réunit une à deux fois par an, en fonction de l'intérêt et de l'urgence des points à traiter.

qui impose la modification des contrats en cours d'exécution pour permettre, sous cinq ans, le groupement obligatoire des capacités de sortie et d'entrée pour chaque point d'interconnexion. L'ENTSOG a ensuite entamé la rédaction du code de réseau sur la base du texte de l'ACER. Ce code introduit des changements majeurs pour le fonctionnement du marché avec la standardisation des produits de capacité qui seront alloués par un système uniforme d'enchères ascendantes.

Par ailleurs, la Commission a également rédigé des lignes directrices sur la gestion des congestions, qui correspondent à des situations où toute la capacité est souscrite mais reste en partie non utilisée par les acteurs de marché. Ce texte, adopté en avril 2012 par les États membres, propose des mesures pour lutter contre la rétention abusive de capacités et plus largement pour optimiser l'utilisation des interconnexions.

La deuxième orientation-cadre rédigée en 2011 concerne l'équilibrage. Elle a été adoptée par l'ACER le 18 octobre 2011. Le modèle retenu est celui d'un équilibrage de marché journalier. En cas de déséquilibre, le transporteur interviendra essentiellement sur les marchés de court terme pour rétablir l'équilibre du système, et facturera aux expéditeurs en déséquilibre une charge reflétant les coûts subis.

En outre, deux chantiers ont été ouverts en 2011, sur l'interopérabilité et l'harmonisation des structures tarifaires. Le premier sujet vise à introduire une coopération plus forte entre transporteurs pour lever les obstacles techniques et opérationnels aux échanges. Enfin, les travaux sur le sujet tarifaire sont un complément essentiel des autres textes, notamment sur l'allocation des capacités. Ils auront une influence forte sur le fonctionnement du marché et la couverture des coûts.



FOCUS

Les plans décennaux des réseaux européens d'électricité et de gaz

Le 3^e paquet prévoit la publication, tous les deux ans, par les gestionnaires de réseaux de transport européens (ENTSO), de plans décennaux non contraignants de développement des réseaux européens de gaz et d'électricité. En France, la transposition des directives européennes dans le code de l'énergie rend obligatoire la publication tous les ans par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz d'un plan décennal de développement et prévoit que ces plans soient soumis chaque année à l'examen de la CRE.

En gaz, l'ENTSOG a publié en février 2011 son plan décennal pour la période 2011-2020 qui comprend une analyse prospective de la dynamique du marché européen, des prévisions d'évolution de l'offre et de la demande et une simulation de la réaction du système européen en cas de crise d'approvisionnement. Les montants d'investissement agrégés dans les infrastructures de transport, de stockage et de gaz naturel liquéfié s'élèvent à 89 milliards d'euros pour les projets décidés et non décidés (dont 72 milliards pour les projets de transport) sur la période 2011-2020.

L'ACER a accueilli favorablement le plan décennal de l'ENTSOG. Dans son avis publié le 16 septembre, l'Agence 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. L'ACER recommande également de fournir une analyse détaillée des coûts et bénéfices des

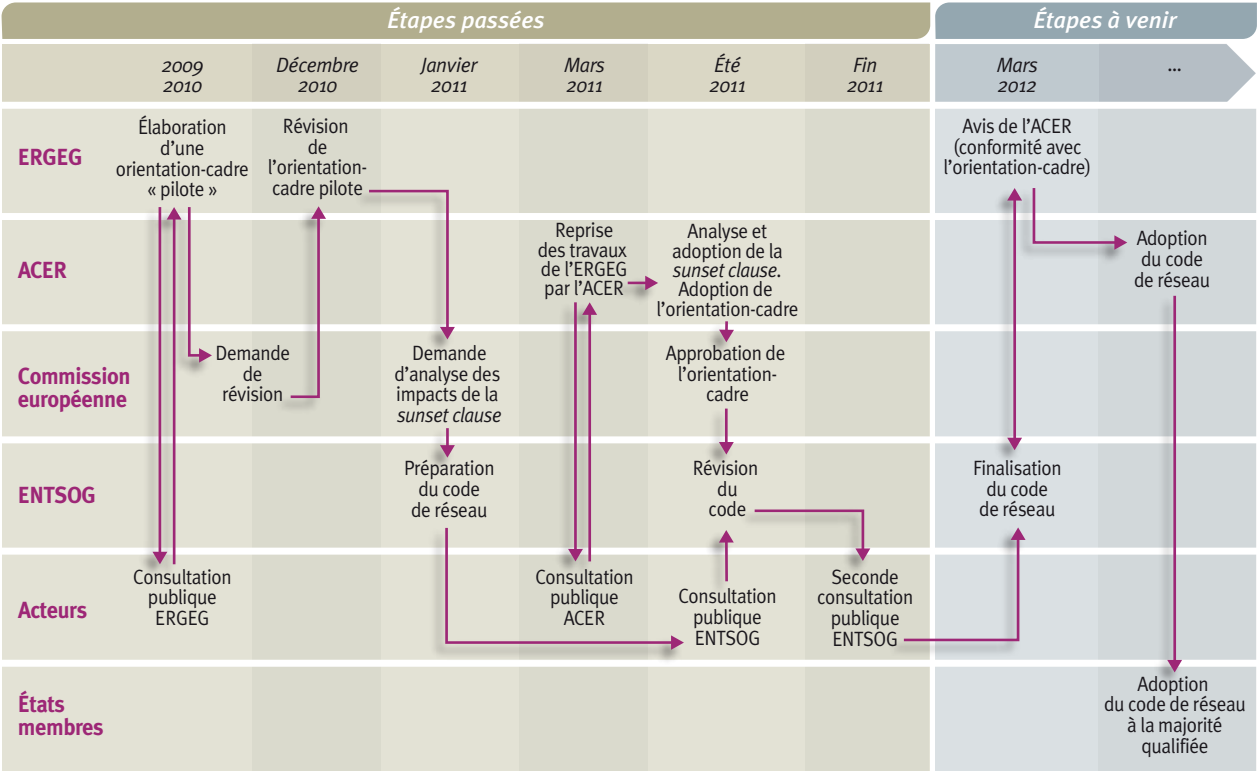
projets d'infrastructures dans la perspective de la sélection des « projets d'intérêt commun » prévus par le paquet sur les infrastructures énergétiques.

Les plans décennaux de développement de GRTgaz et TIGF ont été transmis à la CRE en septembre 2011. Après consultation publique, la CRE les a validés dans sa délibération du 15 décembre 2011. Ils sont cohérents avec celui publié par l'ENTSOG. Elle a demandé aux gestionnaires de réseaux de transport de renforcer, dans leurs prochains plans, les informations communiquées au marché, en particulier sur les coûts prévisionnels des projets. Elle a également demandé à TIGF de lui communiquer des éléments plus détaillés sur les trois premières années de son plan qui sont engageantes.

En électricité, suite à une version pilote publiée en juin 2010, ENTSO-E a engagé les travaux d'élaboration d'un nouveau plan décennal européen dont la publication est attendue pour juin 2012. À l'instar du gaz, l'intégration d'une analyse des coûts et bénéfices des projets constitue, dans la perspective du paquet infrastructures, un enjeu majeur pour les prochains plans.

Un premier projet de schéma décennal de développement du réseau français a été publié par RTE pour consultation informelle le 15 novembre 2011. Le schéma décennal national a été soumis le 31 janvier 2012 à l'examen de la CRE qui rendra un avis après consultation publique. ●

▼ **Processus d'élaboration de l'orientation-cadre sur l'allocation des capacités**
Les travaux préparatoires sur l'orientation-cadre relative à l'allocation des capacités ont démarré dès 2008, avant l'adoption du 3^e paquet. Codirigé par la CRE et la Bundesnetzagentur, l'autorité de régulation allemande, ce projet-pilote a permis de tester les procédures pour les orientations-cadre à venir.



Déclinaison et anticipation au niveau national

La CRE s'attache à anticiper l'entrée en vigueur des codes de réseau et promeut d'ores et déjà une évolution cohérente de l'organisation du marché français.

Dans cette perspective, les transporteurs français et la CRE travaillent de concert avec leurs homologues allemands et belges pour proposer des produits de capacité groupés tel que prévu par le code de réseau. Les acteurs de marché auront donc la possibilité de souscrire à des produits qui rassemblent la capacité de sortie d'une zone et d'entrée sur une autre zone avant même l'entrée en vigueur du code.

Les modalités et règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de GRTgaz et TIGF évoluent progressivement pour se conformer au futur code de réseau.

Fin 2011, la CRE s'est prononcé sur une feuille de route qui conduira à la mise en place sur le réseau français d'un équilibrage essentiellement fondé sur le marché.

3.2. Des décisions structurantes ont été adoptées en 2011 pour favoriser l'intégration du marché français au reste de l'Europe

Outre les efforts de mise en cohérence des règles applicables en France avec les dispositions européennes, l'intégration du marché français au sein du marché européen s'appuie sur le développement des infrastructures et l'évolution de l'organisation des zones d'équilibrage.

La CRE s'est prononcée sur une feuille de route qui conduira à la mise en place, sur le réseau français, d'un équilibrage essentiellement fondé sur le marché.

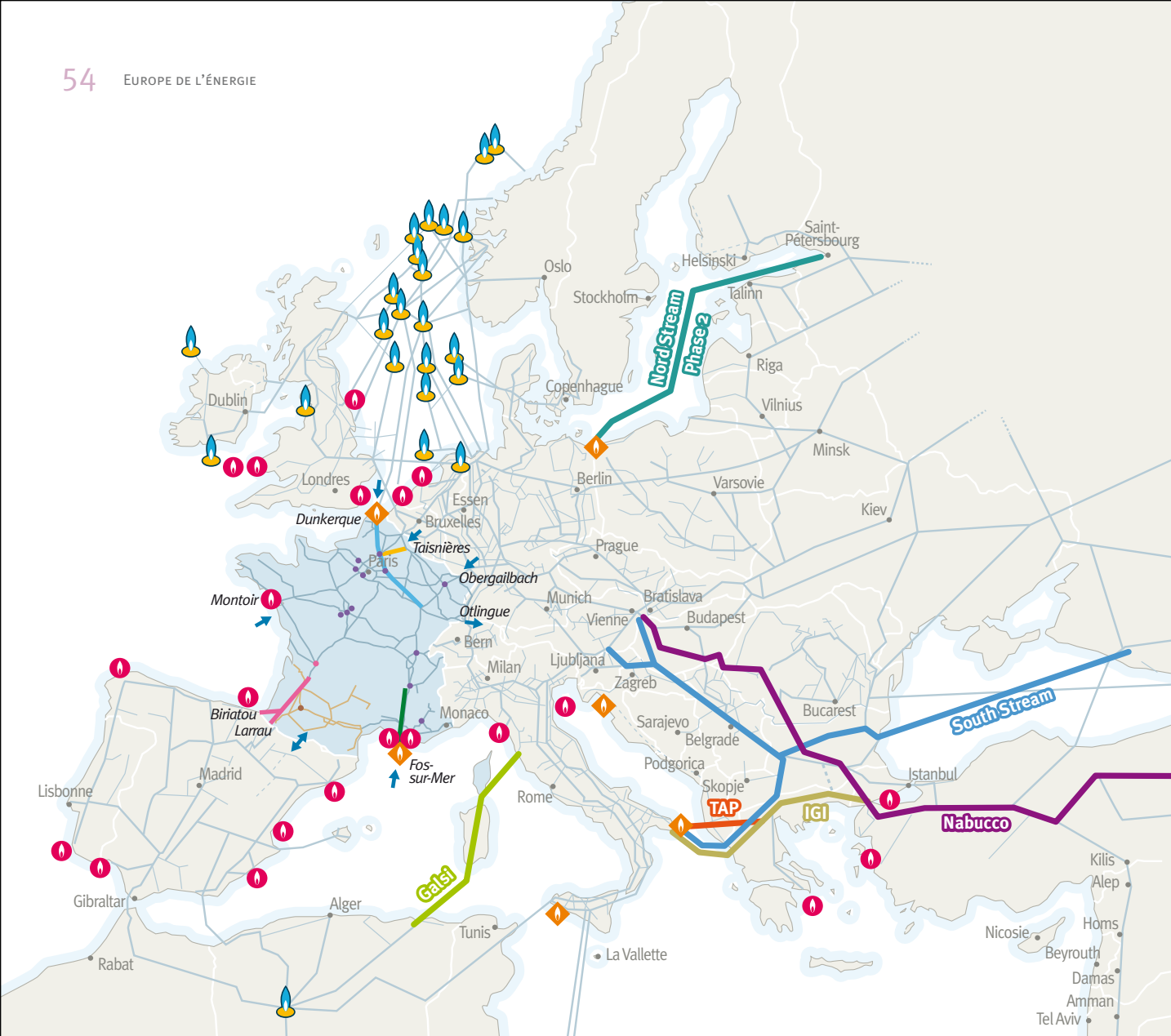
Permettre l'intégration de nouveaux terminaux méthaniers et développer les interconnexions

En 2011, la CRE a approuvé le projet de doublement de l'artère du Rhône (projet Eridan) porté par GRTgaz. Identifié comme prioritaire par la Commission européenne, il bénéficie à ce titre d'une subvention dans le cadre du volet énergie du plan européen d'aide à la relance économique adopté en 2009. L'investissement déclenché sans recourir à un appel au marché était un prérequis au développement de toute nouvelle infrastructure gazière dans le sud de la France. Il rend possible l'accroissement des capacités de regazéification à Fos, le développement d'une nouvelle interconnexion avec l'Espagne à l'est des Pyrénées (projet Midi-Catalogne) ou le développement des capacités de stockage dans la zone GRTgaz Sud. Améliorant la flexibilité du système gazier français, il facilite l'équilibrage du réseau et donc l'accueil de nouvelles centrales électriques à gaz en France.

▼ Le projet Hauts de France II consiste en la pose de canalisations entre Pitgam (Nord) et Nédon (Pas-de-Calais) dans le cadre du développement de nouvelles capacités d'entrée à Taisnières H. Cette pose sera complétée par de nouveaux travaux en 2013 entre Nédon et Cuvilly et entre Loon-Plage et Pitgam pour permettre le raccordement du futur terminal méthanier de Dunkerque. La mise en service de l'ensemble de la canalisation est prévue pour 2014. La CRE a approuvé par délibérations du 27 mai 2010 et du 22 décembre 2011 la construction de ces ouvrages d'un montant total de plus de 500 millions d'euros.

Le chantier Hauts de France II.
© Centre d'Ingénierie de GRTgaz





▲ Projets d'interconnexions réalisés et en cours de réalisation en gaz, en Europe et en France

La France conserve une production domestique de gaz à Lacq dans les Pyrénées-Atlantiques mais elle est dépendante à plus de 98 % des importations pour couvrir sa consommation annuelle (478 TWh en 2011). La Norvège, l'Algérie, la Russie et les Pays-Bas sont les principaux pays contribuant à l'approvisionnement français en gaz. En 2011, 407 TWh

de gaz sont entrés sur le territoire français par la voie des gazoducs. Les terminaux méthaniens jouent également un rôle croissant, avec 159 TWh injectés sur le réseau français en 2011. Enfin, 67,5 TWh de gaz entrés en France ont été destinés au transit vers l'Espagne et l'Italie à travers la Suisse. Les investissements décidés sur la période récente permettront d'accroître les capacités d'interconnexion avec les pays voisins et de lever des congestions internes au réseau français.

Légende réseau international

- Gazoducs existants
- Gazoducs en construction ou à l'étude
- 🔥 Champs gaziers
- 🔥 Terminaux méthaniens en fonction
- 🔥 Terminaux méthaniens en construction ou à l'étude

Légende réseau français

- Canalisations GRTgaz
- Canalisations TIGF
- Stockage Storengy
- Stockage TIGF
- ➡ Arrivée de gaz naturel
- Arc de Dierrey
- Projet Eridan
- Interconnexion France-Espagne (open season 2013-2015)
- Interconnexion France-Belgique (open season 2013)

484 millions d'euros

Coût du projet Eridan de GRTgaz.

La décision finale d'investissement prise en juin 2011 pour le terminal méthanière de Dunkerque déclenche également des investissements significatifs dans la zone Nord de GRTgaz, dont « l'Arc de Dierrey », et permet la création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique. Ce terminal bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire sur vingt ans pour une capacité de regazéification de 13 milliards de mètres cubes par an avec une mise en œuvre prévue fin 2015. La phase engageante de l'appel au marché pour le développement de la nouvelle interconnexion à Veurne a été lancée le 13 décembre 2011 et s'est traduite par des demandes suffisantes de la part des expéditeurs pour développer 270 GWh/jour de capacité ferme. Ce projet permet d'offrir pour la première fois des capacités de transport depuis le terminal méthanière de Dunkerque et la place de marché française PEG Nord vers la Belgique. En effet, le gaz est aujourd'hui odorisé dès son entrée sur le territoire français, ce qui empêche les flux physiques vers la Belgique qui n'accepte que le gaz non odorisé sur son réseau de transport. Les projets de création du terminal et du nouveau point d'interconnexion permettent donc de surmonter cet obstacle physique aux échanges.

D'autre part, le changement des pratiques d'odorisation est à l'étude en vue de faciliter les échanges avec le nord-ouest de l'Europe. Une option étudiée consisterait à ne plus odoriser systématiquement le gaz aux points d'entrée en France mais de prévoir, dans certaines situations, une odorisation décentralisée qui serait réalisée à l'interface entre le réseau de transport principal et le réseau régional. Cette option rendrait alors possible l'acheminement physique de gaz depuis la France vers l'Allemagne et la Belgique.

Simplifier l'organisation du marché français

Les travaux relatifs à la réduction du nombre de zones d'équilibrage en France se sont poursuivis en 2011 avec l'ensemble des acteurs du marché, dans le cadre de l'instance de Concertation Gaz mise en place par GRTgaz et TIGF.

Le déclenchement des projets Eridan et Arc de Dierrey facilite le projet de fusion des zones Nord et Sud de GRTgaz car ces infrastructures suppriment les congestions au sein de ces deux zones et réduisent significativement le nombre et la fréquence des scénarios de congestion entre le nord et le sud de la France.

Néanmoins, ces projets ne permettent pas à eux seuls cette fusion en raison de la persistance d'autres congestions sur le réseau de transport de GRTgaz. Une étude approfondie a été menée en 2011 pour analyser la faisabilité et le coût des différents mécanismes contractuels et identifier ainsi les options les plus pertinentes pour réaliser cette fusion.

Les travaux sur l'évolution de la structure contractuelle du marché français du gaz doivent conduire à une prise de décision en 2012. En amont de ce processus, la CRE entend discuter de toutes les évolutions envisageables avec l'ensemble des parties prenantes. Pour cela, elle a mis en place au printemps 2012 des ateliers de travail ouverts à tous les acteurs du marché.

Les réflexions menées en 2011 ont également porté sur l'évolution du fonctionnement de la zone Nord qui fait aujourd'hui l'objet d'une partition entre les périmètres d'équilibrage du gaz H (à haut pouvoir calorifique) et B (à bas pouvoir calorifique)³. La CRE étudie les possibilités de fusion et envisage, a minima, une suppression du terme tarifaire entre ces zones Nord H et B dès 2013. Cette évolution permettrait, elle aussi, d'améliorer l'ouverture de marché en zone Nord B. ●

³ – Le gaz H provient d'Algérie, de Russie et de la mer du Nord, le gaz B provient des Pays-Bas.

60 € TTC

Sur une facture d'un montant de 1 100 € TTC d'un client type au chauffage électrique, c'est le montant que représenteront les charges dues aux énergies renouvelables en 2012 (soit environ 6 % de la facture). En 2020, ces charges pourraient atteindre 200 € TTC si les objectifs du Grenelle sont atteints.

Parc éolien du Chemin d'Ablis
à Fresnay-l'Évêque (Eure-et-Loire)

© EDF, Marc Didier

La CRE apporte son expertise technique et économique en matière d'énergies renouvelables

La France s'est fixé comme objectif d'atteindre une part de 27 % d'énergies renouvelables pour couvrir sa consommation d'électricité en 2020, contre une part de 15,8 % en 2010. Cet objectif est issu des engagements européens du 3^e paquet énergie (3x20) et des conclusions du Grenelle de l'environnement.

La programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production d'électricité constitue l'instrument de mise en œuvre de cet objectif. Dans ce cadre, la CRE contribue à la mise en œuvre des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables.

La question de l'évolution du mix électrique est au cœur des débats actuels, tout autant que l'impact technique et économique sur les réseaux d'une intégration massive de production décentralisée d'énergie renouvelable.

LES MOTS-CLÉS

Charges de service public de l'électricité (CSPE)

Intégration des marchés européens

Réseaux intelligents

1. LA CRE PARTICIPE À LA MISE EN ŒUVRE DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

1.1. Les appels d’offres et les tarifs d’achat garantis sont deux instruments économiques utilisés pour développer les moyens de production à partir d’énergies renouvelables

Pour favoriser le développement des énergies renouvelables, les pouvoirs publics peuvent recourir à deux instruments économiques :

- les tarifs d’achat garantis imposent à l’opérateur historique une obligation d’achat de la production d’énergie obtenue à partir de sources renouvelables, à un tarif garanti sur une longue période, en partie révisable et sensiblement supérieur au prix de marché ;

- les appels d’offres permettent de fixer ex ante la quantité d’énergie renouvelable bénéficiant du soutien public. Les projets sont sélectionnés notamment en fonction du prix d’achat proposé par les candidats. Le tarif d’achat correspond à celui proposé par le candidat dans son offre.

Les appels d’offres sont lancés dès lors que le développement des moyens de production ne permet pas d’atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements de production d’électricité (PPI). La procédure d’appel d’offres permet de maîtriser la production d’énergie renouvelable qui bénéficie du soutien public, contrairement aux tarifs d’achat. En outre, une éventuelle surestimation des coûts de production de la filière par les

► **Parc de production français d’électricité renouvelable*** (au 31/12/2011)
La production issue de toutes les sources d’énergies renouvelables en France représente en 2011 environ 12,8 % de la production totale. La production française d’électricité s’élève à 541,9 TWh.

Filière	Puissance installée en MW	Objectif de la PPI 2020 (en MW)**	Part dans la production
Photovoltaïque	2 230	5 400	0,3 %
Éolien terrestre	6 640	19 000	2,2 %
Éolien en mer et énergies marines	0	6 000	0 %
Hydraulique	25 400 (dont 2 100 MW sous obligation d’achat)	–	9,3 %
Géothermie	0	16 900	0 %
Thermique à combustible renouvelable	1 270	–	1 %
biomasse	152,4	2 300	
biogaz	241,3	–	
incinération d’ordures	876,3	–	

* Source : RTE, Bilan électrique 2011
** Source : Rapport au Parlement relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d’électricité (PPI) pour la période de 2009 à 2020

pouvoirs publics lors de la fixation du tarif d’achat garanti assure aux investisseurs une rentabilité très élevée qui peut déclencher une bulle spéculative, comme l’illustre la filière photovoltaïque.

1.2. La CRE met en œuvre les appels d’offres lancés par l’État en faveur des énergies renouvelables

Le ministre chargé de l’énergie peut lancer des appels d’offres pour des installations de production d’électricité à partir d’énergies renouvelables. La CRE en assure la mise en œuvre : elle rédige un projet de cahier des charges (le cahier des charges final étant fixé par le ministre), analyse les offres reçues et propose leur classement au ministre. Enfin, elle rend un avis sur le choix des candidats que le ministre envisage de retenir. Cette mission permet à la CRE d’apporter son expertise technique et économique.

En 2011, la CRE a travaillé sur cinq appels d’offres représentant une puissance totale de 4 345 MW :

- l’appel d’offres pour l’éolien dans les départements d’Outre-Mer et en Corse (95 MW) ;
- l’appel d’offres pour l’éolien offshore (3 000 MW) ;
- l’appel d’offres « accéléré » pour les installations photovoltaïques de 100 à 250 kW (150 MW) ;
- l’appel d’offres pour les installations solaires de plus de 250 kW (450 MW) ;
- l’appel d’offres biomasse 4 (200 MW).

Depuis le printemps 2011, le ministre chargé de l’énergie peut recourir à une procédure d’appel d’offres dite « accélérée », qui se déroule uniquement par voie électronique à partir d’un portail réalisé et hébergé par la CRE. L’instruction est plus rapide que pour les appels d’offres ordinaires car les dossiers sont notés sur le seul critère prix. Ainsi, tous les dossiers de l’appel d’offres portant sur les installations photovoltaïques d’une puissance comprise entre 100 et 250 kW sont

900

C’est le nombre de questions auxquelles la CRE a répondu sur les appels d’offres « énergies renouvelables » en cinq mois.

48 demandes d’information lui ont été adressées pour l’appel d’offres sur les installations photovoltaïques sur bâtiment (100 à 250 kW) ;

85 sur l’éolien en mer ;

236 pour l’appel d’offres sur les installations photovoltaïques de plus de 250 kW.

Une demande d’information comporte plusieurs questions.

déposés sur la plateforme de candidature en ligne que les services de la CRE ont réalisée entre l’été et l’automne 2011.

Suivant le type d’appels d’offres (ordinaire ou accéléré), la nature du travail fourni par la CRE au cours de l’instruction est très différente. Dans la procédure ordinaire, l’analyse des offres reçues nécessite une implication forte de l’ensemble des services de la CRE. Elle s’assure dans un premier temps de la recevabilité des dossiers liée notamment à la production des garanties financières et des demandes d’autorisation nécessaires, puis elle note les différents critères. Dans la procédure accélérée, le classement des candidats est fondé uniquement sur le prix d’achat de l’électricité proposé. La CRE a donc pour mission de vérifier la conformité des documents fournis par les porteurs de projet – une tâche lourde au regard du nombre de dossiers reçus (345) et du nombre de pièces à examiner (cinq pour chaque dossier).

1.3. La CRE veille à la pertinence économique des tarifs d'achat de l'électricité ou du gaz d'origine renouvelable

L'obligation d'achat de l'électricité et du gaz produits à partir d'énergies renouvelables est un des instruments de la politique de soutien aux énergies décarbonées. Après avoir saisi la CRE pour avis, le ministre chargé de l'énergie arrête les conditions d'achat (éligibilité, tarif, durée du contrat d'achat).

Lorsqu'elle se prononce sur la révision d'un tarif d'achat ou sur la mise en œuvre d'un tarif pour une nouvelle filière, la CRE veille « à ce que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations

bénéficiant de ces conditions d'achat [n'excède pas] une rémunération normale des capitaux, compte tenu des risques inhérents à ces activités et de la garantie dont bénéficient ces installations d'écouler l'intégralité de leur production à un tarif déterminé ».

Cette analyse de la rentabilité des installations induite par les tarifs proposés est très importante. La CRE s'assure que la rentabilité des installations de production n'est pas excessive. En effet, des tarifs trop avantageux :

- accélèrent le développement de la filière de production d'énergie, bien au-delà des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) ;
- entraînent un surcoût pour le consommateur qui finance en partie les projets via la contribution au service public de l'électricité (CSPE), comprise dans sa facture.

La CRE s'assure que la rentabilité des installations de production n'est pas excessive.

► Le centre de valorisation organique de Sequedin (Nord) injecte sa production de biométhane dans le réseau de distribution de gaz naturel de GrDF depuis juin 2011.

© Max Lerouge/Lille Métropole



À plusieurs reprises en 2011, la CRE a recommandé une baisse des tarifs proposés.

Tarif d'achat du biogaz

En avril 2011, la CRE a émis un avis défavorable sur le projet d'arrêté tarifaire relatif à l'électricité produite à partir de biogaz. Elle a en effet estimé que les tarifs envisagés risquaient d'entraîner des rentabilités trop élevées pour les installations de stockage de déchets non dangereux présentant une efficacité énergétique supérieure à 40 %. Elle a donc préconisé une baisse du tarif de référence d'au moins 10 % pour ces installations de moins de 150 kW et d'au moins 40 % pour celles de plus de 2 000 kW. Par ailleurs, afin de développer des projets économiquement plus pertinents, elle a proposé de porter la durée du contrat d'achat à vingt ans (ce qui correspond à la durée de vie des installations). Elle a également préconisé de réduire de 7 % les tarifs et les primes pour garder des niveaux de rentabilité équivalents pour les projets identifiés comme rentables.

Tarif d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz

Saisie en juillet 2011 d'un projet d'arrêté tarifaire relatif au biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, la CRE a émis un avis favorable, sous réserve de la prise en compte des remarques formulées dans sa délibération. Elle a constaté que les tarifs envisagés pour les installations de méthanisation de déchets agricoles induisaient des rentabilités faibles pour les projets d'une capacité supérieure à 200 m³/h. Or ces installations bénéficient d'économies d'échelle et sont ainsi plus efficaces que les petits projets. La CRE a donc suggéré de relever certains tarifs d'achat initialement envisagés pour des installations de 150, 250 et 350 m³/h pour permettre à des projets de regroupement de plusieurs agriculteurs exploitant le même digesteur, plus efficaces économiquement, de se développer. La CRE a également préconisé de réviser rapidement les tarifs si le rythme des demandes de raccordement s'avère trop élevé au regard des objectifs de développement visés pour 2020 (dégressivité des tarifs similaire au dispositif mis en place pour la filière photovoltaïque).



FOCUS

Le point sur les tarifs photovoltaïques

Un nouveau tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque a été fixé par l'arrêté du 4 mars 2011. Ce tarif est auto-ajustable : plus le nombre de demandes de raccordement au cours d'un trimestre est élevé, plus le tarif baisse. La trajectoire-cible correspond à une baisse annuelle de 10 % des tarifs d'achat pour 100 MW de puissance cumulée installée sur l'année. Depuis l'arrêté du 4 mars 2011, la CRE évalue chaque trimestre les coefficients de dégressivité des tarifs. Certains tarifs ont baissé de 26 % entre mars 2011 et janvier 2012. ●

1.4. La CRE a validé le coût de production d'installations à partir d'énergies renouvelables dans les DOM

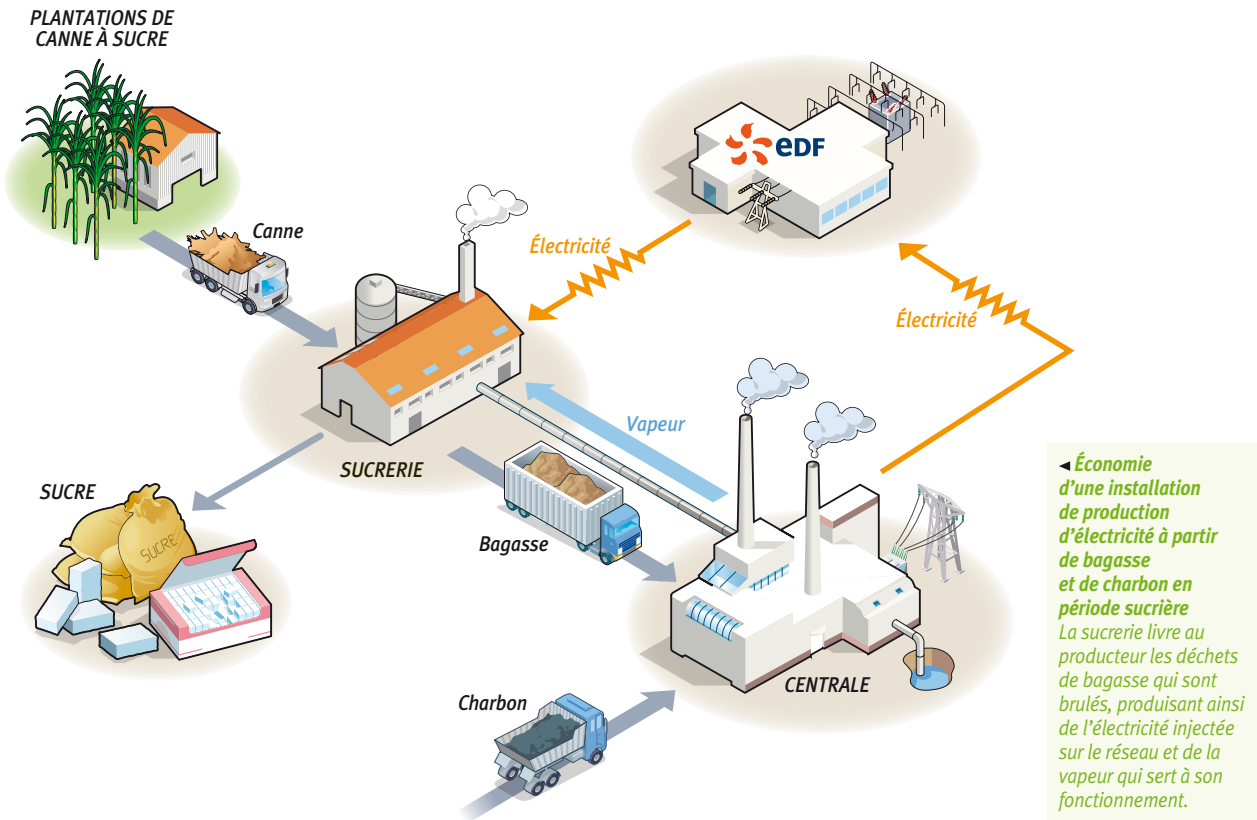
Dans le cadre de la compensation des charges de service public de l'électricité, tout projet de contrat entre un producteur et EDF SEI, le gestionnaire du réseau dans les zones non interconnectées (zones insulaires telles que la Corse et les départements d'Outre-Mer), est « communiqué à la CRE, assorti des éléments nécessaires à l'évaluation de la compensation. La Commission évalue le coût de production normal et complet pour le type d'installation de production considérée dans cette zone en appliquant les taux de rémunération du capital immobilisé fixés par arrêté [...] et notifie aux parties le résultat [...] de son évaluation. » Seul le coût validé par la CRE au moment de l'étude du dossier est compensé à EDF SEI.

À quatre reprises en 2011, la CRE a rendu un avis sur des projets de contrats ou d'avenants relatifs à des installations de production d'électricité fonctionnant en partie ou en totalité à partir de sources renouvelables :

- 23 juin : projet de contrat et protocole de mise en service industriel entre EDF et la Compagnie de Cogénération du Galion.
Installation bagasse/charbon (Martinique) ;
- 21 juillet : projet de contrat et protocole de mise en service industriel entre EDF SEI et la société Marie Galante Énergie.
Installation bagasse/charbon (Guadeloupe) ;
- 22 septembre : projet d'avenant au contrat d'achat d'électricité entre le centre EDF Services Archipel

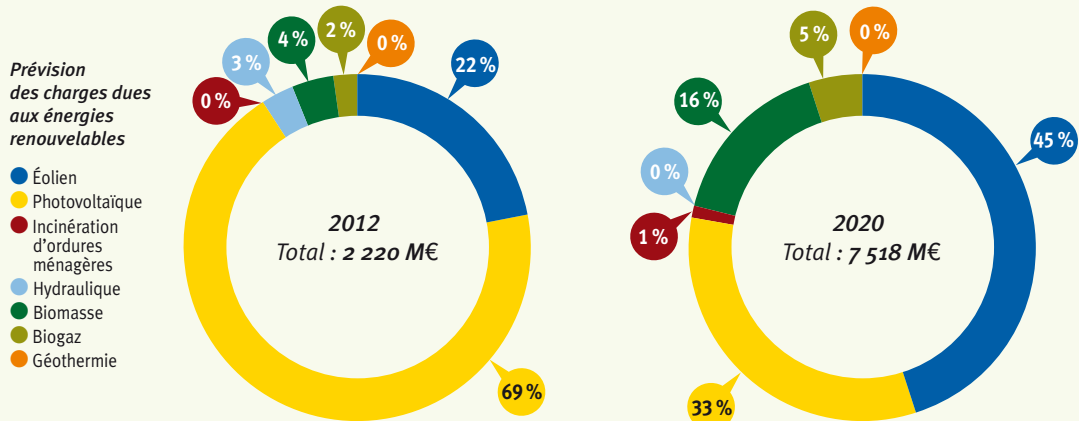
Guadeloupe et la Compagnie Thermique du Moule.
Installation bagasse/charbon (Guadeloupe) ;
- 22 décembre : projet d'avenant au contrat d'achat d'électricité entre EDF et Valtalia Kourou.
Centrale biomasse (Guyane).

L'année 2011 a démontré que la filière biomasse commence à se structurer et à se développer en Guyane, département particulièrement bien doté en ressources forestières. Dans les autres départements d'outre-mer, les producteurs d'électricité tirent partie de la présence des déchets de sucrerie ou de rhumerie pour mettre en place des unités hybrides fonctionnant au charbon et à la bagasse. Ces installations sont économiquement très pertinentes car elles favorisent le développement endogène des territoires.



FOCUS

La répartition des charges prévisionnelles de service public de l'électricité liées aux énergies renouvelables au titre de 2012 et 2020



Dans le cadre de son exercice annuel d'évaluation des charges de service public de l'électricité, la CRE a évalué les charges dues aux énergies renouvelables constatées au titre de 2010 et prévisionnelles au titre de 2012. Les charges prévisionnelles 2012 sont estimées à 2 220 millions d'euros, soit trois fois les charges constatées au titre de 2010 (755 millions d'euros). Ces charges sont financées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Au cours du premier semestre 2011, la CRE a construit un outil de calcul de prévision des charges dues aux énergies renouvelables à l'horizon 2020. Il repose sur un scénario de développement du parc des énergies renouvelables conforme

aux objectifs fixés dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) pour 2020 pour toutes les filières, sauf pour le photovoltaïque où les objectifs devraient être dépassés.

Dans un contexte très incertain sur l'évolution des prix du pétrole et du gaz, qui influent sur le prix de marché de gros de l'électricité, il a été considéré une évolution des prix de marché de 3 % par an, soit environ l'inflation + 1 %. Le prix de marché moyen atteint en 2020 est de 66,4 €/MWh, ou encore 55,6 €/MWh en €₂₀₁₁.

Sur la base des hypothèses retenues, le montant des charges pour 2020 est estimé à 7 518 millions d'euros. ●

Prospective des surcoûts dus aux énergies renouvelables en 2020 en métropole continentale

Métropole uniquement, € ₂₀₂₀	Surcoûts d'achats (M€)	Production (GWh)	Puissance installée (MW)	Surcoût d'achat unitaire (€/MWh)
Éolien terrestre	1 158	38 244	19 000	30,3
Éolien en mer	2 572	16 953	6 000	151,7
Photovoltaïque	2 080	7 594	7 190	273,9
Hydraulique (sous obligation d'achat)	59	6 082	1 910	9,7
Géothermie	2	11	1,7	190,8
Biomasse	1 263	12 072	1 890	104,6
Biogaz	404	3 970	631	101,8
Incinération d'ordures ménagères	-20	2 337	356	-8,6
TOTAL	7 518	87 263	36 979	-

Hypothèse prix de marché : 54 € en 2013, +3 % par an
Puissances installées : objectifs PPI avec réactualisation pour le photovoltaïque
Durées de fonctionnement retenues : durées standards de référence ou durées moyennes observées

2. LA CRE VEILLE À L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS LES RÉSEAUX

Raccorder une installation de production au réseau public d'électricité consiste à créer les ouvrages nécessaires à l'évacuation de la totalité de la puissance que le producteur souhaite injecter sur le réseau. C'est un préalable à l'accès au réseau, dont la transparence et l'aspect non discriminatoire sont garantis par la CRE.

2.1. La CRE a donné des orientations et fait évoluer l'encadrement du raccordement des énergies renouvelables aux réseaux

Le raccordement des installations de production est nécessaire afin que l'électricité qu'elles produisent puisse être vendue, sur les marchés ou de façon contractuelle, notamment dans le cadre de mécanismes d'obligation d'achat ou d'appels d'offres, et que cette énergie puisse être utilisée par des consommateurs.

Les installations de production d'électricité sont reliées soit au réseau public de transport, soit au réseau public de distribution, en fonction de leurs caractéristiques – notamment de la puissance électrique qu'elles produisent. Le traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics fait l'objet de procédures, mises en place conformément aux orientations de la CRE sur le contenu, l'élaboration et le suivi de la mise en œuvre de ces procédures, et intégrées aux documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux.

À un instant donné, le réseau possède, en ses différents points, des capacités d'injection de puissance limitées, suivant ses propres caractéristiques et celles des installations de production et de consommation raccordées localement. Ainsi, le grand nombre de demandes de raccordement d'installations de puissance importante (fermes éoliennes notamment) a conduit, à partir de 2003, à une saturation des capacités d'accueil et donc à des besoins de renforcement des réseaux.

▲ En 2011, le parc éolien a progressé d'environ 800 MW. Fin décembre, les projets en file d'attente de raccordement représentent une puissance totale de 5 474 MW.

Vue aérienne du parc d'éoliennes de Veulottes-sur-Mer, Seine-Maritime.
© EDF, Didier Marc

Sous l'impulsion de la CRE, les gestionnaires de réseaux ont mis en place des files d'attente de raccordement. D'une part, ces files d'attentes permettent de faire bénéficier les projets, dans l'ordre d'arrivée des demandes, de la capacité d'accueil existante et de renforcements des réseaux de transport et de distribution. D'autre part, pour le raccordement aux réseaux de distribution, les files d'attentes peuvent être liées aux délais de traitement des demandes reçues par les gestionnaires de réseaux de distribution, qui ont varié avec le décollage de la filière photovoltaïque notamment, et les évolutions des conditions de l'obligation d'achat de l'électricité produite.

Les orientations de la CRE et les procédures des gestionnaires de réseaux évoluent afin de s'adapter aux changements de contexte, et de mieux répondre aux attentes des acteurs. En 2011, la CRE a approuvé les évolutions de la procédure de traitement des demandes de RTE, permettant le bon déroulement de l'appel d'offres pour l'éolien en mer. Au regard des bilans de la mise en œuvre des procédures de traitement des demandes de raccordement présentées par les gestionnaires de réseaux en 2011, la CRE engagera, après une consultation publique des acteurs, des évolutions de l'encadrement de ces procédures en 2012, pour mieux prendre en compte les intérêts de l'ensemble des acteurs, tout en assurant un traitement des demandes de raccordement transparent, efficace et non discriminatoire.

PAROLE À

Pierre-François Racine, président, Comité de règlement des différends et des sanctions

Pierre-François Racine est président du CoRDIS, le Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE. Le CoRDIS est chargé par la loi de régler dans leurs aspects techniques et financiers les différends relatifs à l'accès et à l'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel. L'année 2011 a été marquée par l'explosion du nombre de saisines, en particulier liées au moratoire de décembre 2010 sur le photovoltaïque. Pierre-François Racine affiche le rôle croissant du CoRDIS qui garantit transparence et non-discrimination dans un paysage énergétique concurrentiel.

Quels ont été les différends notables en 2011 ?

En termes quantitatifs, ce sont les différends relatifs au « moratoire solaire ». En termes juridiques, je dirais la décision rendue sur le différend Cogestar II le 12 décembre 2011. Il s'agissait de savoir si un producteur (une installation de cogénération) peut bénéficier d'un raccordement indirect au réseau de distribution. Le Comité avait déjà répondu par l'affirmative en 2010 (Tembec Tarascon, 2 octobre 2009) et la Cour d'appel de Paris saisie par ERDF a confirmé la solution (7 avril 2011). Mais d'un cas à l'autre, la réglementation a évolué. Dans sa rédaction initiale, le décret du 23 avril 2008, applicable au différend Tembec Tarascon, visait toute opération de raccordement d'une nouvelle installation de production d'énergie électrique « à un réseau public d'électricité » effectuée en vue de lui permettre de livrer à ce réseau, en permanence ou par intermittence, tout ou partie de sa production, ou d'être couplée à ce réseau en étant susceptible de lui livrer de l'énergie. Le décret du 17 mai 2010 l'a complété pour dire qu'il porterait « également sur les installations de production déjà raccordées à un tel réseau ». Mais le Comité a constaté que si le champ d'application du décret a bien été étendu à ce titre, la notion même de raccordement à un réseau public de distribution n'a, en revanche, pas été modifiée. Dès lors, la possibilité d'un raccordement indirect, reconnue par la décision Tembec et l'arrêt de la Cour d'appel de Paris, subsiste sous l'empire du texte de 2010, quelles qu'aient pu être les motivations de ses auteurs.

Comment le Comité a-t-il géré les demandes liées à la suspension de l'obligation d'achat de l'électricité photovoltaïque prévue par le décret du 9 décembre 2010 ?

La plupart des demandes de règlement de différends introduites entre février et juin 2011 (plus de 200) portaient sur la légalité

de ce décret. Le CoRDIS en principe n'a pas compétence pour se prononcer sur cette question et ne peut qu'appliquer le décret. Mais le Conseil d'État ayant été saisi et devant rendre son arrêt dans l'année 2011, il était plus judicieux d'attendre et, dans l'intervalle, de prendre une décision en bonne et due forme pour suspendre l'instruction des demandes, ce que nous avons fait en avril 2011. Je rappelle que le délai normal de règlement d'un différend est de deux mois... Pour autant le CoRDIS a parfois statué sur certaines de ces demandes lorsqu'elles ne portaient pas sur la légalité du décret de suspension. Maintenant que le Conseil d'État a rejeté toutes les requêtes dont il était saisi, nous instruisons les demandes suspendues afin de les régler avant fin 2012.

L'augmentation du nombre de demandes montre-t-elle que le recours au Comité est devenu la voie privilégiée des opérateurs pour la résolution de leurs différends ?

À vrai dire, je m'interroge sur la compétence des tribunaux de commerce ou de grande instance pour régler directement un différend entre un utilisateur de réseau public de transport ou de distribution et un gestionnaire de réseau lorsque le différend porte sur l'accès à un tel réseau, puisque la loi a organisé un mécanisme spécifique devant le CoRDIS avec recours possible devant la Cour d'appel de Paris. La question me paraît plutôt être de savoir quel est le degré de confiance que gestionnaires et utilisateurs de réseaux publics accordent au Comité. Mais c'est à eux de répondre à cette question.

Vous présidez le CoRDIS depuis cinq ans. Quelles évolutions avez-vous constatées quant aux différends soumis ou aux parties qui le saisissent ?

Ce qui me frappe, c'est la persistance du faible nombre de différends relatifs à l'énergie éolienne et aux réseaux de gaz. J'observe également l'apparition de différends portant sur des aspects tels que la prise en charge par le fournisseur ou le distributeur des factures impayées par le consommateur final, la détermination du tarif applicable à une « liaison » entre ouvrage du réseau public et installation de production. Bref, sur des questions spécifiquement financières. ●

2.2. L'intégration des énergies renouvelables est un défi pour les réseaux

Les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables sont majoritairement raccordées au réseau de distribution. Leur production est le plus souvent intermittente et décentralisée, ce qui nécessite de modifier la structure et la gestion du système électrique. En effet, le réseau électrique a été conçu pour répondre à une consommation diffuse et intermittente à partir d'une production centralisée et disponible à la demande, raccordée au réseau de transport.

Cette adaptation doit permettre de faire face à l'intégration massive d'installations de production à partir d'énergies renouvelables dans le système électrique tout en conservant le même niveau de qualité et de sécurité (niveau de tension, continuité d'alimentation, risques de dommages sur les biens et les personnes, etc.). Des investissements seront nécessaires, dont il faudra optimiser le volume et les coûts.

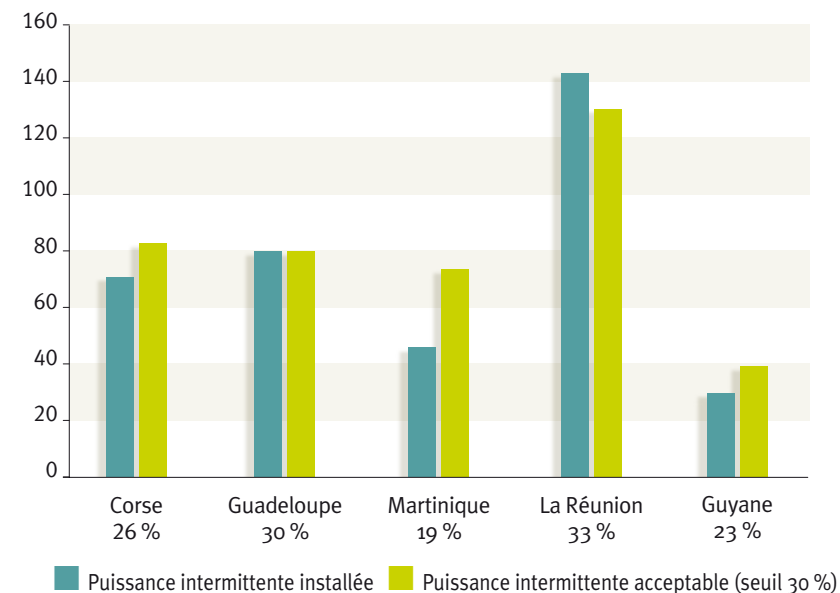
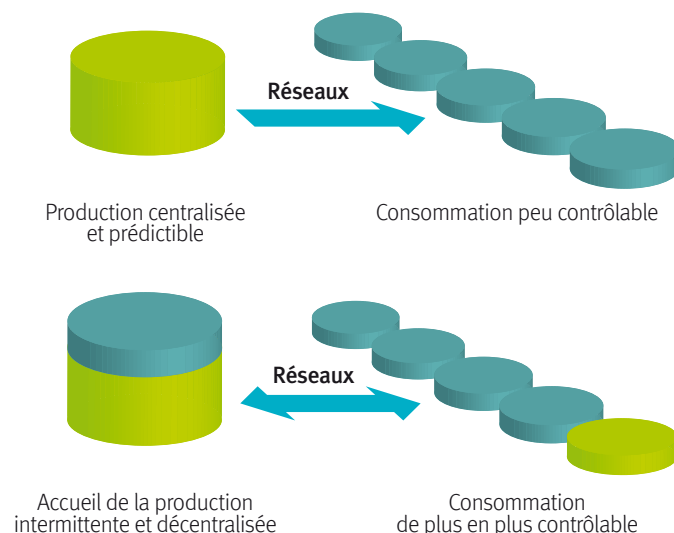
L'intermittence, qui se définit par la haute variabilité de la puissance disponible d'une installation de production, constitue un des principaux obstacles à surmonter. Pour des taux de pénétration relativement faibles, l'impact des centrales à énergies renouvelables reste limité et peut être pris en charge par le système électrique. En revanche, plus leur proportion augmente, plus la définition de solutions pour compenser d'éventuels déséquilibres entre la production et la consommation devient difficile. Par ailleurs, à court terme, ces centrales affectent la rentabilité des centrales thermiques existantes puisque celles-ci restent nécessaires pour pallier l'intermittence, tout en étant contraintes de limiter la quantité d'énergie qu'elles injectent sur le réseau.

Pour certaines installations de production d'électricité renouvelable, l'intermittence peut être associée à la difficulté de prévoir les fluctuations de production. C'est le cas pour l'éolien, qui dépend du vent, ainsi que, dans une moindre mesure, pour le photovoltaïque, qui dépend du soleil.

► Une nouvelle gestion du système électrique

Les énergies renouvelables intermittentes de type solaire ou éolien sont majoritairement raccordées aux réseaux de distribution, ce qui implique des flux d'électricité remontant des réseaux de distribution vers les réseaux de transport. Autrefois la production était centralisée (centrales thermiques et nucléaires) et les flux d'électricité mono-directionnels, de la production vers la consommation. Aujourd'hui, la production est en partie décentralisée et les flux d'électricité sont bidirectionnels.

Par ailleurs, l'équilibre du système électrique était jusqu'à présent obtenu en pilotant principalement la production d'électricité en fonction de la demande, aux meilleures conditions d'approvisionnement et de coûts. Cependant, l'intégration des énergies renouvelables rend le pilotage de la production plus difficile car ces énergies sont sources de fluctuations dans la production d'électricité. Pour cette raison, l'ajustement qui permet d'équilibrer le système électrique se fait désormais également par la demande (effacement, etc.).



► **Production intermittente d'énergie dans les zones non interconnectées**
 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.

En France métropolitaine, la moindre prévisibilité de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ne semble pas, aujourd'hui, être un problème majeur. En effet, la superficie du territoire français et l'interconnexion des réseaux européens permettent de bénéficier d'un effet de foisonnement : grâce à la diversité des régimes météorologiques, la production agrégée de l'ensemble des installations intermittentes ne connaît pas de variations soudaines. Elle est relativement aisée à prévoir. Les effets de foisonnement entre pays sont toutefois limités à hauteur des capacités d'interconnexion.

Par ailleurs, d'importants progrès ont été réalisés en matière de prévision ces dernières années, avec par exemple le dispositif d'Insertion de la production éolienne et photovoltaïque sur le système (IPES) auquel collaborent RTE, ERDF, certains producteurs et Météo France.

En revanche, dans les zones non interconnectées, l'absence de foisonnement rend la production à partir d'énergies renouvelables sujette à de rapides fluctuations qui sont très difficiles à

prévoir. L'existence de telles fluctuations, associée à l'incapacité de ces installations à moduler leur production pour s'adapter à la consommation, a conduit à limiter à 30 % le taux de pénétration des centrales à énergies renouvelables qui ne sont pas équipées de stockage. Au-delà de ce seuil, il devient difficile d'équilibrer le réseau et des coupures d'électricité sont à prévoir. Ce seuil de 30 %, déjà atteint à La Réunion et en Guadeloupe, est lié aux caractéristiques des systèmes électriques insulaires. Il n'est pas nécessairement justifié sur les systèmes interconnectés européens.

Il existe un éventail de solutions, aussi bien techniques qu'économiques, qui permettent de limiter les impacts négatifs de l'intégration des énergies renouvelables au réseau électrique. C'est en élaborant un cadre propice au développement de telles solutions que la CRE joue un rôle déterminant. Pour autant, beaucoup d'incertitudes demeurent sur les capacités d'adaptation du système électrique, ce qui ne permet pas d'évaluer avec fiabilité les coûts à long terme d'un développement massif des énergies renouvelables.

FOCUS

1,5 milliard d'euros d'investissement est nécessaire pour accueillir la production photovoltaïque sur les réseaux de distribution

Confrontée à la forte croissance des raccordements des installations de production d'électricité sur les réseaux de distribution et dans le cadre de la préparation du prochain tarif d'utilisation des réseaux d'électricité (TURPE 4), la CRE a fait mener une étude sur les coûts et les bénéfices générés par le développement de la production photovoltaïque sur les réseaux de distribution d'électricité.



D'un côté, l'étude a relevé que le raccordement de panneaux photovoltaïques sur un réseau de distribution peut conduire à une réduction des pertes¹ lorsque la production d'électricité d'origine photovoltaïque est inférieure à la consommation locale. Cela réduit la quantité d'électricité à injecter sur le réseau de distribution au titre de la compensation des pertes. Le gestionnaire de réseau a donc une gestion plus efficace. Mais d'un autre côté, à la différence des moyens

1 – Les pertes représentent l'énergie perdue lors de son acheminement sur les réseaux pour des raisons techniques. Afin d'assurer l'obligatoire équilibre entre la production et la consommation, le gestionnaire de réseau de distribution s'assure qu'il y a plus d'énergie injectée sur le réseau qu'il n'y a de besoin en consommation en prenant en compte l'énergie qui sera perdue.

de production conventionnels (centrales thermiques par exemple), il n'est pas possible de faire appel à une quantité d'électricité photovoltaïque précise, correspondant à la consommation. Lors de certaines heures de l'année, la consommation est faible alors que la production photovoltaïque est élevée. Cet excès de production à l'échelle locale se traduit par une élévation de la tension sur le réseau, pouvant excéder la limite admissible et conduisant à un vieillissement prématuré des équipements chez les clients. Pour empêcher une telle situation préjudiciable aux consommateurs finals, il est nécessaire de renforcer les réseaux par la création ou le remplacement d'ouvrages (nouveaux câbles électriques, transformateurs).

L'étude estime qu'un développement de la production photovoltaïque conforme aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité (PPI) impliquerait des investissements de réseaux d'environ 1,5 milliard d'euros sur la période 2012-2020. Mais un scénario de développement plus en phase avec les tendances actuelles de fort développement impliquerait selon cette étude des investissements d'un montant total de 3,2 milliards d'euros sur la même période. Ces investissements seront financés à près de 70 % par les producteurs lors de leurs raccordements, et pour le reste par le TURPE.

Une étude réalisée par ERDF chiffre les investissements dans les réseaux à un niveau deux fois plus élevé dans le premier scénario et quatre fois plus élevé dans le second. L'écart entre les deux visions s'explique par le fait que, selon ERDF, l'accueil de production nécessitera d'investir systématiquement dans de nouvelles infrastructures de réseau HTA. La CRE, quant à elle, a basé son estimation en considérant que l'accueil de la production nécessitait un renforcement du réseau HTA existant ; ce qui est d'ailleurs la solution choisie jusqu'à présent par ERDF. La CRE invitera prochainement les gestionnaires de réseaux de distribution à lui fournir une information précise sur les investissements liés à l'accueil de production. ●

2.3. Il existe plusieurs leviers d'action pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables

L'intégration des marchés européens

La réalisation du marché intérieur de l'électricité nécessite d'accroître la coopération entre les différents États membres et de renforcer les capacités d'interconnexion en construisant des lignes électriques entre les pays mais aussi en coordonnant le fonctionnement de leurs places de marché.

L'intégration des marchés européens facilite l'accueil des nouvelles sources de production renouvelables. Elle permet d'échanger les surplus d'énergie générés d'un pays à l'autre et de gérer l'intermittence de la production, en utilisant la complémentarité des parcs et en mutualisant les moyens de production flexibles tels que l'hydraulique.

La participation d'un acteur de marché peut s'opérer à différents horizons temporels. L'échéance de long terme lui permet de prendre des positions stables et d'avoir la visibilité nécessaire aux décisions d'investissement. L'échéance journalière lui permet de bénéficier des offres les moins chères la veille pour le lendemain. Et l'échéance intrajournalière lui permet de rééquilibrer ses positions au plus près de la livraison de l'électricité (le temps réel), la production à partir d'énergies renouvelables étant

FOCUS

L'horizon intrajournalier sur les marchés

L'horizon intrajournalier correspond à la période située entre la fermeture du marché du jour pour le lendemain et la livraison de l'électricité (le temps réel). Le marché intrajournalier permet aux acteurs, durant cette période, d'ajuster leur position afin de tenir compte des informations de consommation et de production mises à jour.

La production des énergies renouvelables telles que l'éolien est difficilement prévisible. Cependant, cette prévision devient bien plus précise au fur et à mesure qu'on se rapproche du « temps réel ». Grâce au marché intrajournalier, les acteurs de marché peuvent mieux prendre en compte les fluctuations de cette production. Les objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables en France et en Europe rendent ce segment de marché fondamental à leur intégration dans le réseau et requièrent des mécanismes d'une grande flexibilité. Disposer d'un marché fonctionnant en continu et intégré au reste de l'Europe répond aux besoins suscités par l'insertion de ces nouvelles productions renouvelables.

Ainsi, au cours de l'année 2011, si les transactions opérées sur le marché intrajournalier d'EPEX Spot n'ont porté que sur 1,7 TWh (soit moins de 0,5 % de la consommation française), elles ont en revanche augmenté en volume, de plus de 65 % par rapport à 2010. Cette croissance a, par ailleurs, été stimulée par l'amélioration des échanges aux frontières permise par les décisions de la CRE. ●

intermittente. Le mécanisme d'ajustement, géré par le gestionnaire de réseau de transport RTE, intervient en temps réel pour ajuster l'équilibre entre la production et la consommation et ainsi faire face à d'éventuels aléas (par exemple l'arrêt imprévu d'une centrale), en exploitant les offres proposées par les acteurs de marché.



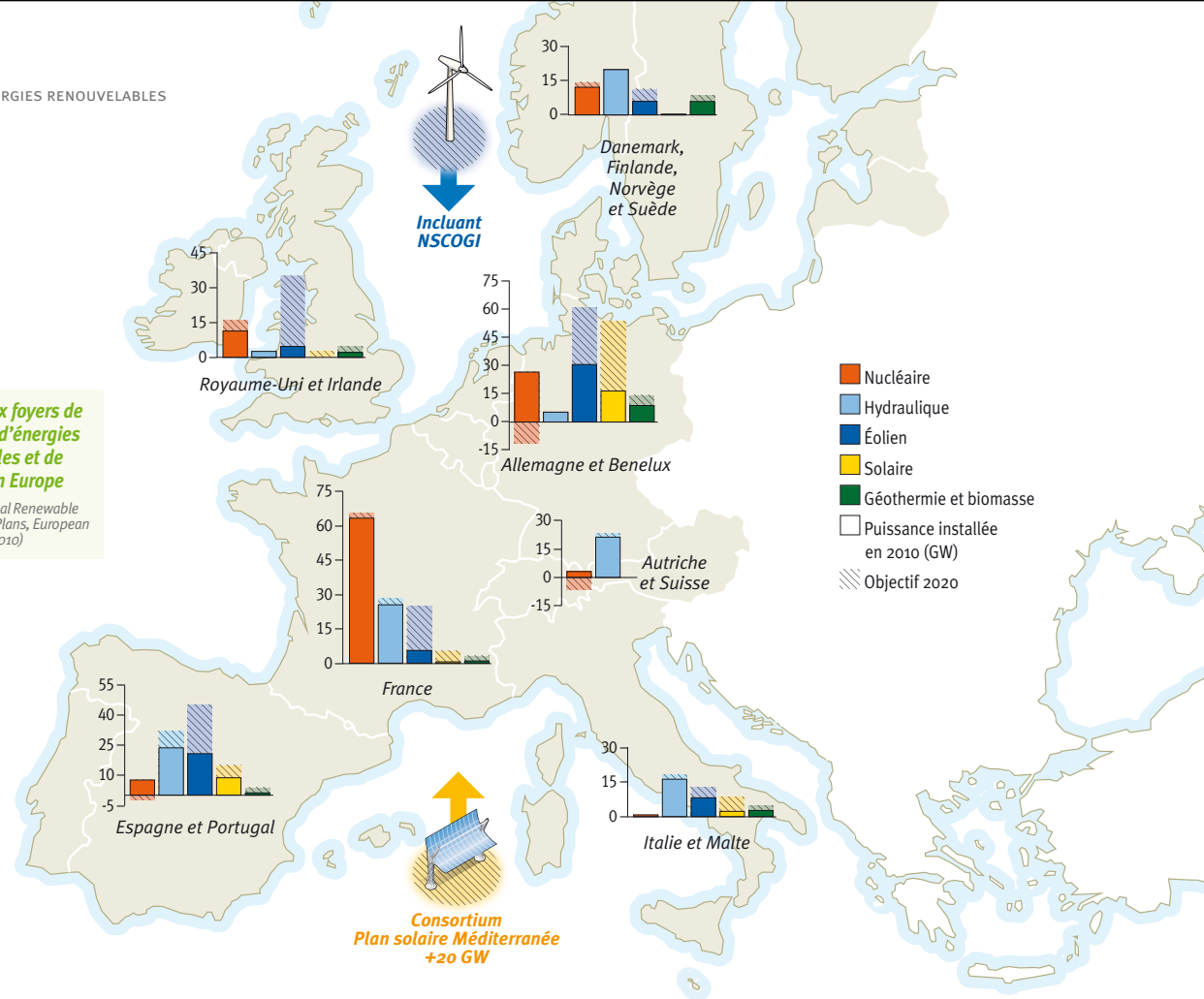
Le projet Millener

Le 12 octobre 2011, EDF et ses partenaires ont lancé le projet Millener en Corse, « Mille installations de gestion énergétique dans les îles ». Cette expérimentation vise à tester les systèmes électriques intelligents en milieu insulaire. Le projet consiste à déployer deux types de systèmes chez des particuliers : 1 050 installations dotées de passerelles énergétiques pour la gestion des équipements de chauffage/climatisation et 500 installations dotées de batteries de stockage associées à des systèmes photovoltaïques. Les équipements seront pilotés par EDF SEI à partir d'une plate-forme d'intégration communicante. L'expérimentation durera jusqu'en fin décembre 2014. Lancement du projet Millener : salle de commande du dispatching à Ajaccio (Corse).

© EDF, Bruno Conty

► **Principaux foyers de production d'énergies renouvelables et de nucléaire en Europe**

Source : National Renewable Energy Action Plans, European Commission (2010)



Plus on s'approche du temps réel, plus les prévisions de production intermittente sont fiables. Et plus les marchés sont intégrés à l'horizon de court terme, plus grande est la flexibilité dont bénéficient les acteurs de marché (cf. Focus p. 69). Ainsi, pour faciliter la participation des exploitants de sources renouvelables, il est judicieux d'adapter les mécanismes actuels régissant les marchés intrajournaliers et d'ajustement. Un meilleur fonctionnement de ces marchés de court terme pourrait permettre aux gestionnaires de réseaux de limiter le besoin en capacités de réserve requises pour faire face à des aléas imprévus (pic de consommation, grand froid).

Concernant l'intégration des marchés intrajournaliers, la CRE a promu un mécanisme d'échanges transfrontaliers qui permet aux acteurs d'utiliser en continu et automatiquement les interconnexions afin de réaliser une transaction, dès lors que celles-ci ne sont pas saturées. La CRE a notamment approuvé de nouvelles règles d'allocation de capacités sur

92 TWh

C'est la quantité d'énergie produite à partir d'énergies renouvelables en France métropolitaine selon les prévisions pour l'année 2012, soit 20 % de la consommation prévisionnelle.

la frontière allemande fin 2010, puis l'évolution des règles régissant les échanges sur la frontière suisse fin 2011. En outre, au sein du projet Nord-Ouest¹, la CRE participe à la création d'un marché intrajournalier efficace s'étendant de la France aux pays scandinaves et à la Grande-Bretagne.

En matière d'échanges transfrontaliers d'ajustement, la CRE et RTE ont été des précurseurs en Europe en facilitant la participation d'acteurs allemands et suisses ainsi que des échanges entre RTE et le gestionnaire de réseau anglais. Ces initiatives ont permis de renforcer la concurrence et de réduire les coûts de l'ajustement au bénéfice du consommateur final. Forte de ce succès, la CRE travaille aujourd'hui

¹ – Projet pilote, issu des feuilles de route inter-régionales, visant l'extension du processus de couplage de marché et le développement des échanges intrajournaliers.

à l'extension du mécanisme à l'Espagne et au Portugal. Elle copilote par ailleurs les travaux de rédaction d'une orientation-cadre (cf. partie 2.1. du dossier « Europe de l'énergie », p. 45) sur l'ajustement en électricité. L'un des objectifs est de définir un cadre de régulation commun en Europe pour développer les échanges transfrontaliers d'ajustement, qui faciliteront notamment l'intégration des énergies renouvelables et la gestion de leur intermittence.

Les réseaux intelligents

Un autre levier d'action pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables au réseau réside dans les solutions de réseaux électriques intelligents (smart grids). 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, afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande.

L'ensemble de ces technologies permettront de développer l'observabilité, le pilotage et la flexibilité des réseaux et, ainsi, de mieux gérer l'intermittence des énergies renouvelables.

La multiplication des capteurs, tels que les compteurs évolués, permettra de mesurer précisément les flux bidirectionnels (cf. schéma *Une nouvelle gestion du système électrique*, p. 66) d'électricité sur les réseaux et, ainsi, de surveiller l'état du système électrique à tout moment (défaut, congestion, variation de la tension, etc.). Les gestionnaires de réseaux pourront alors anticiper les incidents et seront aidés dans leur prise de décision pour optimiser les réseaux et les rendre plus sûrs.

Des outils de contrôle et de pilotage seront également mis en place afin de mieux intégrer la production décentralisée en respectant la stabilité et la qualité du système. Il s'agit d'interagir avec la production décentralisée en développant les fonctions d'automatisation (réglages de la tension et de la puissance, reconfiguration après défaut en régime normal), voire d'agréger les productions décentralisées à travers une « centrale virtuelle » locale.

Les technologies de smart grids permettront aussi de développer la flexibilité des réseaux. Les FACTS (*Flexible alternative current transmission systems* – systèmes de transmission flexible de courant alternatif) et les compensateurs statiques permettront le transfert d'une plus grande quantité d'énergie sur les lignes électriques existantes, tout en améliorant la stabilité de la tension, et accroîtront la résistance du réseau électrique aux oscillations de système et aux perturbations.

Dans les territoires insulaires, où le contexte favorise le développement des installations de production d'électricité photovoltaïque et éolienne, les technologies de smart grids se mettent en place très rapidement. En raison de leur taille réduite et de leur non-interconnexion aux réseaux continentaux, les systèmes électriques insulaires sont plus fragiles et plus « instables » que les systèmes continentaux. Le déploiement des réseaux intelligents dans les îles permet de « lisser » le caractère intermittent des énergies renouvelables et, ainsi, de faciliter leur insertion sur les réseaux. Les zones insulaires constituent le laboratoire d'expérimentation par excellence des smart grids. ●

FOCUS

Le 5^e forum de la CRE sur les réseaux électriques intelligents

Le 5^e forum de la CRE sur les smart grids, qui s'est déroulé le 5 juillet 2011, a été consacré à l'intégration des énergies renouvelables sur les réseaux.

À la suite de la présentation de Robert Durdilly (UFE) sur le contexte et les enjeux, Gilles Galléan (ERDF) et Fabrice Cassin (CGR Legal) ont respectivement éclairé les problématiques techniques et juridiques présidant à l'injection de la production décentralisée sur les réseaux.

Rendez-vous d'information et de partage des connaissances entre les acteurs des réseaux électriques intelligents, ce forum a été organisé dans le cadre du programme de travail ambitieux initié par la CRE sur les smart grids. Des forums sur des thématiques diverses liées aux smart grids sont organisés par la CRE tous les deux mois. Visant à créer des synergies entre les nombreux acteurs du domaine, le site Internet www.smartgrids-cre.fr est au cœur de cette démarche. ●

Centrale nucléaire de Paluel,
vue aérienne des quatre unités
de production
© EDF, Marc Didier

33

Fournisseurs ont signé
un accord-cadre avec EDF
pour obtenir, à un prix régulé,
la fourniture d'électricité
nucléaire.

La loi NOME place la CRE au cœur du dispositif pour un marché de l'électricité plus concurrentiel

Depuis cinq ans, la concurrence sur le marché de l'électricité s'est développée à un rythme très modéré sur le segment des clients résidentiels. Et si, sur le segment des clients professionnels, une part importante a opté pour une offre de marché durant les premières années de l'ouverture du marché français, on observe peu d'évolution sur la durée.

La loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME) et le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) ont vocation à dynamiser le développement de la concurrence sur les marchés de l'électricité. La CRE est au cœur de ce dispositif.

LES MOTS-CLÉS

Concurrence

Électricité nucléaire

Prix régulé

1. LE MANQUE DE CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

En 2006, la France s'est vue adresser une mise en demeure et un avis motivé relatifs à la transposition de la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité. La Commission européenne lui reprochait de généraliser les tarifs réglementés de vente d'électricité à l'ensemble des clients, de n'autoriser la vente à ces tarifs qu'à EDF et aux distributeurs non nationalisés (DNN), procédure non transparente et discriminatoire, et enfin de maintenir les tarifs à un niveau particulièrement bas, en-dessous des prix de marché.

Puis en 2007, les autorités européennes ont lancé une enquête sur les tarifs réglementés de vente pour les moyennes et grandes entreprises et sur le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)¹. Ces tarifs sont présumés constituer des aides d'État aux entreprises. Cette enquête a été étendue en 2009, après la décision de la France de prolonger le TaRTAM jusqu'en 2010.

En termes de développement de la concurrence sur le marché de détail de l'électricité, on observe, au cours des années 2008 à 2010, une stagnation des parts de marché des fournisseurs alternatifs sur le segment des clients professionnels. Sur le segment des clients résidentiels, ouvert à la concurrence depuis le 1^{er} juillet 2007, on observe un développement relativement limité des parts de marché des fournisseurs alternatifs. L'année 2010 est marquée par un fort ralentissement du développement de la concurrence sur ce dernier segment. À titre d'illustration, fin 2009, 1 399 000 sites résidentiels étaient en offre de marché sur un total d'environ 30 millions de sites. 752 000 sites professionnels étaient en offre de marché sur un total d'environ 5 millions de sites.

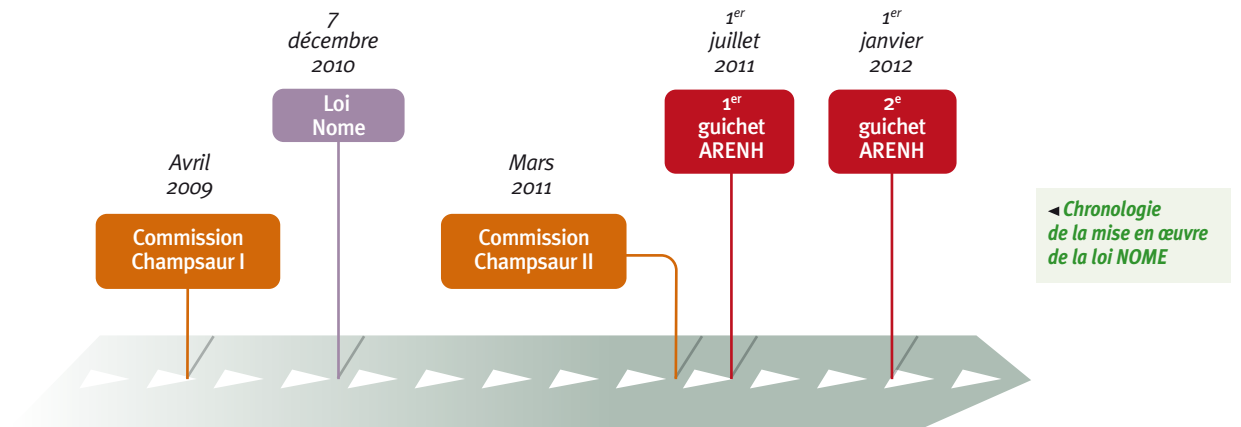
¹ – Le TaRTAM est une disposition de la loi du 7 décembre 2006. Les clients ayant souscrit une offre de marché et ne disposant pas de la faculté de revenir aux tarifs réglementés de vente d'électricité pouvaient opter pour le TaRTAM, tarif administré dont le niveau était majoré par rapport au tarif réglementé de vente historique. Ce tarif disparaît à compter de la mise en œuvre effective de l'ARENH, le 1^{er} juillet 2011.

Alors que l'ouverture du marché pour les plus gros clients avait démarré à un rythme plus soutenu, en raison notamment de la possibilité pour les fournisseurs alternatifs d'électricité de trouver un approvisionnement à prix compétitifs sur le marché de gros, elle s'avère plus limitée depuis. Le développement de la concurrence est ainsi en partie lié aux conditions d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs en électricité, la plupart d'entre eux ne disposant que de peu ou pas de capacités propres de production d'électricité et devant avoir recours massivement au marché de gros.

Ces procédures européennes, ainsi que l'observation de la situation sur le marché de détail français de l'électricité, ont conduit le gouvernement à nommer une commission d'experts, présidée par Paul Champsaur, pour formuler des propositions d'organisation du marché de l'électricité « conciliant la protection des consommateurs, le développement de la concurrence et le financement des investissements ». Ces propositions consistent :

- en amont, en un droit d'accès des fournisseurs à la production d'électricité du parc nucléaire historique d'EDF, à un prix régulé qui en reflète les coûts complets de production ;
- en aval, en la suppression des tarifs réglementés de vente pour les industriels et leur maintien pour les petits consommateurs.

Elles ont été traduites dans la loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), votée le 7 décembre 2010, qui instaure notamment le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique d'EDF (ARENH), et dans son décret d'application du 28 avril 2011. Outre ce dispositif, la loi NOME prévoit la mise en place d'une obligation de capacités de production d'électricité ou d'effacement de consommation afin d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à la pointe de consommation. Enfin, elle prévoit la mise en œuvre d'une surveillance des marchés de détail dont l'exercice incombe à la CRE.



2. LES PRINCIPES ET LES MODALITÉS DE L'ARENH

2.1. Description du dispositif ARENH

Description des modalités de l'ARENH

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) consiste, pour les fournisseurs alternatifs d'électricité, en un accès à l'électricité produite par le parc nucléaire en activité au moment de la promulgation de la loi NOME. Cet accès est régulé : ses caractéristiques sont fixées par les pouvoirs publics.

L'ARENH est ainsi défini par :

- un prix d'achat de cette électricité, dit prix de l'ARENH ;
- un volume d'achat auquel chaque fournisseur a droit, dit droit ARENH ;
- un produit sous la forme duquel les fournisseurs s'approvisionnent en ARENH auprès d'EDF, caractérisé par un profil de livraison (i. e. la puissance de livraison heure par heure sur toute la durée de la période de livraison) ;
- des guichets ouverts au 1^{er} juillet et au 1^{er} janvier de chaque année, à l'occasion desquels un fournisseur peut demander de l'ARENH. Un volume d'ARENH lui est alloué sur le fondement de la prévision de consommation de ses clients (clients finals et gestionnaires de réseaux pour leurs pertes) ;
- un complément de prix, payable par les fournisseurs acquérant de l'ARENH, dans le cas où les

volumes qu'ils demandent à l'achat ex ante sont supérieurs aux volumes auxquels ils ont réellement droit, constatés ex post sur le fondement des consommations réelles de leurs clients.

Le périmètre concerné

À compter du 1^{er} juillet 2011, et pour une durée de quinze ans, les fournisseurs alternatifs d'électricité ont droit à l'ARENH pour un volume total ne pouvant dépasser 100 TWh sur une année (soit environ 25 % de la production du parc nucléaire historique). Ce plafond absolu est fixé par le code de l'énergie, en son article L336-2, qui prévoit par ailleurs un sous-plafond, pris par arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture aux consommateurs finals. Ce sous-plafond a été fixé au maximum possible, à savoir la totalité des 100 TWh, par arrêté en date du 28 avril 2011 (cf. Focus p. 78).

Les contrats des grands clients au TaRTAM au 30 juin 2011 ou des grands clients ayant souscrit une offre de marché avant le 8 décembre 2010, qui représentent un volume de consommation d'environ 67 TWh, sont immédiatement contestables par les fournisseurs alternatifs (les fournisseurs alternatifs peuvent faire des offres compétitives par rapport à celles du fournisseur historique). Le dimensionnement du sous-plafond a été notamment réalisé au regard de ce volume.

Le prix de l'ARENH : 40 €/MWh au démarrage du dispositif puis 42 €/MWh dès 2012

Le prix de l'ARENH est fixé dans un premier temps par le gouvernement après avis de la CRE puis, à partir du 8 décembre 2013, par la CRE. Le code de l'énergie prévoit que le prix initial doit être fixé en cohérence avec le TaRTAM, de telle façon qu'un consommateur au TaRTAM au 30 juin 2011 puisse se voir proposer par la suite une offre de marché au même niveau de prix.

La CRE a été saisie d'un projet d'arrêté fixant à 40 €/MWh au 1^{er} juillet 2011 le prix de l'ARENH. Le niveau de prix est déterminé par le croisement de deux facteurs : les prix de marché et les volumes attribués à l'ARENH. Dans son avis du 5 mai 2011, la CRE a estimé que le prix proposé de 40 €/MWh au 1^{er} juillet 2011 était cohérent avec le niveau du TaRTAM.

Par ailleurs, le code de l'énergie dispose qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix doit être représentatif des conditions économiques de la production d'électricité de ses centrales nucléaires sur la durée du dispositif. Un décret en Conseil d'État doit préciser les conditions dans lesquelles sont fixés les prix de l'ARENH. En l'absence de ce texte à la date de la délibération, la CRE a dû, pour rendre son avis sur le prix de 42 €/MWh au 1^{er} janvier 2012, établir la méthode d'identification et de comptabilisation des coûts qu'elle estime pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique.

Cette méthode de calcul repose sur une prise en compte :

- des capitaux immobilisés dans le parc nucléaire d'EDF qui seront remboursés au moyen d'une base d'actifs amortie sur la durée de vie du dispositif ARENH au coût moyen pondéré du capital de l'entreprise EDF. Cette base d'actifs comprendra

les montants initialement investis dans le parc nucléaire historique qui n'ont pas encore été amortis, ainsi que tout ou partie des capitaux qu'EDF a investis et doit encore investir dans les actifs destinés à couvrir ses charges nucléaires de long terme (démantèlement, déconstruction, gestion des déchets, etc.) en application de la loi n° 2006-739 du 28 juin 2006 ;

- des charges d'exploitation afférentes au parc nucléaire qui seront remboursées au fur et à mesure qu'elles sont constatées, sur la base d'une prévision et de sa correction ex post ;
- des investissements de maintenance et de prolongation de la durée d'autorisation d'exploitation qui seront pris en compte dans le prix de l'ARENH à mesure qu'ils sont engagés par EDF, sur la base d'une prévision et de sa correction ex post.

Sur le fondement des chiffres communiqués par EDF, cette méthode conduit à un prix de l'ARENH compris dans une fourchette allant de 36 €/MWh à 39 €/MWh.

L'écart avec le prix de 42 €/MWh est justifié par le gouvernement par une prise en compte anticipée des investissements nécessaires au renforcement de la sûreté des centrales nucléaires – conséquences de l'accident de Fukushima – sur lesquels la CRE n'est pas en mesure de se prononcer.

Le rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière électronucléaire et le rapport de l'Autorité de sûreté nucléaire sur les évaluations complémentaires de sûreté apportent des éclairages sur ces questions. Ils seront pris en compte dans le prochain prix de l'ARENH.

▲ La loi NOME oblige EDF à revendre de l'électricité produite par son parc nucléaire à ses concurrents à un prix inférieur au prix de l'électricité sur le marché.

Centrale nucléaire de Saint-Laurent-des-Eaux.
© EDF, William Beaucardet

La CRE fixera le prix de l'ARENH à partir du 8 décembre 2013. Jusqu'à cette date, ce prix est fixé par le gouvernement, après avis de la CRE.

FOCUS

Les perspectives de développement de la concurrence sur le marché de détail de l'électricité

Dans son avis du 14 avril 2011 sur le projet d'arrêté fixant le volume global maximal d'électricité devant être cédé par EDF au titre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, la CRE a évalué les perspectives de développement de la concurrence sur le marché de détail de l'électricité, segment par segment.

Le tableau ci-dessous résume la répartition des clients à fin 2010¹ :

Volumes annualisés (en TWh)	TRV ²	Marché fournisseurs historiques	Marché fournisseurs alternatifs	Total
Résidentiels	135	±0	7	142
Petits sites non résidentiels	39	4	3	42
Sites moyens non résidentiels	64	3	±0	67
Grands sites non résidentiels	58	82	47	186

Afin de prévoir les besoins d'ARENH, la CRE a regroupé les clients finals au sein des quatre catégories suivantes :

- clients très concernés par la nouvelle organisation du marché de l'électricité : clients déjà en offre de marché chez les fournisseurs alternatifs. Ces clients font partie des plus élastiques au prix de l'électricité, ayant déjà exercé leur éligibilité afin de choisir une offre concurrentielle ;
- clients assez concernés par la nouvelle organisation du marché de l'électricité : moyens et grands clients en offre de marché chez EDF. Le fait qu'ils aient exercé leur éligibilité montre également une forte élasticité au prix. En revanche, dans l'hypothèse où ils conservent une offre chez EDF, ils ne seront pas impactés par l'ARENH ;
- clients modérément concernés par la nouvelle organisation du marché de l'électricité : les clients résidentiels et petits professionnels aux tarifs réglementés de vente ou en offre de marché chez EDF. Ils ont une élasticité au prix plus faible que les consommateurs industriels.

Néanmoins, le maintien d'une réversibilité totale entre tarifs réglementés de vente et offres de marché devrait inciter ces consommateurs à faire jouer leur éligibilité plus significativement que par le passé ;

- clients peu concernés par la nouvelle organisation du marché de l'électricité : les moyens et grands sites professionnels aux tarifs réglementés de vente seront vraisemblablement peu concernés avant 2016.

Le tableau suivant recense le volume d'ARENH nécessaire pour trois scénarios normatifs de développement de la concurrence :

- scénario I, faible développement de la concurrence, essentiellement concentré sur les clients très concernés par l'ARENH, déjà en offre de marché chez les fournisseurs concurrents ;
- scénario II, développement modéré de la concurrence ;
- scénario III, fort développement de la concurrence, y compris sur les segments encore aux tarifs réglementés.

Catégorie de clients	Scénario I	Scénario II	Scénario III
Clients très concernés	100 %	100 %	100 %
Clients assez concernés	0 %	20 %	40 %
Clients modérément concernés	0 %	5 %	15 %
Clients peu concernés	0 %	0 %	5 %
Volume ARENH	44 TWh	65 TWh	96 TWh

La CRE conclut qu'un scénario de développement rapide de la concurrence, en ligne avec les objectifs de la nouvelle organisation du marché de l'électricité, pourrait conduire à un besoin d'ARENH de l'ordre de 90 à 100 TWh. ●

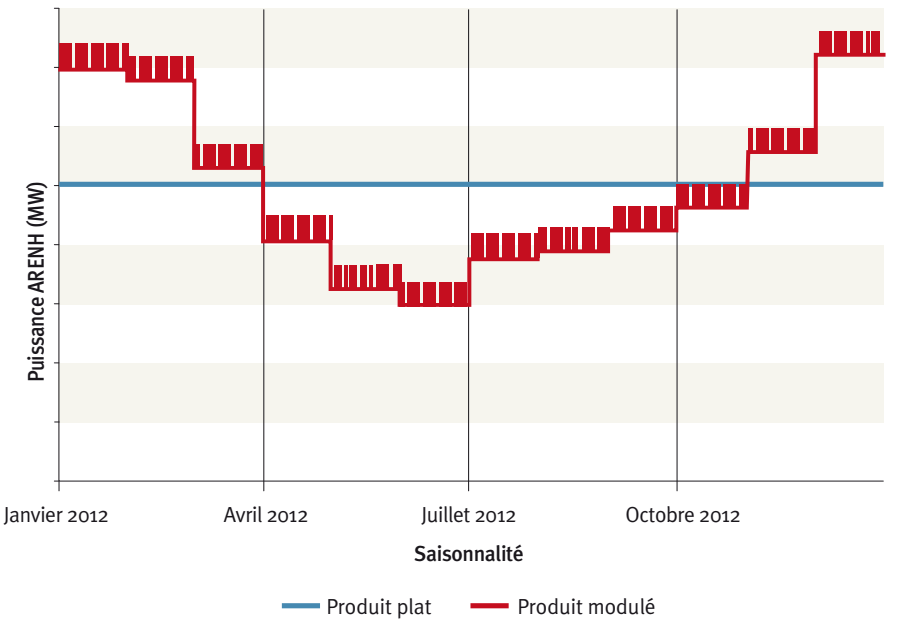
1 – Données issues de l'observatoire des marchés de détail publié le 1^{er} mars 2011
2 – Tarifs réglementés de vente

Les produits ARENH

- Des droits ARENH calculés en fonction de la consommation aux heures les plus creuses
La CRE a donné un avis favorable sur la méthode d'allocation des droits, après s'être assurée qu'elle respectait bien le double principe prévu par le code de l'énergie :

- l'ARENH doit représenter la part de la production nucléaire historique dans la consommation totale en France, c'est-à-dire qu'avec l'électricité qu'ils achètent à EDF au prix de l'ARENH, les fournisseurs alternatifs doivent pouvoir couvrir une part de la consommation de leurs clients équivalente à la part de la consommation française totale couverte par la production nucléaire ;
- la répartition de l'ARENH entre les fournisseurs doit être effectuée selon les consommations de leurs clients pendant les heures de faible consommation nationale.

► **Produits ARENH plat et modulé**
Le produit modulé correspond à la livraison d'une puissance supérieure en hiver par rapport à l'été, afin de refléter la modulation de la production du parc nucléaire d'EDF.



Petits consommateurs (résidentiels et petits professionnels)

Année	2011	2012	2013	2014	2015
Volume ARENH (en %)	77	79	74	74	70

Gros consommateurs

Année	2011	2012	2013	2014	2015
Volume ARENH (en %)	81,3	79,8	85,8	85,8	89,3

▲ **Évolution des volumes d'ARENH en pourcentage de la consommation totale des sites**

- **Un profil de livraison plat pour les gros consommateurs et modulé pour les petits**
Le profil des produits ARENH destinés aux petits consommateurs (clients résidentiels et petits clients professionnels) est construit pour refléter la modulation de la production du parc nucléaire français². Le profil des produits destinés aux grands clients est plat jusqu'en 2015.

La CRE a émis le 12 mai 2011 un avis favorable au projet d'arrêté relatif aux profils de livraison qui lui était soumis, ceux-ci étant conformes aux dispositions du code de l'énergie.

2 – Cette modulation se fait à l'échelle annuelle (modulations saisonnières), hebdomadaire (jours de semaine / week-end) et journalière (pointe / hors-pointe).

• Une déduction des volumes Exeltium

Exeltium est un consortium d'industriels électro-intensifs disposant d'un contrat d'approvisionnement d'électricité de long terme avec EDF.

Le code de l'énergie, en son article L 336-4, dispose que les volumes d'électricité acquis dans le cadre du contrat liant Exeltium à EDF (ou tout contrat du même type) sont décomptés des droits ARENH. Le décret n° 2011-554 du 20 mai 2011 précise les modalités de ce décompte.

Ce décret a été modifié le 28 octobre 2011 afin de préciser les modalités spécifiques à appliquer en cas de démarrage d'un nouveau contrat du même type en cours de semestre de livraison ARENH, les fournisseurs ne pouvant anticiper un tel démarrage lors de leur demande d'ARENH.

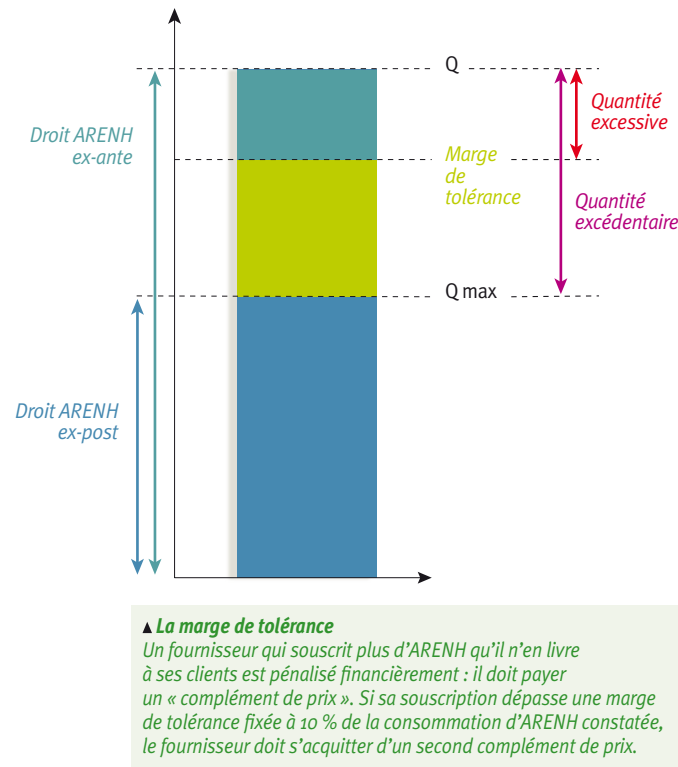
La CRE a rendu le 28 avril 2011 un avis défavorable au projet de décret qui lui était soumis pour avis, au motif que les modalités qu'il prévoyait pour le calcul de la déduction de droit ARENH étaient inapplicables en l'état. Le décret finalement adopté a pris en compte les observations de la CRE. La CRE a par ailleurs rendu le 20 octobre 2011 un avis favorable à un projet de décret modificatif.

Un complément de prix pour éviter la revente des volumes d'ARENH sur les marchés de gros et inciter à la meilleure prévision

Le code de l'énergie prévoit qu'en cas de sursouscription de volume d'ARENH par rapport à leur droit théorique (qui est calculé a posteriori annuellement), les fournisseurs doivent s'acquitter de deux compléments de prix évalués sur la base du prix de revente sur les marchés de gros.

Le premier vise à neutraliser les gains qui seraient indûment réalisés par un fournisseur qui demanderait une quantité excessive d'ARENH au regard de son portefeuille de clients, afin d'en opérer la revente sur les marchés de gros. Il est reversé à EDF.

Le second vise à inciter les fournisseurs à la meilleure prévision de leurs volumes de ventes.



Ceci permet, notamment en cas d'atteinte du plafond de 100 TWh, de ne pas rationner les fournisseurs formulant des prévisions réalistes. Il est reversé à l'ensemble des fournisseurs bénéficiant de l'ARENH au prorata de leurs volumes d'ARENH constatés.

Le décret du 28 avril 2011 prévoit en conséquence un complément de prix dès lors que le fournisseur a disposé de plus d'ARENH que son droit théorique (complément de prix n° 1), auquel s'ajoute un second complément de prix (complément de prix n° 2) dès lors que l'écart excède une marge de tolérance. Cette marge d'erreur, de 10 % de la consommation constatée, permet de ne pas pénaliser un fournisseur qui commettrait, de bonne foi, une erreur de prévision.

• Le prix de marché à considérer pour le calcul du complément de prix

Par une décision du 20 mai 2011, la CRE a fixé le prix spot comme référence de prix de marché de gros à retenir pour le calcul du complément de prix n° 1, au motif que les aléas que supportent les fournis-

seurs pour établir leurs prévisions d'ARENH, dès lors qu'ils se situent dans la marge de tolérance de 10 %, sont très largement imprévisibles.

En contrepartie, la CRE veillera, sur le fondement du retour d'expérience des premières périodes de livraison, au bon dimensionnement de cette marge et proposera au ministre de l'énergie, le cas échéant, un ajustement de cette valeur afin d'assurer que les volumes en écarts par rapport à la bonne prévision correspondent bien à des aléas imprévisibles.

Par une décision du 15 décembre 2011, la CRE a également fixé le prix spot comme référence de prix de marché à retenir pour le calcul du complément de prix n° 2.

Elle a par ailleurs établi les modalités spécifiques de calcul du complément de prix dans le cas où un fournisseur ne participerait au dispositif que sur un seul semestre d'une année civile, en cas de cessation de livraison d'ARENH en cours de période pour difficultés de paiement ou, enfin, en cas de démarrage en cours de semestre d'un contrat de type Exeltium donnant lieu à déduction de droits ARENH, comme expliqué précédemment.

• Une marge de tolérance de 20 % adaptée au démarrage du dispositif

Pour la première période de livraison d'ARENH, à savoir la période de douze mois ayant débuté le 1^{er} juillet 2011, la marge de tolérance a été augmentée à 20 %. Compte tenu du calendrier très serré de mise en place du dispositif, sur les six premiers mois de l'année 2011, la période d'analyse laissée aux fournisseurs, entre la date à laquelle tous les textes réglementaires précisant les modalités de mise en œuvre de l'ARENH étaient publiés et la date à laquelle les fournisseurs devaient transmettre leur première demande d'ARENH, s'est trouvée extrêmement réduite. Afin de permettre aux fournisseurs de participer néanmoins au premier guichet d'ARENH, la marge de tolérance a été relevée pour réduire le risque pesant sur les fournisseurs en cas de mauvaise prévision de la consommation finale de leurs clients.

La mise en place du dispositif ARENH permet aux gestionnaires de réseaux de disposer d'une nouvelle possibilité pour acheter moins cher l'électricité nécessaire à la compensation des pertes.

Les gestionnaires de réseaux ont accès aux produits ARENH pour la couverture des pertes

Le transit d'électricité sur les réseaux génère des pertes d'énergie. Les gestionnaires de réseaux sont responsables de la compensation des pertes : ils effectuent à ce titre des consultations publiques auxquelles répondent des fournisseurs et interviennent directement sur les marchés jusqu'à la veille de la livraison.

Le dispositif ARENH prévoit un accès indirect à l'énergie nucléaire historique pour la compensation des pertes. Les volumes de produits ARENH cédés aux fournisseurs au titre des pertes s'ajoutent au plafond de 100 TWh par an fixés par l'article L336-2 du code de l'énergie. La contractualisation de ces volumes par les gestionnaires de réseaux auprès des fournisseurs intéressés pourrait commencer dès 2012.

La mise en place du dispositif ARENH permet aux gestionnaires de réseaux de disposer d'une nouvelle possibilité pour acheter moins cher l'électricité nécessaire à la compensation des pertes.

Toute modification du modèle d'accord-cadre nécessite un arrêté modificatif pris sur proposition de la CRE.

- **La CRE calcule un droit ARENH pour chaque gestionnaire de réseau à partir de ses prévisions de pertes**

Pour bénéficier du dispositif ARENH, chaque gestionnaire de réseau doit transmettre à la CRE la courbe de charge prévisionnelle des pertes sur la base de laquelle son droit à l'ARENH pour l'année considérée sera calculé. La décision de la CRE du 22 décembre 2011 définit les modalités d'échange d'informations entre les gestionnaires de réseaux et la CRE pour le calcul et la notification de cette quantité de droits d'ARENH.

- **Les gestionnaires de réseaux organisent des consultations publiques dédiées**

Les gestionnaires de réseaux organisent des consultations publiques dédiées dans le cadre desquelles ils concluent des contrats spécifiques ouvrant droit à l'ARENH permettant aux fournisseurs intéressés d'obtenir des droits ARENH.

La décision de la CRE du 22 décembre 2011 définit les caractéristiques des contrats spécifiques ouvrant droits à l'ARENH par le biais desquels les fournisseurs pourront obtenir des volumes de produits ARENH auprès d'EDF.

Ces contrats conclus entre le gestionnaire de réseau et les fournisseurs intéressés portent sur des produits plats livrés entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre d'une même année. Pour tenir compte de l'ouverture des droits d'ARENH en milieu d'année 2013, un produit plat portant livraison sur la période comprise entre le 1^{er} juillet 2013 et le 31 décembre 2014 est défini.

Le volume de produits ARENH obtenu par chaque fournisseur au titre de la fourniture de pertes est calculé en fonction de la puissance moyenne contractualisée avec les gestionnaires de réseaux dans le cadre des contrats spécifiques ouvrant droit à l'ARENH et de la part de la production nucléaire historique dans la consommation totale française. Les produits ARENH cédés au fournisseur au titre de la fourniture de pertes sont des produits plats.

- **Les droits ARENH pour la compensation des pertes sont adaptés pour les années 2013 et 2014**

Les gestionnaires de réseaux ont déjà acheté sur le marché une partie de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes pour les années 2013 et 2014.

L'article L336-3 du code de l'énergie dispose ainsi que les droits ARENH des fournisseurs soient augmentés de façon progressive à compter du 1^{er} août 2013 « pour tenir compte des quantités d'électricité qu'ils fournissent aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes ».

La courbe de charge prévisionnelle des pertes prise en compte pour le calcul des droits des gestionnaires de réseaux pour ces années est adaptée conformément aux dispositions de l'arrêté du 25 novembre 2011.

2.2. Organisation pratique et contractuelle

La mise en œuvre de l'ARENH passe par un mécanisme contractuel régulé. L'article L336-5 du code de l'énergie dispose que les fournisseurs doivent, dans un délai d'un mois à compter de leur demande présentée à la CRE, conclure un accord-cadre avec EDF. L'article L336-5 précise que cet accord-cadre « garantit les modalités selon lesquelles ce fournisseur peut, à sa demande, exercer son droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique pendant la période transitoire par la voie de cessions d'une durée d'un an. »

Les conditions de vente dans lesquelles le dispositif ARENH est mis en œuvre et le contenu de l'accord-cadre qui lie EDF et les fournisseurs acheteurs d'ARENH font l'objet d'arrêtés que la CRE propose au

ministre en charge de l'énergie. Toute modification ultérieure du modèle d'accord-cadre nécessite un arrêté modificatif pris sur proposition de la CRE.

Élaboration de l'arrêté définissant les dispositions de l'accord-cadre

Un premier projet d'arrêté a été élaboré par la CRE après consultation des acteurs qui ont largement contribué. La CRE a veillé à garantir un équilibre contractuel préservant les intérêts des fournisseurs et du vendeur. L'arrêté a été adopté par le ministre en charge de l'énergie en date du 28 avril 2011.

Ce premier arrêté a été suivi, à la demande de plusieurs fournisseurs, de deux arrêtés modificatifs : il s'agissait de faciliter la constitution des garanties financières que les acheteurs d'ARENH ont l'obligation de fournir pour couvrir leurs éventuels défauts de paiement.

Un arrêté, pris le 4 juillet 2011, a introduit une première modification. Les fournisseurs ont ainsi acquis la possibilité de choisir entre plusieurs types de garanties (garantie consignée au siège de la Caisse des dépôts et consignations, garantie approuvée,

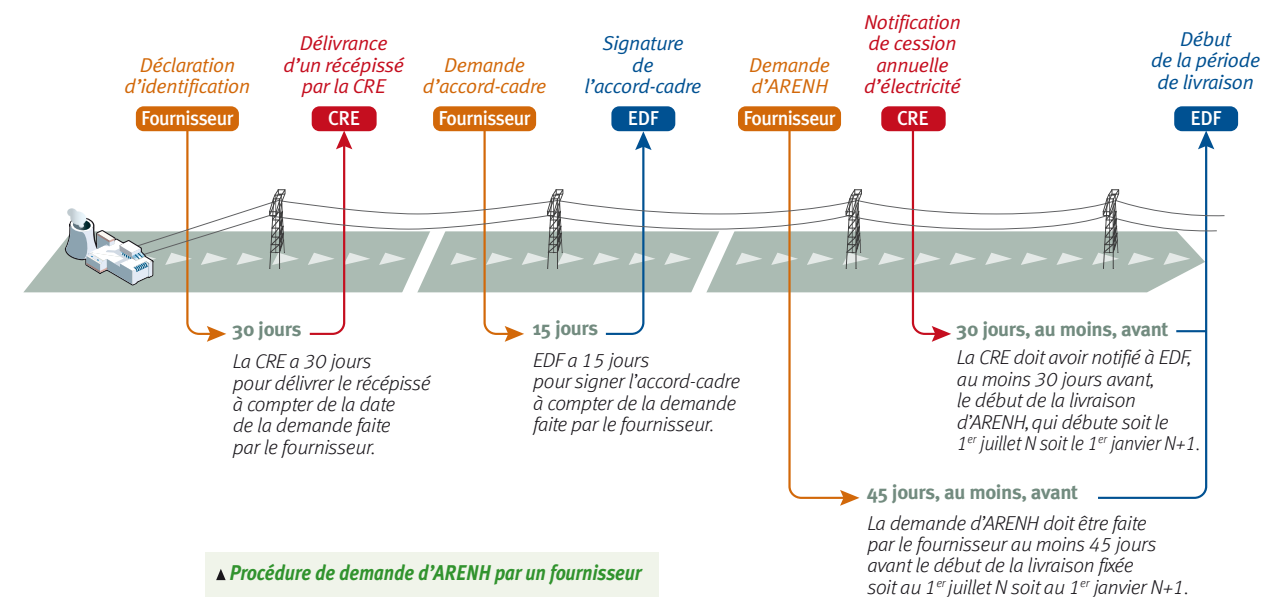
garantie d'affilié ou toute combinaison entre deux d'entre elles).

Malgré les souplesses introduites par ce texte modificatif, les fournisseurs ont fait part à la CRE de difficultés persistantes dans la constitution des garanties exigées dans le cadre de l'ARENH.

La CRE a donc proposé au ministre, le 10 novembre 2011, un nouvel arrêté modificatif publié au Journal officiel le 1^{er} décembre 2011. Il précise, d'une part, que la garantie doit désormais s'entendre hors taxes. D'autre part, son montant doit être fixé à une fois et demie le volume mensuel d'électricité moyen valorisé au prix de l'ARENH, contre deux fois le volume mensuel le plus élevé auparavant.

Déclaration d'identification, signature et contenu de l'accord-cadre

Un fournisseur d'électricité souhaitant bénéficier d'un accès régulé à l'énergie nucléaire historique doit faire une déclaration auprès de la CRE, avec copie au ministre chargé de l'énergie. Dans le délai de 30 jours, la CRE délivre au fournisseur un récépissé.



Conformément aux dispositions de l'article 2 du décret n° 2011-466, dans un délai de 15 jours à compter de la demande qui lui en est faite par un fournisseur titulaire d'un récépissé, EDF signe avec celui-ci l'accord-cadre. Le fournisseur transmet à la CRE une copie de l'accord-cadre signé.

L'accord-cadre définit, dans le cadre des dispositions législatives et réglementaires applicables, les modalités d'exercice du droit d'ARENH, les modes de livraison de l'électricité, son prix et les garanties dont doit disposer le fournisseur.

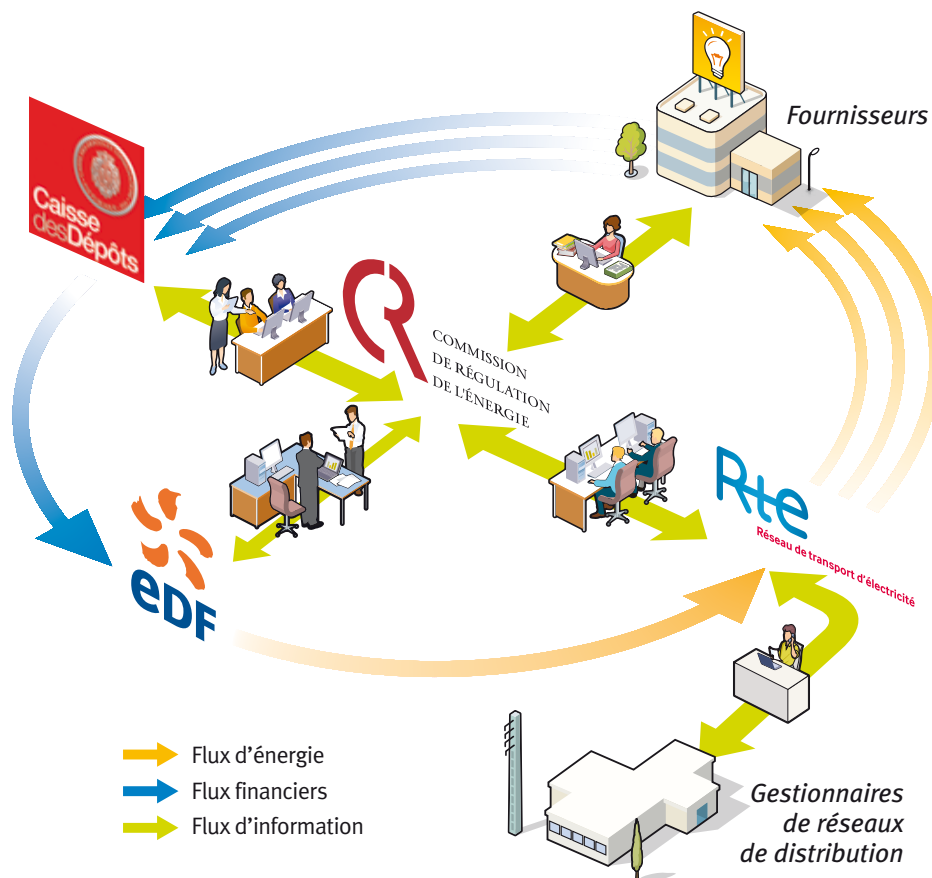
2.3. Retour d'expérience du premier guichet

Une réussite opérationnelle

• Grâce à des modalités spécifiques au premier guichet

Compte tenu du calendrier très serré de mise en place du dispositif, il était impossible de respecter, pour le premier guichet de demande d'ARENH, les délais prévus par le décret d'application. Conformément aux dispositions dudit décret, la CRE a ainsi fixé, par décision en date du 3 mai 2011, des délais adaptés à la première période de livraison, réduisant de 45 jours à 30 jours le délai de transmission à la CRE de la demande d'ARENH par un fournisseur et de 30 à 15 jours le délai de notification par la CRE aux fournisseurs des droits ARENH.

► **La procédure de demande d'ARENH : une organisation qui préserve la confidentialité des échanges**
Pour préserver la confidentialité des portefeuilles des fournisseurs, le mécanisme a été construit de telle sorte qu'EDF ne voie que des données agrégées, RTE et la Caisse des dépôts jouant le rôle d'intermédiaires. La CRE échange avec les fournisseurs pour calculer leurs droits puis leur communique les informations nécessaires afin de gérer les flux physiques et financiers. La CRE communique à EDF le volume global d'ARENH à fournir. Enfin, RTE transmet ex post les consommations réelles à la CRE.



• Grâce à la souplesse, la réactivité et la flexibilité des acteurs

Tous les acteurs concernés ont fait preuve de la réactivité et de la souplesse nécessaires pour permettre la mise en œuvre du dispositif dans les délais les plus brefs possibles : la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), les gestionnaires de réseaux, notamment le gestionnaire du réseau de transport RTE, les fournisseurs alternatifs d'électricité, les entreprises locales de distribution, la Caisse des dépôts et consignations, l'entreprise EDF ainsi que la CRE. Entre la promulgation de la loi NOME le 7 décembre 2010 et le démarrage des livraisons d'ARENH le 1^{er} juillet 2011, de nombreux textes réglementaires ont été adoptés et de multiples décisions ont été prises par la CRE. Enfin, 33 accords-cadres ont été signés entre EDF et les fournisseurs alternatifs d'électricité, dont la liste est disponible sur le site Internet de la CRE.

Les résultats des premiers guichets

La première période de livraison d'ARENH a débuté le 1^{er} juillet 2011. Le processus de demande et d'attribution des droits a pu être mené dans les délais grâce à des dispositions spécifiques adaptées au 1^{er} guichet : marge de tolérance augmentée pour le calcul du complément de prix réduisant les risques des fournisseurs, délais de traitement raccourcis permettant une demande plus tardive, etc.

61,3 TWh d'ARENH devraient être livrés pendant la première période de livraison. Pendant la deuxième période, démarrée au 1^{er} janvier 2012, 60,7 TWh d'ARENH devraient être livrés.

Sur le segment des grands consommateurs d'électricité, particulièrement attentifs au prix de l'énergie, le dispositif ARENH 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'était pas significatif à ce stade, bien que le rythme d'ouverture de ce marché s'accroisse légèrement.

61,3 TWh et 60,7 TWh

Volumes d'ARENH réservés par les fournisseurs alternatifs à EDF aux 1^{er} et 2^e guichets.
Les petits consommateurs (C2) ont réservé 9,3 TWh au 1^{er} guichet et 10,3 TWh au 2^e.

3. LA CRÉATION D'UNE OBLIGATION DE CAPACITÉS

3.1. Objectifs du dispositif

Dans ses derniers bilans prévisionnels, le gestionnaire du réseau de transport RTE a identifié, à l'horizon 2015-2016, un déficit de capacité³ sur le territoire national, mettant en péril le respect du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique fixé par les pouvoirs publics à 3 heures de défaillance par an. Les spécificités de la consommation électrique française, notamment une forte thermo-sensibilité, due en partie au chauffage électrique, et une croissance importante de la demande aux heures de pointe lors des périodes de grand froid, soulèvent la question de la capacité du système électrique français à assurer le passage de la pointe dans les années à venir.

³ – Une capacité est une capacité de production d'électricité d'un producteur ou une capacité d'effacement de consommation d'un consommateur. Un déficit de capacité correspond à une inadéquation en termes de puissance entre l'offre et la demande sur le territoire national.

Cette problématique de la pointe a fait l'objet d'un groupe de travail présidé par les parlementaires Serge Poignant et Bruno Sido⁴, qui a conclu à la nécessité d'organiser un mécanisme de capacité afin de créer un espace économique permettant d'inciter aux investissements nécessaires en termes de capacités de production ou d'effacement. Cette recommandation a été retenue dans la loi NOME, qui dispose qu'un mécanisme d'obligation de capacité reposant sur les fournisseurs doit être mis en place.

⁴ – Rapport Poignant-Sido, Groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique, avril 2010.

▼ Le projet de création d'un dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et d'instauration d'un mécanisme de capacité est actuellement en cours d'élaboration. Ce dispositif cherche notamment à garantir, en période de pic de consommation, un niveau de production d'électricité suffisant pour couvrir la demande sans dépendre excessivement des importations.

Centrale nucléaire du Bugey implantée sur la commune de Saint-Vulbas (Ain).
À gauche : vue extérieure partielle des installations de la centrale, aéroréfrigérant et lignes de départ.
© EDF, Jean-Luc Petit



L'élaboration de l'architecture du mécanisme a fait l'objet d'une concertation placée sous l'égide de RTE, au sein d'un groupe de travail dédié auquel la CRE a pris part. Dans son rapport de synthèse⁵, RTE préconise la mise en place d'un mécanisme décentralisé, assez proche du mécanisme actuellement en place sur le marché de l'énergie, avec une prise en compte dynamique de la prescription et une couverture progressive de leur besoin de capacité par les fournisseurs.

Lors de la réunion plénière du 16 novembre 2011, la DGEC a retenu le modèle proposé par RTE comme base pour le mécanisme qui sera élaboré dans les textes réglementaires.

⁵ – Rapport au Ministre chargé de l'Industrie, de l'Energie et de l'Economie numérique sur la mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME, 1^{er} octobre 2011.



3.2. Principes généraux envisagés

Ce paragraphe présente les modalités générales retenues, en l'état des réflexions au 31 décembre 2011, par les pouvoirs publics.

Comme la loi NOME le prévoit, le dispositif mis en place sera un mécanisme d'obligation de capacité : les fournisseurs qui seront assujettis à l'obligation de capacité devront couvrir la consommation de leur portefeuille à la pointe, augmentée d'une marge de sécurité, par la possession de certificats de capacité. Les certificats de capacité seront issus de la certification par le gestionnaire du réseau de transport RTE des moyens de production d'électricité ou d'effacement de consommation (dits offreurs de capacité). Les fournisseurs pourront satisfaire leur obligation de capacité au moyen des certificats de leurs propres moyens de production ou d'effacement ou bien au moyen de certificats acquis auprès de contreparties

au cours d'une période précédant l'année de consommation.

Du côté amont, afin d'assurer qu'en fine le dispositif remplit l'objectif de garantir la sécurité d'approvisionnement du système électrique, l'ensemble des capacités existantes doit participer au mécanisme. La loi dispose en effet que toutes les capacités doivent être certifiées. Les offreurs de capacité, qu'elle soit de production ou d'effacement, s'engagent, lors de la certification, à être disponibles un certain nombre d'heures durant la période de pointe. La disponibilité des capacités est contrôlée par RTE (ou les gestionnaires de réseaux de distribution pour les moyens raccordés au réseau de distribution) durant la période de livraison, afin de s'assurer de la validité de l'engagement des offreurs. Les offreurs de capacité en écart négatif sont sanctionnés par une pénalité financière dont le montant peut éventuellement dépendre de l'état global du système électrique français.

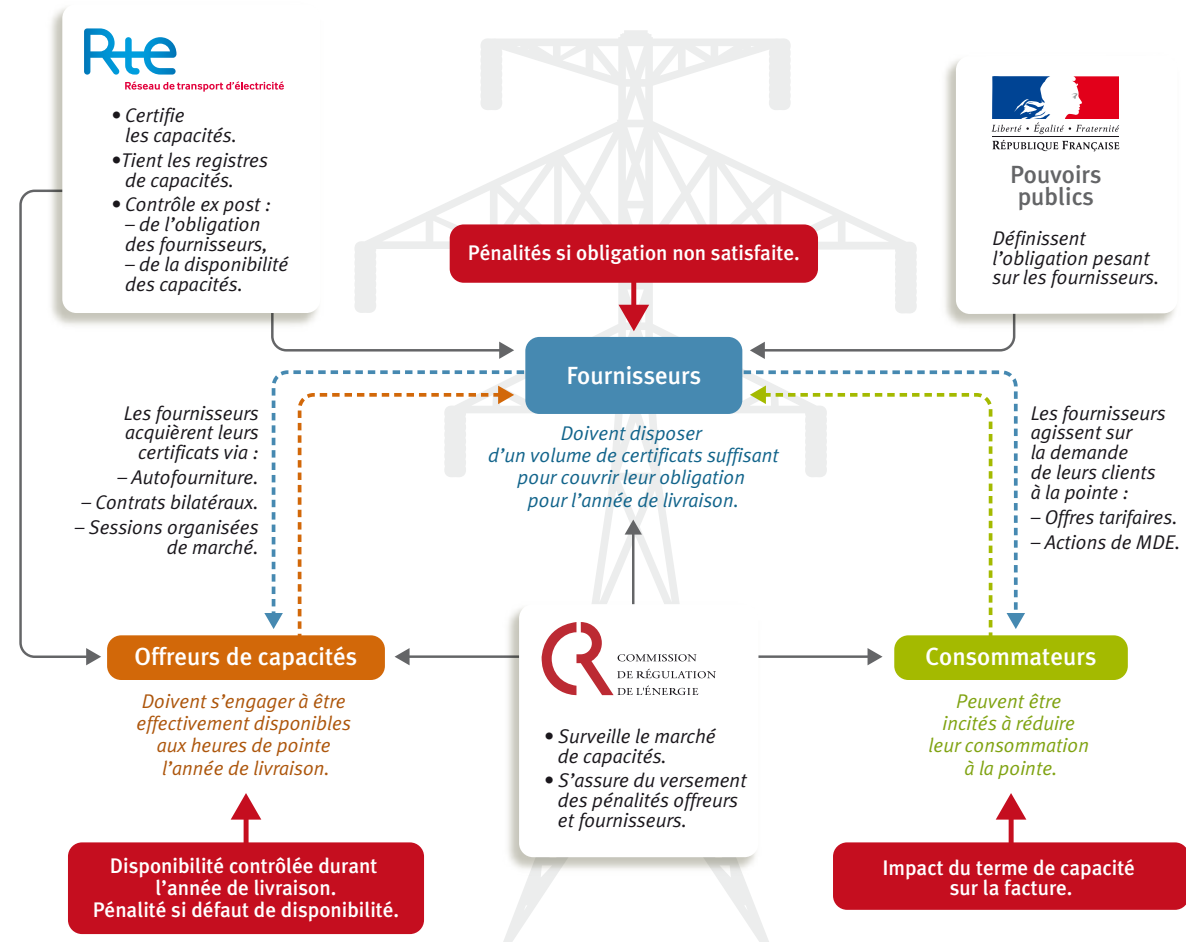
Du côté aval, le mécanisme retenu est un mécanisme décentralisé, avec une prise en compte dynamique de l'obligation et une couverture progressive de leur obligation par les fournisseurs. La prescription, c'est-à-dire le niveau de marge de sécurité défini pour le calcul de l'obligation de capacité pesant sur chaque fournisseur plusieurs années avant l'échéance, sous la forme d'un pourcentage de marge. Les fournisseurs calculent alors leur obligation, fondée sur la consommation à la pointe de leur prévision de portefeuille augmentée de cette marge. Ils disposent alors de la période allant jusqu'à l'année de livraison pour couvrir leur obligation en développant les capacités nécessaires ou en achetant des certificats de capacité. Ceux-ci peuvent s'échanger lors de sessions de marché organisées ponctuellement ou dans le cadre d'un marché bilatéral (OTC) avec les offreurs de capacité.

Les fournisseurs disposent bien entendu de la possibilité de réévaluer leur obligation en affinant leurs prévisions de consommation et de portefeuille clients. Ils peuvent se rééquilibrer en conséquence

sur le marché de capacités. En cas de manquement à leur obligation, les fournisseurs en déficit sont soumis à une pénalité financière incitative. Le dispositif présente donc de fortes similarités avec le marché de l'énergie, les fournisseurs jouant dans ce mécanisme le rôle de « responsables d'équilibre en capacité ».

À titre transitoire, la DGEC envisage la mise en place d'un dispositif de bouclage centralisé, jusqu'à maturation du marché, afin de donner des signaux de prix lisibles pour les investisseurs et d'assurer le développement de suffisamment de capacités au démarrage du mécanisme. Les modalités de ce dispositif de bouclage n'ont pas encore été arrêtées.

▼ **Le mécanisme de capacité**
Le marché de capacités organise les échanges d'obligations de capacités :
– Les vendeurs (ou offreurs) de capacité sont les propriétaires de sites de production d'électricité. La propriété d'un site de production entraîne l'affectation d'un certain nombre de certificats de capacités, en fonction de la puissance installée de l'usine ;
– Les acheteurs (ou demandeurs) de capacité sont les fournisseurs, en fonction de la taille de leur portefeuille de client.
Tout fournisseur a l'obligation de couvrir le pic de demande de ses clients soit en achetant des sites de production, soit en achetant des obligations de capacité.



4. LE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE ET LE RÔLE DE LA CRE EN MATIÈRE DE SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE DÉTAIL

4.1. La contestabilité des tarifs réglementés de vente

L'article L 337-6 du code de l'énergie prévoit que « dans un délai s'achevant au plus tard le 31 décembre 2015, les tarifs réglementés de vente d'électricité sont progressivement établis en tenant compte de l'addition du prix d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des coûts d'acheminement de l'électricité et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale ».

Par principe, un fournisseur alternatif sera en mesure de concurrencer l'intégralité des tarifs réglementés de vente dès lors qu'ils seront ainsi établis par addition des coûts.

La loi prévoit que les tarifs réglementés de vente doivent être construits de telle sorte qu'un fournisseur alternatif d'électricité soit en mesure, au plus tard au 31 décembre 2015, de proposer une offre de marché compétitive par rapport aux tarifs réglementés de vente, reposant pour partie sur l'ARENH et les prix de marché de gros. C'est ce qu'on appelle la contestabilité des tarifs réglementés de vente.

Dans son avis du 28 juin 2011 sur le projet d'arrêté prévoyant une hausse des tarifs réglementés de vente au 1^{er} juillet 2011, la CRE a évalué la hausse tarifaire qu'il aurait fallu appliquer à ces tarifs pour en assurer la contestabilité, en moyenne, par les fournisseurs alternatifs, en fonction du prix de l'ARENH et du prix de marché de gros. Le tableau ci-après présente ces hausses en fonction de différentes hypothèses.

		Prix de marché en base (€/MWh)			
	Prix de l'ARENH	54	56	58	60
Bleu résidentiel ¹	40 €/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	3,5 %	3,8 %	4,1 %	4,4 %
	42 €/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	5,4 %	5,7 %	6,0 %	6,3 %
Bleu professionnel ²	40 €/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	3,4 %	3,8 %	4,4 %	5,2 %
	42 €/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	5,0 %	5,4 %	6,0 %	6,8 %
Jaune ³	40 €/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	4,9 %	5,5 %	6,2 %	6,8 %
	42 €/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	6,8 %	7,4 %	8,1 %	8,8 %
Vert	40 €/MWh au 1 ^{er} juillet 2011	4,5 %	5,3 %	6,0 %	6,7 %
	42 €/MWh au 1 ^{er} janvier 2012	7,1 %	7,9 %	8,5 %	9,2 %

1 – Sur les tarifs base et heures pleines /heures creuses
2 – Sur les tarifs base et heures pleines /heures creuses
3 – Sur les tarifs base

▲ La contestabilité des tarifs réglementés de vente

► La CRE surveille les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel. Elle a accès aux informations qui lui permettent, entre autres, de vérifier que les fournisseurs alternatifs répercutent les conditions économiques de l'ARENH à leurs clients et leur font bénéficier d'offres compétitives face à celles d'EDF.

Centrale nucléaire de Cruas (Ardèche).
© EDF, William Beaucardet

4.2. L'évolution des missions de surveillance de la CRE

Le code de l'énergie, qui reprend les dispositions introduites par la loi NOME, confie la mission à la CRE de surveiller les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel (art. L131-2) : « La Commission de régulation de l'énergie surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières.

Elle surveille la cohérence des offres, y compris de garanties de capacités, faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné au même article. Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail. »

En ayant accès aux offres de détail faites par les fournisseurs sur tous les segments de clientèle, elle sera à même de déceler les obstacles éventuels au développement d'une concurrence effective à l'aval, et le cas échéant de proposer des solutions à mettre en œuvre afin d'y remédier. Elle sera notamment en mesure de vérifier que les conditions économiques de l'ARENH sont bien répercutées aux clients finals, permettant l'établissement d'offres réellement compétitives avec celles d'EDF. ●



PAROLE À

Paul Champsaur, président de l'Autorité de la statistique publique

Paul Champsaur est président de l'Autorité de la statistique publique. En octobre 2008, le ministre de l'énergie et le ministre de l'économie et de l'industrie lui confient la présidence d'une commission chargée de réfléchir à l'évolution des prix de l'électricité et à leur encadrement. Les conclusions phares de la « Commission Champsaur » seront largement reprises dans la loi NOME : accorder un droit d'accès aux fournisseurs à la production d'électricité du parc nucléaire historique d'EDF, à un prix régulé qui en reflète les coûts complets de production ; supprimer les tarifs réglementés de vente pour les industriels et les maintenir pour les petits consommateurs. Paul Champsaur dresse un constat sur la mise en œuvre de la nouvelle organisation du marché de l'électricité en France et les perspectives de concurrence sur le marché de la fourniture d'électricité.

La nouvelle organisation du marché de l'électricité est-elle conforme aux préconisations de la commission que vous avez présidée en 2009 ?

Le rapport de la commission que j'avais eu l'honneur de présider date d'avril 2009. La loi NOME a été votée au 2^e semestre 2010. Sa logique est conforme aux préconisations du rapport. La loi ajoute des éléments importants qui n'avaient pas à être traités par la commission. Les deux principaux concernent, d'une part, le rôle de la CRE et, d'autre part, l'organisation du marché de l'électricité pendant la période de transition entre la fin de la période antérieure en 2010 et la mise en place complète de la nouvelle organisation en 2015. Sont attribués à la CRE des pouvoirs cohérents et importants dans la nouvelle organisation. Par contre, le gouvernement conserve l'essentiel du pouvoir pendant la longue période de transition allant de 2010 à 2015. Les gouvernements successifs se soucieront-ils d'aboutir en 2014 à une situation gérable ultérieurement par la CRE en conformité avec la loi NOME ? Les décisions prises par le gouvernement en 2011 concernant le niveau de l'ARENH, fixé à un niveau relativement élevé, et le niveau de tarif administré de détail, fixé à un niveau relativement bas, ne vont pas dans ce sens. Il n'est donc pas improbable que la CRE soit confrontée à des difficultés pour appliquer la loi NOME en 2015.

Que pensez-vous du niveau auquel a été fixé le prix de l'ARENH ?

J'ai eu également l'honneur de présider une autre commission composée de Bruno Durieux, Inspecteur général des Finances et de Jacques Percebois, Professeur d'Université. Cette commission fut chargée de donner son avis sur le coût de production de l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques et sur le niveau de l'ARENH. Les travaux se sont terminés avant l'accident nucléaire de Fukushima. Les conséquences de cet accident ne sont pas prises en compte dans le rapport, rendu public en mars 2011. Elles le sont dans le rapport de la Cour des comptes de janvier 2012 sur les coûts de la filière électronucléaire. Rappelons que le niveau de l'ARENH définit le prix auquel les concurrents d'EDF peuvent se procurer de l'électricité en base, produite quasi exclusivement en France par les centrales nucléaires d'EDF, plutôt que par d'autres moyens beaucoup plus onéreux (centrales thermiques, marché européen). Une concurrence normale sur le marché de la fourniture de l'électricité implique que le niveau de l'ARENH coïncide avec le coût de production par EDF de son électricité nucléaire. Sur le marché domestique, il faut également que le tarif administré appliqué aux petits consommateurs soit cohérent avec le niveau de l'ARENH, donc soit égal à la somme de tous les coûts des services contribuant à la fourniture d'électricité incluant celui de l'électricité en base. Le coût comptable de l'électricité nucléaire, dans les comptes d'EDF, est de 33 à 34 euros par mégawatt-heure. Ce coût est utilisé pour le calcul du prix actuel de détail du tarif administré. Il est calculé sous l'hypothèse que les centrales nucléaires seront arrêtées après 40 ans de production et que ne seront pas entrepris des travaux importants pour améliorer leur sécurité. Notre commission a travaillé sur une autre hypothèse. L'Autorité de sûreté nucléaire donnerait son accord à un prolongement d'au moins 10 ans de la durée de vie des centrales sous réserve de mesures et travaux visant à améliorer leur sécurité. Cela représente une addition d'environ 5 euros par mégawatt-heure au coût comptable du nucléaire dans les prochaines années. Enfin, le gouvernement a fixé le niveau de l'ARENH à 42 euros par mégawatt-heure à partir de janvier 2012. L'écart entre ce niveau et celui préconisé par la commission, de 3 à 4 euros par mégawatt-heure, ne s'expliquerait, d'après le rapport de la Cour des comptes, que très partiellement par le supplément de mesures de sécurité envisagées à la suite de Fukushima. ●

26 %

Part indexée sur les prix des marchés de gros de gaz, intégrée dans la formule servant au calcul du tarif réglementé de vente du gaz de GDF SUEZ.

La CRE prend l'initiative sur le tarif du gaz et poursuit l'ouverture des marchés

Conformément à la loi relative à l'ouverture des marchés de l'énergie, les tarifs réglementés doivent couvrir les coûts supportés par les fournisseurs historiques, c'est-à-dire les coûts d'acheminement et de fourniture du gaz.

La CRE a rappelé ce principe essentiel dans le rapport qu'elle a remis au gouvernement à la suite de sa mission sur le mode de fixation des tarifs réglementés de vente du gaz. Elle recommande de réformer le mode de calcul des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ.

Elle préconise aussi de supprimer les tarifs réglementés pour les clients industriels, qui pour la plupart sont déjà en offre de marché.

LES MOTS-CLÉS

▶ *Contrat de long terme*

▶ *Portefeuille d'approvisionnement de GDF SUEZ*

▶ *Principe de couverture des coûts*



1. LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE GAZ ONT UN CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE TRÈS PRÉCIS

Depuis 2007, l'ouverture du marché de détail du gaz naturel est totale. Tout consommateur peut souscrire une offre à prix de marché auprès du fournisseur de son choix. Plus de 59 % du gaz consommé en France est fourni dans le cadre d'une offre de marché. Toutefois, cette ouverture à la concurrence concerne principalement les clients professionnels, soit 58 % d'entre eux, alors que 86 % des clients résidentiels ont gardé un contrat aux tarifs réglementés auprès d'un fournisseur historique, GDF SUEZ ou une entreprise locale de distribution (ELD).

1.1. Les tarifs réglementés de vente et les offres de marché coexistent dans un contexte concurrentiel

Les fournisseurs alternatifs proposent des offres de gaz naturel dont le prix est fixé librement sans intervention des pouvoirs publics. Les fournisseurs

historiques peuvent, quant à eux, proposer à la fois des offres au tarif réglementé et des offres à prix libre. Depuis la loi du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), la concurrence sur le marché de détail du gaz s'est renforcée avec la possibilité laissée aux consommateurs de choisir à tout moment entre le tarif réglementé et l'offre de marché.

La détermination des prix en offre de marché repose sur les mêmes coûts que pour les tarifs réglementés. Elle tient compte des coûts d'approvisionnement, des coûts d'utilisation des réseaux de transport et de distribution, des coûts de stockage et des coûts de commercialisation. Ainsi, il est nécessaire que les tarifs réglementés soient le reflet des coûts réels de l'opérateur afin que la concurrence entre les acteurs puisse s'exercer pleinement. La CRE s'assure à chaque mouvement tarifaire que le tarif réglementé couvre bien l'ensemble de ces coûts (cf. partie 3.2, p. 100).

▼ En 2011, la France a consommé 520 TWh de gaz naturel. 30 % de la consommation a été assurée par les importations de gaz naturel liquéfié.

Le méthanier GDF SUEZ Global Energy.
© GDF SUEZ, Gilles Leimdorfer, Interlinks Image



Conformément à l'article L452-3 du code de l'énergie, les coûts d'utilisation des réseaux de transport et de distribution du gaz naturel fixés par la CRE s'appliquent dans les mêmes conditions à tous les fournisseurs de gaz naturel. La concurrence sur les prix s'exerce essentiellement sur les coûts de commercialisation et d'approvisionnement.

La prise en compte de ces derniers dans les tarifs réglementés fait l'objet d'une formule mathématique. Celle-ci se fonde sur les prix des contrats de long terme d'achat de gaz importé en France passés entre GDF SUEZ et ses fournisseurs.

1.2. Le décret du 18 décembre 2009 encadre la fixation des tarifs réglementés

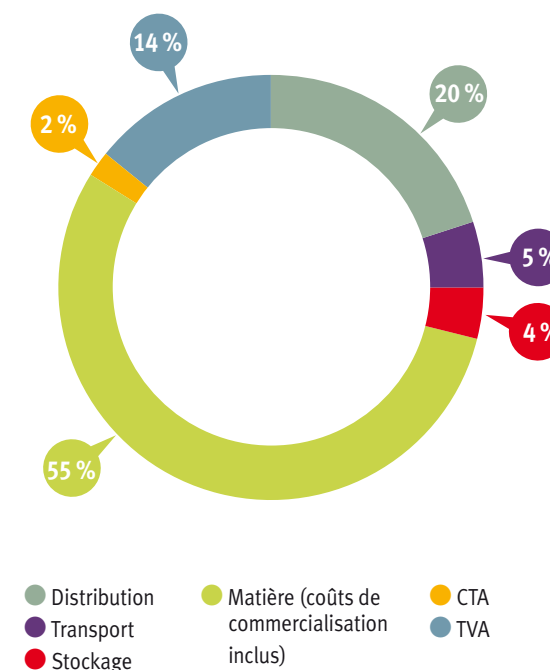
La procédure définie par le décret est la suivante : les ministres chargés de l'économie et de l'énergie fixent par arrêté, au moins une fois par an, les tarifs réglementés de vente. Entre chaque arrêté ministériel, chaque fournisseur historique peut saisir directement la CRE d'une demande de mouvement tarifaire sur la base de l'évolution de ses coûts d'approvisionnement, telle qu'elle résulte d'une formule de calcul fixée par arrêté.

Au cœur du système tarifaire, le calcul de ces coûts reflète l'obligation de service public du fournisseur historique, rappelée dans le contrat qui le lie à l'État. En effet, GDF SUEZ doit assurer la sécurité d'approvisionnement du territoire français en gaz.

1.3. Le contrat de service public de GDF SUEZ formalise l'évolution des tarifs réglementés

La France ne produit plus qu'environ 2 % de sa consommation en gaz. Le pays dépend donc des importations pour répondre à ses besoins. Au terme du contrat de service public signé le 23 décembre 2009 avec l'État, GDF SUEZ s'engage à conserver et développer un portefeuille diversifié : contrats de long terme, achats sur les marchés de gros à court terme,

ressources propres. Par ailleurs, ce contrat prévoit que la formule tarifaire pour définir les coûts d'approvisionnement prend en compte les coûts du gaz naturel importé en France par GDF SUEZ. Les contrats ainsi concernés sont des contrats de long terme d'une durée supérieure à trois ans, dont les prix sont pour l'essentiel indexés sur le prix du pétrole.



▲ **Postes de coûts sur la facture d'un client se chauffant au gaz en 2011**
Un consommateur de gaz naturel paie, au travers de sa facture, l'ensemble des coûts afférents à la fourniture de gaz. Ceux-ci sont, en plus de la TVA (et de la TICGN pour les clients non résidentiels) :

- la CTA (contribution tarifaire d'acheminement qui permet d'assurer le financement du régime de retraite des agents du secteur électrique et gazier) ;
- la distribution, qui permet d'acheminer le gaz depuis le

réseau de transport jusqu'au lieu de consommation ;

- le transport, qui permet d'acheminer le gaz depuis les points d'entrée par où le gaz est importé ;
- le stockage, qui permet de soutirer ou d'injecter le gaz dans les réseaux en fonction de la modulation de la consommation qui est par nature saisonnalisée ;
- le coût matière, qui comprend le coût du gaz proprement dit et les charges internes incombant au fournisseur pour exercer l'activité de fourniture.

2. LA CRE A REMIS AU GOUVERNEMENT SON RAPPORT D'EXPERTISE SUR LES COÛTS D'APPROVISIONNEMENT DE GDF SUEZ

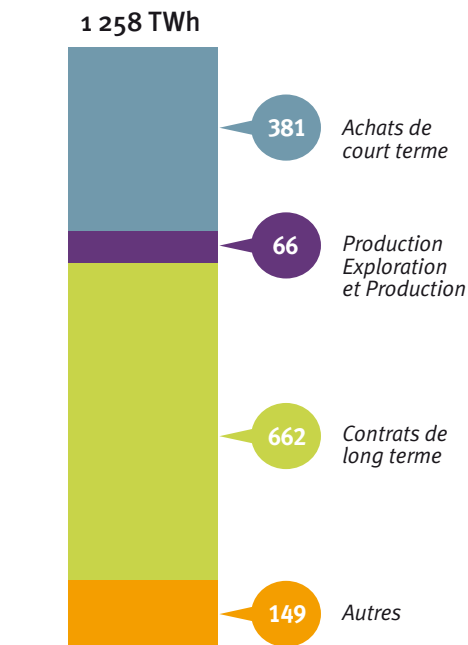
2.1. La CRE a accumulé depuis plusieurs années une expertise sur les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ

Depuis 2006, la CRE a régulièrement audité les contrats d'approvisionnement de GDF SUEZ et vérifié l'adéquation de ses coûts d'approvisionnement à la formule tarifaire. Des vérifications récurrentes s'imposent car GDF SUEZ peut modifier la structure de son portefeuille d'approvisionnement dans le temps dans un contexte en constante évolution des prix du gaz.

En février 2006, la CRE avait conclu que la formule tarifaire en vigueur donnait une approximation correcte des coûts d'approvisionnement dans le cadre du périmètre du contrat de service public, c'est-à-dire pour le gaz importé en France dans le cadre de contrats de long terme. La CRE a réitéré ce constat en décembre 2008 et en août 2010, à la suite d'audits qu'elle a menés. Dans sa dernière délibération, elle recommande d'élargir le périmètre des coûts d'approvisionnement à prendre en compte dans la formule tarifaire.

Les recommandations de la CRE ont conduit à des évolutions successives de la formule tarifaire

Dans sa délibération du 31 août 2010, la CRE avait relevé que des renégociations étaient en cours entre GDF SUEZ et ses principaux fournisseurs. Elle avait également souligné la prise en compte d'une part croissante d'indexation sur les prix des marchés de gros dans les contrats de long terme. La CRE recommandait que la formule soit révisée afin de mieux refléter le coût des contrats de long terme de gaz importé de GDF SUEZ à l'issue de ces renégociations. Conformément à cette recommandation, les ministres avaient, par un arrêté du 9 décembre 2010, fixé une



◀ Répartition du portefeuille d'approvisionnement de GDF SUEZ par source

Sur un total d'approvisionnement représentant 1 258 TWh pour l'ensemble du groupe GDF SUEZ en 2011, l'approvisionnement par des contrats de long terme représente environ 53 %. Le reste étant principalement constitué des achats de court terme (30 %) et des ressources propres (exploration et production, 5 %). La part des achats de court terme dans le portefeuille européen d'approvisionnement de GDF SUEZ à fin décembre 2010 (695 TWh) s'élevait à environ 21 %.

Source : GDF SUEZ, Publication des résultats annuels 2011

nouvelle formule qui introduisait le prix de marché (indice TTF - Pays-Bas) parmi les indices pris en compte pour l'indexation, avec une pondération de 9,5 %.

Dans sa délibération du 30 mars 2011, la CRE a rappelé que le portefeuille diversifié d'approvisionnement de GDF SUEZ lui procurait un potentiel d'optimisation et d'arbitrage important : entre contrats de long terme, achats de court terme ou sur le marché, ou au sein du portefeuille de contrats de long terme. Elle a proposé que la formule tarifaire ne se limite plus aux coûts du gaz importé en France dans le cadre de contrats de long terme, mais prenne en compte un périmètre représentatif du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ. Elle a par ailleurs estimé que la part indexée sur le prix de marché pourrait être augmentée au-delà du seuil actuel figurant dans les contrats de long terme (jusqu'à 30 %).

74 %

Part de la consommation des sites non résidentiels en offre de marché.

2.2. La CRE a formulé des recommandations sur les modalités de fixation des tarifs réglementés dans son rapport d'expertise

La CRE a recommandé un élargissement du périmètre d'approvisionnement pris en compte pour calculer les coûts couverts par les tarifs réglementés

Les ministres en charge de l'économie et de l'énergie, par une lettre du 8 juin 2011, ont sollicité la CRE afin qu'elle expertise le mode de fixation des tarifs réglementés de vente du gaz et formule des propositions d'évolution avant la fin de l'année 2011. La CRE a remis son rapport aux ministres le 28 septembre 2011 et l'a rendu public le 24 octobre 2011.

▼ GDF SUEZ s'approvisionne principalement en gaz naturel au travers d'un portefeuille de contrats de long terme en provenance de plus d'une dizaine de pays. Les trois premiers fournisseurs de long terme sont la Norvège (21 %), la Russie (13 %) et l'Algérie (12 %). Environ 16 % du portefeuille de GDF SUEZ est constitué de gaz naturel liquéfié.

Plateforme offshore gazière et pétrolière de Gjoa, située en mer du Nord en Norvège. © GDF SUEZ, Jan Inge Haga

La CRE a constaté que GDF SUEZ s'approvisionnait, au niveau européen, principalement au travers d'un portefeuille diversifié de contrats de long terme, en intervenant également sur les marchés de court terme afin d'ajuster ses approvisionnements et ses achats. Le potentiel d'optimisation s'est accru au cours de l'année 2011 dans un contexte de déconnexion entre les prix du gaz indexés sur le pétrole et les prix de marché. Dans ce contexte, GDF SUEZ s'est également engagé dans de nouvelles renégociations de ses contrats de long terme afin de les adapter aux conditions de marché.

Afin de prendre en compte l'ensemble de ces évolutions, la CRE a recommandé aux ministres d'adopter un nouveau schéma tarifaire comportant :

– l'élargissement du périmètre d'approvisionnement pris en compte pour calculer les coûts couverts par les tarifs réglementés, en y incluant notamment des sources de gaz naturel liquéfié dont un débouché naturel est le marché français ou européen ;

- l'accroissement de la part des approvisionnements indexée sur le marché. Une augmentation de la pondération du prix de marché du gaz dans la formule tarifaire à 30 % permettrait de parvenir à une formule plus représentative du portefeuille d'approvisionnement de GDF SUEZ ;
- le partage entre l'opérateur et les consommateurs des écarts significatifs constatés a posteriori, sous réserve de respecter le principe de couverture des coûts.

Ces recommandations ont été dans l'ensemble suivies par les ministres qui, après que le juge des référés du Conseil d'État a suspendu l'arrêté sur le gel des tarifs de vente pour les particuliers du 29 septembre 2011, ont pris le 22 décembre 2011 un arrêté fixant une nouvelle formule tarifaire :

- élargissant le périmètre d'approvisionnement retenu à des sources de gaz naturel liquéfié ;
- prenant en compte des contrats d'approvisionnement européens, auparavant exclus du périmètre de calcul de la formule, indexés à 100 % sur le marché et dont le marché français peut être un débouché ;
- portant le niveau d'indexation sur le marché à 26 % (contre 9,5 % précédemment).

La CRE a proposé la suppression des tarifs réglementés pour les clients industriels

Pour éclairer ses travaux sur le mode de fixation des tarifs réglementés, la CRE a également examiné la situation des tarifs réglementés dans les autres pays d'Europe.

Plusieurs pays comme l'Angleterre, l'Allemagne, l'Autriche, la Belgique et les Pays-Bas ne disposent d'aucun système de tarif réglementé de vente du gaz. Aux Pays-Bas, les offres des fournisseurs sont libres mais le régulateur exerce une surveillance du marché de détail. Par ailleurs, l'existence de tarifs réglementés du gaz pour les industriels intensifs en énergie est une exception en Europe.

L'étude Eurostat publiée en juin 2011 sur les prix du gaz payés par les ménages dans les 27 États membres de l'Union européenne en 2010 fait apparaître que le maintien de tarifs réglementés n'implique pas des prix plus bas pour les ménages. En France, le prix du gaz hors taxe est dans le haut de la fourchette des pays européens.

FOCUS

Les déterminants des prix du gaz

Les prix du gaz importé dans le cadre de contrats de long terme dépendent encore en grande partie des cours des produits pétroliers. Une part d'indexation de prix de marché peut également être négociée dans ces contrats de long terme. Historiquement, l'indexation des prix du gaz sur les produits pétroliers résulte principalement de l'application du principe de « netback » qui consiste à déduire le prix du gaz du prix moyen des énergies concurrentes sur le marché final, et donc principalement du prix des produits pétroliers.

Les prix du gaz sur le marché se sont déconnectés des références de prix des contrats de long terme indexés sur le pétrole à partir de 2009, sous l'effet conjugué d'une baisse de la demande gazière liée au ralentissement économique et d'une offre abondante. Cette dernière est liée à l'arrivée importante de volumes de gaz naturel liquéfié et de gaz non conventionnels, surtout aux États-Unis. La situation américaine est devenue très particulière, puisque, d'importateurs, les États-Unis sont devenus auto-suffisants. Il en découle des niveaux de prix de marché (cotation américaine dite Henry Hub) particulièrement bas et en-dessous des prix de marché européens. Ces derniers sont eux-mêmes nettement plus faibles que les prix des contrats indexés sur le pétrole, l'écart ayant dépassé 10 €/MWh en 2010. Cette déconnexion s'est poursuivie tout au long de l'année 2011 (avec un écart de 5 à 6 euros par mégawattheure, et un écart plus important début 2012).

Dans ce contexte, les principaux acheteurs et fournisseurs de gaz sont engagés dans des renégociations qui peuvent se traduire par un accroissement de la part d'indexation sur le marché dans le contrat de long terme. ●

À la lumière de ces résultats, la CRE a considéré que la suppression des tarifs réglementés de gaz était souhaitable pour les clients industriels (sites non résidentiels raccordés au réseau de transport), qu'il convenait de réfléchir à son élargissement au-delà de ce segment, pour lequel les offres de marché représentent plus de 95 % des volumes. Dans le cas des ménages, un tel objectif devrait s'accompagner d'une réflexion sur l'évolution des dispositifs sociaux (cf. Focus) face à la problématique du coût de fourniture d'énergie et être accompagné d'un appui à la maîtrise de la consommation d'énergie.

3. LES DÉCISIONS TARIFAIRES RÉCENTES SONT CRUCIALES POUR LA POURSUITE DE L'OUVERTURE DU MARCHÉ

3.1. L'ouverture du marché du gaz reste stable en 2011

L'ouverture du marché de détail du gaz a été globalement assez stable, avec une progression mesurée et régulière du nombre de clients optant pour une offre de marché. L'année 2011 a été marquée par des tendances différentes selon les segments de clientèle, dans un contexte de hausse globale des prix du gaz et de gel des tarifs réglementés à compter du 1^{er} avril 2011 pour les clients résidentiels.

On observe ainsi que l'ouverture sur le segment résidentiel a progressé au rythme de 10,1 % annuellement en 2010 et de 13,6 % annuellement en 2011. On relève toutefois un tassement sur le second semestre 2011, alors que le gel des tarifs aux clients résidentiels rendait les offres des fournisseurs alternatifs moins attractives, parallèlement à une diminution de l'activité de démarchage de leur part.



FOCUS

Le tarif social du gaz

Dans son rapport sur les coûts d'approvisionnement en gaz de GDF SUEZ publié en octobre, la CRE a préconisé qu'une réflexion soit engagée sur l'évolution des dispositifs sociaux face à la problématique du coût de fourniture de l'énergie. Elle a émis un avis favorable (décembre 2011) sur le projet d'arrêté visant à revaloriser de 10 % le tarif spécial de solidarité (TSS), dispositif régi par le décret n°2008-778.

Cette tarification est applicable par tous les fournisseurs de gaz naturel et distingue (i) les consommateurs ayant un contrat individuel de fourniture de gaz pour lesquels le TSS est appliqué sous forme d'une réduction forfaitaire annuelle fonction du nombre de personnes du foyer et de la plage de consommation, et (ii) les consommateurs résidant dans un immeuble d'habitation chauffé par une chaudière collective au gaz pour lesquels la réduction annuelle est versée directement par chèque. En outre, les bénéficiaires ayant un contrat individuel de fourniture jouissent de la gratuité de la mise en service et de l'enregistrement de leur contrat, ainsi que d'un abattement de 80 % sur la facturation d'un déplacement en raison d'une interruption de fourniture imputable à un défaut de règlement.

Fin 2010, seuls 307 000 foyers bénéficiaient du TSS pour 800 000 ayants droit potentiels. Si les ayants droit sont clairement définis (personnes dont le revenu est inférieur au plafond de la CMU complémentaire) leur identification est plus difficile, notamment pour les consommateurs chauffés collectivement.

L'automatisation partielle de la procédure d'attribution du tarif social entrée en vigueur début 2012 devrait permettre d'accroître sensiblement le nombre de bénéficiaires.

L'ensemble des pertes de recettes et des frais supplémentaires induits pour les fournisseurs par le TSS fait l'objet d'une compensation au titre des charges de service public. ●

Sur le segment non résidentiel, le marché est plus mûr car les clients sont plus sensibles aux prix de l'énergie, et les clients les plus susceptibles de quitter les tarifs réglementés l'ont pour leur majorité déjà fait au cours des années précédentes. Ainsi, on observe un rythme d'ouverture de 9,4 % annuellement en 2010 contre 5,8 % annuellement en 2011.

Cette différence doit être mise en perspective avec le taux de pénétration actuel des offres de marché sur les différents segments à fin 2011 : 14 % des sites résidentiels sont alimentés en offre de marché contre 42 % pour les sites non résidentiels, dont la plupart sont des gros consommateurs.

3.2. La CRE place le principe de couverture des coûts au centre de ses décisions tarifaires

Dans sa délibération du 29 septembre 2011 sur le projet d'arrêté appliquant un gel des tarifs réglementés de vente du gaz de GDF SUEZ au 1^{er} octobre 2011 pour les particuliers, la CRE a rendu un avis défavorable. Elle estime que la hausse proposée de 4,9 % applicable aux industriels est très insuffisante pour couvrir les coûts d'approvisionnement et d'acheminement.

La CRE a rappelé qu'un gel prolongé des tarifs réglementés de vente est incompatible avec les règles d'un marché ouvert à la concurrence. Ces tarifs constituent une référence prévisible pour les acteurs du marché. À ce titre, ils doivent couvrir les coûts de GDF SUEZ. Les fournisseurs doivent être en mesure de proposer des offres compétitives par rapport aux tarifs réglementés de vente afin que les consommateurs choisissent celles qui leur conviennent le mieux. La CRE a estimé l'évolution proposée très insuffisante et illégale.

Le 28 novembre, le juge des référés du Conseil d'État, saisi par les concurrents de GDF SUEZ, a suspendu l'arrêté ministériel en se référant notamment à l'avis défavorable de la CRE.

La CRE s'est attachée, au cours de ses différentes décisions tarifaires, à veiller au principe de couverture des coûts qui a pour objet de permettre la contestabilité des tarifs réglementés par les offres de marché.

Saisie du nouvel arrêté tarifaire, la CRE, dans sa délibération du 20 décembre 2011, a rappelé encore ce principe de couverture des coûts. Elle a précisé qu'il a pour objet de permettre la contestabilité des tarifs réglementés par les offres de marché. Elle a indiqué que plusieurs fournisseurs de gaz font des offres plus attractives que les tarifs réglementés. Elle a rappelé que tout consommateur résidentiel dont le choix s'est porté sur une offre de marché conserve le droit de revenir aux tarifs réglementés à tout instant.

Par conséquent, la CRE s'est attachée au cours de ses différentes décisions tarifaires à veiller au respect de ces principes. Elle sera vigilante sur ce point lors des prochains mouvements tarifaires, dans la continuité de ces décisions, pour que la concurrence s'exerce normalement entre fournisseurs au bénéfice du consommateur final. ●

PAROLE À

Tomás Gómez, commissaire, Comisión Nacional de Energía (régulateur espagnol)

Tomás Gómez est commissaire au collège de la Comisión Nacional de Energía (CNE), le régulateur de l'énergie espagnol. En Espagne, les tarifs réglementés de vente en électricité et en gaz ont pratiquement disparu. En gaz, ils persistent sur le segment de clientèle des particuliers avec 41 % des consommateurs bénéficiant du « tarif de dernier recours ». Tomás Gómez analyse la situation du marché de détail du gaz espagnol et explique comment fonctionnent les tarifs.

Pouvez-vous nous décrire le dispositif des tarifs de vente du gaz en vigueur en Espagne ?

La libéralisation du marché espagnol du gaz a été achevée le 1^{er} janvier 2003. Depuis cette date, le prix du gaz payé par les consommateurs finals se compose du tarif d'accès aux infrastructures qui est régulé et du prix du gaz naturel qui peut être négocié librement avec les fournisseurs. Les consommateurs résidentiels et les petits professionnels peuvent toutefois décider de rester à un tarif régulé comprenant le tarif d'accès et le prix du gaz, dit tarif de dernier recours.

Le gouvernement espagnol fixe le tarif d'accès, après avis consultatif de la CNE. Ces tarifs régulés ont pour but de couvrir les coûts des infrastructures gazières. Il existe divers tarifs régulés pour les infrastructures gazières : la regazéification du gaz naturel liquéfié, le stockage souterrain, le transport et la distribution. Chaque tarif est fixé indépendamment pour chaque type d'infrastructure. Les usagers paient selon leur utilisation des infrastructures. Tous les tarifs d'accès en Espagne sont calqués sur le modèle du timbre-poste (c'est-à-dire qu'ils ne font aucune distinction en fonction de la localisation géographique), à l'exception du tarif d'accès aux terminaux méthaniers pour le service de déchargement et de regazéification qui varie pour chaque terminal.

Le niveau du tarif de dernier recours est fixé selon une formule tarifaire publiée. Quels principaux indices sont pris en compte dans cette formule et avec quelles pondérations ?

La formule actuelle utilisée pour le calcul trimestriel du tarif de dernier recours est définie dans l'arrêté ministériel du 22 juin 2009. La formule inclut le tarif d'accès composé du tarif de gaz naturel liquéfié, des frais de stockage de gaz souterrain, du tarif de transport et de distribution, plus le coût du gaz naturel.

Le coût du gaz comprend deux éléments : le coût d'approvisionnement du gaz en base et le coût d'approvisionnement du gaz en hiver. Les deux composantes sont calculées en fonction du prix international de certains produits et des résultats d'une enchère, supervisée par la CNE, durant laquelle les fournisseurs des offres de dernier recours achètent du gaz naturel pour leurs consommateurs. La formule pour

établir le coût d'approvisionnement du gaz en base prend en compte le prix du Brent et le taux de conversion dollar/euro. En ce qui concerne le calcul du coût d'approvisionnement en gaz l'hiver, la formule est établie sur les prix à terme du Henry Hub pour le gaz naturel, les prix à terme NBP pour le gaz naturel, tous deux des mois de novembre à mars, et la parité à la fois entre le dollar et l'euro et entre la livre et l'euro.

L'existence de tarifs réglementés a-t-elle un impact sur l'ouverture du marché du gaz en Espagne ?

Sur un marché espagnol comptant 7,3 millions de consommateurs fin 2010, 4,3 millions (59 %) d'entre eux souscrivaient à une offre à prix librement négociés, tandis que 3 millions (41 %) étaient engagés auprès d'un des cinq fournisseurs en offre de dernier recours. Nous comptons actuellement vingt fournisseurs actifs sur le marché du gaz en Espagne et les nouveaux entrants couvrent plus de 60 % du marché en énergie, ce qui prouve que le niveau de concurrence est pleinement satisfaisant en Espagne.

La part des consommateurs qui a souscrit à une offre à prix librement négociés a tendance à augmenter depuis 2003, avec, en particulier, une croissance soutenue ces dernières années. En 2010, 0,87 million de consommateurs a changé d'offre de fournisseur (soit 11,6 % du total des consommateurs de gaz) avec, dans le détail, 66 % d'entre eux qui ont changé de fournisseur et 34 % qui sont passés d'un fournisseur en offre de dernier recours à un fournisseur en offre de marché. En termes de volume de vente, les consommateurs associés au tarif de dernier recours ne représentent que 5 % du total de la consommation de gaz en Espagne.

De plus, en avril 2011, la CNE a lancé un comparateur d'offres en ligne pour comparer le prix des offres en électricité et en gaz¹. Cet outil permet aux consommateurs résidentiels et petits professionnels de trouver et comparer toutes les offres proposées par les différents fournisseurs. En février 2012, il répertoriait pas moins de 643 offres provenant de trente fournisseurs différents, dont 212 en électricité, 139 en gaz et 292 combinées gaz et électricité. Durant les dix premiers mois qui ont suivi sa mise en ligne, le site Internet du comparateur de prix a enregistré 145 000 visiteurs uniques et généré plusieurs millions de consultations.

Tout ceci souligne que le tarif de dernier recours existant n'empêche en rien les consommateurs de choisir librement leur fournisseur sur le marché, à des prix négociés, lorsqu'ils trouvent de meilleures offres. ●

¹ – Le comparateur d'offres est consultable à cette adresse : www.comparador.cne.es

35 millions

de compteurs évolués Linky seront installés en France. Ils remplaceront progressivement les anciens modèles.

Présentation de la maquette du compteur intelligent à Paris La Défense (juin 2008).

© ERDF, Cédric Helsly, PWP

La CRE encadre le déploiement de Linky qui constitue une avancée pour l'ouverture des marchés

L'année 2011 est une année riche pour le comptage évolué en électricité.

L'expérimentation du compteur Linky d'ERDF s'est achevée le 31 mars 2011 et la CRE a rendu un avis favorable au déploiement en France de ce compteur nouvelle génération.

La publication de l'arrêté le 10 janvier 2012 a confirmé la généralisation de Linky.

LES MOTS-CLÉS

- ▶ Compteur évolué
- ▶ Concertation
- ▶ Modernisation des réseaux

1. LINKY EST UN PROJET AMBITIEUX...

Le projet Linky est un projet ambitieux tant par ses fonctionnalités avancées que par le nombre de compteurs à déployer sur le territoire français (35 millions). Avec le développement des services associés pour les consommateurs, le comptage évolué ouvre la voie à une nouvelle façon d'utiliser les réseaux et de consommer de l'énergie. Il constitue la première brique des futurs réseaux intelligents.

La modernisation des compteurs électriques s'inscrit dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence et vise un meilleur fonctionnement des marchés de l'électricité. L'article 4-IV de la loi du 10 février 2000 indique que les gestionnaires de réseaux doivent mettre en œuvre des dispositifs de comptage qui permettent aux fournisseurs de « proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur

consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

À l'initiative de la CRE, en 2007, le gestionnaire du réseau de distribution d'électricité ERDF a lancé le projet AMM (Automated Meter Management – gestion automatisée des compteurs). Ce projet vise à remplacer les compteurs électriques en France à l'horizon 2016, par la mise en œuvre de systèmes de comptage évolués, les compteurs Linky.

1.1. ...Par ses fonctionnalités

Contrairement au compteur « ancienne génération », le compteur évolué devient communicant, capable de recevoir et d'envoyer des informations. Pour les opérateurs (gestionnaires de réseaux, fournisseurs), ce compteur moderne représente un outil majeur de modernisation.

FOCUS

Les index de consommation en électricité

Un index mesure la quantité d'énergie consommée pour établir la facturation d'un client. Ce dernier paie à la fois la fourniture d'énergie (tarif réglementé de vente ou offre de marché) et l'utilisation par son fournisseur des réseaux qui acheminent l'énergie (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité). Les index sont relevés par les gestionnaires de réseaux publics de distribution, puis transmis aux fournisseurs.

Le prix de l'énergie consommée peut varier selon des périodes tarifaires : on parle de calendrier horosaisonnalisé, c'est-à-dire un calendrier tarifaire établi en

fonction de l'heure, du jour et du mois de consommation. Ainsi, chaque index correspond à une période tarifaire. Il existe déjà, par exemple, l'index heures pleines et l'index heures creuses. Mais grâce aux systèmes de comptage évolués, de nouvelles structures tarifaires seront possibles, adaptées au profil de consommation du client.

Deux grands types d'index sont à distinguer : les index distributeurs et les index fournisseurs. Le fournisseur d'énergie disposera de dix index et le distributeur de quatre. Le fournisseur pourra choisir ses propres calendriers tarifaires de fourniture, indépen-

damment du calendrier tarifaire du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

La pointe mobile est un index qui n'a pas de plage horaire fixe. C'est le cas pour les clients en offre Tempo par exemple. Cela signifie qu'il y a des prix variables selon les jours et les heures d'utilisation. Ainsi, le fournisseur propose à ses clients un prix intégrant un coût supplémentaire les jours de forte demande (pointe) et meilleur marché le reste du temps. Avec Linky, la plage horaire sur laquelle s'appliquera l'index sera déterminée au maximum huit heures avant le début de cette plage horaire. ●



Linky disposera de dix index fournisseurs et de quatre index distributeurs à répartir sur onze plages horaires. La courbe de charge (évolution de la puissance consommée en fonction du temps) sera enregistrée sur un pas de temps paramétrable de dix, trente et soixante minutes. Une pointe mobile sera activable avec un préavis de huit heures (cf. Focus p. 104). Le compteur enregistrera également la puissance maximale soutirée quotidiennement ainsi que des données de qualimétrie.

Le système permet de remonter l'ensemble des données de comptage, chaque jour, via la technologie du courant porteur en ligne (CPL) située entre le compteur et le concentrateur puis en utilisant les réseaux de télécommunications classiques entre celui-ci et les systèmes d'information d'ERDF.

Le système doit être complètement interopérable, c'est-à-dire que tout compteur doit pouvoir fonctionner avec n'importe quel concentrateur, ce qui constitue un véritable défi technologique.

1.2. ...Au bénéfice du consommateur

Améliorer la qualité de service

La généralisation du compteur Linky bénéficiera aux consommateurs.

Elle permettra d'améliorer la qualité du service, notamment en basse tension, en généralisant la relève des compteurs à distance, en resserrant le lien entre l'électricité facturée et l'électricité consommée, en encourageant une diversification des offres tarifaires des fournisseurs répondant aux besoins spécifiques de chacun et, en particulier, pour favoriser la maîtrise de la demande en période de pointe.

Choisir le niveau de puissance le plus adapté à sa consommation en électricité

Le compteur Linky permet de mesurer la puissance maximale utilisée la veille. Avec cette information, les consommateurs auront la capacité d'évaluer très précisément quels sont leurs besoins réels de puissance et de choisir le contrat de fourniture le plus adapté. Le compteur Linky permet également de régler la puissance au kilovoltampère (kVA) près, contre un pas de 3 kVA actuellement.

Concrètement, si les usages d'un consommateur nécessitent une puissance de 7 kVA, celui-ci ne sera plus obligé de contracter une puissance de 9 kVA. Et avec une information plus fréquente, il pourra même limiter la puissance à 6 kVA.

Avoir une facture basée sur sa consommation réelle

Le compteur évolué comptera mieux. Actuellement, les consommations réelles ne sont connues que deux fois par an lors de la relève semestrielle effectuée par les opérateurs de réseaux. Les factures intermédiaires sont basées sur des estimations de consommation. Celles-ci sont utilisées également lors de mises en service ou de changements de fournisseur. Ces consommations estimées sont source de nombreuses contestations des factures et sont un frein à l'exercice de la concurrence. Avec le système de comptage évolué, c'est la consommation réelle qui sera utilisée. Une connaissance précise de sa consommation va donner au consommateur le pouvoir d'agir sur sa facture d'énergie.

Profiter de la concurrence pour réduire sa facture

Du côté des fournisseurs, le nouveau compteur permettra l'apparition de nouvelles offres ou l'extension d'offres réservées aux fournisseurs historiques (Offre Tempo) à l'ensemble des fournisseurs. Les fournisseurs pourront développer des offres adaptées aux profils de consommation de leurs clients. Ceux-ci seront par exemple incités à

Les fournisseurs pourront développer des offres adaptées aux profils de consommation de leurs clients qui seront, par exemple, incités à limiter leur consommation aux heures de pointe.

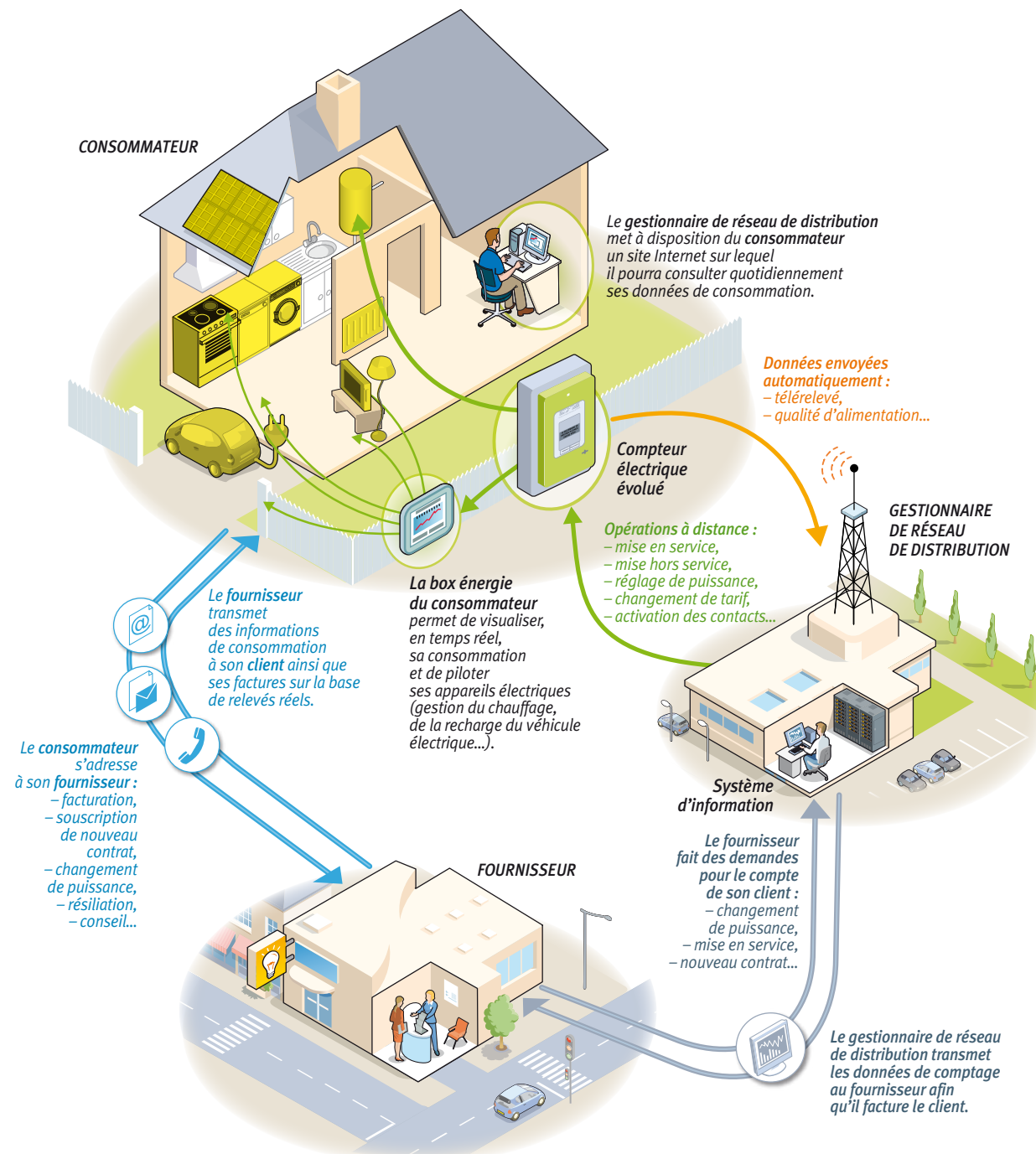
limiter leur consommation pendant les périodes de pointe. Ils pourront aussi souscrire à des offres à effacement, c'est-à-dire des offres pour lesquelles ils pourront s'engager, si un stress survient sur le réseau, à renoncer à une partie de leur consommation.

Le consommateur d'électricité deviendra ainsi un véritable « consom'acteur », capable de mettre en concurrence les fournisseurs pour choisir l'offre la plus adaptée à ses besoins.

En combinant une meilleure connaissance des données de consommation et des prix de vente donnant un véritable signal, le compteur évolué s'impose donc comme un instrument incontournable d'amélioration du fonctionnement du marché de l'énergie et du développement de la concurrence.

1.3. ...Répondant aux enjeux d'évolutions du réseau

Le compteur évolué améliorera la connaissance des points de congestion, ce qui facilitera l'orientation des investissements et la prise en compte des variations importantes des niveaux de soutirage ou d'injection d'électricité dus aux nouveaux usages (voitures électriques, micro-production).



▲ **Le fonctionnement du compteur électrique évolué**
Le compteur électrique évolué constitue l'interface de communication entre le réseau électrique et l'installation du consommateur. Ce schéma représente les relations entre le consommateur, le fournisseur et le gestionnaire de réseau.

Il permettra aussi de réaliser des opérations à distance (téléopérations). Cela se traduira par une qualité de l'alimentation électrique renforcée, avec une réduction des temps de coupure et l'optimisation du fonctionnement du système électrique. En effet, les pannes seront localisées automatiquement et pourront ainsi être réparées plus rapidement.

La généralisation progressive de compteurs évolués d'électricité est aujourd'hui nécessaire pour permettre l'essor des énergies renouvelables sur les réseaux de distribution. Le développement de ces sources de production d'électricité intermittentes et décentralisées rend plus difficile l'équilibrage, à chaque instant, entre la demande et l'offre d'électricité. En conséquence, il requiert un suivi beaucoup plus fin des évolutions de la demande en temps réel. Le compteur évolué constitue à ce

titre un élément important du développement des réseaux d'électricité intelligents (smart grids) qui visent notamment à rendre disponibles instantanément des données détaillées de consommation et de production d'électricité.

▼ *Le système électrique fait face au développement de nouveaux usages, tels que le véhicule électrique, qui augmentent la consommation et soumettent le réseau à une forte tension. En 2020, on prévoit environ 2 millions de véhicules électriques en circulation, ce qui entraînera un surcroît de consommation de 4 à 5 TWh d'énergie électrique. À titre d'exemple, un million de véhicules électriques ou hybrides rechargeables en recharge lente simultanée soutirent entre 3 000 et 6 000 MW, soit la puissance de 2 à 4 réacteurs EPR. Le réseau électrique doit être modernisé et rendu communicant pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à tout instant, surtout en période de pointe de consommation.*



PAROLE À

Yvonne Fredriksson, directeur général, Energy Markets Inspectorate (régulateur suédois)

Yvonne Fredriksson est directeur général du régulateur de l'énergie suédois, Energy Markets Inspectorate. Premier pays de l'Union européenne à avoir achevé le déploiement de compteurs électriques communicants, la Suède fait figure de précurseur avec plus de 8 millions de compteurs installés. L'originalité de ce déploiement s'explique par l'absence de législation dédiée au comptage évolué : c'est l'obligation de facturation mensuelle sur la base des données réelles de consommation à partir du 1^{er} juillet 2009 qui en est à l'origine. Yvonne Fredriksson revient sur ce projet d'envergure destiné à développer la concurrence au bénéfice des consommateurs.

Comment s'est déroulé le déploiement des compteurs intelligents en Suède ?

En 2003, la Suède a annoncé sa décision de généraliser le relevé mensuel pour tous les compteurs électriques à l'horizon 2009, dans un souci d'information des utilisateurs sur leur consommation réelle. Suite à cette décision, les principaux acteurs industriels en Suède, Vattenfall, Fortum et E.ON ont opté pour le système de gestion du comptage avancé (AMM pour Advanced Metering Management). En 2007, presque tous les gestionnaires de réseaux de distribution suédois avaient signé des contrats pour la mise en œuvre de solutions AMM et, en juillet 2009, la Suède est devenue le premier pays européen à avoir achevé le déploiement de compteurs intelligents. Nombreux sont les systèmes AMM installés qui intègrent davantage de fonctionnalités que celles requises par le régulateur, comme par exemple le suivi des coupures de courants, de la qualité de tension ou encore des systèmes d'alarme et de contrôle à distance.

Cette expérience est une réussite pour plusieurs raisons. D'abord, les consommateurs ont très bien accueilli les nouvelles installations. Ensuite, les compteurs et leur système d'exploitation ont un niveau de sophistication élevé. Enfin, la concertation étroite avec les gestionnaires de réseaux de distribution lors de la définition du cadre de régulation a facilité l'acceptation des nouvelles règles, et ainsi, leur mise en œuvre.

Quels ont été les obstacles rencontrés lors du déploiement ?

De façon générale, le niveau d'acceptation a été très élevé du côté des consommateurs. Un petit groupe de consommateurs a néanmoins fait valoir ses préoccupations concernant la sensibilité aux ondes radio. Un dialogue mené de façon étroite avec les gestionnaires de réseaux de distribution a néanmoins permis de trouver une solution satisfaisante pour toutes les parties prenantes. Selon les gestionnaires de réseaux de distribution, il aurait par ailleurs été plus aisé d'avoir des indications précises de la part du régulateur sur les fonctionnalités spécifiques des compteurs en amont du déploiement. Cela étant, nous évitons, traditionnellement, d'imposer des conditions trop spécifiques pour ne pas orienter les choix des acteurs en faveur de certaines solutions techniques.

Quels sont les bénéfices observés du relevé mensuel et pour qui ?

L'introduction du relevé mensuel a été un succès du point de vue des consommateurs. Le niveau de satisfaction des consommateurs a augmenté et le nombre de plaintes déposées par des consommateurs a fortement diminué. Le principal avantage réside dans le fait que les factures sont désormais basées sur la consommation réelle des utilisateurs, non sur des estimations. Auparavant, la facturation basée sur une consommation estimée était source de confusion et de mécontentement chez les consommateurs.

De nouvelles offres basées sur les possibilités offertes par les compteurs intelligents avec, notamment, la lecture horaire de la consommation, sont-elles développées ?

Oui. Un groupe restreint de fournisseurs propose à titre expérimental des contrats à prix horaires variables. Nous nous attendons à une meilleure pénétration de ce type de contrats au cours de l'année 2012, lorsque la lecture horaire de la consommation aura été lancée. ●

► Les compteurs évolués rendront les réseaux d'électricité plus performants et favoriseront l'échange d'informations entre les différents acteurs du système.

Déploiement des compteurs Linky à Chinon (Indre-et-Loire), le 18 juillet 2011 : intervention clientèle d'un agent technique d'ERDF.
© ERDF, Alexandre Sargos, PWP.



2. LINKY A FAIT L'OBJET D'EXPÉRIMENTATIONS...

Le compteur Linky a été expérimenté par ERDF depuis plus d'un an auprès d'environ 250 000 clients de Touraine et de la région Lyonnaise, sur la base de fonctionnalités et spécifications fixées par la CRE.

2.1. ...Évaluées par la CRE

À l'aide des résultats de l'expérimentation fournis par ERDF, la CRE a vérifié que le système Linky remplissait les objectifs définis dans sa communication du 6 juin 2007 et dans ses orientations du 10 septembre 2007.

Le système de comptage évolué Linky d'ERDF testé pendant l'expérimentation respecte les fonctionnalités fixées par la CRE. Les fonctionnalités relatives au prépaiement, à l'enregistrement du dépassement de puissance et au délestage par limitation de la puissance appelée n'ont pas été jugées indispensables.

Durant la période de l'expérimentation, 8,5 compteurs par jour ont été posés en moyenne. Le temps de coupure lié à la pose est d'environ 15 minutes, le temps passé devant un compteur (incluant la coupure) est d'environ 30 minutes et le temps complet de pose par compteur (incluant le déplacement entre utilisateur et la pose méridienne) est de 50 minutes et 30 secondes. Ces temps sont conformes aux prévisions initiales d'ERDF.

Au 31 mars 2011, ERDF avait reçu près de 2 400 réclamations suite à la pose du compteur Linky, soit près de 1 % des clients ayant eu un changement de compteur.

46,6 % des réclamations concernent des problèmes d'arrêt du fonctionnement du ballon d'eau chaude, soit environ 0,5 % des compteurs posés. La reprise du câblage du contact sec qui commande la mise en route de l'eau chaude sanitaire a posé des problèmes lors de l'installation. Ils ont été résolus grâce à la formation appropriée des poseurs de compteurs. Les réclamations liées à ce motif ont ainsi pu être réduites de moitié, au cours du déploiement.

Le remplacement du compteur a également généré des problèmes de coupures pour dépassement de puissance, perçus par les usagers concernés comme une conséquence de la pose du compteur Linky. L'essentiel des causes de ces coupures provient d'un réglage de disjoncteur du tableau électrique supérieur à la puissance souscrite. Il s'agit donc d'utilisateurs dont la puissance souscrite était différente de celle réglée sur le disjoncteur. Ils bénéficiaient ainsi indûment d'une puissance de coupure plus élevée que celle contractualisée. Le choix retenu par ERDF, et partagé en concertation avec les acteurs, est de remettre les utilisateurs à leur puissance souscrite contractuelle, sans pénalité pour l'utilisateur.

2.2. ...Discutées au sein des groupes de concertation

Le projet Linky a été suivi par l'ensemble des acteurs dans deux groupes de concertation (cf. Focus) placés sous l'égide de la CRE : le Groupe de travail sur le comptage (GT Comptage) et le Groupe de travail sur la maîtrise de la demande en énergie (GT MDE). Ces deux groupes de concertation ont complété les fonctionnalités du système de comptage et préparé l'expérimentation qu'ils ont suivie.

L'évaluation du projet effectuée par la CRE et publiée à l'occasion de la délibération 7 juillet 2011 s'est nourrie des retours effectués par ERDF dans les groupes de concertation ainsi que des réactions et propositions des acteurs. La CRE s'est appuyée également sur les travaux du groupe de travail sur la maîtrise de la demande en énergie.

Le groupe de travail sur la maîtrise de la demande en énergie a suivi, dès le mois d'avril 2010, le déploiement de l'expérimentation Linky, dans ses aspects spécifiques aux consommateurs résidentiels et petits professionnels. Le deuxième axe de ses travaux a consisté à déterminer les attentes des consommateurs en matière de facturation et de services de maîtrise de la demande en énergie.

Le groupe de travail a recommandé que les futures offres commerciales fassent l'objet d'une information

claire, compréhensible et adaptée aux consommateurs et que les index bruts de consommation, la consommation valorisée en euro et la valeur maximum de la puissance mesurée par le compteur au cours du mois écoulé soient mis mensuellement à disposition des consommateurs, sans s'accorder néanmoins sur le mode d'accès à ces données.

Les recommandations du groupe de travail ont été présentées au Comité de suivi de l'expérimentation d'ERDF sur les compteurs communicants, mis en place le 4 mai 2011 par le ministre chargé de l'énergie.

Les travaux du groupe de travail sur le comptage évolué ont permis de préparer l'expérimentation des compteurs Linky d'ERDF et d'en suivre le déploiement.

FOCUS

Les groupes de concertation à la CRE

Le groupe de travail Consommateurs (GTC)¹, le groupe de travail Électricité (GTE) et le groupe de travail Gaz (GTG) ont été créés en 2005 par la CRE pour définir les modalités pratiques de fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz. Ils rassemblent l'ensemble des acteurs concernés qui peuvent s'exprimer sur tous les sujets énergétiques discutés : représentants des consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux et pouvoirs publics.

Depuis leur création, ces groupes, placés sous l'égide de la CRE, ont travaillé à la définition des procédures opérationnelles partagées par l'ensemble des professionnels du secteur.

Deux groupes de travail ont plus particulièrement suivi les questions de comptage évolué : le groupe de travail sur la maîtrise de la demande en énergie (GT MDE), dépendant du groupe de travail Consommateurs, et le groupe de travail sur le comptage évolué (GT Comptage), dépendant du groupe de travail Électricité. ●

1 – Le groupe de travail Consommateurs n'existe plus depuis le 22 mars 2012. Les associations de consommateurs sont désormais membres des groupes de travail Électricité et Gaz. Elles participeront en particulier aux groupes de travail opérationnels sur les procédures et les nouveaux services et les groupes de travail sur le comptage évolué.

► Les consommateurs pourront consulter l'évolution de leur consommation quotidienne d'électricité sur un site Internet dédié. Ce site, géré par le distributeur, sera gratuit pour les consommateurs.

Ainsi, la grille d'évaluation de l'expérimentation Linky publiée par la CRE en annexe de sa délibération du 11 février 2010 relative aux modalités d'évaluation de ce projet est issue d'un travail collaboratif avec les acteurs. En outre, ERDF a régulièrement présenté l'avancement de la pose des compteurs Linky sur les régions de Tours et de Lyon ainsi que les difficultés rencontrées.

3. LINKY DOIT ÊTRE DÉPLOYÉ SANS TARDER

3.1. Un projet équilibré financièrement

L'étude technico-économique menée pour la CRE par un cabinet d'étude externe a montré que le coût du projet Linky sera compensé par les gains sur les dépenses d'exploitation (relève, interventions techniques et pertes) et sur les dépenses d'investissement (renouvellement à terme des compteurs existants) que permettra le nouveau compteur sur vingt ans. Cela signifie que, sur vingt ans, le consommateur paiera la même chose avec Linky ou sans. Il faut rappeler qu'actuellement les consommateurs paient déjà, dans les tarifs de réseau, une composante de comptage, mais pour des compteurs qui donnent peu d'informations, contrairement à Linky.

La valeur actuelle nette du projet sur le périmètre de la distribution serait, selon les hypothèses retenues, légèrement positive, c'est-à-dire que le projet serait rentable. Elle a pu être évaluée à environ +0,1 milliard d'euros₂₀₁₀ pour un investissement initial proche de 4 milliards d'euros₂₀₁₀ grâce aux futures économies de coûts d'exploitation et d'investissements associées à l'installation du compteur.

Cette étude a été conduite sur la période 2011 à 2038, cette dernière année correspondant à la fin de vie des derniers compteurs évolués posés lors de la phase de déploiement massif.



Sur vingt ans, le consommateur paiera la même chose avec Linky ou sans. Actuellement, les consommateurs paient déjà, dans les tarifs de réseau, une composante de comptage, mais pour des compteurs qui donnent peu d'informations, contrairement à Linky.

La valeur actuelle nette du projet Linky est évaluée par différence entre les coûts et les bénéfices associés à la réalisation de ce projet et ceux associés à sa non-réalisation (dit *business as usual*). Les gains estimés sont des coûts d'investissement ou de fonctionnement évités, tandis que les surcoûts sont des coûts supplémentaires induits par le projet.

Les prix de l'électricité étant un paramètre important de l'analyse, deux scénarios de prix ont été construits :

- scénario 1 : augmentation annuelle moyenne de 2,3 % (nominal) par an sur 2010 à 2020, 1,8 % au-delà ;
- scénario 2 : augmentation annuelle moyenne de 5,75 % par an sur 2010 à 2020, 1,8 % au-delà.

▼ Éléments de dépenses et de gains du projet Linky (en euros de l'année 2010)

	Valeur actuelle nette 2011-2038 (en Md€)	
	Scénario 1	Scénario 2
Investissements bruts ¹	-3,8	-3,8
Compteurs (matériel et pose)	-3,0	-3,0
Concentrateurs (matériel et pose)	-0,5	-0,5
Systèmes d'information (SI) ²	-0,3	-0,3
Gains sur les dépenses d'investissement liées au renouvellement des compteurs existants	+1,5	+1,5
Gains sur les dépenses d'investissement « réseaux »	+0,1	+0,1
Gains sur les dépenses d'exploitation liées aux pertes	+1,2	+1,8
Gains sur les dépenses d'exploitation liées aux interventions techniques	+1,0	+1,0
Gains sur les dépenses d'exploitation liées à la relève	+0,7	+0,7
Autres gains sur les dépenses d'exploitation	+0,1	+0,1
Surcoûts d'exploitation du système de comptage évolué	-0,7	-0,7
Total	+0,1	+0,7

1 – En prenant des hypothèses légèrement différentes d'ERDF (taux d'actualisation, taux d'évolutions des salaires), le montant de l'investissement brut est évalué à 3,8 milliards. ERDF évalue ce montant à 4,3 milliards
2 – SI Linky et quote-part du SI de gestion des échanges avec les fournisseurs et de facturation

Sur la base des hypothèses retenues, la valeur actuelle nette¹ du projet Linky pour l'activité de distribution est quasiment à l'équilibre dans le scénario 1 (+ 0,1 Md€) et positive dans le scénario 2 (+ 0,7 Md€). Le tableau ci-dessus présente la décomposition de ces valeurs actuelles nettes.

3.2. Les recommandations de la CRE sur la généralisation du compteur Linky

Dans sa délibération du 7 juillet 2011 sur les résultats de l'expérimentation d'ERDF relative au dispositif de comptage évolué Linky, la CRE a formulé des recommandations.

Une décision rapide de généraliser le compteur Linky serait très favorable à l'industrie électrique française. Au sein des pays développés, la France dispose actuellement d'un avantage compétitif en matière

1 – En valeur 2010 actualisée au coût moyen pondéré du capital retenu pour les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3), soit 7,25% nominal avant impôt

de compteurs évolués. L'expérimentation menée par ERDF est sans équivalent à l'étranger par son ampleur et la richesse des enseignements recueillis. Une décision rapide de généraliser Linky en France favoriserait aussi l'adoption des standards et normes françaises au niveau international.

La CRE considère que le déploiement du compteur Linky doit être initié avec la technologie dite « CPL G1 ». Cette technologie est mature, robuste, déjà utilisée par ERDF et suffisante pour la mise en œuvre des fonctionnalités de Linky. En raison des enjeux industriels, la CRE insiste néanmoins sur l'importance d'annoncer, dès le lancement du déploiement, que la technologie dite « CPL G3 », aujourd'hui en phase de développement, constitue la technologie-cible à terme. Elle apportera des améliorations significatives pour les gestionnaires de réseaux d'électricité sans toutefois comporter de fonctionnalité supplémentaire pour les consommateurs.

7 juillet 2011

La CRE a rendu un avis favorable à la généralisation du compteur Linky le 7 juillet 2011. Elle a attiré l'attention sur plusieurs points :

- le développement de compteurs évolués d'électricité est nécessaire pour continuer à garantir la stabilité des réseaux électriques ;
- une généralisation du compteur Linky bénéficiera aux consommateurs ;
- l'analyse technico-économique suggère qu'une généralisation du compteur Linky serait globalement neutre du point de vue financier ;
- une décision rapide de généraliser le compteur Linky serait très favorable à l'industrie française ;
- le déploiement du compteur Linky doit être initié avec la technologie dite « CPL G1 ».

Face à l'augmentation du nombre d'informations que le système de comptage mettra à disposition, la question de leur accès a pris une dimension importante.

Sur ce sujet, la CRE demande ainsi aux gestionnaires de réseaux de mettre gratuitement à disposition des consommateurs leurs données quotidiennes de consommation, sur un site Internet. Elle demande également que les fournisseurs transmettent gratuitement chaque mois les données mensuelles de consommation en euros et en kilowattheures sur un support au choix du consommateur et, au moins une fois par an, un bilan de consommation accompagné d'éléments de comparaisons avec l'année précédente et avec un profil type correspondant à la situation du consommateur.

Par ailleurs, la CRE s'est intéressée à la question de l'afficheur déporté. Cet afficheur devrait permettre de consulter sa consommation en temps réel quand le compteur lui-même est installé dans un endroit peu accessible, à l'extérieur par exemple. La CRE

demande qu'une expérimentation soit menée en France afin de mesurer les économies d'énergie que peut réaliser un consommateur grâce à une information en temps réel.

En effet, s'il existe des études internationales sur le sujet, aucune n'est transposable à la situation de la France. Ceci ne permet pas de conclure sur les gains en termes de maîtrise de la demande en énergie potentiellement offerts par un afficheur déporté. Néanmoins, cette question a été abordée dans une étude technico-économique réalisée à la demande de la CRE. Cette étude a montré qu'un afficheur déporté qui ne serait que la répétition de l'afficheur du compteur serait peu efficace et qu'il fallait s'appuyer également sur les supports déjà disponibles (écrans d'ordinateur ou de télévision, smart phones...). Pour la CRE, la mise à disposition de ces outils relève des fournisseurs ou d'acteurs tiers et non des gestionnaires de réseaux, d'autant plus qu'il faudra assurer une convergence des supports entre les différentes énergies et éventuellement l'eau.

ERDF devra veiller à ce que les systèmes d'information permettent que l'ensemble des fonctionnalités de Linky soient opérationnelles dès le lancement du déploiement.

Le mode « maquette » de l'expérimentation², toujours ouvert, permettant aux fournisseurs de préparer leurs nouvelles offres, devra permettre l'inclusion de projets retenus dans le cadre des appels à manifestation d'intérêt de l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) après le 1^{er} janvier 2012.

² – Afin de permettre d'évaluer l'adéquation de l'ensemble des fonctionnalités du projet Linky avec celles demandées dans la communication de la CRE du 6 juin 2007, ERDF a mis en place quatre modes de fonctionnement pendant l'expérimentation : un mode « production », un mode « maquette », un mode « démonstrateur » et un mode « dossier ». Le mode « maquette » permet au fournisseur de bénéficier de certaines fonctionnalités de Linky : la mise à disposition de courbes de charge au pas de temps de 30 minutes, la mise à disposition d'index à périodicité et date choisie, la gestion de calendriers tarifaires à la main des fournisseurs sur deux postes horo-saisonnières (index) et la gestion d'une pointe mobile à la main des fournisseurs sur deux postes horo-saisonnières.

3.3. L'annonce de la généralisation et la parution de l'arrêté

Le décret du 31 août 2010 prévoit que la CRE propose un arrêté au ministre en charge de l'énergie, définissant les fonctionnalités et spécifications du système de comptage.

Sur la base de l'évaluation des expérimentations et des travaux des groupes de concertation, la CRE a proposé cet arrêté par la délibération du 7 juillet 2011, modifiée le 10 novembre 2011 afin d'intégrer plusieurs amendements du Conseil supérieur de l'énergie, dont

un ayant trait à un référentiel de sécurité relatif à la protection des données (cf. Focus).

Le ministre en charge de l'énergie, a annoncé le 28 septembre qu'il décidait la généralisation du compteur Linky. L'arrêté a été publié le 10 janvier 2012.

La parution de l'arrêté parachève l'architecture juridique du comptage électrique évolué en France et permettra le lancement des appels d'offres afin de pouvoir tenir ses engagements européens (80 % des compteurs déployés en 2020).

FOCUS

La sécurité et la confidentialité des données

La question de la sécurité et de la confidentialité des données est essentielle pour l'acceptation des nouveaux systèmes de comptage par les consommateurs.

Concernant la sécurité, les systèmes de comptage évolués font l'objet de protection les prémunissant contre des tentatives d'intrusion dans le système d'information et ce, du compteur jusqu'aux interfaces avec les fournisseurs. Les données de comptage font par exemple l'objet d'un cryptage avant transmission.

Concernant la confidentialité, il faut rappeler que les données sont la propriété des consommateurs. Leur accord est requis pour toute utilisation de ces données en dehors du cadre du contrat de fourniture. Il ne sera par exemple pas possible qu'un tiers accède à une courbe de charge sans l'autorisation du consommateur. Celui-ci devra par ailleurs être informé de l'utilisation des données de comptage dans le cadre d'un contrat de fourniture d'électricité ou de gaz.

Les gestionnaires de réseaux sont soumis depuis l'ouverture des marchés au respect de règles de



bonne conduite en matière d'informations commercialement sensibles, visant à garantir que des informations concernant un fournisseur ne soient pas transmises à un autre. La CRE vérifie chaque année le respect de ces règles par les gestionnaires de réseaux. Ces derniers pourront s'appuyer sur cette organisation pour garantir le respect de la confidentialité des données de comptage. La CRE, en lien avec la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL), sera particulièrement attentive au respect de ces règles. ●

3.4. Les instances de concertation de la CRE suivront le déploiement

Conformément à sa recommandation invitant ERDF à préparer la phase de déploiement en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, la CRE mettra en place une concertation. Cette concertation préparera le déploiement de Linky et l'organisation du marché de l'électricité de demain.

La concertation sera l'occasion de préparer une communication ciblée établie en partenariat avec les autorités concédantes, les collectivités locales, les fournisseurs et les associations de consommateurs et relayée par les installateurs. Cette communication devra comprendre une information pédagogique sur l'utilisation du compteur Linky. ●

La CRE mettra en place une instance de concertation qui préparera la communication accompagnant l'installation généralisée du compteur Linky.

FOCUS

L'expérimentation Nice Grid : un exemple de projet pour le développement des réseaux intelligents



Dans le cadre de son programme de travail sur les réseaux électriques intelligents, la CRE suit avec intérêt les projets de smart grids, en France et dans le monde. Ces projets sont nombreux et s'intéressent aux diverses possibilités d'optimisation du réseau permises par les smart grids. L'expérimentation baptisée Nice Grid est un démonstrateur de quartier solaire intelligent « en vraie grandeur ».

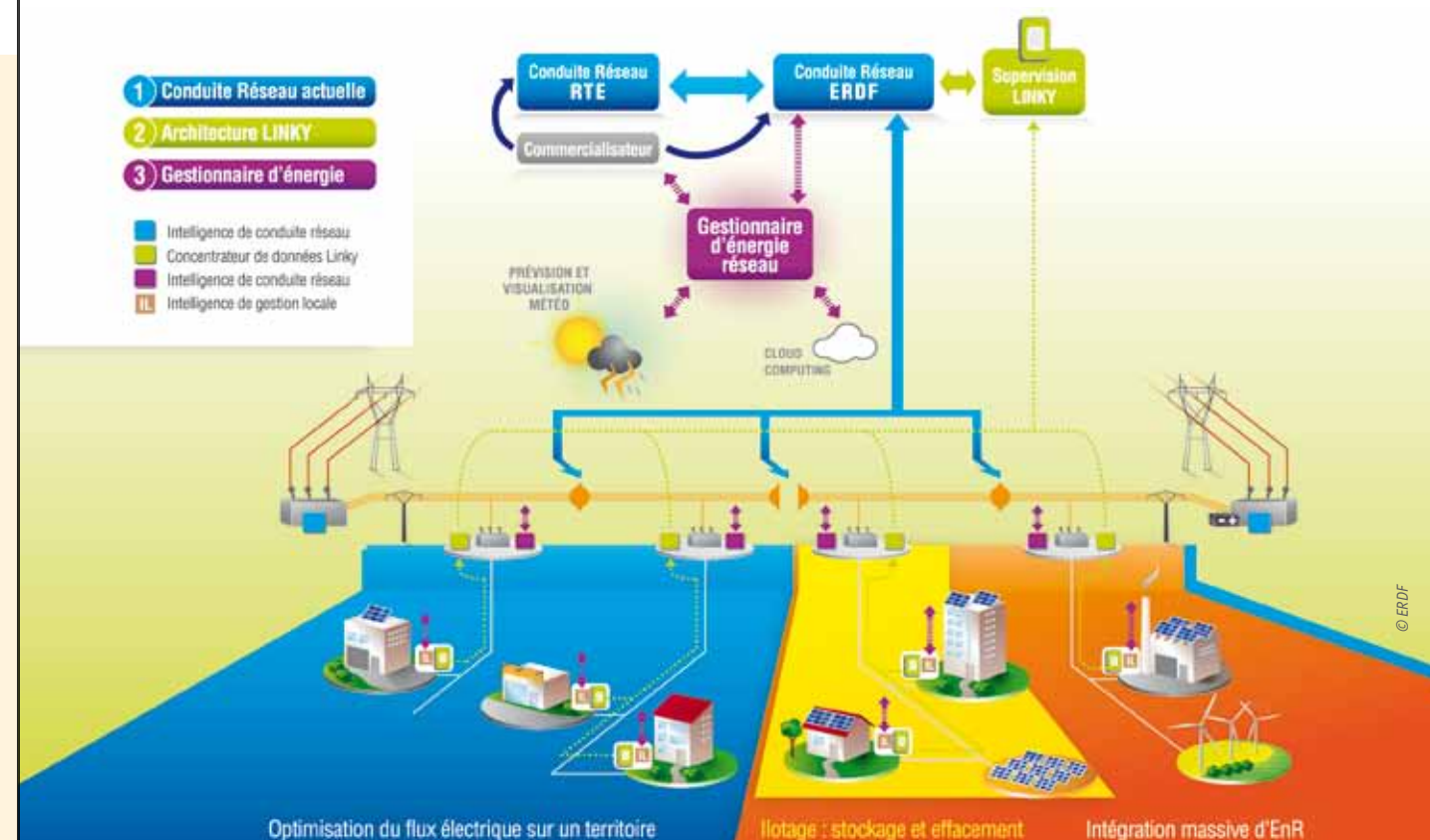
La brique française du programme GRID4EU

Lancé le 22 novembre 2011, le projet GRID4EU est le plus important programme opérationnel européen sur les réseaux électriques intelligents. Il rassemble six des principaux distributeurs européens (ERDF, ENEL, IBERDROLA, RWE, VATTENFALL et CEZ) qui mettent en commun les résultats des démonstrateurs qu'ils développent. Ces démonstrateurs couvrent de multiples sujets : accroissement de l'automatisation des réseaux, intégration des productions d'énergies renouvelables (photovoltaïques et éoliennes), gestion active de la demande et développement de l'effacement, accueil des véhicules électriques et intégration de moyens de stockage. L'ensemble de ces thèmes se retrouvent dans le projet Nice Grid, brique française du programme GRID4EU.

Établir une référence en matière de démonstrateur de smart grids en France

Premier démonstrateur de quartier solaire intelligent, Nice Grid est situé à Carros, dans la communauté urbaine de Nice-Côte d'Azur. Ce territoire est une « péninsule électrique », fortement exposé aux risques de rupture de l'alimentation en électricité. Cependant, il dispose d'importantes ressources en matière d'énergies renouvelables, solaires notamment. Le démonstrateur devrait ainsi permettre de tester la sécurisation de l'approvisionnement en électricité de la région, tributaire d'une seule ligne électrique de 400 kV, grâce aux réseaux électriques intelligents. Il consiste à :

- raccorder au réseau un grand nombre d'installations de production photovoltaïque décentralisée et intermittente et installer des batteries de stockage d'électricité sur trois niveaux du réseau de distribution (au poste source HTB/HTA, au poste de distribution HTA/BT et chez



l'utilisateur équipé de panneaux photovoltaïques) afin d'explorer différents niveaux de pilotage des ressources réparties et même d'étudier le fonctionnement d'une portion de réseau de 100 utilisateurs isolée du réseau principal et dotée de ses propres moyens de production photovoltaïque et de stockage électrique ;

- transformer le consommateur en « consom'acteur » : l'utilisateur devra, en fonction des contraintes du réseau et grâce à une meilleure connaissance et une meilleure maîtrise de sa consommation d'électricité, adapter sa production et/ou sa consommation. Le panel sera constitué de 1 500 utilisateurs (résidentiels, tertiaires et industriels), tous équipés du compteur communicant Linky. Ils auront accès à leurs données de consommation par ce biais. L'adhésion et la participation active des utilisateurs testés seront essentielles afin de modéliser leur comportement ;
- démontrer l'impact d'actions coordonnées sur la diminution de la demande en électricité et la réduction des émissions de CO₂, tout

en maintenant un haut niveau de qualité et de sécurité sur le réseau ;

- définir le modèle d'affaires décrivant la rémunération des différents acteurs offrant de nouveaux services tels que le pilotage des consommations ou le stockage d'électricité.

Travailler sur la R&D et faire coopérer l'ensemble des acteurs

D'un montant total de 30 millions d'euros, le projet bénéficiera de 4 millions d'euros d'aides publiques françaises au titre du 1^{er} appel à manifestation d'intérêt de l'ADEME et de 7 millions d'euros d'aides européennes issues du programme GRID4EU. Piloté par ERDF, le projet regroupe Alstom, EDF, Saft, Armines, EDF R&D, RTE, Ensemble Plaine du Var, Capénergies, Daikin, NetSeenergy, Nice-Côte d'Azur et la ville de Carros. Le 12 janvier 2012, l'ensemble des partenaires a signé l'accord de consortium ouvrant la voie au lancement de la phase concrète du projet d'une durée de quatre ans. ●

3,1 milliards d'euros

La CRE a fixé le revenu autorisé de GrDF à 3,1 milliards d'euros pour 2012. Ce revenu doit couvrir ses coûts d'investissement et de fonctionnement pour assurer un service efficace de distribution de gaz.

Gros plan sur des tubes en polyéthylène, sur une plate-forme SERVAL (Service d'Approvisionnement et de Logistique)

© GrDF, Grégory Brandel

La CRE fixe le tarif de distribution de gaz de GrDF et contrôle son projet de compteur évolué

Forte des nouvelles compétences que lui confère le code de l'énergie, la CRE a défini un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF qui entre en vigueur le 1^{er} juillet 2012. Elle a reconduit, en le faisant évoluer et en le complétant, le cadre de régulation existant qui incite le gestionnaire de réseau à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de son réseau.

En parallèle, GrDF poursuit son projet de compteurs évolués qui contribueront à une meilleure maîtrise de la consommation de gaz et au développement de réseaux plus intelligents. Ce projet fera l'objet, si la décision finale de déploiement est prise en 2013 comme prévu, d'un cadre de régulation spécifique.

LES MOTS-CLÉS

4^e tarif d'accès des tiers aux réseaux de distribution (ATRD₄)

Compteur évolué

Régulation incitative

20 %

Part du tarif de distribution
dans la facture de gaz annuelle
TTC d'un ménage moyen.

1. LE NOUVEAU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION DE GRDF ENTRE EN VIGUEUR LE 1^{er} JUILLET 2012

1.1. La CRE fixe le tarif de GrDF pour quatre ans

L'activité de distribution de gaz naturel présente les caractéristiques d'un « monopole naturel » : d'un point de vue économique, il est préférable de confier la construction et l'exploitation d'un réseau de distribution de gaz sur un périmètre donné à un opérateur unique. Or, s'il n'est pas régulé, un distributeur en situation de monopole naturel aurait tendance à fixer des prix élevés qui incluraient une rente de monopole.

La détermination des tarifs de distribution du gaz est donc confiée à la CRE, qui s'assure notamment que le tarif de distribution du gaz couvre les coûts d'investissement et de fonctionnement d'un « opérateur efficace » (articles L452-1, L452-2 et L452-3 du code de l'énergie). Elle veille également à ce que l'opérateur réalise ses missions avec un niveau de service satisfaisant.

Le tarif d'utilisation du réseau de GrDF, la filiale du groupe GDF SUEZ qui distribue 96 % du gaz naturel en France, représente environ 20 % de la facture de gaz annuelle TTC pour un ménage moyen raccordé.

Le retour d'expérience sur le troisième tarif de distribution (ATRD3) défini par la CRE et entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008 montre que ce tarif a rempli les objectifs fixés lors de son élaboration :

– une meilleure visibilité sur la trajectoire du tarif a été apportée aux acteurs de marché et à GrDF ;

- une relative stabilité du tarif a été assurée, avec des évolutions annuelles comprises entre -1,85 % et +1,5 % ;
- les investissements nécessaires sont réalisés ;
- l'opérateur a été protégé contre l'inflation et les aléas climatiques ;
- la qualité du service rendu aux utilisateurs s'est améliorée.

Toutefois, GrDF n'a pas réussi à respecter la trajectoire tarifaire prévue concernant ses charges d'exploitation.

La délibération de la CRE du 28 février 2012, prise après consultation publique et consultation du Conseil supérieur de l'énergie, fixe l'ensemble des modalités de calcul du tarif de distribution de gaz de GrDF (ATRD4) pour les quatre prochaines années. La CRE a fixé le revenu autorisé de l'opérateur à 3,1 milliards d'euros en 2012, soit une augmentation du tarif au 1^{er} juillet 2012 de 8 %, compte tenu de l'évolution des autres paramètres composant le tarif.

FOCUS

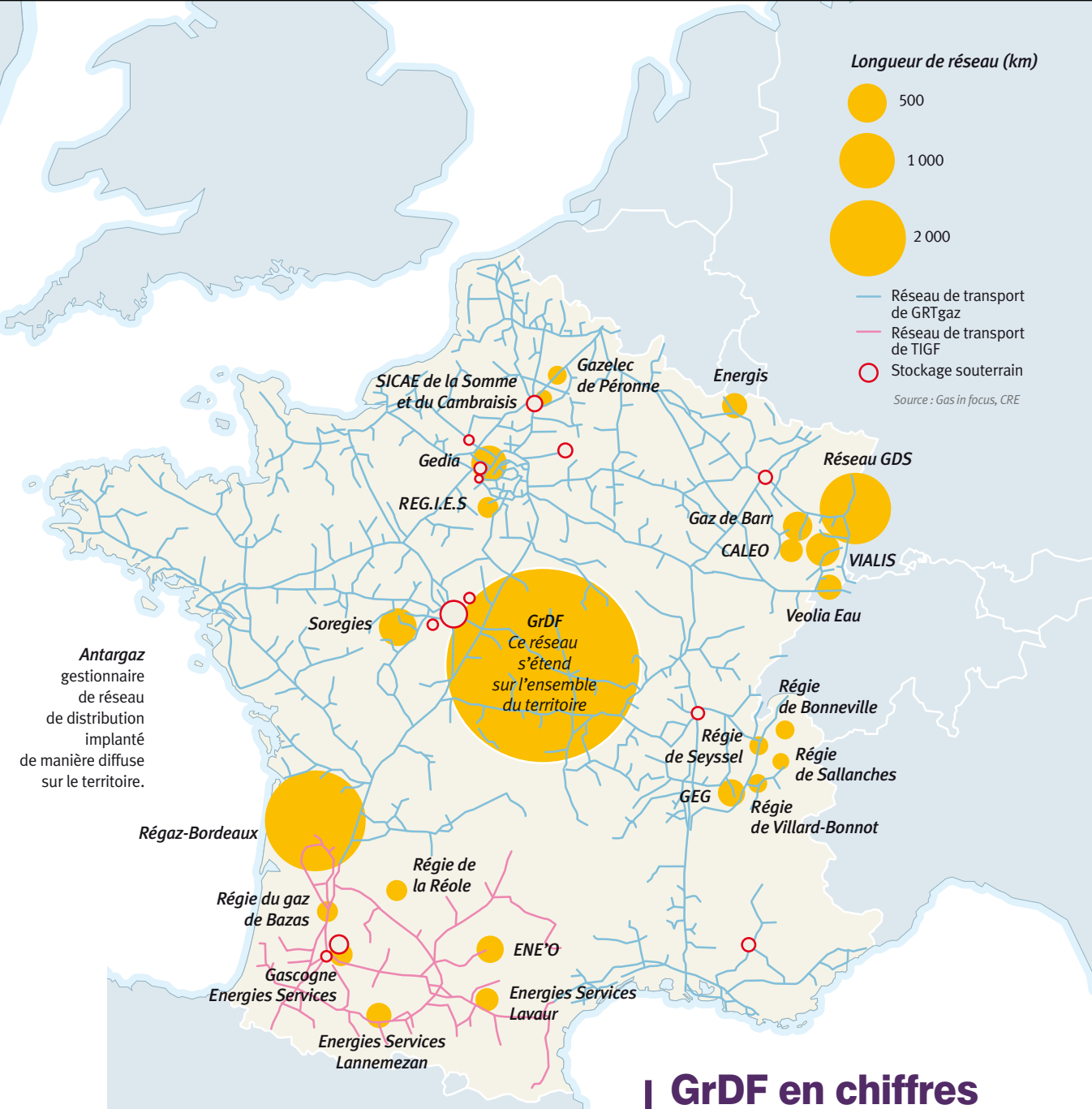
La régulation incitative

La régulation incitative a pour objectif d'inciter les gestionnaires des réseaux à maîtriser leurs coûts et à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs de ces réseaux. C'est une composante des tarifs d'accès aux réseaux d'électricité et de gaz naturel.

La CRE définit des trajectoires prévisionnelles de coûts que les opérateurs doivent respecter, ainsi que des indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines. Certains de ces indicateurs sont incités financièrement et se traduisent par l'attribution de bonus ou de pénalités en fonction de l'atteinte ou non des objectifs par les opérateurs.

Le quatrième tarif de distribution de GrDF (ATRD4) complète la régulation incitative existante en introduisant deux mécanismes qui incitent l'opérateur à :

- maîtriser les coûts de ses programmes d'investissement (hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie) ;
- atteindre les résultats attendus des actions menées pour la promotion de l'usage du gaz. ●



▲ Carte des gestionnaires de réseaux de gaz en France

Cette carte localise les principaux gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel en France, avec pour chacun la longueur du réseau concédé. Pour des considérations de lisibilité, la taille du disque de GrDF n'est pas proportionnelle à la longueur de son réseau.

Les réseaux de distribution de gaz naturel permettent d'acheminer le gaz jusqu'aux lieux de consommation. En France, GrDF assure

la distribution de 96 % du gaz naturel, le reste étant géré par des entreprises locales de distribution.

Le distributeur assure la construction, l'exploitation et l'entretien du réseau. Il garantit un accès libre et non discriminatoire aux fournisseurs d'énergie qui, en contrepartie, s'acquittent d'un tarif d'utilisation.

Les tarifs d'accès des tiers aux réseaux de distribution, dits ATRD, sont fixés pour une durée d'environ quatre ans.

GrDF en chiffres en 2011

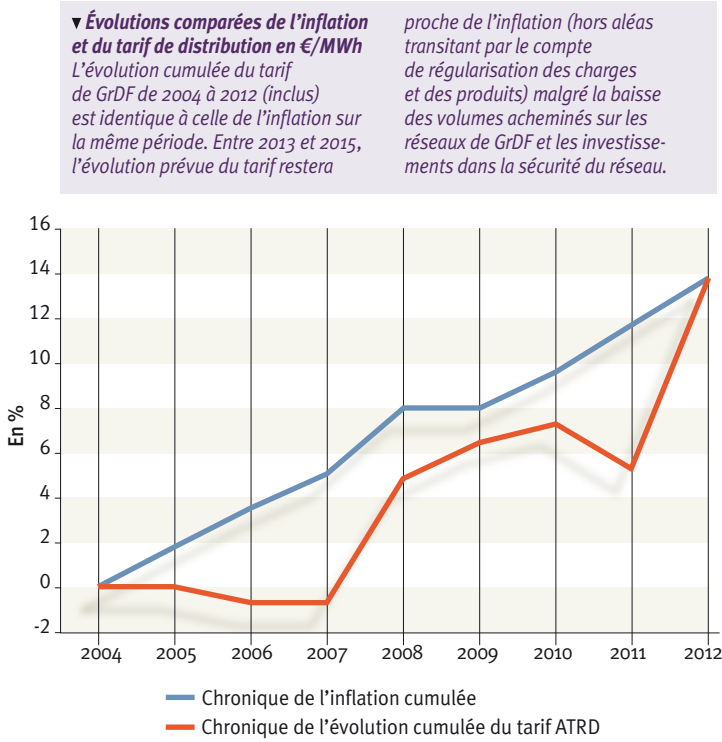
- 193 340 km de réseau de gaz naturel, le plus long réseau de gaz naturel en Europe
- 11,1 millions de clients en France
- 9 461 communes desservies, représentant 77 % de la population française
- 279 TWh de gaz naturel acheminé
- 30 fournisseurs actifs sur le marché français dont 7 sur le marché de l'énergie vendue aux particuliers
- 12 300 salariés (part gaz)
- 2 937 millions d'euros de chiffre d'affaires

Source : GrDF

Cette hausse est liée aux principaux facteurs suivants :

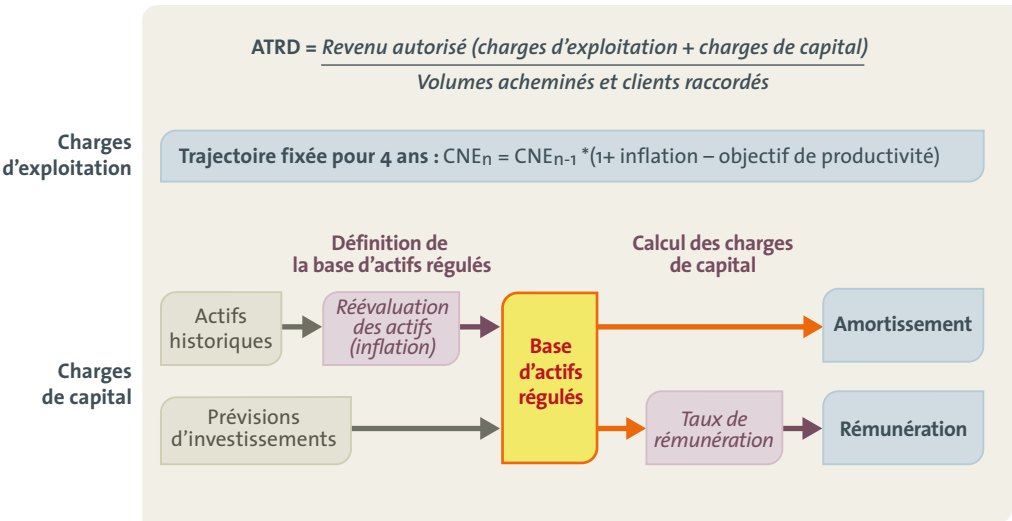
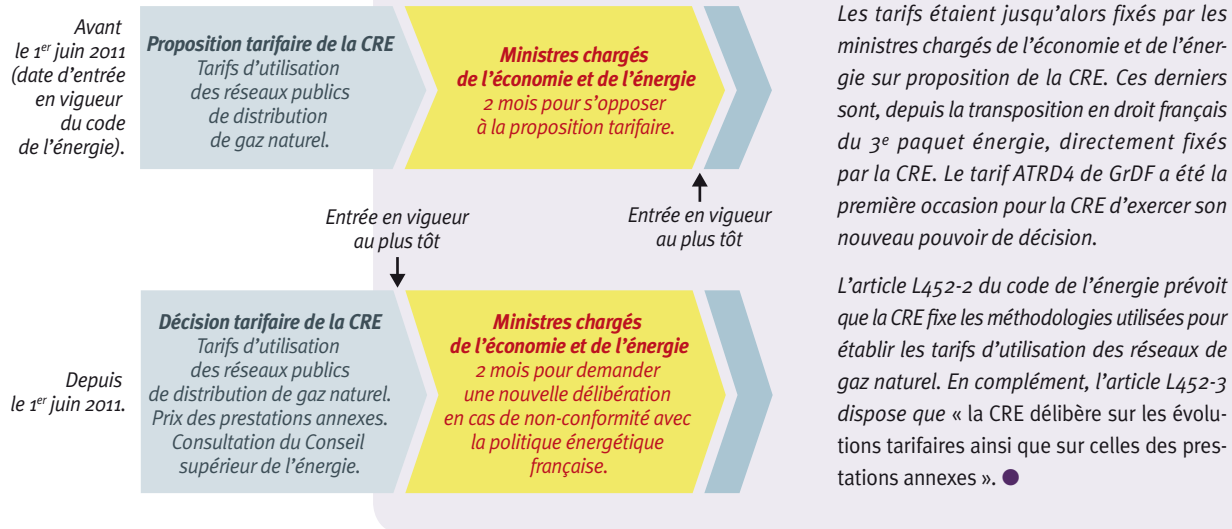
- la baisse des volumes de gaz acheminés (en effet, les coûts de réseau à couvrir augmentent alors que le tarif qui les finance porte sur des volumes de gaz distribués et un nombre de clients raccordés qui diminue) ;
- un renforcement des dépenses de sécurité imposé par la réglementation (notamment le plan « anti-endommagement » des réseaux) ;
- une hausse des impôts et charges sociales ;
- l'évolution de l'inflation.

Le tarif ATRD4 fixé par la CRE est tel que l'évolution cumulée du tarif de GrDF de 2004 à 2012 inclus sera pratiquement identique à celle de l'inflation sur la même période. Entre 2013 et 2015, l'évolution prévue du tarif restera proche de l'inflation.



FOCUS

Le 3^e paquet énergie a donné de nouvelles compétences à la CRE en matière de tarification des réseaux



1.2. L'ATRD4 renforce le cadre de régulation incitative existant en faveur de la maîtrise des coûts et la qualité de service de GrDF

Le nouveau tarif de réseau ATRD4 maintient l'incitation à la maîtrise des charges d'exploitation introduite par le tarif ATRD3 et la visibilité offerte au marché sur les évolutions tarifaires.

Une nouvelle trajectoire de charges nettes d'exploitation (CNE) est fixée pour GrDF sur la période 2012-2015. Elle prévoit une évolution annuelle de ces charges, à partir du niveau retenu pour 2012, selon l'inflation et un objectif de productivité annuel égal à 1,3 %.

Si des gains de productivité supplémentaires sont réalisés, GrDF en conservera l'intégralité des bénéfices.

Pour définir cette trajectoire, la CRE a retenu l'intégralité des demandes de GrDF relatives aux charges de personnel, de sécurité et aux actions en faveur de la promotion de l'usage du gaz. Elle a procédé à des ajustements sur certains autres postes (frais de siège pour l'essentiel) et a inclus un effort de productivité supplémentaire.

▲ **Modalités de construction du tarif de distribution**

Le tarif de distribution du gaz couvre les coûts prévisionnels de fonctionnement (charges d'exploitation) et d'investissement (charges de capital) d'un « opérateur efficace », tel que prévu par le code de l'énergie. Les termes tarifaires facturés aux utilisateurs du réseau (abonnement annuel, terme proportionnel à la quantité de gaz consommée, terme de souscription de capacité et distance) sont calculés par la CRE afin de couvrir ces coûts compte tenu des prévisions de volume de gaz acheminé et du nombre de clients raccordés au réseau.

Pour déterminer le tarif de GrDF, la CRE a tenu compte, en complément de la trajectoire des charges nettes d'exploitation, des trajectoires prévisionnelles d'évolution sur la période 2013-2015 des investissements, de la consommation de gaz et du nombre de clients raccordés au réseau de GrDF. Elle a ainsi fixé sur cette période l'évolution annuelle de la grille tarifaire de GrDF selon un pourcentage de variation égal à « inflation + 0,2 % ».

Par ailleurs, un mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement de GrDF est introduit. Ce mécanisme porte sur l'ensemble des investissements de GrDF, en dehors de ceux liés à la sécurité et à la cartographie du réseau.

Le tarif ATRD4 introduit une incitation à la maîtrise des coûts d'investissement de GrDF (hors sécurité).

Il consiste à appliquer à GrDF chaque année un bonus ou un malus en fonction des écarts entre les dépenses réelles et les dépenses prévisionnelles d'investissement. Ce mécanisme est complété par le suivi d'indicateurs quantitatifs pour contrôler la mise en œuvre effective des investissements prévus par l'opérateur.

Enfin, le tarif ATRD4 reconduit le mécanisme de suivi de la qualité de service de GrDF. Des ajustements y ont été apportés pour étendre les incitations financières à des indicateurs relatifs à la qualité du service rendu aux consommateurs finals. Le mécanisme a été simplifié grâce à la réduction du nombre d'indicateurs. Les niveaux des incitations financières et des objectifs en vigueur ont également été réévalués sur la base des résultats atteints par l'opérateur pour ces indicateurs.

1.3. Une baisse de la rémunération du capital de l'opérateur cohérente avec les pratiques et les conditions de marché observées en Europe et le niveau de risque des activités régulées

Comme pour chaque décision tarifaire, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (cf. Focus). Elle a par ailleurs fait réaliser des études par un prestataire externe concernant le coût du capital des infrastructures d'électricité et de gaz. Cette étude avait pour objet de présenter une analyse comparative des taux pratiqués par les régulateurs en Europe et de proposer une fourchette de valeurs pour chacun des éléments constitutifs du coût moyen pondéré du capital.

Pour établir le tarif ATRD4, la CRE a retenu la valeur de 6 % (réel, avant impôt) pour le coût moyen pondéré du capital utilisé pour rémunérer la base d'actifs régulés de GrDF.

FOCUS

Le coût moyen pondéré du capital

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital, à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir par ailleurs pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

Par rapport aux valeurs prises en compte pour définir le précédent tarif ATRD3, les principales modifications pour établir l'ATRD4 portent sur :

- la diminution du bêta des actifs. Ce paramètre financier permet de mesurer le risque de l'activité de distribution de gaz par rapport à l'ensemble du marché financier. Sa réappréciation, à la baisse, par la CRE, est due au fait que la distribution de gaz reste une activité à faible risque. Ses flux de trésorerie sont prévisibles et elle est décorrélée en grande partie du marché des actions, alors même que la crise financière s'est traduite par une matérialisation forte du risque sur les activités pour l'essentiel non régulées, représentatives de l'ensemble du marché. Cette évolution est cohérente avec la diminution du profil de risque de l'activité de distribution de gaz compte tenu de l'élargissement des postes éligibles au compte de régularisation des charges et des produits, et de l'introduction d'une clause de rendez-vous à deux ans ;
- un taux sans risque réel de 2,2 %, ce qui correspond au maintien de l'hypothèse de taux sans risque nominal par rapport au tarif ATRD3 (4,2 %) ;
- l'accroissement de l'écart entre le taux de la dette et le taux d'intérêt sans risque ainsi que l'accroissement de la prime de risque marché ;
- une hypothèse de levier (dettes / (dettes + capitaux propres)) en ligne avec les pratiques européennes. ●

1.4. La prise en compte des actions de GrDF en faveur de la densification de son réseau pour limiter la hausse du tarif liée à la perte de clients gaz

De 2008 à 2011, les quantités de gaz acheminées par GrDF ainsi que le nombre de clients finals raccordés à son réseau ont été inférieurs aux prévisions retenues pour le tarif ATRD3. Ces écarts s'expliquent principalement par l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur résidentiel, la concurrence des autres modes de chauffage et de cuisson et un recours plus fréquent des fournisseurs de gaz aux coupures pour impayés.

Cette situation, qui devrait se poursuivre sur la période 2012-2015, contribue à hauteur de 6 % à la hausse du tarif de GrDF au 1^{er} juillet 2012. En effet, les coûts supportés par GrDF étant pour l'essentiel des coûts fixes, la baisse du nombre de clients utilisateurs du gaz et des volumes de gaz acheminés se traduit mécaniquement par une hausse du tarif de l'opérateur.

Dans ces conditions, la CRE a accepté la demande de GrDF d'augmenter de 27 millions à 45 millions d'euros le budget annuel couvert par le tarif en faveur des actions de promotion de l'usage du gaz qui porteront sur :

- des aides financières au développement et à l'animation des filières professionnelles, favorisant la densification du réseau ;
- l'organisation d'actions de marketing opérationnel et une communication grand public pour promouvoir l'usage du gaz ;
- la mise en place d'une politique de recherche et développement (développement de produits

► GrDF consacrera un budget de 45 millions d'euros pour promouvoir l'usage du gaz auprès des consommateurs. Le gaz naturel reste en effet une énergie compétitive par rapport à l'électricité ou au fioul. La hausse du nombre de clients raccordés au réseau de GrDF devrait conduire à une baisse de son tarif.

Vue d'une chaudière murale et de son tableau de commande.
© GrDF, Alexis Chezière

couplant gaz et énergies renouvelables dans le secteur résidentiel, élargissement de l'offre de rénovation visant à accroître la performance énergétique des bâtiments résidentiels existants, lancement de produits performants adaptés au secteur tertiaire) ;

À ce titre, la CRE a demandé à GrDF d'associer pleinement l'ensemble des fournisseurs de gaz dans la définition, la mise en œuvre et le suivi de ces actions.

En outre, afin de s'assurer que l'ensemble de ce dispositif conduira effectivement à une baisse (ou une moindre hausse) du tarif de GrDF, la CRE a introduit un mécanisme de régulation incitant l'opérateur à atteindre les résultats attendus. Ce mécanisme prévoit une pénalité financière pouvant s'élever à 30 millions d'euros pour GrDF au cas où les objectifs définis dans le tarif ne seraient pas atteints en fin de période tarifaire.



FOCUS

Le gaz naturel : une énergie compétitive

Le mix énergétique français se distingue par deux choix historiques : une électricité de base d'origine nucléaire compétitive et décarbonée et une distribution de gaz naturel très étendue avec 77 % de la population actuellement desservie. Quelle que soit l'évolution de l'électricité de base, le gaz naturel continuera à être une solution disponible et performante, en particulier pour les usages de forte puissance ou saisonniers comme le chauffage.

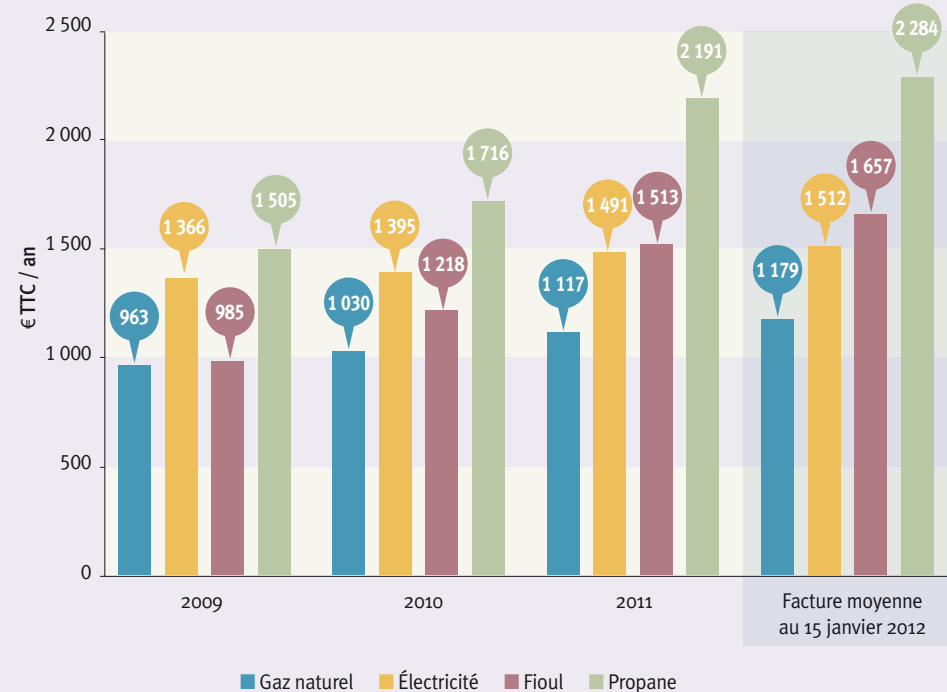
La performance du gaz naturel est triple :

– énergétique grâce à la performance globale de la chaîne gazière et des équipements : une chaudière à condensation permet de bénéficier aujourd'hui d'un rendement en énergie primaire de 95 % ;

– économique car l'investissement dans l'infrastructure a été largement réalisé et les réserves de gaz sont abondantes et bien réparties au niveau géographique, ce qui permet au gaz d'être une énergie conventionnelle compétitive ;

– environnementale car le gaz naturel est peu émetteur de gaz à effet de serre et se couple facilement avec les énergies renouvelables via les pompes à chaleur gaz ou les couplages gaz et solaire.

Demain, l'infrastructure de gaz continuera à apporter une solution performante et complémentaire de l'électricité, avec le développement de la production décentralisée par micro-cogénération, des pompes à chaleur hybrides gaz-électricité, des « smart pipes » et de l'injection de biométhane. ●



◀ La CRE a donné un avis favorable à GrDF en juillet 2011 pour la construction de compteurs gaz communicants. La décision de déploiement généralisé de 11 millions de compteurs sera prise par les pouvoirs publics en 2013. Grâce à ces nouveaux compteurs, les consommateurs seront facturés sur la base de données réelles de consommation.

Compteur gaz communicant à Étampes (Essonne).
© GrDF, Raphaël Soret.

modifications contractuelles (changements tarifaires, changements de fournisseur, etc.), sont basées sur des estimations de consommation.

Les compteurs évolués de gaz permettront de mieux respecter le droit du client grâce à une facturation basée sur ses consommations réelles.

En outre, la présence du consommateur ne sera plus requise dans le cas de compteurs inaccessibles au distributeur et l'amélioration de la qualité des index contribuera à réduire le nombre de réclamations.

2. GRDF POURSUIT SON PROJET DE COMPTEUR ÉVOLUÉ POUR PRÉPARER LA DÉCISION FINALE DE DÉPLOIEMENT PRÉVUE EN 2013

En 2009, la CRE a fixé dans sa délibération du 3 septembre les objectifs que doit remplir un système de comptage évolué de gaz naturel (pour les clients particuliers et professionnels à relève semestrielle). Elle a demandé à GrDF de mener des expérimentations afin d'identifier la solution à mettre en œuvre pour le déploiement généralisé d'un tel système.

Ces expérimentations ont pris fin en 2011. La CRE a proposé dans sa délibération du 21 juillet 2011 de poursuivre le projet, compte tenu des résultats de l'expérimentation, des réponses à la consultation publique menée en juin et des conclusions de l'étude technico-économique qu'elle a mandatée.

2.1. Le nouveau compteur ouvre la voie à une nouvelle façon d'utiliser les réseaux et de consommer du gaz

Améliorer la satisfaction des consommateurs notamment vis-à-vis de la qualité de la facturation
Actuellement, les consommations réelles ne sont connues que deux fois par an, lors des relèves semestrielles. Les factures intermédiaires, ainsi que les

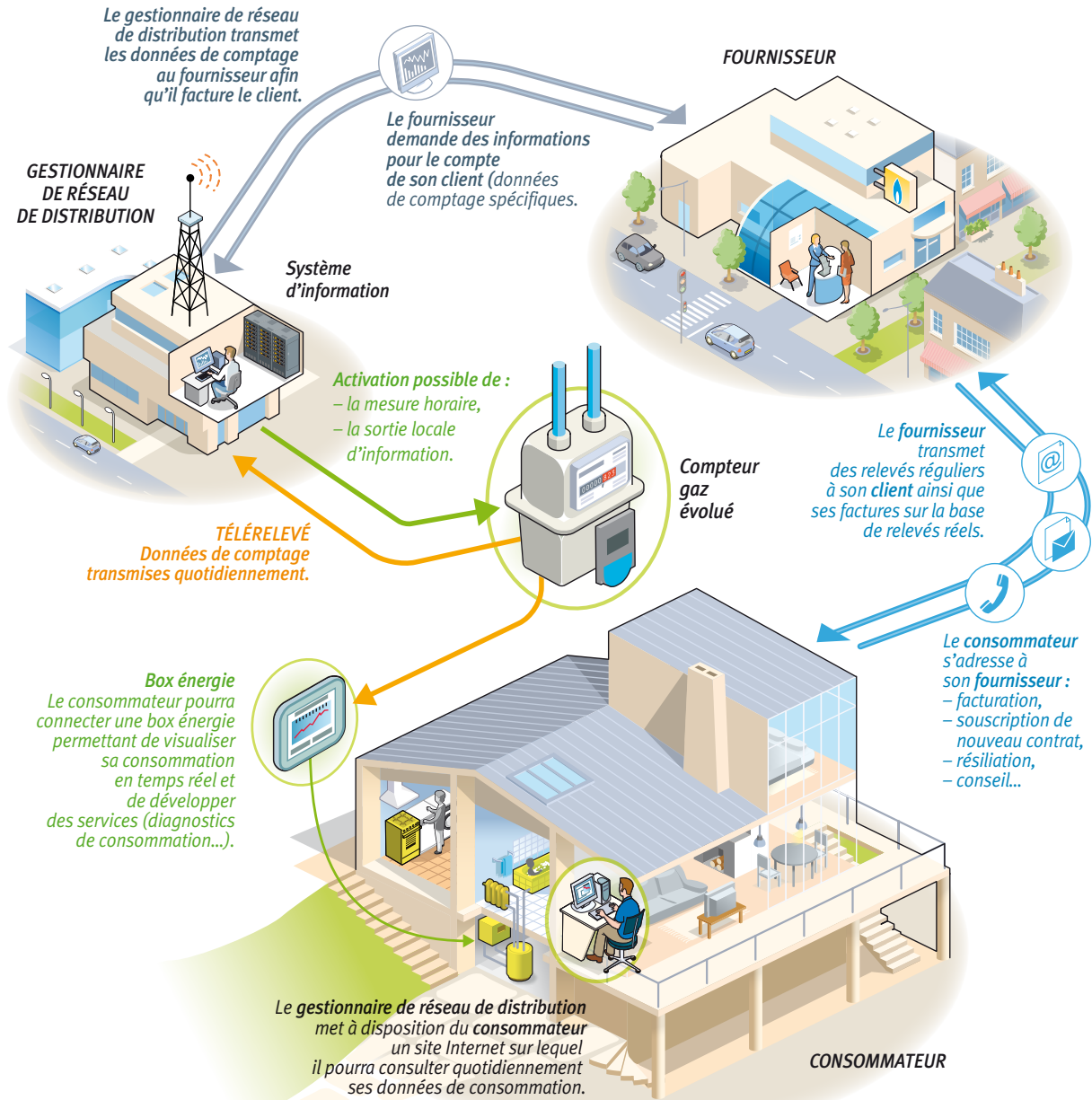
Développer la maîtrise de la consommation de gaz par l'information et de nouveaux services associés

Les nouveaux compteurs permettront aux clients finals de mieux maîtriser leur consommation par une information plus fréquente et plus riche. Cette connaissance plus précise de la consommation donnera aux clients le pouvoir d'agir sur leur facture.

De nouvelles offres commerciales adaptées aux profils de consommation des clients apparaîtront, accompagnées de nouveaux services de maîtrise de la consommation, tels que des diagnostics de consommation. Les consommateurs choisiront ainsi l'offre qui leur convient le mieux, en fonction de leur habitude de consommation.

L'analyse technico-économique menée par la CRE estime à 1,2 % la réduction de la consommation de gaz après le déploiement complet du système de comptage évolué. L'analyse¹ menée au Royaume-Uni par le département de l'énergie et du changement climatique a retenu un gain de maîtrise de la demande de l'énergie de 2 %.

¹ – Smart meter rollout for the domestic sector (GB) Impact Assessment DECC 30/03/2011



▲ Le fonctionnement du compteur gaz évolué
Le compteur gaz évolué est l'interface de communication entre le réseau de distribution de gaz et l'installation du consommateur. Ce schéma illustre les relations entre le consommateur, le fournisseur et le gestionnaire de réseau.

Améliorer la performance du réseau en termes d'exploitation et d'investissements
Les compteurs évolués amélioreront la performance du distributeur. Ils réduiront les coûts de collecte des données de consommation. Ils indiqueront avec plus de précision le niveau de consommation des clients pour calculer les quantités de gaz qui leur ont été livrées. Par ailleurs, ce système de comptage simplifiera et facilitera les changements de fournisseurs. Il favorisera aussi le développement de la concurrence. À terme, grâce à ces compteurs, le développement de réseaux plus intelligents (smart pipes) sera envisageable et permettra au distributeur un meilleur contrôle du réseau.

2.2. Après la phase de cadrage et d'expérimentation, la CRE s'est prononcée en faveur de la poursuite du projet

Fonctionnalités
Les expérimentations menées par GrDF à la demande de la CRE ont permis d'identifier la solution à mettre en œuvre pour le déploiement généralisé d'un système de comptage évolué en gaz.

Les fonctionnalités de base seront les suivantes :

- pour les fournisseurs, indication de la consommation réelle sur une périodicité mensuelle et au moment d'une modification contractuelle (mise hors ou en service, changement de fournisseur) ;
- pour les consommateurs, mise à disposition sur un site Internet géré par GrDF des données brutes quotidiennes en volume et en énergie, avec les garanties de sécurité et de confidentialité nécessaires ;

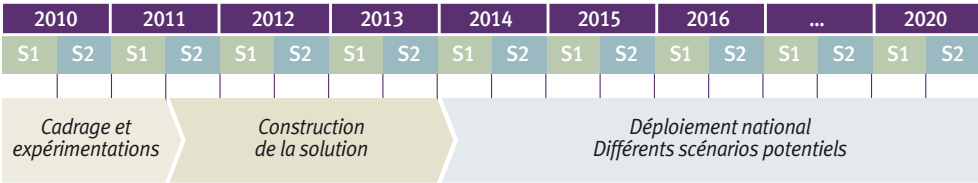
- pour les fournisseurs, mise à disposition de l'information qui leur permettra de proposer une offre de services pour la maîtrise de la demande de l'énergie.

Des fonctionnalités complémentaires, disponibles à la demande, seront également proposées. Il s'agit du choix d'une date fixe de relève mensuelle, de la modification ponctuelle du pas de mesure (mesure horaire par exemple), d'un service de regroupement multi-sites des données de relève et de la possibilité de disposer, à la demande par exemple d'acteurs publics territoriaux, de données agrégées et rendues anonymes sur des périmètres de territoire ou de type d'habitat définis.

Rôle et délibérations de la CRE
En application du code de l'énergie, les projets de mise en œuvre de systèmes de comptage évolué seront approuvés par les ministres en charge de l'énergie et de la consommation sur proposition de la CRE. Celle-ci évaluera sur le plan économique et technique les coûts et bénéfices pour le marché et les consommateurs.

▼ Calendrier de déploiement du compteur gaz communicant
Afin de préparer et mettre en œuvre le déploiement généralisé du système de comptage évolué, le projet de GrDF est structuré en deux phases :

- une première phase de construction de la solution : de mi-2011 à 2014. Elle correspond à la conception et la réalisation du système de comptage évolué, au développement des systèmes d'information et au déploiement de 1 000 compteurs. Cette phase permettra de finaliser la stratégie de déploiement et d'en préciser les modalités opérationnelles ;
- une seconde phase de déploiement généralisé : à partir de 2014 et jusqu'en 2020, et dont l'engagement sera décidé mi-2013. Elle doit permettre le déploiement des 11 millions de compteurs sur six ans.



Pour émettre ses recommandations et sa proposition, la CRE s'est appuyée sur les travaux des groupes de concertation, les résultats des expérimentations de GrDF, une consultation publique et son évaluation technico-économique du projet.

Sur la base de ces éléments, la CRE a pris le 21 juillet 2011 une délibération portant proposition d'approbation de la mise en œuvre de la phase de construction du système de comptage évolué de GrDF.

Dans sa délibération, la CRE a précisé les données que GrDF et les fournisseurs doivent indiquer et le traitement tarifaire envisagé.

2.3. Le comptage évolué de gaz fera l'objet d'un cadre de régulation incitative spécifique

Le projet de comptage évolué diffère des projets classiques de GrDF en raison du niveau élevé des coûts et des gains attendus ainsi que des délais longs de construction et de déploiement. Devant l'ampleur du projet, la CRE considère qu'il est indispensable de se prémunir contre toute dérive des coûts et des délais.

Ainsi, si la décision de déploiement généralisé est prise en cours de période d'application du tarif ATRD4 de GrDF, la CRE prendra une délibération tarifaire modificative afin de tenir compte des coûts et des gains prévisionnels du projet à compter de cette décision et de définir le cadre de régulation spécifique au projet de comptage évolué de GrDF.

Ce cadre de régulation spécifique incitera GrDF :

- à maîtriser sur la durée les coûts d'investissement et les gains de fonctionnement attendus ;
- à garantir le niveau de performance attendu du système global sur toute la chaîne de traitement des index ;
- à respecter le planning de déploiement.

Les paramètres numériques du mécanisme de régulation incitative, qui s'appliquera à compter de la phase de déploiement généralisé, seront définis lors de la décision de déploiement généralisé du projet courant 2013. Ils bénéficieront des premiers retours d'expérience de la phase de construction de la solution et d'une meilleure visibilité sur les coûts et les performances du nouveau système. ●

FOCUS

Les projets de comptage évolué des entreprises locales de distribution

En 2011, la CRE a organisé une première phase d'échange entre les entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel et GrDF avec l'objectif de faire émerger les conditions nécessaires au développement de systèmes de comptage évolué de gaz sur l'ensemble du territoire français.

Dans ce cadre, GrDF a présenté aux ELD une vision technique détaillée des systèmes de comptage évolué de gaz qu'il envisage de déployer sur le segment des clients particuliers et professionnels à relève semestrielle. Il a notamment partagé son expérience avec les ELD sur le niveau de modularité des compteurs, les caractéristiques de la sortie impulsionnelle et les protocoles de communication.

Par la suite, GrDF a intégré dans son projet les besoins spécifiques aux ELD afin que ces dernières puissent utiliser le même matériel.

Enfin, une réflexion a été menée afin d'identifier les points de mutualisation éventuels entre les projets de GrDF et des ELD. D'une part, elle a abouti à la définition de trois scénarios possibles de mutualisation des systèmes d'information des ELD et de GrDF. D'autre part, à la définition de premières pistes de travail pour faire bénéficier les ELD de prix des équipements (concentrateurs et dispositifs de comptage communicants) proches de ceux qui auront été négociés par GrDF.

En 2012, ces échanges continueront afin de suivre les avancées respectives de GrDF et des ELD sur la mise en œuvre et le déploiement des comptages évolués de gaz naturel. ●

PAROLE À

Eleonora Bettenzoli, chef du département comptage, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (régulateur italien)

Eleonora Bettenzoli est chef du département comptage à la direction des infrastructures électriques et gazières du régulateur italien de l'énergie, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). L'Italie est le premier pays à avoir engagé un déploiement généralisé des systèmes de comptage évolué en gaz pour les clients résidentiels. D'ici 2018, 60 % des consommateurs domestiques seront équipés de ces compteurs intelligents. Eleonora Bettenzoli s'assure que le déploiement du compteur italien se passe bien. Elle présente les caractéristiques de ce premier né en Europe.

Quelles sont les étapes du déploiement des compteurs évolués en gaz en Italie et quel rôle occupe le régulateur italien ?

L'Italie a débuté en 2008 le déploiement des compteurs évolués en gaz, riche de son expérience avec les compteurs électriques intelligents. Le régulateur, qui avait manifesté un intérêt croissant pour ce sujet, a établi un calendrier contraignant et fixé les caractéristiques opérationnelles et les standards requis pour le déploiement des compteurs. Depuis le lancement, l'AEEG surveille étroitement les avancées et se réserve le droit d'actualiser les conditions de réalisation, en fonction des exigences du secteur et des besoins techniques et commerciaux exprimés par les distributeurs de gaz. Récemment, afin d'encourager les distributeurs à atteindre les objectifs d'installation dans le temps imparti, le régulateur a fixé une pénalité financière de quatre euros pour chaque compteur non installé dans les délais. Enfin, l'AEEG vient de définir les méthodes de calcul des tarifs pour les services de comptage gaz, basées sur un système combiné de coût standard et de partage des pertes et profits.

Quelles sont les principales fonctionnalités du compteur évolué en gaz ?

Les caractéristiques du compteur évolué en gaz italien sont conformes aux recommandations de la Commission européenne, pour les aspects à la fois « fournisseur » et « consommateur ». Les fonctionnalités vont même au-delà des recommandations, grâce à l'expérience acquise au travers des compteurs électriques intelligents.

Le compteur intelligent doit par exemple pouvoir communiquer avec une passerelle informatique. La quantité de gaz relevée doit être convertie en température standard pour calculer le volume

de gaz consommé. Le compteur doit comporter une vanne de coupure à distance (l'ouverture à distance n'est pas autorisée). Il doit disposer d'une alarme identifiant les sabotages. La lecture des données, des événements et des alertes doit pouvoir être effectuée à distance et enregistrée. Le compteur doit enregistrer la consommation aux heures ou jours présélectionnés. Chaque compteur doit disposer d'une horloge et d'un calendrier pour enregistrer la consommation (pour différentes périodes) et garantir la protection des données. Les compteurs doivent également pouvoir vérifier automatiquement leur bon fonctionnement et être capables de mettre à jour à distance leur logiciel d'exploitation. Les compteurs doivent aussi afficher les données sur demande. Toutes ces fonctionnalités doivent pouvoir être gérées à distance par une « centrale d'acquisition de données ».

Quels sont les principaux résultats de l'analyse coûts-bénéfices ?

L'AEEG a entrepris une analyse quantitative et qualitative des coûts et bénéfices liés au contrôle et à la lecture à distance des données, qui seraient susceptibles d'affecter l'activité des distributeurs. Les distributeurs sont en effet responsables du relevé des compteurs en Italie, et ce sont eux qui, en premier lieu, devront réaliser les investissements nécessaires et lire les données de comptage.

Le procédé d'une vanne de coupure à distance dans la plupart des compteurs grand public a été jugé économiquement viable. Les résultats de l'analyse qualitative ont souligné que la gestion et la relève des données à distance peuvent générer des bénéfices pour l'ensemble du système gazier, avec notamment une meilleure allocation des volumes de gaz pour les expéditeurs et les fournisseurs. Il est toutefois difficile d'évaluer l'ensemble des bénéfices économiques induits par les nouvelles fonctionnalités du système de comptage évolué. L'analyse qualitative a cependant permis d'identifier la juste répartition des coûts supportés par chacun des acteurs de la chaîne gazière.

Quelle est l'opinion publique sur le déploiement des compteurs évolués en gaz ?

Les consommateurs, par l'intermédiaire des associations qui les représentent, ont en grande partie exprimé leur soutien à la mise en œuvre des compteurs évolués de gaz et au programme de déploiement établi par l'AEEG. ●

Annexes

Synthèse des principales délibérations
de la CRE en 2011 133

Glossaire 142

Sigles 150

Sommaire détaillé 152

Synthèse des principales délibérations de la CRE en 2011

Délibérations du 26 janvier 2012 portant décision de certification des sociétés RTE, GRTgaz et TIGF

Conformément à l'article L111-9 du code de l'énergie, les sociétés gestionnaires de réseaux de transport (GRT) qui faisaient partie, au 3 septembre 2009, d'une entreprise d'électricité ou de gaz verticalement intégrée doivent se conformer au modèle Gestionnaire de réseau de transport indépendant (dit modèle ITO) en respectant les règles d'organisation énoncées aux articles L111-11 et L111-13 à L111-39 du code de l'énergie.

Ces règles d'organisation, issues de la transposition des directives dites du 3^e paquet énergie, sont contrôlées par le régulateur via la procédure de certification.

Ouverte le 6 juin 2011 par le dépôt d'un dossier de demande de certification, la procédure de certification a permis de vérifier le respect par les trois GRT français – RTE pour l'électricité, GRTgaz et TIGF pour le gaz naturel – des règles d'organisation et d'indépendance dans le cadre des groupes intégrés.

La CRE a jugé satisfaisant le degré d'autonomie – notamment en matière de décisions d'investissement – et d'indépendance de RTE, GRTgaz et TIGF.

La dénomination sociale de RTE a été modifiée pour que disparaisse toute référence au groupe EDF. De même, l'identité sociale de TIGF devra se distinguer de celles des autres sociétés du groupe Total.

Les statuts des GRT ont fait l'objet d'adaptations et prévoient désormais, par exemple, que les conseils de surveillance ou d'administration des GRT auront le pouvoir de déterminer le montant des dividendes distribués aux actionnaires. Les statuts des GRT garantissent également que les organes de direction des GRT sont pleinement autonomes dans les décisions relatives à l'exploitation, à l'entretien et au développement des réseaux de transport.

La CRE a en outre vérifié que chaque GRT disposait de ressources humaines, financières, matérielles et techniques propres, suffisantes pour assurer l'exercice de ses missions.

Enfin, chaque GRT s'est doté d'un responsable de la conformité, chargé de veiller à la conformité des pratiques des GRT avec leurs obligations d'indépendance.

La CRE devra s'assurer régulièrement du respect effectif de l'ensemble des obligations imposées aux GRT par la décision de certification et par le code de l'énergie.

Conformément à l'article L111-2 du code de l'énergie et à la suite des décisions de certification de la CRE, les sociétés RTE, GRTgaz et TIGF devront être désignées comme gestionnaires de réseaux de transport indépendants par l'autorité administrative, attestant ainsi de leur conformité aux règles ci-dessus rappelées.

Délibération du 22 décembre 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz

Par une délibération du 12 juillet 2011, la CRE a approuvé les investissements proposés par GRTgaz pour le raccordement du terminal de Dunkerque au marché français, sous réserve de la confirmation par un audit des éléments techniques et financiers fournis par GRTgaz. Par cette même délibération, la CRE avait réservé les conditions d'application de la prime de 3 % pendant 10 ans applicables aux investissements au vu des conclusions de cet audit.

L'audit mené a confirmé l'analyse préliminaire présentée par la CRE dans le cadre de sa précédente délibération. L'audit a ainsi révélé que GRTgaz avait évalué les coûts de ce projet avec rigueur et professionnalisme tout en soulignant la possibilité pour GRTgaz d'optimiser le coût global du projet.

Compte-tenu de l'importance des montants investis, la CRE a souhaité, dans sa délibération, définir un dispositif de régulation incitative ad hoc pour les dépenses en capital associées à ce projet conformément aux principes de l'article L452-3 du code de l'énergie.

Ce dispositif de régulation incitative, au travers des modalités d'octroi de la prime de 300 points de base pendant 10 ans, permet d'inciter l'opérateur à réaliser l'investissement dans le cadre du budget cible, tout en assurant la couverture de la totalité des coûts de GRTgaz dans la mesure où ces derniers correspondent à une gestion efficace du projet.

Délibération du 20 décembre 2011 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF SUEZ

Selon les dispositions de l'article L445-2 du code de l'énergie, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE.

L'article 5 du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 dispose que les tarifs réglementés de vente de gaz naturel représentant les coûts d'approvisionnement et l'évolution éventuelle des coûts hors approvisionnement sont fixés par arrêté des ministres en charge de l'économie et de l'énergie, au moins une fois par an et après avis de la CRE.

L'arrêté du 29 septembre 2011 fixant les tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ applicables au 1^{er} octobre 2011 avait gelé une partie de ces tarifs. Par une ordonnance du 20 novembre 2011, rendue à la demande de l'ANODE (Association nationale des détaillants en énergie), le juge des référés du Conseil d'État a suspendu l'exécution de ce gel tarifaire, et demandé aux ministres de reprendre un nouvel arrêté dans un délai d'un mois.

Le ministre chargé de l'économie, des finances et de l'industrie et le ministre chargé de l'énergie et de l'économie numérique ont donc transmis pour avis à la CRE un nouveau projet d'arrêté fixant une nouvelle formule permettant de traduire l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ à partir de laquelle sont fixés les tarifs réglementés de vente de gaz naturel au 1^{er} janvier 2012.

Ce projet prévoyait également un mouvement tarifaire au 1^{er} janvier 2012, en application de la nouvelle formule ainsi que la suspension de l'application de l'article 6 du décret du 18 décembre 2009 qui dispose que sauf disposition contraire prise par l'arrêté mentionné à l'article 5 du même décret, le fournisseur est autorisé à modifier, à titre conservatoire et jusqu'à l'intervention d'un nouvel arrêté tarifaire, les barèmes de ses tarifs réglementés en y répercutant les variations des coûts d'approvisionnement en gaz naturel, telles qu'elles résultent de l'application de sa formule tarifaire.

La CRE a estimé que, par rapport à la formule en vigueur, la formule proposée reflèterait mieux les coûts d'approvisionnement européens de GDF SUEZ. Ayant dû se prononcer dans des délais courts, elle a également demandé à GDF SUEZ de lui transmettre les éléments nécessaires à l'appréciation de l'impact

des évolutions des contrats d'approvisionnement sur les coûts d'approvisionnement de l'opérateur.

Enfin, la CRE a estimé que l'article 4 du projet d'arrêté, en suspendant l'application de l'article 6 du décret du 18 décembre 2009, portait le risque d'un gel programmé des tarifs jusqu'au 1^{er} juillet 2012 ce qui aurait pour conséquence de perturber le bon fonctionnement des marchés du gaz naturel et de fausser les décisions des agents économiques.

La CRE a émis un avis favorable au projet d'arrêté qui lui était soumis, sous réserve de son article 4.

Délibération du 17 novembre 2011 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au réseau public de transport d'électricité

L'article 13 du cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité prévoit que la CRE approuve les procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport des utilisateurs et des réseaux public de distribution. La CRE, dans une délibération du 11 juin 2009, a précisé les conditions d'approbation et le contenu minimal de ces procédures.

Le 24 janvier 2011, RTE a soumis à la CRE un nouveau projet de procédure de traitement des demandes de raccordement d'installations de production incluant une procédure particulière pour les installations de production entrant dans le cadre des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie, en application des dispositions de l'article 8 de la loi du 10 février 2000 (article L311-10 du code de l'énergie).

Par une délibération en date du 27 janvier 2011, la CRE a demandé à RTE de lui notifier une nouvelle procédure de raccordement intégrant les éléments suivants, afin d'en améliorer la sécurité juridique :

– une définition précise de la date prise en compte pour la réservation de capacité ;

– une définition précise de la date d'attribution de la capacité d'accueil au(x) lauréat(s) ;
– les conditions d'insertion des projets lauréats dans le processus normal de raccordement à l'issue de l'appel d'offres ;
– le type d'appels d'offres concerné par les dispositions spécifiques ;
– la prise en compte des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

RTE a soumis cette nouvelle procédure à la CRE pour approbation le 27 juillet 2011.

La CRE a considéré que l'adaptation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des producteurs proposé par RTE apporte des réponses suffisantes aux demandes qu'elle formulait dans sa délibération du 27 janvier 2011.

Toutefois, elle a émis des réserves concernant l'article 5.1.1.b de la nouvelle procédure, qui prévoit un délai de trois mois entre la décision d'attribution par l'autorité décisionnaire et la demande d'une proposition technique et financière à RTE par le lauréat. Ce délai apparaît incompatible avec les cahiers des charges des appels d'offres déjà lancés.

La CRE a donc approuvé la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production au réseau public de transport d'électricité sous réserve de modification de ces dispositions.

Enfin, compte tenu de la décision du comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) du 12 juillet 2010 confirmée par un arrêt de la Cour d'appel de Paris du 30 juin 2011, la CRE a recommandé à RTE d'élargir le champ d'application de la procédure de traitement des demandes de raccordement afin de prendre en compte le cas des utilisateurs n'ayant pas la qualité de consommateur, de producteur, ou de gestionnaire de réseau de distribution, et auxquels sont indirectement raccordés des producteurs.

Délibération du 17 novembre 2011 portant approbation des règles d'allocation de la capacité d'interconnexion pour la Suisse et les régions Centre-Ouest et Centre-Sud et des règles d'allocation de la capacité pour l'interconnexion France-Angleterre

La CRE, s'appuyant sur l'article 30 du cahier des charges annexé à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à RTE du réseau public de transport d'électricité tel que modifié conformément au décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006, a examiné les propositions de règles qui lui ont été soumises par RTE.

Ces règles concernent l'allocation de la capacité d'interconnexion pour la Suisse et les régions Centre-Ouest, Centre-Sud (incluant notamment les frontières France-Allemagne, France-Belgique, France-Italie et France-Suisse) et l'interconnexion France-Angleterre. Elles définissent les modalités d'accès aux interconnexions et les critères d'allocation aux différentes échéances temporelles.

En ce qui concerne les règles d'allocation de la capacité annuelle, mensuelle et journalière d'interconnexion pour la Suisse et les régions Centre-Ouest et Centre-Sud, RTE a proposé une harmonisation autour des éléments suivants : une simplification de l'achat et de la revente des produits de long terme alloués, un système de garantie financière identique pour toutes les frontières couvertes, la valorisation de la capacité de long terme non nominée sur les frontières Suisse-Allemagne et Suisse-Autriche fondée sur le prix révélé par l'enchère explicite de l'échéance temporelle du journalier, et enfin une définition commune de la « force majeure ».

Certaines modifications spécifiques à la région Centre-Ouest, dont les frontières sont gérées par un couplage via le prix à l'échéance temporelle journalière, ont également été envisagées, comme la compensation au différentiel de prix du marché sur toutes les frontières de la région avec un plafond sur l'enveloppe disponible pour l'indemnisation en cas de réduction des capacités d'interconnexion ou encore

la confirmation de la non-discrimination entre la capacité nominée et celle destinée à être revendue.

Pour ce qui est de la région FUI (France, Royaume-Uni et Irlande), RTE a proposé également une harmonisation des règles d'allocation de la capacité d'interconnexion, ainsi que la mise en conformité de ces règles avec l'orientation-cadre sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions.

Dans les deux cas, la CRE a approuvé les règles proposées par RTE sous réserve de leur approbation par les autres régulateurs nationaux concernés. Elle recommande par ailleurs à RTE de poursuivre l'amélioration et l'harmonisation des mécanismes de gestion des congestions afin d'améliorer les mécanismes d'allocation de la capacité dans le cadre d'une prochaine révision des règles, ainsi que l'extension de la plateforme d'allocation de capacités CASC (*Capacity Allocation Service Company*) à la région Sud-Ouest (France, Espagne et Portugal).

Délibération du 10 novembre 2011 portant proposition d'arrêté modificatif de l'arrêté du 28 avril 2011 pris pour application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000

Les fournisseurs ont fait part à la CRE de difficultés persistantes dans la constitution des garanties devant être remises dans le cadre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) malgré les souplesses introduites par un premier arrêté modificatif.

Après consultation des acteurs, la CRE a élaboré une proposition d'arrêté modifiant l'arrêté du 28 avril 2011 définissant les conditions de vente dans lesquelles s'effectue l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique par les fournisseurs auprès d'EDF.

Cet arrêté a précisé que la garantie devait désormais s'entendre hors taxe et que son montant devait être fixé à une fois et demie le volume mensuel d'électricité moyen contre deux fois le volume mensuel le plus élevé auparavant valorisé au prix de l'ARENH.

Délibération du 10 novembre 2011 portant proposition d'arrêté pris en application de l'article 4 du décret n°2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité

À l'issue de diverses phases de concertation, de l'expérimentation et de son évaluation, la CRE a proposé la généralisation du dispositif de comptage évolué baptisé Linky, tout en soulignant que les fonctionnalités proposées devaient demeurer suffisamment ouvertes pour permettre la prise en compte des évolutions technologiques qui ne manqueraient pas de survenir compte tenu de la durée propre à ce type de projet.

Par une délibération du 7 juillet 2011, la CRE a adopté une proposition d'arrêté portant application de l'article 4 du décret n°2010-1022 du 31 août 2010. Cette proposition d'arrêté, transmise au ministre chargé de l'énergie, était relative aux fonctionnalités et aux spécifications des dispositifs de comptage mentionnés à l'article 1^{er} du décret n°2010-1022 du 31 août 2010.

Par une délibération du 10 novembre 2011, la CRE a établi une nouvelle proposition d'arrêté afin de prendre notamment en compte des éléments relatifs à la sécurité des systèmes d'information formulés dans l'avis du Conseil supérieur de l'énergie que le ministre chargé de l'énergie avait consulté.

L'arrêté a été adopté par le ministre le 4 janvier 2012 et publié au Journal officiel de la République française le 10 janvier 2012.

Délibération du 13 octobre 2011 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2012

Chaque année, le ministre chargé de l'énergie arrête, sur proposition de la CRE, le montant des charges de service public de l'électricité (CSPE) ainsi que le montant de la contribution unitaire permettant de couvrir ces charges, le budget du médiateur

national de l'énergie et les frais de gestion exposés par la Caisse des dépôts et consignations.

En application du décret n°2004-90 du 28 janvier 2004, les charges de service public de l'électricité prévisionnelles pour l'année 2012 sont égales aux charges prévisionnelles imputables aux missions de service public au titre de l'année 2012, augmentées de la régularisation de l'année 2010.

Au titre de 2012, la CRE a évalué les charges de service public prévisionnelles à 5 207,6 millions d'euros ce qui représente une augmentation de 60 % par rapport aux charges constatées au titre de 2010. Cet accroissement des charges s'explique notamment par un très fort développement des installations photovoltaïques et éoliennes, et par une augmentation des charges dans les zones non interconnectées dues à la péréquation tarifaire.

S'agissant de la contribution unitaire, conformément aux dispositions de l'article L121-13 du code de l'énergie, la CRE propose le montant dû pour une année donnée avant le 31 décembre de l'année précédente, ce montant entre en vigueur le 1^{er} janvier, dans la limite toutefois d'une augmentation de 0,003 €/kWh par rapport au montant applicable avant cette date.

Pour l'année 2012, la CRE a estimé que la contribution unitaire nécessaire pour couvrir les charges de service public de l'électricité prévisionnelles et le budget du médiateur en 2012 s'élève à 13,7 €/MWh.

Toutefois, conformément à l'article 56 de loi n°2011-900 de finances rectificative pour 2011, le montant de la contribution est fixé à 9 €/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis à 10,5 €/MWh jusqu'au 31 décembre 2012.

Délibération du 29 septembre 2011 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF SUEZ

En application de l'article 5 du décret n°2009-1603

du 18 décembre 2009, la CRE a été saisie pour avis le 27 septembre 2011 d'un projet d'arrêté fixant les tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF SUEZ.

Le projet d'arrêté prévoyait qu'au premier octobre 2011 les tarifs soient maintenus à l'identique pour les clients résidentiels et petits professionnels avec un contrat individuel et consommateurs résidentiels en chauffage collectif essentiellement, tandis que les tarifs applicables aux autres consommateurs devaient augmenter en moyenne de 4,9 %.

L'article L445-3 du code de l'énergie dispose que *« les tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts à l'exclusion de toute subvention en faveur des clients qui ont exercé leurs droit prévu à l'article L441-1 »*.

Les articles 3 et 4 du décret du 18 décembre 2009 disposent que les tarifs doivent couvrir les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement des fournisseurs et que les coûts d'approvisionnement sont évalués par une formule définie par un arrêté des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

La CRE a constaté que la hausse proposée était insuffisante pour permettre une couverture des coûts d'approvisionnement tels qu'ils résultent de l'application de la formule.

La CRE a insisté sur le fait qu'un gel prolongé des tarifs réglementés de vente de gaz n'était pas compatible avec un marché du gaz ouvert à la concurrence. Les tarifs réglementés de vente doivent en effet constituer une référence prévisible pour les acteurs de marché, ce qui nécessite qu'ils couvrent les coûts de GDF SUEZ et évoluent selon le cadre réglementaire défini. Ils permettront ainsi :

– aux fournisseurs alternatifs de pouvoir faire des offres plus compétitives par rapport aux tarifs réglementés de vente ;

– aux consommateurs de comparer les offres de marché par rapport à une référence et de choisir une offre plus compétitive chez un fournisseur alternatif, avec la possibilité de revenir à tout instant aux tarifs réglementés de vente.

La CRE a émis un avis défavorable au projet d'arrêté qui lui était soumis, car elle a considéré que l'évolution des tarifs proposée était insuffisante pour couvrir les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement de GDF SUEZ au 1^{er} octobre 2011.

Délibération du 26 juillet 2011 portant décision sur les règles d'élaboration de la procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions au réseau public de transport d'électricité

Par cette délibération, la CRE a précisé, en application de l'article L134-1 8^o du code de l'énergie, les conditions d'élaboration, par le gestionnaire du réseau public de transport (GRT), de la procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau des nouvelles interconnexions mentionnées à l'article 17 de règlement (CE) n°714/2009, c'est-à-dire des interconnexions avec les réseaux de transport des pays voisins.

Le raccordement au réseau de toutes les installations mentionnées à l'article L.342-5 du code de l'énergie, notamment des nouvelles interconnexions doit respecter les principes d'objectivité, de non-discrimination et de transparence.

Afin de garantir le respect de ces principes, la CRE a défini les conditions d'élaboration de la procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions ainsi que son contenu minimum.

Cette procédure devra être publiée par le GRT et entrer en vigueur au plus tard le 29 janvier 2012. Avant toute publication, le GRT devra consulter les représentants des différentes catégories d'utilisateurs du réseau et notifier cette procédure à la

CRE ainsi que les résultats de la concertation. La procédure devra décrire et définir les étapes de l'instruction d'une demande de raccordement d'une nouvelle interconnexion, depuis l'éventuelle pré-étude du raccordement d'un projet d'interconnexion jusqu'à la mise en exploitation de ce raccordement (nature des études nécessaires, délais de traitement par le GRT, coûts, etc.).

Enfin, le GRT devra transmettre à la CRE, chaque année et dans le cadre du bilan annuel, les données et les éléments d'analyse nécessaires au suivi de la mise en œuvre de la procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions au réseau public de transport d'électricité.

La procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité des nouvelles interconnexions sollicitant une dérogation au titre de l'article 17 du règlement (CE) n°714/2009 a été publiée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité le 3 mai 2012 dans sa documentation technique de référence.

Délibération du 12 juillet 2011 portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne

La décision finale d'investissement pour la construction d'un terminal méthanier à Dunkerque a été prise par les actionnaires de la société Dunkerque LNG en juin 2011. En application d'un arrêté du 18 février 2010, le terminal bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers et à la régulation tarifaire pour une durée de 20 ans.

À la demande de GRTgaz et conformément au code de l'énergie, la CRE a approuvé un schéma d'investissements pour le raccordement du terminal de Dunkerque au marché français. Cette approbation a été accordée sous réserve des résultats d'un audit sur les éléments techniques et financiers fournis par GRTgaz.

La CRE a également réservé la définition des conditions d'application d'une éventuelle prime de 3 % supplémentaires rémunérant les capitaux engagés par GRTgaz pendant 10 ans au vu des conclusions de cet audit.

La CRE a en outre validé le schéma de commercialisation proposé par GRTgaz pour la création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne.

Enfin, la CRE a approuvé les règles générales d'allocation de capacités fermes d'exportation de gaz de la France vers la Belgique.

Délibération du 28 juin 2011 portant avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité

Le 7 juin 2011, la CRE a été saisie par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie d'un projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente d'électricité. Le projet d'arrêté prévoit une augmentation des tarifs réglementés de vente hors taxe de l'électricité applicables par EDF et les distributeurs non nationalisés.

L'article L337-5 du code de l'énergie dispose que : *« les tarifs réglementés de vente d'électricité sont définis en fonction de catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures en fonction des coûts liés à ces fournitures »*.

Dans son avis, la CRE rappelle que *« si le principe de la couverture des coûts complets liés à la fourniture des tarifs réglementés n'est pas repris dans le code de l'énergie, ce principe demeure, en revanche, explicitement posé par le décret n° 2009-75 du 12 août 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de l'électricité »*.

En effet, l'article 3 du décret n° 2009-75 du 12 août 2009 relatif aux tarifs de vente d'électricité dispose que les tarifs réglementés sont établis de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts

de commercialisation que supportent EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients, ainsi qu’une marge raisonnable.

La CRE ajoute que « *l’adoption de la loi NOME du 7 décembre 2010 et la codification des lois effectuée à droit constant par le code de l’énergie n’ont eu, ni pour objet, ni pour effet, de remettre en cause la légalité du décret du 12 août 2009 précité, qui demeure en vigueur à la date à laquelle la CRE a été saisie du présent projet d’arrêté tarifaire* ».

Il en résulte que les tarifs objet du projet d’arrêté tarifaire doivent être appréciés à l’aune du principe de couverture des coûts précédemment mentionné, et doivent donc a minima couvrir les coûts de production comptables des opérateurs historiques.

Elle rappelle qu’en outre, ainsi que l’a souligné le Conseil de la concurrence à l’occasion de son avis n° 09-A-43 du 27 juillet 2009, le non-respect d’un tel principe conduirait, dans un marché ouvert complètement à la concurrence, à fausser le jeu de la concurrence en créant une barrière à l’entrée des nouveaux opérateurs.

En l’espèce, la CRE constate que les tarifs réglementés de vente d’électricité envisagés couvrent effectivement les coûts comptables d’EDF sur chacun des segments tarifaires (bleu, jaune et vert) et émet, en conséquence, un avis favorable.

Délibération du 14 avril 2011 portant proposition d’arrêté pris pour application du II de l’article 4-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 fixant les conditions de vente et les stipulations de l’accord-cadre pour l’accès régulé à l’électricité nucléaire historique

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l’électricité (loi NOME) a prévu un accès régulé, à titre transitoire, à l’électricité nucléaire produite par les centrales nucléaires d’EDF.

En application des dispositions issues de cette loi et après consultation des acteurs, la CRE a élaboré une proposition d’arrêté qui définit les conditions de vente dans lesquelles s’effectue l’accès régulé à l’électricité nucléaire historique (ARENH) par les fournisseurs auprès d’EDF en prévoyant notamment un modèle d’accord-cadre.

La CRE a proposé que le modèle d’accord-cadre prévoie notamment que l’acheteur s’engage à remettre à la Caisse des dépôts et consignations (CDC), agissant au nom d’EDF, une garantie valable pendant toute la période de livraison pour un montant de garantie correspondant à deux fois le volume mensuel d’électricité le plus élevé de la notification de cession annuelle d’électricité.

L’arrêté a été adopté le 28 avril 2011. Il a cependant fait l’objet, sur proposition de la CRE de deux arrêts modificatifs qui ont introduit plus de souplesse dans la constitution des garanties et ont pallié les difficultés persistantes des acheteurs dans la constitution des garanties.

Délibération du 30 mars 2011 portant communication sur l’évolution des tarifs réglementés de gaz (approvisionnement de GDF SUEZ et formule tarifaire)

La CRE a régulièrement fait le constat que les formules tarifaires successives du contrat de service public entre l’Etat et GDF SUEZ du 23 décembre 2009 ne prennent pas en compte les contrats de long terme non importés en France. Il en résulte pour la CRE que « *c’est une situation qui ne bénéficie toujours pas au consommateur final* » alors que le portefeuille de GDF SUEZ dispose d’un potentiel d’arbitrage et d’optimisation important.

La CRE s’appuie sur ses délibérations des 17 décembre 2008 et 31 août 2010 qui relèvent que la méthode de construction de la formule tarifaire de GDF SUEZ « *conduit mécaniquement à des écarts entre la formule et les couts réellement supportés par GDF SUEZ* ».

La CRE préconise une modification du contrat de service public qui lie l’Etat et GDF SUEZ : elle recommande tout d’abord le changement de périmètre des approvisionnements pris en compte dans la formule, c’est-à-dire la prise en considération des sources d’approvisionnement en Europe autres que le gaz importé en France par des contrats de long terme. Elle estime que la mise à l’écart de certaines sources dans la formule de tarification entraînerait des conséquences néfastes pour le consommateur.

Elle recommande également la prise en compte des écarts éventuels constatés a posteriori entre la formule et les coûts d’approvisionnement du périmètre retenu. Ceux-ci devraient désormais être partagés entre les consommateurs finals et GDF SUEZ.

La CRE considère enfin que l’application de ces deux conditions devrait permettre de trouver un juste équilibre entre les intérêts de la société et les intérêts du consommateur.

De façon conservatoire pour le mouvement tarifaire suivant, la CRE suggère que « *les tarifs soient fixés pour couvrir le dernier coût moyen d’achat de gaz effectivement constaté dans les comptes de GDFSUEZ à la date du mouvement, issu d’un périmètre d’approvisionnement représentatif de l’ensemble du portefeuille européen de GDF SUEZ et non seulement limité aux contrats à long terme importés en France.* »

Délibération du 24 mars 2011 portant décision sur les modalités opérationnelles du service de flexibilité intra-journalière pour les sites fortement modulés

L’arrêté du 6 octobre 2008, modifié par l’arrêté du 3 mars 2011, définit les tarifs d’utilisation de transport de gaz applicables au 1er avril 2011. En application de cet arrêté ainsi modifié, GRTgaz devait proposer à la CRE pour approbation, après concertation avec les acteurs de marché, les modalités de mise en concurrence des sources de flexibilité intra-journalières.

La CRE approuve par cette délibération les modalités opérationnelles qui lui ont été soumises par GRTgaz.

Elle demande cependant à GRT gaz de procéder à certaines améliorations relatives à la programmation la veille pour le lendemain, à la mise en place de délais de prévenance, à la mise en œuvre d’indicateurs semi-quantitatifs et à présenter dans le cadre de la Concertation Gaz des retours d’expériences semestriels.

La CRE demande également à GRTgaz et RTE de « *travailler sur l’optimisation du processus de transmission des programmes horaires des sites fortement modulés en analysant toutes les marges de manœuvre qui peuvent être dégagées au niveau de leur cycle de programmation respectif* ».

Enfin, la CRE demande à GRTgaz de lui transmettre fin 2011 une proposition concernant les conditions pour la mise en concurrence des sources de flexibilité intra-journalière.

Glossaire

3^e paquet énergie

Le 3^e paquet énergie vise la mise en place de conditions de concurrence homogènes dans les États membres de l'Union européenne en vue de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Il se compose de deux directives relatives aux marchés de l'électricité et du gaz, de deux règlements concernant les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel d'une part, et les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité d'autre part, ainsi que d'un règlement créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

Accès des tiers au réseau

Droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)

L'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (*Agency for the Cooperation of Energy Regulators*, ACER) est un organisme communautaire doté de la personnalité juridique, institué par le règlement (CE) n° 713/2009 et mis en place en 2010. L'ACER est opérationnelle depuis le 3 mars 2011. Son siège se situe à Ljubljana en Slovénie.

L'objectif de l'ACER est d'aider les autorités de régulation nationales à exercer et coordonner leurs tâches réglementaires au niveau communautaire et, si nécessaire, à compléter leurs actions. Elle joue un rôle-clé dans l'intégration des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ses compétences consistent à :

- élaborer et soumettre à la Commission européenne des orientations-cadre non contraignantes ;
- participer à l'élaboration de codes de réseau européens de l'électricité et du gaz naturel conformes aux orientations-cadre ;
- prendre des décisions individuelles contraignantes sur les modalités et les conditions d'accès et de sécurité opérationnelle des infrastructures transfrontalières lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;

- prendre une décision sur des dérogations, si l'infrastructure concernée se situe sur le territoire de plus d'un État membre, lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- émettre des avis à l'intention de l'ENTSOG (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz) et l'ENTSO-E (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité), notamment sur les codes de réseau, et sur le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté ;
- surveiller l'exécution des tâches des ENTSO ;
- surveiller la coopération régionale des ENTSO ;
- conseiller les institutions européennes sur les questions relatives aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel ;
- surveiller, en coopération avec la Commission européenne, les États membres et les autorités de régulation nationales, les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel, notamment les prix de détail de l'électricité et du gaz naturel, l'accès au réseau, y compris l'accès à l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, et le respect des droits des consommateurs.

Autorité administrative indépendante (AAI)

Une autorité administrative indépendante (AAI) est une institution de l'État, chargée, en son nom, d'assurer la régulation de secteurs considérés comme essentiels et pour lesquels le gouvernement veut éviter d'intervenir trop directement.

Les AAI présentent trois caractéristiques. Ce sont :

- des autorités : elles disposent d'un certain nombre de pouvoirs (recommandation, décision, réglementation, sanction) ;
- administratives : elles agissent au nom de l'État et certaines compétences dévolues à l'administration leur sont déléguées (ex : le pouvoir réglementaire) ;
- indépendantes : à la fois des secteurs contrôlés mais aussi des pouvoirs publics.

Les AAI sont placées en dehors des structures administratives traditionnelles et ne sont pas soumises au pouvoir hiérarchique. Les pouvoirs publics ne peuvent pas leur adresser d'ordres, de consignes ou même de

simples conseils. Leurs membres ne sont pas révocables.

Certification

La procédure de certification vise à s'assurer du respect par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de règles d'organisation et d'indépendance vis-à-vis des sociétés exerçant une activité de production ou de fourniture au sein de l'entreprise verticalement intégrée à laquelle ils appartiennent. La séparation effective des activités de gestion des réseaux de transport et des activités de production ou de fourniture a pour principales finalités d'éviter tout risque de discrimination entre utilisateurs de ces réseaux et de rendre les décisions d'investissement indépendantes des seuls intérêts des groupes intégrés.

L'appréciation de l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport porte sur trois thématiques principales, correspondant à l'application des règles d'organisation énoncées aux articles L111-11 et L111-13 à L111-39 du code de l'énergie. En premier lieu, l'organisation interne et les règles de gouvernance du GRT doivent être conformes aux règles visant à garantir l'indépendance fonctionnelle et organique du GRT. En deuxième lieu, le GRT doit fournir des garanties suffisantes en matière d'autonomie de fonctionnement. Enfin, le GRT doit s'assurer de la mise en place d'un responsable de la conformité, en charge du contrôle du respect des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

Codes de réseau européens

Élaborés par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz (ENTSO), les codes de réseau européens sont des règles communes portant sur différentes questions transfrontalières énumérées dans les règlements communautaires. Ils peuvent devenir juridiquement contraignants par la voie de la comitologie si l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) fait une recommandation allant dans ce sens à la Commission européenne.

Comptage

Mesure de la quantité d'électricité ou de gaz permettant de déterminer l'énergie produite ou consommée.

Comptage évolué

Le comptage évolué est destiné à permettre, au minimum,

la mise à disposition des consommateurs, chaque mois et non plus chaque semestre, des informations exactes sur leurs consommations d'électricité ou de gaz, avec pour objectifs l'amélioration de la qualité de la facturation et une meilleure maîtrise de la consommation d'énergie par les clients. Un système de comptage évolué stocke des données (index, courbes de charge), enregistre des informations (interruption de fourniture, dépassement de puissance), peut être éventuellement paramétré, interrogé et actionné à distance (fonctionnement bi-directionnel).

Le comptage évolué implique la mise en place de compteurs communicants capables de stocker les informations résultant des mesures et l'établissement de systèmes de transmission de données permettant la circulation rapide et fiable des informations contenues dans les compteurs entre les utilisateurs, les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs.

Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Compte fiduciaire extra-comptable où sont placés tout ou partie des trop perçus et, le cas échéant, tout ou partie des manques à gagner d'un gestionnaire de réseau public de gaz ou d'électricité. Selon que le solde de ce compte est positif ou négatif, son apurement s'effectue par des diminutions ou des augmentations des charges à recouvrer par les tarifs d'utilisation des réseaux publics au cours des années suivantes.

Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (*Council of European Energy Regulators*, CEER) est une association créée en 2000 à l'initiative des régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'Espace économique européen. Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (board), des groupes de travail (working groups) spécialisés dans différents domaines – électricité, gaz, consommateurs, stratégie internationale, etc. – et un secrétariat installé à Bruxelles. Un programme de travail est publié chaque année. Conformément aux statuts de l'association, les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote à la majorité qualifiée.

Consommateur final ou client final

Personne, physique ou morale, achetant du gaz naturel ou de l’électricité auprès d’un fournisseur pour son utilisation propre.

Contrat de service public entre l’État et GDF SUEZ

L’article 16 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l’électricité et au service public de l’énergie et les décrets d’application de cette loi précisent les obligations de service public qui s’imposent aux opérateurs de transport, aux distributeurs et aux fournisseurs de gaz naturel.

L’article 1 de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l’électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières prévoit leur formalisation dans un contrat de service public portant notamment sur les points suivants :

- les exigences de service public en matière de sécurité d’approvisionnement, de régularité et de qualité du service rendu aux consommateurs ;
- les moyens permettant d’assurer l’accès au service public ;
- l’évolution pluriannuelle des tarifs réglementés de vente du gaz ;
- la politique de recherche et développement des entreprises ;
- la politique de protection de l’environnement, incluant l’utilisation rationnelle des énergies et la lutte contre l’effet de serre.

L’actuel contrat de service public signé entre l’État et GDF SUEZ porte sur la période 2010-2013. Il peut être prorogé pour une période de six mois à défaut de la signature d’un nouveau contrat.

Il a pour objet de constituer dans la durée la référence des engagements pris par GDF SUEZ SA, au titre des activités gérées directement ainsi que des activités relevant du gestionnaire de réseau de distribution (GrDF), du gestionnaire de réseau de transport (GRTgaz), de la filiale de stockage (Storengy) et de la filiale chargée de l’exploitation et du développement des terminaux méthaniers (Elengy), en vue d’assurer la pérennité des missions de service public que le législateur lui a confiées.

Contrat GRD-F (Gestionnaire de réseau de distribution – Fournisseur)

En électricité, contrat bipartite, entre un gestionnaire de réseau (GRD) et un fournisseur (F), qui énonce les droits et devoirs des parties en matière d’accès au réseau, d’utilisation de ce réseau et d’échange des données nécessaires, relativement aux points de livraison des clients raccordés au réseau de distribution, en vue de permettre au fournisseur de proposer aux clients, dont il assure la fourniture exclusive, la conclusion d’un contrat unique regroupant la fourniture d’électricité, l’accès au réseau de distribution et son utilisation.

Contribution au service public de l’électricité (CSPE)

Instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l’électricité (CSPE) vise à :

- compenser les charges de service public de l’électricité, qui sont supportées par les fournisseurs historiques, EDF pour l’essentiel, Electricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution (ELD) ;
- compenser une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d’ajustement du marché (TaRTAM), une fois que la compensation des charges de service public de l’électricité a été effectuée (en pratique, la CSPE ne compense plus les charges liées au TaRTAM depuis 2009) ;
- financer le budget du médiateur national de l’énergie.

Les charges de service public d’électricité couvrent :

- les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables et les surcoûts résultant des contrats « appel modulable » ;
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental, dus à la péréquation tarifaire nationale (Corse, départements d’outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d’Ouessant et de Sein). Les tarifs dans ces zones sont les mêmes qu’en métropole continentale alors même que les moyens de production y sont plus coûteux ;
- les pertes de recettes et les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en œuvre de la tarifica-

tion spéciale produit de première nécessité (TPN) et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ;

- les frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations.

Distributeur non nationalisé (DNN)

Voir Entreprise locale de distribution

Energie renouvelable

Les sources d’énergies renouvelables sont les énergies éolienne, solaire, géothermique, aérothermique, hydrothermique, marine et hydraulique, ainsi que l’énergie issue de la biomasse, du gaz de décharge, du gaz de stations d’épuration d’eaux usées et du biogaz.

Entreprise locale de distribution (ELD)

Entreprise ou régie qui assure la distribution et/ou la fourniture d’électricité ou de gaz sur un territoire déterminé, non desservi par ERDF ou GrDF.

File d’attente de raccordement

Les demandes de raccordement au réseau d’une installation de production sont gérées par les gestionnaires de réseaux selon une file d’attente. La puissance en file d’attente d’un gestionnaire de réseau est la puissance cumulée de toutes les installations de la file.

Fournisseur

Personne morale, titulaire d’une autorisation, en gaz, ou s’étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d’une énergie qu’il a produite lui-même, soit à partir d’une énergie qu’il a achetée.

Fournisseur alternatif

Sont considérés comme alternatifs les fournisseurs qui ne sont pas des fournisseurs historiques.

Fournisseur historique

Pour l’électricité, les fournisseurs historiques sont EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que leurs filiales ; pour le gaz, GDF SUEZ, Tegaz, les ELD ainsi que leurs filiales. Un fournisseur historique n’est pas

considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

Gaz naturel liquéfié (GNL)

Gaz naturel amené à l’état liquide par refroidissement à -160 °C, dans le but principal de permettre son transport par des navires méthaniers.

Gestionnaire de réseau de transport (GRT) ou de distribution (GRD)

Société responsable de la conception, de la construction, de l’exploitation, de l’entretien et du développement d’un réseau de transport ou de distribution d’électricité ou de gaz naturel, assurant l’exécution des contrats relatifs à l’accès des tiers à ces réseaux.

Groupe des régulateurs européens pour l’électricité et le gaz (EREGE)

Le Groupe des régulateurs européens pour l’électricité et le gaz (*European Regulators’ Group for Electricity and Gas*, EREG) a été créé par la Commission européenne dans le cadre de la mise en œuvre des directives de 2003. Il a été dissout le 1^{er} juillet 2011 avec l’entrée en activité de l’Agence de coopération des régulateurs de l’énergie (ACER). Ses travaux ont été intégrés aux activités de l’ACER. L’EREG conseillait et assistait la Commission européenne dans la consolidation du marché intérieur de l’énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d’une future législation dans les domaines de l’électricité et du gaz. Il comprenait la Commission européenne et les régulateurs indépendants des 27 États membres de l’Union. Les États membres de l’Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l’adhésion à l’Union y participaient en tant qu’observateurs.

Interconnexion

Equipements utilisés pour relier deux réseaux électriques ou canalisations reliant deux réseaux de transport de gaz.

Loi NOME

La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant organisation du marché de l’électricité, dite loi NOME, a pour objectif de permettre une ouverture effective du marché, dans la mesure où EDF, opérateur historique du marché, se trouve en situation de quasi-monopole sur le secteur

de la production d'électricité en France. En effet, comme l'a estimé la Commission européenne à la suite d'une procédure d'enquête au titre des aides d'État, l'existence des tarifs réglementés combinée à l'insuffisance de l'accès des concurrents d'EDF à des sources d'électricité aussi compétitives que le parc nucléaire historique constitue un obstacle au développement d'une concurrence effective.

La loi NOME, issue des travaux de la Commission Champsaur, doit ainsi :

- assurer aux fournisseurs alternatifs un droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique, dit ARENH, de manière transitoire et limité en volume à des conditions équivalentes à celles dont bénéficie le fournisseur historique EDF, afin de permettre une vraie concurrence en aval et sur tous les segments de clientèle, particuliers et professionnels ;
- permettre la préservation du parc nucléaire historique d'EDF (assurer le financement du parc existant en permettant à EDF de sécuriser ses engagements à long terme pour le démantèlement et la gestion des déchets et également réaliser les investissements nécessaires à l'allongement de la durée d'exploitation des réacteurs de son parc historique) ;
- maintenir des prix compétitifs en France pour les consommateurs finals.

La loi NOME prévoit, entre autres, le maintien des tarifs réglementés de vente pour les petits consommateurs (tarifs bleus) et la suppression des tarifs réglementés pour les gros consommateurs au 31 décembre 2015 (tarifs verts et jaunes).

Le dispositif ARENH s'appuie sur trois piliers :

1. un volume de l'ARENH pour chaque fournisseur permettant une égalité des acteurs du marché de l'électricité ;
2. un prix de l'ARENH reflétant les conditions économiques de production de l'électricité des centrales nucléaires ;
3. une architecture nouvelle des tarifs réglementés.

Marché de gros

Le marché de gros désigne le marché où l'électricité et le gaz sont négociés (achetés et vendus) avant d'être livrés

sur le réseau à destination des clients finals (particuliers ou entreprises).

Marché de détail

Le marché de détail de l'électricité et du gaz naturel se divise en deux segments de clientèle :

- les clients résidentiels, qui sont les sites de consommation des clients particuliers ;
- les clients non résidentiels, qui regroupent tous les autres clients : professionnels, grands sites industriels, administrations, etc.

Médiateur national de l'énergie

Autorité administrative indépendante, le médiateur national de l'énergie est chargé de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs sur leurs droits. Tous les consommateurs particuliers, ainsi que les consommateurs petits professionnels ayant souscrit une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kVA ou consommant moins de 30 000 kWh de gaz naturel par an peuvent faire appel au médiateur. Le champ de compétences du médiateur est encadré par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Obligation d'achat

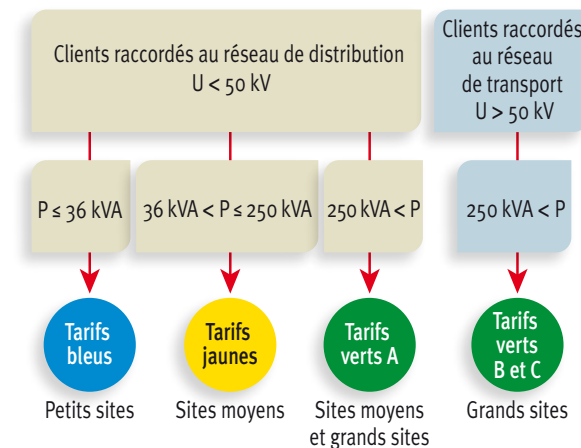
Dispositif législatif et réglementaire obligeant EDF et les entreprises locales de distribution (ELD) à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (éolien, photovoltaïque, biomasse...) à des conditions tarifaires et techniques imposées.

Offre au tarif réglementé de vente

Les prix des offres d'électricité ou de gaz aux tarifs réglementés sont fixés par les pouvoirs publics.

En électricité, les principales catégories de tarifs réglementés dépendent de la puissance souscrite et de la tension de raccordement.

Avec l'entrée en vigueur de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME), les tarifs jaunes et verts seront supprimés à compter du 1^{er} janvier 2016.



P : puissance souscrite U : tension de raccordement

En gaz, les tarifs réglementés sont de deux types :

- les tarifs en distribution publique pour les clients résidentiels et professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an ;
- les tarifs à souscription, pour les clients professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an. Ces tarifs ne sont plus disponibles : seuls les clients en bénéficiant aujourd'hui peuvent conserver leur contrat.

Offre de marché

Les prix des offres de marché sont fixés librement par les fournisseurs dans le cadre d'un contrat.

Open season

Egalement appelée « appel au marché », cette procédure sert à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins du marché et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire.

Orientation-cadre

Elaborées par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), ces orientations non contraignantes fixent des principes clairs et objectifs auxquels les codes de réseau européens élaborés par les Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (ENTSO-G) doivent se conformer.

Point d'échange de gaz (PEG)

Les échanges sur le marché de gros du gaz naturel ont lieu à des points virtuels du réseau de transport de gaz français appelés points d'échange de gaz (PEG). S'y opèrent les échanges entre fournisseurs de gaz et l'approvisionnement en gaz des gestionnaires de réseaux de transport de gaz pour l'équilibrage des bilans journaliers.

Il existe un PEG dans chacune des zones d'équilibrage du réseau français : le PEG Nord et le PEG Sud situés sur le réseau de transport de GRTgaz et le PEG Sud-Ouest situé sur le réseau de transport de TIGF.

Producteur

Personne physique ou morale qui produit du gaz naturel ou de l'électricité.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI)

Dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'énergie en matière de répartition des capacités de production électrique par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. La PPI s'inscrit dans la ligne du Grenelle de l'environnement et de l'adoption du Paquet européen énergie climat de décembre 2008. Elle décline les objectifs de la politique énergétique (sécurité d'approvisionnement, protection de l'environnement et compétitivité) en termes de développement du parc de production électrique à l'horizon 2020. Elle contribue à la mise en œuvre de la France vers un plan d'équipement en énergies non carbonées qu'il s'agisse des énergies renouvelables ou du nucléaire.

Qualité de l'électricité

Niveau de qualité de l'électricité livrée aux réseaux, élevée en fonction de la fréquence et de la durée des coupures longues ou brèves, ainsi que de la qualité de l'onde de tension.

Règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT)

Le 28 décembre 2011 est entré en vigueur le règlement européen N°1227/2011, dit REMIT (*Regulation on Energy Markets Integrity and Transparency*). 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 sur les marchés de l'énergie.

Cette approche est inspirée de la régulation financière, adaptée aux marchés de l'énergie. 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.

Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO)

Il existe les ENTSO (*European Network of Transmission System Operators*) pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (ENTSO-G). Les gestionnaires de réseaux de transport coopèrent au niveau de l'Union européenne via les ENTSO pour promouvoir la réalisation et le fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel et de l'électricité et des échanges transfrontaliers et pour assurer une gestion optimale, une exploitation coordonnée et une évolution technique solide du réseau de transport de gaz naturel et d'électricité. Dans ce cadre, les ENTSO élaborent les codes de réseau européens, sur la base des orientations-cadre établies par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et en étroite concertation avec cette dernière.

Réseau de transport et de distribution d'électricité

Réseau conçu pour le transit de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie

réactive. On distingue trois hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV, de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte ;
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;
- les réseaux de distribution à 20 kV et 400 V qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME et PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

Réseau de transport principal, régional et de distribution de gaz

- le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, les réseaux de distribution et les plus importants consommateurs industriels ;
- le réseau de transport régional est une partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les consommateurs finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;
- le réseau de distribution est un ensemble de canalisations à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution. Il est constitué principalement de canalisations de distribution, de branchements, de conduites montantes, d'organes de détente et de comptage, de robinets et d'accessoires.

Réseaux électriques intelligents

Les réseaux électriques intelligents sont aussi appelés smart grids. Ce sont les réseaux électriques publics auxquels sont ajoutés des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC). Le but est d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout instant et de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs. Rendre les réseaux intelligents consiste à améliorer l'intégration des systèmes énergétiques et la

participation des utilisateurs de réseaux. Ces réseaux doivent être profondément reconfigurés pour intégrer la production décentralisée de sources renouvelables à grande échelle, et pour favoriser une offre adaptée à la demande en mettant à la disposition du consommateur final des outils et services lui permettant de connaître sa consommation personnelle, et donc d'agir sur elle.

Responsable de conformité

Des gestionnaires de réseaux de transport

Le code de l'énergie prévoit que, dans le cadre de la certification (cf. glossaire « certification »), le responsable de conformité est chargé de veiller à la conformité des pratiques des gestionnaires de réseaux de transport avec leurs obligations d'indépendance et d'autonomie vis-à-vis de leur maison mère. Celui-ci est en particulier chargé de vérifier l'application des codes de bonne conduite et d'alerter la CRE de toute question portant sur l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport. Afin de garantir un degré d'indépendance nécessaire à l'exercice de ses fonctions, il bénéficie d'un contrat et de conditions de travail adaptés. La CRE a approuvé en 2011 la nomination des trois cadres responsables de la conformité de RTE, TIGF et GRTgaz, ainsi que leurs contrats et leurs conditions de travail.

Des gestionnaires de réseaux de distribution

Le code de l'énergie prévoit également que chaque gestionnaire de réseau de distribution comptant plus de 100 000 clients soit doté d'un responsable de conformité. Celui-ci veille au respect des engagements fixés par le code de bonne conduite et établit chaque année un rapport qu'il présente à la CRE et rend public. Il bénéficie d'un contrat et de conditions de travail adaptés afin de lui permettre d'exécuter ses missions en toute indépendance. La CRE étudiera en 2012 les propositions de nominations des responsables de la conformité des gestionnaires de réseaux de distribution de plus de 100 000 clients.

Sécurité d'approvisionnement

Capacité des systèmes électrique et gazier à satisfaire de façon continue la demande prévisible du marché.

Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Tarif spécifique destiné à tout consommateur final

d'électricité qui a exercé son éligibilité et souhaite revenir au tarif réglementé de vente. Le TaRTAM n'est plus accessible depuis le 30 juin 2010. Mis en place le 1^{er} janvier 2007, il s'est éteint lors de la mise en place effective de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) au 1^{er} juillet 2011.

Tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (TURPE)

Pour acheminer de l'énergie à ses clients, un fournisseur paie à un gestionnaire de réseau de transport et de distribution l'utilisation de son réseau, puis en répercute le coût à ses clients. Ils s'appliquent à l'identique à tous les clients. La CRE fixe ces tarifs. Ils sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace.

Taux de changement de fournisseur

Un changement de fournisseur est l'action par laquelle un consommateur décide librement de changer de fournisseur. Le taux de changement de fournisseur se mesure comme le nombre de changements de fournisseur calculé sur une période donnée divisé par le nombre de sites de consommation à la fin de cette période.

Télérelève

Lecture à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée sur le réseau, mesurée par les compteurs. Cette technique de relève, souvent associée à des compteurs enregistrant des courbes de charge et non pas uniquement des index, est essentiellement utilisée par les sites ayant de fortes consommations ou pour les sites producteurs.

Terminal méthanier

Installation portuaire qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après re-gazéification, du gaz naturel liquéfié.

Sigles

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)	DG ENER	Direction générale de l'énergie (Commission européenne)
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
AEEG	Autorità per l'energia elettrica e il gas	DNN	Distributeur non nationalisé
AMF	Autorité des marchés financiers	DOM	Départements d'outre-mer
AMM	Automated Meter Management (gestion automatisée des compteurs)	ELD	Entreprise locale de distribution
ANODE	Association nationale des opérateurs détaillants en énergie	ENTSO	European Network of Transmission System Operators (Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport)
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for electricity (Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité)
ATRD	Accès des tiers au réseau de distribution	ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for gas (Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)
BT	Basse tension	EPR	Evolutionary Power Reactor
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management (orientation-cadre sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions)	ERGEG	European Regulators' Group for Electricity and Gas (Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz)
CASC	Capacity Allocation Service Company (plateforme d'enchères)	ERU	Emission Reduction Unit (unité de Kyoto)
CE	Commission européenne	ESMA	European Securities and Markets Authority (Autorité européenne des marchés financiers)
CEER	Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)	ETP	Equivalent temps plein
CER	Certified Emission Reduction (unité de Kyoto)	ETPT	Equivalent temps plein travaillé
CNE	Comisión Nacional de Energía	EUA	European Union Allowance (quota d'émission de CO ₂ européen)
CNE	Charges nettes d'exploitation	GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
CNIL	Commission nationale de l'informatique et des libertés	GRT	Gestionnaire de réseau de transport
CoRDIS	Comité de règlement des différends et des sanctions	GT Comptage	Groupe de travail Comptage
CPL	Courant porteur en ligne	GT MDE	Groupe de travail sur la maîtrise de la demande en énergie
CRE	Commission de régulation de l'énergie	GTC	Groupe de travail Consommateurs
CSPE	Contribution au service public de l'électricité	GTE	Groupe de travail Électricité
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement	GTG	Groupe de travail Gaz
DG COMP	Direction générale de la concurrence (Commission européenne)	HTA	Haute tension A
		HTB	Haute tension B

IPES	Insertion de la production éolienne et photovoltaïque sur le système
ISO	Independent System Operator (modèle de séparation patrimoniale)
ITO	Independent Transmission Operator (modèle de séparation patrimoniale « Gestionnaire de transport indépendant »)
MEDAF	Modèle d'évaluation des actifs financiers
NBP	National Balancing Point (point d'échange de gaz au Royaume-Uni)
NOME	Nouvelle organisation du marché de l'électricité
NSCOGI	North Seas Countries' Offshore Grid Initiative
OU	Ownership Unbundling (modèle de séparation patrimoniale)
PEG	Point d'échange de gaz
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
R&D	Recherche et développement
REMIT	Regulation on Energy Markets Integrity and Transparency (règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie)
SI	Système d'information
SICAE	Société d'intérêt collectif agricole d'électricité
TaRTAM	Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché
TICGN	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel
TSS	Tarif spécial de solidarité
TTF	Title Transfer Facility (point d'échange de gaz aux Pays-Bas)
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
UFE	Union Française de l'Electricité
VAN	Valeur actuelle nette

Sommaire détaillé

LE MESSAGE DU COLLÈGE 2

LE FONCTIONNEMENT DE LA CRE ET L'ACTIVITÉ DU CORDIS 4

1. L'organisation de la CRE 4

1.1. Le collège de la Commission 5

1.2. Le CoRDIS 6

2. Les missions de la CRE 6

2.1. La régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel 6

2.2. La régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel 10

2.3. La contribution à la construction du marché intérieur européen de l'électricité et du gaz naturel 12

3. Les règlements de différends contribuent à préciser les conditions d'accès et d'utilisation des réseaux 13

3.1. Le champ d'intervention du CoRDIS 13

3.2. L'accès aux réseaux et leur utilisation 14

4. Les ressources humaines et les moyens budgétaires 19

4.1. Les hommes et les femmes de la CRE 19

4.2. Une institution reconnue pour l'excellence de son recrutement et la diversité de ses métiers 19

4.3. Une politique de formation continue et de mobilité interne au service de la performance 19

► Encadré : De nouvelles compétences pour la CRE : les évolutions apportées par la loi NOME et le code de l'énergie 7

ÉLECTRICITÉ ET GAZ : BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL 20

DOSSIER LA CRE A VU SES MISSIONS ÉLARGIES PAR LA MISE EN ŒUVRE DES TEXTES EUROPÉENS DU 3^e PAQUET ÉNERGIE 25

1. La transposition du 3^e paquet énergie constitue une étape cruciale, franchie en 2011 26

1.1. Le 3^e paquet renforce les compétences des régulateurs de l'énergie 26

1.2. La France a choisi le modèle « Gestionnaire de transport indépendant » pour assurer l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport 27

1.3. La certification est une nouvelle procédure mise en œuvre par la CRE 28

2. La certification des trois gestionnaires de réseaux de transport a été approuvée par la CRE le 26 janvier 2012 29

2.1. La CRE a ouvert très tôt la procédure de certification 29

2.2. La CRE a soumis les projets de certification des gestionnaires de réseaux de transport français à l'avis de la Commission européenne 29

2.3. L'analyse de la CRE porte sur les éléments assurant l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport en matière de gouvernance et de fonctionnement 30

3. Le respect continu par les gestionnaires de réseaux de transport des dispositions liées à la certification fait l'objet d'un suivi attentif de la CRE 32

3.1. La CRE impose des obligations aux gestionnaires de réseaux de transport dans les décisions de certification 32

3.2. Les activités récurrentes des gestionnaires de réseaux de transport font l'objet d'un suivi de la CRE 35

Parole à : Marie-Christine Jalabert, Direction générale de l'énergie, Commission européenne 33

► Encadré : Les conséquences de la transposition des directives du 3^e paquet énergie 27

► Encadré : Les trois gestionnaires de réseaux de transport français 28

► Schéma : Calendrier de certification 29

► Carte : État d'avancement de la certification des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) et choix du modèle de séparation retenu dans les États membres de l'Union (au 01/06/2012) 30

► Encadré : Les principaux points saillants de la décision de certification de la CRE du 26 janvier 2012 32

► Encadré : Les responsables de conformité 37

DOSSIER LA CRE AGIT POUR CONCRÉTISER L'EUROPE DE L'ÉNERGIE 39

1. La coopération européenne franchit un nouveau cap avec la création de l'ACER 40

1.1. Une nouvelle architecture institutionnelle s'est mise en place 40

1.2. L'ACER a adopté les premières orientations-cadre pour l'intégration des marchés 41

1.3. Les missions de l'ACER ont évolué pour surveiller les marchés de gros 43

1.4. L'ACER sera appelée à favoriser l'investissement dans les infrastructures énergétiques 44

2. S'agissant de l'électricité, les travaux en cours pour l'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement se sont intensifiés 45

2.1. Trois orientations-cadre ont été adoptées en électricité et la Commission européenne a demandé l'élaboration des premiers codes de réseau à ENTSO-E 45

2.2. Les feuilles de route interrégionales en électricité fixent les jalons pour atteindre la cible de 2014 46

2.3. Des travaux sont entrepris à plusieurs niveaux pour renforcer les capacités d'interconnexion 47

3. S'agissant du gaz, les codes de réseau et les travaux sur l'organisation du marché français favorisent l'intégration européenne 49

3.1. Le processus d'intégration des marchés franchit une étape importante avec la rédaction des codes de réseau 49

3.2. Des décisions structurantes ont été adoptées en 2011 pour favoriser l'intégration du marché français au reste de l'Europe 52

Parole à : Alberto Pototschnig, directeur de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) 42

► Encadré : Les principaux acteurs européens de l'intégration des marchés 41

► Encadré : L'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz 44

► Encadré : Les droits de transit pour l'allocation des capacités d'interconnexion 46

► Schéma : Processus d'élaboration de l'orientation-cadre sur l'ajustement en électricité 47

► Encadré : Le développement d'un réseau de transport dans les mers du Nord 48

► Carte : Capacités d'échanges d'électricité aux frontières actuelles et en projet 49

► Encadré : Les plans décennaux des réseaux européens d'électricité et de gaz 51

► Schéma : Processus d'élaboration de l'orientation-cadre sur l'allocation des capacités 52

► Carte : Projets d'interconnexions réalisés et en cours de réalisation en gaz, en Europe et en France 54

DOSSIER LA CRE APPORTE SON EXPERTISE TECHNIQUE ET ÉCONOMIQUE EN MATIÈRE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES 57

1. La CRE participe à la mise en œuvre des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables 58

1.1. Les appels d'offres et les tarifs d'achat garantis sont deux instruments économiques utilisés pour développer les moyens de production à partir d'énergies renouvelables 58

1.2. La CRE met en œuvre les appels d'offres lancés par l'État en faveur des énergies renouvelables 59

1.3. La CRE veille à la pertinence économique des tarifs d'achat de l'électricité ou du gaz d'origine renouvelable 60

1.4. La CRE a validé le coût de production d'installations à partir d'énergies renouvelables dans les DOM 61

2. La CRE veille à l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux 64

2.1. La CRE a donné des orientations et fait évoluer l'encadrement du raccordement des énergies renouvelables aux réseaux 64

2.2. L'intégration des énergies renouvelables est un défi pour les réseaux 66

2.3. Il existe plusieurs leviers d'action pour faciliter l'intégration des énergies renouvelables 69

Parole à : Pierre-François Racine, président, Comité de règlement des différends et des sanctions 65

► **Tableau :** Parc de production français d'électricité renouvelable (au 31/12/2011) 58

► **Encadré :** Le point sur les tarifs photovoltaïques 61

► **Schéma :** Économie d'une installation de production d'électricité à partir de bagasse et de charbon en période sucrière 62

► **Encadré :** La répartition des charges prévisionnelles de service public de l'électricité liées aux énergies renouvelables au titre de 2012 et 2020 63

► **Schéma :** Une nouvelle gestion du système électrique 66

► **Graphique :** Production intermittente d'énergie dans les zones non interconnectées 67

► **Encadré :** 1,5 milliard d'euros d'investissement est nécessaire pour accueillir la production photovoltaïque sur les réseaux de distribution 68

► **Encadré :** L'horizon infrajournalier sur les marchés 69

► **Carte :** Principaux foyers de production d'énergies renouvelables et de nucléaire en Europe 70

► **Encadré :** Le 5^e forum de la CRE sur les réseaux électriques intelligents 71

DOSSIER
LA LOI NOME PLACE LA CRE AU CŒUR DU DISPOSITIF POUR UN MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ PLUS CONCURRENTIEL 73

1. Le manque de concurrence sur le marché de l'électricité 74

2. Les principes et les modalités de l'ARENH 75

2.1. Description du dispositif ARENH 75

2.2. Organisation pratique et contractuelle 82

2.3. Retour d'expérience du premier guichet 84

3. La création d'une obligation de capacités 85

3.1. Objectifs du dispositif 85

3.2. Principes généraux envisagés 87

4. Le développement de la concurrence et le rôle de la CRE en matière de surveillance des marchés de détail 89

4.1. La contestabilité des tarifs réglementés de vente 89

4.2. L'évolution des missions de surveillance de la CRE 90

Parole à : Paul Champsaur, président de l'Autorité de la statistique publique 91

► **Schéma :** Chronologie de la mise en œuvre de la loi NOME 75

► **Encadré :** Les perspectives de développement de la concurrence sur le marché de détail de l'électricité 78

► **Tableau :** Évolution des volumes d'ARENH en pourcentage de la consommation totale des sites 79

► **Graphique :** Produits ARENH plat et modulé 79

► **Schéma :** La marge de tolérance 80

► **Schéma :** Procédure de demande d'ARENH par un fournisseur 83

► **Schéma :** La procédure de demande d'ARENH : une organisation qui préserve la confidentialité des échanges 84

► **Schéma :** Le mécanisme de capacité 88

► **Tableau :** La contestabilité des tarifs réglementés de vente 89

DOSSIER
LA CRE PREND L'INITIATIVE SUR LE TARIF DU GAZ ET POURSUIT L'OUVERTURE DES MARCHÉS 93

1. Les tarifs de gaz ont un cadre législatif et réglementaire très précis 94

1.1. Les tarifs réglementés de vente et les offres de marché coexistent dans un contexte concurrentiel 94

1.2. Le décret du 18 décembre 2009 encadre la fixation des tarifs réglementés 95

1.3. Le contrat de service public de GDF SUEZ formalise l'évolution des tarifs réglementés 95

2. La CRE a remis au gouvernement son rapport d'expertise sur les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ 96

2.1. La CRE a accumulé depuis plusieurs années une expertise sur les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ 96

2.2. La CRE a formulé des recommandations sur les modalités de fixation des tarifs réglementés dans son rapport d'expertise 97

3. Les décisions tarifaires récentes sont cruciales pour la poursuite de l'ouverture du marché 99

3.1. L'ouverture du marché du gaz reste stable en 2011 99

3.2. La CRE place le principe de couverture des coûts au centre de ses décisions tarifaires 100

Parole à : Tomás Gómez, commissaire, Comisión Nacional de Energía (régulateur espagnol) 101

► **Graphique :** Postes de coûts sur la facture d'un client se chauffant au gaz en 2011 95

► **Graphique :** Répartition du portefeuille d'approvisionnement de GDF SUEZ par source 96

► **Encadré :** Les déterminants des prix du gaz 98

► **Encadré :** Le tarif social du gaz 99

DOSSIER
LA CRE ENCADRE LE DÉPLOIEMENT DE LINKY QUI CONSTITUE UNE AVANCÉE POUR L'OUVERTURE DES MARCHÉS 103

1. Linky est un projet ambitieux... 104

1.1. ...Par ses fonctionnalités 104

1.2. ...Au bénéfice du consommateur 105

1.3. ...Répondant aux enjeux d'évolutions du réseau 106

2. Linky a fait l'objet d'expérimentations... 110

2.1. ...Évaluées par la CRE 110

2.2. ...Discutées au sein des groupes de concertation 111

3. Linky doit être déployé sans tarder 112

3.1. Un projet équilibré financièrement 112

3.2. Les recommandations de la CRE sur la généralisation du compteur Linky 113

3.3. L'annonce de la généralisation et la parution de l'arrêté 115

3.4. Les instances de concertation de la CRE suivront le déploiement 116

Parole à : Yvonne Fredriksson, directeur général, Energy Markets Inspectorate (régulateur suédois) 109

► **Encadré :** Les index de consommation en électricité 104

► **Schéma :** Les fonctionnalités du compteur Linky 105

► **Schéma :** Le fonctionnement du compteur électrique évolué 107

► **Encadré :** Les groupes de concertation à la CRE 111

► **Tableau :** Éléments de dépenses et de gains du projet Linky (en euros de l'année 2010) 113

► **Encadré :** La sécurité et la confidentialité des données 115

► **Encadré :** L'expérimentation Nice Grid : un exemple de projet pour le développement des réseaux intelligents 116

DOSSIER
**LA CRE FIXE LE TARIF DE DISTRIBUTION
DE GAZ DE GRDF ET CONTRÔLE
SON PROJET DE COMPTEUR ÉVOLUÉ** 119

**1. Le nouveau tarif d'utilisation des réseaux
publics de distribution de GrDF
entre en vigueur le 1^{er} juillet 2012** 120

1.1. La CRE fixe le tarif de GrDF pour quatre ans . . . 120

1.2. L'ATRD 4 renforce le cadre de régulation
incitative existant en faveur de la maîtrise
des coûts et la qualité de service de GrDF . . . 123

1.3. Une baisse de la rémunération du capital
de l'opérateur cohérente avec les pratiques
et les conditions de marché observées
en Europe et le niveau de risque
des activités régulées 124

1.4. La prise en compte des actions de GrDF
en faveur de la densification de son réseau
pour limiter la hausse du tarif liée à la perte
de clients gaz 125

**2. GrDF poursuit son projet de compteur évolué
pour préparer la décision finale de déploiement
prévue en 2013** 127

2.1. Le nouveau compteur ouvre la voie
à une nouvelle façon d'utiliser les réseaux
et de consommer du gaz 127

2.2. Après la phase de cadrage et d'expérimentation,
la CRE s'est prononcée en faveur de
la poursuite du projet 129

2.3. Le comptage évolué de gaz fera l'objet d'un
cadre de régulation incitative spécifique . . . 130

**Parole à : Eleonora Bettenzoli,
chef du département comptage, Autorità
per l'Energia Elettrica e il Gas (régulateur italien)** . . 131

► **Encadré : La régulation incitative** 120

► **Carte : Carte des gestionnaires de réseaux
de gaz en France** 121

► **Graphique : Évolutions comparées de l'inflation
et du tarif de distribution en €/MWh** 122

► **Encadré : Le 3^e paquet énergie a donné
de nouvelles compétences à la CRE en matière
de tarification des réseaux** 122

► **Schéma : Modalités de construction du tarif
de distribution** 123

► **Encadré : Le coût moyen pondéré du capital** 124

► **Encadré : Le gaz naturel : une énergie
compétitive** 126

► **Graphique : Évolution de la facture annuelle
de chauffage et eau chaude sanitaire de 2009
à 2011 pour une consommation donnée
(représentative d'une maison existante
de 110 m² moyennement isolée en zone nord)
et différentes énergies** 126

► **Schéma : Le fonctionnement du compteur
gaz évolué** 128

► **Schéma : Calendrier de déploiement
du compteur gaz communicant** 129

► **Encadré : Les projets de comptage évolué
des entreprises locales de distribution** 130

ANNEXES 132

**Synthèse des principales délibérations
de la CRE en 2011** 133

Glossaire 142

Sigles 150

Sommaire détaillé 152



15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr

Crédits photos : c. 1 : haut : centrale à cycle combiné DK6 à Dunkerque (Nord), chaudière éclairée © GDF SUEZ, Philippe Dureuil ; bas : gros plan d'un touret de câble ACSS © RTE - DICAP, Lionel Astruc – p. 33 : © Creativ Collection – p. 41 : Parlement européen à Bruxelles © Istockphoto, Ziotograf – p. 42 : Interconnexion électrique France-Angleterre IFA 2000. Batteries d'aéroréfrigérants d'un transformateur monophasé à la station de conversion courant alternatif / courant continu au poste des Mandarins à Bonningues-lès-Calais (Pas-de-Calais) © Zoé Cohen-Solal – p. 51 : Station de compression et d'interconnexion de Chazelles © Centre d'Ingénierie de GRTgaz – p. 61 : Centrale photovoltaïque AKUO de Pierrefonds, Saint-Pierre de La Réunion © EDF, Jean-Luc Petit – p. 68 : Centrale photovoltaïque de La Roseraie, Sainte-Rose de La Réunion © EDF, Jean-Luc Petit – p. 99 : © Istockphoto, Chris Price – p. 101 : © GRTgaz, Franck Dunouau – p. 108 : © Fotolia, Pixel & Création – p. 109 : Isolateurs basse tension © ERDF, William Beaucardet, PWP – p. 112 : © Fotolia – p. 115 : Tournée régionale de Michèle Bellon, présidente du directoire d'ERDF en Auvergne Centre Limousin. Salarié ERDF travaillant au centre d'expérimentation Linky © ERDF, Zoé Cohen-Solal – p. 131 : © Fotolia

Conception graphique et réalisation : **CHROMATIQUES ÉDITIONS** (tél. 01 43 45 45 10)
Impression : Bialec Nancy – Imprimerie certifiée Imprim'Vert contribuant à la protection de l'environnement.
Imprimé sur papier issu de forêts durablement gérées. Achievé d'imprimer : juillet 2012.

Conditions générales d'utilisation
Toute reproduction ou représentation intégrale ou partielle, par quelque procédé que ce soit, des pages publiées dans le présent ouvrage, faite sans l'autorisation de l'éditeur ou du Centre français d'exploitation du droit de copie (3, rue Hautefeuille – 75006 Paris), est illicite et constitue une contrefaçon. Seules sont autorisées, d'une part, les reproductions strictement réservées à l'usage privé du copiste et non destinées à une utilisation collective, et, d'autre part, les analyses et courtes citations justifiées par le caractère scientifique ou d'information de l'œuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1^{er} juillet 1992 - art. L122-4 et L122-5 et Code pénal art. 425).



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

15, rue Pasquier - 75379 Paris cedex 08 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11
www.cre.fr