

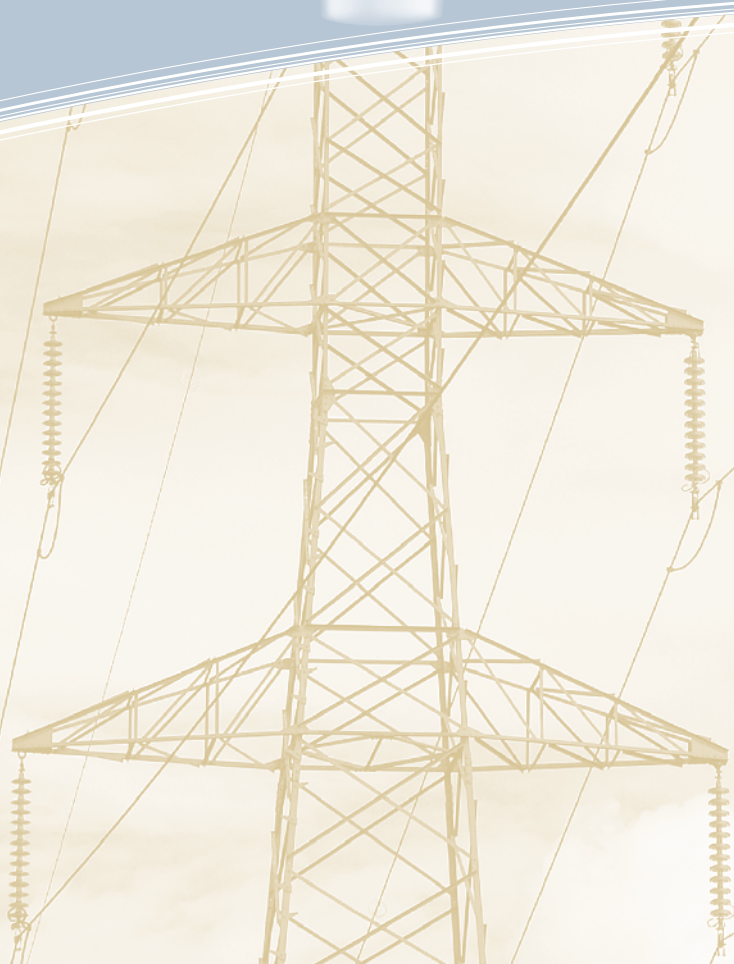


Rapport
d'activité
2012





Rapport
d'activité
2012



MESSAGE DU COLLÈGE

Le monde prend conscience que garantir l'accès à une énergie abordable, respectueuse de l'environnement et qui assure la sécurité d'approvisionnement ne peut passer par des solutions simples. Ces trois objectifs, que le Conseil mondial de l'énergie définit comme un « tri lemme », induisent des relations et des liens complexes entre l'ensemble des acteurs, publics et privés, entre les facteurs économiques et sociaux, entre ressources domestiques et questions environnementales. Les évolutions contrastées du marché du gaz au niveau mondial, entre le développement de la production de gaz non conventionnel aux États-Unis, la forte demande asiatique de GNL et l'atonie du marché européen dans un contexte de crise, illustrent les interdépendances et l'incertitude qui caractérisent le secteur de l'énergie aujourd'hui.

La maîtrise de la demande est le moyen privilégié de modérer l'augmentation de la facture dans un contexte de hausse prévisible du prix de l'énergie.

En Europe où l'on accorde plus qu'ailleurs une place centrale aux enjeux climatiques, la relation entre coût de l'énergie, pouvoir d'achat et compétitivité apparaît comme un élément déterminant du débat, alors que les régulateurs poursuivent l'achèvement du marché intérieur voulu par la Commission européenne pour 2014. La France, quant à elle, s'est engagée dans une vaste réflexion sur l'avenir de sa politique de l'énergie, qui doit conduire à une loi au deuxième semestre 2013. Quels que soient les choix politiques qui seront faits, des investissements importants seront à réaliser tant dans les installations de production que dans les réseaux de transport et de distribution.

Pour l'électricité comme pour le gaz, la CRE a désormais la compétence de fixer seule les tarifs de réseaux. Il lui appartient de veiller à ce qu'ils couvrent les investissements et les charges d'exploitation des distributeurs et des transporteurs. Dans le souci constant de renforcer l'efficacité de leurs dépenses, la CRE a instauré, à l'occasion de l'adoption du tarif de transport de gaz des quatre prochaines années (ATRT 5), un mécanisme de régulation incitative du coût des investissements, et non plus seulement des charges opérationnelles des gestionnaires de réseaux.



◀ *Les membres du collège*

De gauche à droite : Philippe de Ladoucette (président), Michel Thiollière, Jean-Pierre Sotura, Olivier Challan Belval, Hélène Gassin.

© V. Vercel

Par ailleurs, le développement des énergies renouvelables nécessite d'étendre, de renforcer et de moderniser le réseau pour acheminer la production sur les lieux de consommation. Il a également pour effet de rendre les prix de marché de l'électricité plus volatiles. Cela s'est traduit par une diminution des prix de gros en Europe, et même par l'apparition de prix négatifs, qui ont notamment pour conséquence de décourager l'investissement dans des moyens de production d'électricité nécessaires à l'équilibre du système.

Pour s'adapter à l'accroissement de la variabilité de la production, à l'augmentation de la pointe de consommation d'électricité et assurer la sécurité d'alimentation à tout moment, il sera nécessaire de renforcer l'efficacité énergétique et le pilotage de la consommation. La maîtrise de la demande est en effet le moyen privilégié de modérer l'augmentation de la facture dans un contexte de hausse prévisible du prix de l'énergie. À cet égard, la CRE se félicite de l'avancement des projets de comptage évolué qui aboutit aujourd'hui au lancement de la consultation publique sur le système Gazpar.

Les consommateurs en situation de précarité devront bénéficier de dispositifs sociaux afin

de subvenir à leurs besoins en énergie. La loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes a ainsi étendu à 4 millions de foyers, soit 8 millions de personnes, le bénéfice du tarif social.

Il est néanmoins nécessaire que le consommateur soit incité à adopter un comportement toujours plus sobre et que les prix reflètent les coûts de production, de transport et de distribution. Cela rend d'autant plus indispensable la transparence des coûts de l'énergie. À cet égard, la CRE mène régulièrement un audit de la formule évaluant les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ dans les tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Dès 2011, elle a préconisé une modification de la formule tarifaire, aujourd'hui effective, afin de mieux refléter l'effet de la baisse des prix de marché sur l'indexation des contrats de long terme. Par ailleurs, elle vient de rendre public un rapport sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF.

Dans son premier rapport sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité et du gaz en application de sa nouvelle compétence de surveillance issue de la loi NOME, la CRE met

Régulateur le moins bien doté en comparaison avec ses homologues des pays voisins, la CRE s'inquiète de ce manque de moyens qui pourrait nuire à l'accomplissement de ses missions et à la qualité de la régulation.

l'accent sur les économies que les consommateurs peuvent réaliser en souscrivant à des offres de marché moins chères que les tarifs réglementés. Or peu en bénéficient puisque l'ouverture à la concurrence reste faible. La méconnaissance du fonctionnement du marché explique en partie le désintérêt des Français pour la concurrence. Près des trois quarts d'entre eux ne connaissent pas les modalités simples et gratuites pour changer de fournisseur. La plupart ignore qu'un consommateur ayant quitté le tarif réglementé peut y revenir à tout moment.

L'incompréhension du consommateur est renforcée par la complexification du cadre juridique en perpétuelle évolution, notamment en matière de tarifs. Celui-ci a été modifié par 31 lois et ordonnances depuis l'ouverture des marchés en 2000. Dans le même temps, la composition du collège de la CRE a été modifiée à cinq reprises.

La loi a conféré au régulateur de nombreuses missions supplémentaires au cours des dernières années, sans que les ressources humaines et financières correspondantes ne lui soient accordées. Régulateur le moins bien doté en comparaison avec ses homologues des pays voisins, la CRE s'inquiète de ce manque de moyens qui pourrait nuire à l'accomplissement de ses missions et à la qualité de la régulation. Il pourrait notamment compromettre sa participation aux instances européennes de régulation dans lesquelles elle joue un rôle très important dans la défense des intérêts français. De même, la qualité de la concertation avec les acteurs, que la CRE est attachée à mener dans le cadre de ses travaux, serait elle aussi remise en cause. La concertation est pourtant un des fondements de la régulation, en ce qu'elle favorise la construction, la compréhension et l'acceptation des normes. ■

SOMMAIRE

▶ La Commission de régulation de l'énergie	6
▶ La CRE, la concertation et la transparence	18
▶ Chiffres clés 2012 des marchés de détail de l'électricité et du gaz	32
▶ L'Europe de l'énergie à l'épreuve du pic de froid de février 2012	36
▶ Réseaux d'électricité et territoires	56
▶ Les infrastructures de gaz, clé de voûte du bon fonctionnement du marché français et de l'intégration du marché de l'énergie européen	78
▶ Développement des énergies renouvelables	96
▶ Coût de l'énergie, maîtrise de la demande et lutte contre la précarité énergétique	116
▶ Annexes	134

LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

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).

L'ensemble des dispositions relatives au gaz et à l'électricité sont regroupées dans un texte unique, le code de l'énergie, qui détaille les missions de la CRE.

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.

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. 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).



◀ Les membres du CoRDIS
De gauche à droite :
Sylvie Mandel,
Christian Pers,
Monique Liebert-
Champagne
(présidente),
Roland Peylet.
© F. Daburon

Les membres du collège exercent leur fonction à plein-temps. Afin de se conformer aux exigences d'indépendance requises par le droit européen, ils ne peuvent être révoqués que dans les trois cas prévus à l'article L.132-5 du code de l'énergie, en cas de non-respect des règles d'incompatibilité, de manquement grave ou d'empêchement. 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.

1.2. Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)

Le CoRDIS, crée 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.

Les règlements de différends traités par le CoRDIS contribuent à préciser les conditions d'accès et d'utilisation des réseaux

	2009	2010	2011	2012
Nombre de saisines reçues	9	17	272	32
Nombre de décisions rendues	9	11	206	115

Voir les principales décisions du CoRDIS en annexe.



83
jours de
commission
 en 2012,
 soit une augmentation
 de 32 %
 par rapport à 2011

2. LES MISSIONS DE LA CRE

Les missions dévolues à la CRE se déclinent en deux volets. 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. La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) a prévu que la CRE était 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. Ce décret n'est toujours pas intervenu à ce jour.

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 pas cessé de se développer. La loi NOME et la transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du 13 juillet 2009 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.

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 aux réseaux, ouvrages et installations dans des conditions transparentes et non discriminatoires. La CRE veille au respect de cette exigence et à ce que les réseaux soient sûrs, fiables et performants pour le bénéfice des consommateurs. Ses missions dans ce domaine sont globalement les mêmes pour le gaz naturel et l'électricité.

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

Le principe de non-discrimination est la garantie de l'accès au marché pour les nouveaux entrants et du développement d'une juste concurrence

◀ Les membres du comité de direction

De gauche à droite :

Anne Monteil (directrice des relations institutionnelles et de la communication),

Fadhel Lakhoua (directeur des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros),

Sophie Pataridzé (directrice des ressources humaines),

Esther Pivet (directrice du développement des marchés),

Philippe Raillon (directeur des relations internationales),

Jean-Yves Ollier (directeur général),

Olivier Béatrix (directeur juridique),

Cécile George (directrice de l'accès aux réseaux électriques),

Francis Hauguel (directeur, adjoint au directeur général, chargé des questions administratives),

Naima Idir (directrice adjointe des infrastructures et des réseaux de gaz),

Dominique Jamme (directeur des infrastructures et des réseaux de gaz).

© V. Vercei

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, aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, et 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 d'électricité, la CRE émet un avis préalable sur les décisions du préfet refusant d'autoriser la construction d'une ligne directe. En outre, en application du décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, la CRE approuve les modèles de contrat d'accès au réseau public de transport des utilisateurs.

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.

La CRE, au travers de son Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), 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. Le CoRDIS dispose également d'un pouvoir de sanction en cas de violation des règles législatives, réglementaires ou de non-respect des décisions de la CRE, relatives à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, des installations de stockage de gaz naturel ou des installations de gaz naturel liquéfié.

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. Avant l'entrée en vigueur du 3^e paquet, elle n'avait 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.

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 (cf. Annexes p. 137).

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

Depuis 2006, la CRE a pour mission de surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, en s'assurant notamment de la cohérence des offres faites par les acteurs de marché avec leurs contraintes économiques et techniques. Cette activité de surveillance s'effectue à partir de données collectées régulièrement. Elle a pour objectif de s'assurer que les prix sont cohérents avec les fondamentaux physiques et économiques, déterminants de l'offre et de la demande, comme par exemple les facteurs météorologiques, le niveau de consommation, la disponibilité des parcs de production et des interconnexions, les prix des combustibles fossiles et du CO₂, etc.

La loi de régulation bancaire et financière du 22 octobre 2010 a élargi le périmètre de surveillance de la CRE au marché du CO₂. La CRE surveille ainsi les transactions réalisées par les acteurs actifs sur les marchés de l'électricité et du gaz français 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.

La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE s'inscrit aussi dans le cadre du règlement pour l'intégrité et la transparence des marchés de l'énergie, dit REMIT, qui interdit les abus de marché sur les marchés de gros de l'énergie (électricité et gaz). La surveillance de ces marchés s'exerce en coopération avec l'ACER. Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE a le pouvoir de sanctionner les manquements et infractions à ce règlement.

La CRE établit dans le cadre de cette mission un rapport annuel sur la surveillance des marchés de gros dont la 5^e édition a été publiée en novembre 2012 (*cf. Annexes, p. 135*).

Veiller au bon fonctionnement des marchés de détail

En premier 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.

La CRE établit dans le cadre de cette mission un rapport annuel sur la surveillance des marchés de détail dont la première édition a été publiée en février 2013 (*cf. Annexes p. 136*).

La mission de veiller sur le bon fonctionnement des marchés de détail de la CRE passe en outre 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.

222 délibérations

rendues en 2012, soit une augmentation de 8 % par rapport à 2011

Voir les principales délibérations en annexes.

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.

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

En application de la loi NOME, la vente d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) 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 propose au ministre de l'énergie les conditions dans lesquelles doit s'effectuer la vente d'ARENH, 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, 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 CRE contribue à la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité par plusieurs canaux.

Les rôles respectifs de la CRE et du ministre chargé de l'énergie dans la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité sont définis par le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002. (*cf. encadré p. 99*).

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.

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 versements effectués au profit des opérateurs supportant des charges de service public.

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.

Informier 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.

3. LA CRE ET LES AUTRES ACTEURS INSTITUTIONNELS

3.1. La CRE et le Parlement

L'indépendance notamment à l'égard du gouvernement est une des raisons d'être des autorités administratives indépendantes comme la CRE. Soustraite à l'autorité hiérarchique ou de tutelle du pouvoir exécutif, son indépendance prend sa source dans la loi. Néanmoins, l'article L.134-14 du code de l'énergie prévoit que le président de la CRE « rend compte des activités de la Commission devant les commissions permanentes du Parlement compétentes en matière d'énergie, à leur demande ».

La CRE attache une importance toute particulière à ce dialogue avec le Parlement. Le président de la CRE a ainsi été auditionné huit fois par l'Assemblée nationale et le Sénat au cours de l'année 2012. Ces auditions ont eu pour objet :

- d'obtenir des informations dans le cadre d'une commission d'enquête, comme cela a été le cas sur le coût réel de l'électricité ;
- de débattre sur les crédits qui doivent être alloués à la CRE : le président de la CRE a été auditionné, dans le cadre du projet de loi de finances pour 2013, par la commission des finances et la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale ;

- de recueillir le point de vue de la CRE sur certains points, dans le cadre notamment de l'élaboration d'une proposition de loi (audition par l'Assemblée nationale et le Sénat sur la proposition de loi visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes) ;
- de présenter l'activité de la CRE, à l'occasion notamment de la remise de son rapport annuel.

3.2. La CRE et les autres autorités administratives indépendantes

La CRE, en tant qu'autorité de régulation, est amenée à travailler avec d'autres autorités administratives indépendantes, en particulier l'Autorité de la concurrence, l'Autorité des marchés financiers (AMF) et la Commission nationale de l'informatique et des libertés (CNIL).

L'article L.134-16 du code de l'énergie dispose que le président de la CRE saisit l'Autorité de la concurrence « des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité ou du gaz naturel ». Il peut également la saisir pour avis¹. L'Autorité de la concurrence doit communiquer à la CRE toute saisine relative à des secteurs entrant dans son champ de compétence, afin que celle-ci puisse faire part, dans un délai de deux mois, de ses éventuelles observations.

¹ – Voir pour exemple l'avis de l'Autorité de la concurrence n°12-A-19 du 26 juillet 2012 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité.

Le président de la CRE a été auditionné huit fois par l'Assemblée nationale et le Sénat au cours de l'année 2012.

La CRE assure la vice-présidence du CEER et contribue à de nombreux groupes de travail des régulateurs européens de l'énergie

Groupes de travail ACER et/ou CEER	Niveau de participation de la CRE	Autres responsabilités assumées par la CRE
Électricité (ACER/CEER)	Participation	Co-présidence du sous-groupe (CEER) Sécurité d'approvisionnement
Gaz (ACER/CEER)	Participation	Présidence du sous-groupe Infrastructures (ACER/CEER) Co-présidence des sous-groupes Allocation des capacités (ACER) et LNG (CEER)
Procédures et suivi de la mise en œuvre de la législation européenne (ACER/CEER)	Participation	–
Intégrité et transparence des marchés (ACER/CEER)	Vice-présidence	Présidence du sous-groupe (CEER) Marché de gros de l'énergie
Marchés de détail et consommateurs (CEER)	Présidence	Co-présidence du sous-groupe Information des consommateurs
Relations internationales (CEER)	Co-présidence	–

La CRE a ainsi rendu, sur le fondement de l'article R.463-9 du code de commerce, un avis dans le cadre de l'instruction d'une demande, par la société SUN'R, de mesures conservatoires concernant des pratiques mises en œuvres par EDF dans le secteur de l'électricité photovoltaïque². D'autre part, dans le cadre de l'ARENH, l'article L.336-8 du code de l'énergie prévoit que la CRE et l'Autorité de la concurrence élaborent des rapports permettant aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie de procéder, tous les cinq ans, à l'évaluation du dispositif.

La coopération avec l'AMF a été renforcée avec l'adoption, sous l'impulsion du droit européen, de la loi de régulation bancaire et financière du 22 octobre 2010, qui prévoit désormais la possibilité d'un échange d'informations et d'expertises lorsque celles-ci sont utiles pour l'accomplissement des missions respectives de ces deux autorités. Dans ce cadre, la CRE et l'AMF ont signé en 2010 un protocole d'accord prévoyant

² – Décision de l'Autorité de la concurrence n°13-D-04 et avis de la CRE en date du 15 novembre 2012.

une assistance mutuelle en termes d'appui méthodologique ou d'apport d'expertises ou d'informations utiles à l'exercice de leurs missions sur les marchés du gaz, de l'électricité et du CO₂.

La CRE coopère également avec la CNIL sur les dossiers qui présentent des enjeux de protection des données personnelles tels que les projets de comptage évolué.

3.3. La CRE et les instances européennes de régulation

La CRE travaille concrètement à la construction d'un marché européen de l'énergie alliant compétitivité, sécurité et soutenabilité en tant que membre du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et en relation avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Ainsi, elle entretient 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.

4. LES RESSOURCES HUMAINES ET LES MOYENS BUDGÉTAIRES

L'article 35 de la directive 2009/72 du 13 juillet 2009 et l'article 41 de la directive 2009/73 du même jour disposent que « l'autorité de régulation nationale bénéficie de crédits budgétaires séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué, et dispose de ressources humaines et financières suffisantes pour s'acquitter de ses obligations ».

Les missions et l'activité de la CRE se sont considérablement accrues depuis 2010, avec la transposition des directives du 3^e paquet (pouvoir de décision pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux, certification, examen des schémas décennaux d'investissement des GRT), l'entrée en vigueur de la loi NOME (ARENH, surveillance des marchés de détail), le recours massif aux appels d'offres en matière d'énergies renouvelables, l'entrée en vigueur du règlement REMIT et les travaux européens pour l'élaboration des règles relatives à l'intégration des marchés. Or, les effectifs et le budget de fonctionnement du régulateur français de l'énergie ont régressé au cours de la même période. Ils sont en outre systématiquement amputés en cours d'année par des mesures de gel budgétaire.

Au-delà d'une mission de coordination de l'action des autorités de régulation nationales, l'ACER exerce un rôle majeur dans l'élaboration du cadre de la régulation, achevant ainsi de compléter les règles introduites par le 3^e paquet énergie. L'ACER adopte ainsi les orientations-cadres pour l'intégration des marchés, dont l'objectif est de fixer des principes non contraignants relatifs au fonctionnement des marchés et destinés à être repris dans les codes de réseau rédigés par les réseaux européens de gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO). Elle dispose également d'une compétence de surveillance des marchés, en coordination avec les régulateurs nationaux.

En complément de la coordination assurée par l'ACER, le CEER continue à promouvoir l'échange d'expérience et de bonnes pratiques entre régulateurs. Son périmètre géographique est plus étendu que celui de l'ACER, puisqu'il comprend également les régulateurs de Norvège et d'Islande, ainsi que ceux de la Suisse et de l'Ancienne République Yougoslave de Macédoine en qualité d'observateurs.

Évolution du plafond d'emploi de la CRE de 2009 à 2015

ETPT	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Commissaires	3	3	5	5	6	6	6
Agents	128	128	126	126	124	124	123
Total	131	131	131	131	130	130	129

La Commission européenne a pris note de ces difficultés dans son rapport de novembre 2012 consacré à l'évolution du marché de l'énergie français.



131 personnes

Effectif de la CRE
en 2012 en nombre
de postes ETPT
(équivalent
temps plein
travaillé).

Les 126 ETPT (équivalent temps plein travaillé) de la CRE ont la responsabilité de la préparation des décisions de la CRE relatives à la fixation ou de la vérification de composantes du prix de l'énergie dont les montants cumulés représentent annuellement près de 48,3 milliards d'euros : 21,7 milliards d'euros pour les tarifs régulés des infrastructures de transport et de distribution de gaz naturel et d'électricité et les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers ; 21,5 milliards d'euros pour la part fourniture des tarifs réglementés de vente ; et 5,1 milliards d'euros pour la contribution au service public de l'électricité.

L'étude des ressources des autorités européennes de régulation de l'énergie fait apparaître que les moyens humains de la majeure partie des homologues de la CRE ont été accrus en 2012. Huit régulateurs (en Allemagne, Grande-Bretagne, Espagne, Hongrie, Italie, Pologne, République tchèque et Roumanie) disposent désormais d'effectifs supérieurs à ceux de la CRE, allant de 186 à 593 ETP (équivalent temps plein) pour les activités liées à l'énergie.

Le manque d'effectifs de la CRE affecte particulièrement :

- sa capacité à gérer les appels d'offres en matière d'énergies renouvelables dans les délais requis.

La CRE rappelle à cet égard que la directive 2009/72 n'impose pas que cette mission soit confiée à l'autorité de régulation de l'énergie. Elle pourrait être confiée à un autre organisme indépendant ;

- sa capacité à siéger dans les groupes européens où s'élaborent, entre régulateurs, les règles relatives à l'intégration des réseaux. La CRE a dû fortement réduire sa participation à ces groupes ;
- sa capacité à prendre en charge toute nouvelle mission non strictement requise par les textes européens ou législatifs. La CRE a ainsi été amenée, pour cette raison, à donner le 10 avril 2013 un avis défavorable à un projet de décret prévoyant qu'elle mènerait une analyse systématique des coûts de l'ensemble des fournisseurs de gaz au tarif réglementé préalablement à ses avis sur les tarifs.

La poursuite de la réduction du budget de fonctionnement de la CRE après la mise en œuvre d'un plan d'économies affecte essentiellement son budget d'études, d'audit et de conseils externes. Or, ces études sont indispensables à la fixation des tarifs. La CRE a proposé à cet égard que le code de l'énergie soit modifié de façon à ce que certains frais d'études puissent être mis à la charge des opérateurs concernés.

◀ *La CRE travaille concrètement à la construction d'un marché européen de l'énergie alliant compétitivité, sécurité et soutenabilité en tant que membre du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et en relation avec l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). Conférence du CEER du 21 juin 2012 « Building a 2020 vision for Europe's energy customer ».*

© CEER Energy

Au 31 décembre 2012, la CRE comptait 125 agents (hors commissaires), dont 59 femmes et 66 hommes. 45 % des chargés de mission, 42 % des chefs de département et 50 % des directeurs sont des femmes.

Le régulateur cherche à se doter des meilleures compétences technico-économiques dans le secteur de l'énergie et de capacités de prospective. En 2012, pour 21 postes ouverts au recrutement, la CRE a reçu 1 210 curriculum vitae, correspondant pour une grande partie aux profils recherchés et présentant un très haut niveau de qualification. Afin d'améliorer sa visibilité, d'attirer les talents et de diversifier les recrutements, la CRE mène une politique de communication ciblée auprès des principaux viviers de candidats. La direction des ressources humaines a ainsi participé à deux forums de recrutement en 2012, avec l'appui de collaborateurs des directions métiers : le forum AgroParisTech et le forum de la *Toulouse School of Economics*.

Les collaborateurs de la CRE, majoritairement des agents contractuels de droit public (87 % de l'effectif), sont principalement recrutés dans les entreprises. Leur moyenne d'âge est de 35 ans.

La poursuite de la réduction du budget de fonctionnement de la CRE après la mise en œuvre d'un plan d'économies affecte essentiellement son budget d'études, d'audit et de conseils externes. Or, ces études sont indispensables à la fixation des tarifs. La CRE a proposé à cet égard que le code de l'énergie soit modifié de façon à ce que certains frais d'études puissent être mis à la charge des opérateurs concernés.

En 2012, 50 % des agents ont suivi au moins une action de formation continue pour un budget alloué de 133 000 euros. Au cours de cette même période, 10 % de l'effectif ont effectué une mobilité interne. ■

LA CRE, LA CONCERTATION ET LA TRANSPARENCE

LA CONCERTATION ET LA TRANSPARENCE SONT INDISPENSABLES POUR ASSURER LA QUALITÉ ET LA COMPRÉHENSION DES TRAVAUX DU RÉGULATEUR, ET LE BON FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE, AU BÉNÉFICE DU CONSOMMATEUR FINAL. LA CRE PLACE L'ÉCHANGE AVEC LES PARTIES PRENANTES AU CŒUR DE SES PROCESSUS DE TRAVAIL, PRINCIPALEMENT SOUS TROIS FORMES. ELLE ORGANISE LE DIALOGUE ENTRE LES ACTEURS DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE, AU SEIN DES GROUPES DE CONCERTATION OÙ, DANS UNE DÉMARCHE D'AUTORÉGULATION, ILS ÉLABORENT EUX-MÊMES DES RÈGLES DE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ. LA CRE PROCÈDE ÉGALEMENT À DE NOMBREUSES CONSULTATIONS ET AUDITIONS, ET MET EN PLACE DES GROUPES DE TRAVAIL ET DES TABLES RONDES POUR PRÉPARER SES PROPRES DÉCISIONS ET AVIS, EN VEILLANT À LES RENDRE TOUJOURS PLUS TRANSPARENTS. ENFIN, ELLE PARTICIPE AUX TRAVAUX EUROPÉENS DE CONSTRUCTION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE, DANS L'ÉLABORATION DESQUELS LA CONCERTATION EST ESSENTIELLE.

1. SOUS L'ÉGIDE DE LA CRE, LES ACTEURS DU SECTEUR ÉLABORENT EN CONCERTATION LES RÈGLES DU MARCHÉ

Les gestionnaires de réseaux, les opérateurs d'infrastructures, les producteurs, les fournisseurs, les syndicats professionnels, les pouvoirs publics et les associations de consommateurs (depuis 2005) travaillent de concert avec le régulateur et contribuent ainsi à l'élaboration des règles de fonctionnement d'un marché concurrentiel. Le processus d'élaboration de ces règles, fondé sur les échanges directs entre les acteurs, relève d'une forme d'autorégulation.

Cette pratique de concertation répond au besoin de transparence et de prévisibilité nécessaires au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

23

consultations
publiques lancées
par la CRE en 2012,
contre 9 en 2011.

464

réponses
aux consultations
publiques traitées.

MOTS-CLÉS

Transparence
Autorégulation
Amélioration
du fonctionnement
des marchés
de l'énergie

La concertation est en effet un élément majeur d'élaboration de la *soft law*. Ce terme désigne des normes qui, élaborées en commun par des professionnels ou issues d'une concertation entre divers acteurs, regroupent des prescriptions ou des procédures ou encore des méthodes de travail, acceptées par tous et que l'ensemble des parties prenantes s'engage à appliquer.

Les groupes de travail opérationnels « Procédures et nouveaux services » préparent l'arrivée des compteurs évolués

Les objectifs des groupes de travail opérationnels (GTO) « Procédures et nouveaux services » sont d'adapter les procédures existantes et d'en déterminer de nouvelles, en prenant en compte les nouvelles fonctionnalités offertes par les systèmes de comptage évolués. Ils visent également à définir les conditions de l'accès aux données des fournisseurs pour élaborer les nouveaux services liés à ces dispositifs, tels que la mise à disposition des données contractuelles.

Les GTO regroupent l'ensemble des parties prenantes, c'est-à-dire les gestionnaires de réseaux de distribution, les fournisseurs, les associations de consommateurs, les pouvoirs publics avec la Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF), la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et le médiateur national de l'énergie (MNE).

Les principales procédures examinées par les GTO sont celles relatives aux mises en service, aux résiliations client, ainsi qu'aux changements de fournisseurs. En gaz naturel comme en électricité, ces prestations seront désormais réalisées sur la base de données de consommation relevées à distance grâce aux compteurs évolués (index télé-relevés). En cas d'indisponibilité de telles données en temps voulu, les procédures prévoient la possibilité d'utiliser un index réel télé-relevé antérieur, un index auto-relevé ou un index estimé.

En ce qui concerne les nouveaux services en gaz, les conditions d'accès aux mesures horaires de la consommation, la transmission d'une relève cyclique mensuelle, du choix de la date théorique de relève ainsi que la récupération des données de consommation pour les évolutions de prix des offres des fournisseurs ont été arrêtées.

En électricité, une procédure a été rédigée pour permettre de réaliser des modifications de puissance à distance.

Le GTO gaz va engager la rédaction des procédures traduisant les principes arrêtés. En électricité, le GTO va continuer à examiner les procédures existantes et rédiger celles correspondant à de nouveaux services. La liste des procédures issues des GTO est disponible sur www.cre.fr/operateurs/referentiel-clientele. ■

En 2012, le groupe de travail opérationnel « Procédures et nouveaux services » s'est réuni pour :

3 séances de travail en électricité

5 séances de travail en gaz

88 réunions de concertation

des groupes de travail de la CRE en 2012.

42 en électricité

46 en gaz

1.1. La CRE est à l'initiative de nombreuses instances de concertation qui ont permis de définir des procédures opérationnelles pour les marchés de l'électricité et du gaz

Depuis le 1^{er} juillet 2007, chaque consommateur est en droit de choisir son fournisseur d'électricité ou de gaz naturel. Dans la continuité des dispositifs créés en 2003 pour préparer l'ouverture des marchés aux clients professionnels, la CRE a, dès 2005, mis en place des instances de concertation (Groupe de Travail Consommateurs ou GTC, Groupe de Travail Électricité ou GTE et Groupe de Travail Gaz ou GTG) qui réunissent l'ensemble des acteurs concernés : représentants des consommateurs, des fournisseurs, des gestionnaires de réseaux et des pouvoirs publics.

Les principaux objectifs de ces groupes de travail sont, d'une part, d'analyser les conditions de l'information et de la protection des consommateurs et, d'autre part, de définir des solutions opérationnelles pour l'ouverture totale des marchés avec une exigence de simplicité pour le consommateur et de cohérence entre l'électricité et le gaz naturel. Depuis leur création, ils ont permis de définir des procédures



◀ Les groupes de travail opérationnels « Procédures et nouveaux services » préparent l'arrivée des compteurs évolués. Réunion du groupe de travail opérationnel (GTO) Procédures et nouveaux services du 5 avril 2013.

© F. Daburon

La Concertation Gaz et l'évolution des règles d'équilibrage en France

Le bon fonctionnement du système gazier et la sécurité d'approvisionnement des consommateurs nécessitent une gestion rigoureuse de l'égalité entre les injections et les soutirages de gaz. Compte tenu de la flexibilité dont dispose le système gazier, les contraintes d'équilibrage pour les fournisseurs sont sur un pas de temps journalier (trente minutes pour l'électricité).

Le code de réseau européen en cours de finalisation prévoit la mise en place de règles d'équilibrage fondées sur le marché, afin d'inciter les fournisseurs à minimiser leurs déséquilibres.

En France, les travaux relatifs à l'évolution des règles d'équilibrage applicables sur les réseaux de GRTgaz et TIGF ont été initiés dès 2010, à la demande de la CRE, dans le cadre de la Concertation Gaz. Ces travaux regroupant l'ensemble des acteurs de marché et pilotés par les deux transporteurs ont permis :

- d'informer régulièrement les acteurs français sur les orientations et l'avancement des travaux européens ;*
- d'alimenter les réflexions européennes relatives à la définition du code de réseau équilibrage ;*
- de proposer les modalités d'évolution des règles d'équilibrage vers une cible conforme au code de réseau à l'horizon 2015.*

En 2012, le groupe de travail équilibrage de la Concertation Gaz s'est réuni sept fois. GRTgaz et TIGF ont transmis à la CRE cinq propositions d'évolution de leurs règles d'équilibrage. La CRE a mené trois consultations publiques et rendu deux délibérations. ■

opérationnelles partagées par l'ensemble des professionnels du secteur.

Leurs travaux ont par exemple conduit à des évolutions des contrats d'utilisation des réseaux, mais aussi à des évolutions des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux pour en faciliter l'utilisation par les fournisseurs. Ils concernent directement les consommateurs avec l'établissement de chartes d'engagement des fournisseurs à leur égard, l'édiction de bonnes pratiques de communication commerciale ou encore l'amélioration de la présentation des factures.

En parallèle des instances GTE, GTG et GTC, la CRE a créé des groupes spécifiques pour traiter certains sujets. La Concertation Gaz, présidée par GRTgaz et TIGF, examine ainsi depuis 2008 les règles d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. La Concertation Gaz naturel liquéfié coprésidée par Elengy et Fosmax-LNG travaille, quant à elle, depuis mars 2011, sur les conditions d'accès aux terminaux méthaniers régulés.

Parcours du client : à chaque situation sa procédure

Une demande de changement de fournisseur vaut ipso facto demande de résiliation auprès du fournisseur précédent, ceci afin d'éviter des démarches trop lourdes du point de vue du client. Cette mesure concrète est un exemple de procédure opérationnelle issue de la concertation des opérateurs au sein des groupes de travail réunis sous l'égide de la CRE.

De la même manière, les autres situations courantes comme les mises en service, les raccordements ou les résiliations, mais aussi les situations anormales comme les dysfonctionnements de compteurs ou les fraudes font également l'objet de procédures qui constituent un référentiel à respecter par les acteurs du marché. Cette normalisation des procédures concerne toutes les étapes du parcours du client et encadre ses relations avec les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux de distribution. Elle permet aux fournisseurs nouveaux entrants d'exercer leur activité sans rencontrer de freins ou d'obstacles et garantit aux consommateurs un système transparent et efficace. ■



© ERDF - P. Curtet

1.2. En 2012, la CRE a fait évoluer les instances de concertation pour suivre le développement du compteur évolué et mieux impliquer les consommateurs dans les travaux

Près de cinq ans après l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le bilan des groupes de concertation établis sous l'égide de la CRE est largement positif. En effet, les procédures en place (changement de fournisseur, mise en service, résiliation...) ont démontré leur robustesse et leur efficacité. Elles ont été prises en compte dans les systèmes d'information des gestionnaires de réseaux. Désormais, les travaux réalisés par ces groupes s'inscrivent dans une démarche d'amélioration continue. Il s'agit de réduire, dans la mesure du possible, les délais de changement de fournisseur, de corriger les index de changement de fournisseur ou encore d'améliorer les données transmises aux responsables d'équilibre.

Une étape supplémentaire a été franchie avec la délibération du 22 mars 2012 par laquelle la CRE a

procédé à la réorganisation de ses groupes de concertation. Cette réorganisation poursuit un double objectif d'amélioration continue des règles de fonctionnement des marchés et d'une préparation efficace de l'organisation future des marchés liée à la mise en place du comptage évolué.

Pour ce faire, les groupes de travail chargés des procédures en électricité et en gaz naturel ont été complétés par un groupe de travail opérationnel (GTO) « Procédures et nouveaux services », chargé de définir les règles de marché en présence de compteurs évolués (cf. encadré p.19). Les groupes de travail « Suivi des projets de comptage évolué » continuent de suivre l'avancement des projets de systèmes de comptage évolués des gestionnaires de réseaux de distribution.

Les autres groupes de travail devront eux aussi intégrer dans leurs travaux les impacts de l'arrivée des compteurs évolués.

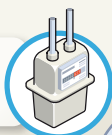
La délibération du 22 mars 2012 a également décidé la suppression du GTC, au profit de l'intégration des représentants des consommateurs au sein des travaux du GTE et GTG, en particulier aux groupes de travail sur les procédures et le comptage évolué, afin de les associer plus directement à ces travaux.

Concertations sous l'égide de la CRE

GTE (Accès aux réseaux de distribution d'électricité)



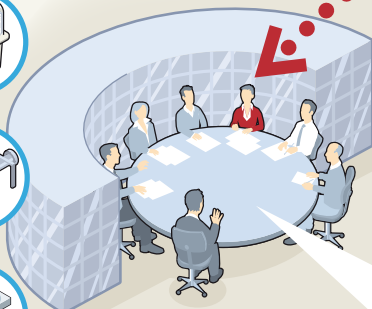
GTG (Accès aux réseaux de distribution de gaz)



Concertation GAZ (Accès aux réseaux de transport de gaz)



Concertation GNL (Accès aux terminaux méthaniers)



La CRE veille, le cas échéant, à la **cohérence** et la **bonne coordination** des sujets entre les différentes instances.

❖ Caractéristiques

- Ces concertations ont toutes été mises en place sur **délibération de la CRE**.
- La CRE en garantit le **bon fonctionnement**.
- Les services de la CRE y sont **impliqués et actifs**.
- Elles permettent d'instruire avec l'ensemble des acteurs du marché les différents sujets liés aux **conditions d'accès aux infrastructures régulées**.
- Leurs travaux donnent lieu à :
 - des **propositions pour décision** de la CRE ;
 - des **procédures « normalisant ou encadrant »** les relations entre les acteurs ;
 - des **partages d'informations** ou de retours d'expérience.

1.3. En attendant l'arrivée des compteurs évolués, l'amélioration continue des processus actuels reste nécessaire

En 2012, les groupes de travail traitant des procédures et des relations entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) en électricité et en gaz ont travaillé sur la résiliation à l'initiative du fournisseur (RIF) et le déplacement pour impayés (DPI). Les échanges entre les acteurs ont permis de faire évoluer les procédures RIF, qui fixent désormais les conditions dans lesquelles les clients en situation de précarité peuvent éviter une coupure. La procédure DPI en gaz a été complétée : les clients disposent dorénavant du TIP (titre inter-bancaire de paiement) comme moyen supplémentaire de règlement et ne subissent pas de coupure s'ils présentent une attestation de recevabilité d'un dossier de surendettement de moins de trois mois. En électricité, les acteurs ne sont pas parvenus à un consensus permettant l'adoption d'une procédure. Toutefois, les travaux reprendront en 2013 dans le cadre de l'arrivée des compteurs évolués. En électricité, ERDF a supprimé le délai technique de changement de fournisseur. En gaz, le délai minimum de changement de fournisseur sera progressivement ramené de 21 à 4 jours calendaires en fonction du rythme auquel les systèmes d'information de chaque GRD s'adapteront.

D'autres améliorations des procédures clientèle ont résulté des travaux du GTE et du GTG, comme la définition d'un indicateur de suivi des réalisations des demandes de coupure pour impayés en électricité ou d'un indicateur de suivi de la qualité du traitement des réclamations en gaz.

Le groupe de travail Recoflux a pour objectif de suivre les performances et l'amélioration des systèmes d'information utilisés par les GRD pour la reconstitution des flux en électricité. Ce mécanisme de reconstitution des flux a été mis en place pour déterminer les écarts entre l'injection et le soutirage d'énergie sur le réseau sur la base de l'estimation des soutirages ou des injections de chaque responsable d'équilibre, au pas demi-horaire. Pour ce faire, les consommations par demi-heure des clients dont les index sont relevés à pied sont reconstituées sur la base de profils type de consommation par catégorie de clients. Or ces profils sont construits à partir d'une température de référence dite normale. Des gradients de température, c'est-à-dire des coefficients qui mesurent la sensibilité de la consommation électrique à la température réelle, sont appliqués pour tenir compte des écarts entre les températures réelles et la température normale. En 2012, le groupe de travail Recoflux a engagé un travail important d'extension des

Concertations auxquelles contribue la CRE

❖ Caractéristiques

- Ces concertations ont été mises en place par les opérateurs ou d'autres autorités publiques (DGEC, ADEME).
- Les services de la CRE sont présents.
- Elles peuvent donner lieu à des propositions pour décision de la CRE.



Instances
Électricité



Instances
Gaz



CURTE (Comité des utilisateurs du réseau de transport, sous l'égide de RTE)



CURDE (Comité des utilisateurs des réseaux de distribution électrique, sous l'égide d'ERDF)



CGP (Comité de Gouvernance du Profilage, sous l'égide d'ERDF)



Concertation Biométhane (sous l'égide de GrDF et de l'Ademe)



Comité Stockage (sous l'égide de la DGEC et des stockeurs Storengy et TIGF)

gradients de température sur les mois de mai et septembre, afin de corriger des anomalies détectées grâce aux indicateurs de qualité mis en place. Ses propositions seront prises en compte par le comité de gouvernance de profilage, afin d'être intégrées dans les jeux de règles du profilage.

En gaz, un cahier des charges visant à encadrer l'évolution des profils a été élaboré et adopté. Son application a mené à la reconduction, pour la période du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014, des profils actuellement en vigueur, mis à jour sur la base des nouvelles températures de référence. En 2013, les groupes de concertation engageront un travail de définition d'une nouvelle méthode de construction des profils.

Afin de veiller à une amélioration continue des processus d'allocation de gaz aux interfaces transport-distribution, le groupe de travail a engagé le suivi des contrats de fourniture déclarés dans une mauvaise option tarifaire ainsi qu'une réflexion sur le rythme de mise à jour des consommations annuelles de référence (CAR). La question de la forme du profil d'achat des pertes de GrDF a également été traitée. Les acteurs ont aussi mis à jour la procédure « Règles d'allocation des quantités aux interfaces transport-distribution » de manière à ce qu'elle

intègre les spécificités liées à l'injection de biométhane.

Enfin, afin de permettre à un gestionnaire de réseau de distribution d'être alimenté via un autre gestionnaire de réseau de distribution en amont, des règles opérationnelles de desserte ont été élaborées. Ces règles sont essentielles pour permettre le développement de nouvelles concessions en gaz naturel.

Par ailleurs, le suivi des problématiques liées aux systèmes d'information reste une priorité pour la CRE.

En électricité, outre un travail relatif à l'amélioration continue de son système d'information actuel et de sa mise en conformité avec les dispositions en vigueur, ERDF a présenté aux fournisseurs les objectifs clés et les principales échéances du programme Ginko. Celui-ci prévoit une refonte en profondeur du système d'information du distributeur en vue de l'arrivée des compteurs évolués.

En gaz, le groupe de travail SI poursuit le suivi du fonctionnement d'OMEGA, site Internet de communication entre les fournisseurs de gaz naturel et GrDF, recueille les demandes d'évolutions et prépare les évolutions à venir des systèmes d'information de l'opérateur.

► En 2012, la CRE a fait évoluer les instances de concertation pour suivre le développement du compteur évolué et mieux impliquer les consommateurs dans les travaux.

Françoise Thiebault (AFL Paris) à la réunion du groupe de travail opérationnel (GTO) Procédures et nouveaux services du 5 avril 2013.

© F. Daburon



2. LA CRE EST ATTACHÉE À LA CONCERTATION DANS L'ÉLABORATION DE SES DÉLIBÉRATIONS ET À LA TRANSPARENCE DE SES TRAVAUX

Des dispositions du code de l'énergie posent le principe de la consultation des acteurs du marché par la CRE avant certaines délibérations du régulateur. C'est le cas par exemple pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ou de gaz naturel, mais également en matière de tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux. La CRE consulte aussi chaque année les utilisateurs des réseaux publics de transport d'électricité et de gaz naturel lorsqu'elle est conduite à se prononcer sur le programme décennal d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport.

En outre, la CRE a pris le parti de consulter régulièrement les acteurs du marché, y compris pour des décisions pour lesquelles une telle démarche consultative n'est pas imposée par les textes législatifs ou réglementaires. Cette consultation du marché prend la forme soit d'une consultation publique *ad hoc*, soit d'auditions devant le collège de la CRE. Cette démarche est en adéquation avec le rapport public du Conseil d'État de 2011 « *Consulter autrement, participer effectivement* » qui préco-

nise de généraliser les concertations ouvertes le plus en amont possible de la procédure d'élaboration de la décision et de « *veiller à concilier, dans une articulation adaptée et proportionnée à chaque situation, les deux formes de consultation, celle classique, des organismes institutionnels et celle, plus récente, ouverte à toutes les parties prenantes de la décision à venir* ».

2.1. Les procédures de consultation sont en nombre croissant

Compte tenu de leur caractère structurant, certaines délibérations de la CRE donnent systématiquement lieu à une voire plusieurs consultations publiques. En 2012, cela a été le cas pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers, la fusion des zones d'équilibrage en gaz ou encore la préparation des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Cette année, la CRE a ainsi lancé 23 consultations publiques, contre 9 en 2011, et reçu 464 réponses. 256 acteurs ont été auditionnés par le collège en 2012, contre 83 en 2011.

Cette consultation peut aussi prendre la forme d'ateliers ou de tables rondes rassemblant les acteurs du secteur.

23
consultations
publiques

lancées en 2012.

Soit une augmentation de

156 %

par rapport à 2011.

Les consultations publiques lancées par la CRE en 2012

Thème de la consultation	Dates de la consultation	Nombre de réponses
Structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité	6 mars – 6 avril 2012	38
Procédures de traitement des demandes de raccordement des installations de production aux réseaux publics de distribution d'électricité	19 mars – 30 avril 2012	43
Création d'une zone d'équilibrage Nord unique pour les gaz H et B sur le réseau de GRTgaz	29 mars – 23 avril 2012	17
Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité en France élaboré par RTE	10 avril – 10 mai 2012	12
Principes de tarification des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel	16 avril – 11 mai 2012	16
Évolution des systèmes d'équilibrage de GRTgaz et de TIGF	7 mai – 24 mai 2012	15
Évolution des places de marché de gaz en France	31 mai – 22 juin 2012	31
Cadre de régulation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité	11 juin – 20 juillet 2012	27
Accès explicite à la capacité d'interconnexion électrique en infra-journalier	19 juin – 23 juillet 2012	13
Appel au marché de GRTgaz et de FluxSwiss pour la création de capacité d'entrée depuis la Suisse vers la France au point d'interconnexion d'Oltingue	22 juin – 10 juillet 2012	6
Service de flexibilité intra-journalière sur le réseau de transport de GRTgaz	26 juin – 23 juillet 2012	14
Service proposé par Storengy de transfert de quantités de gaz en stock du groupement Sediane Littoral vers le groupement Serene Sud	29 juin – 6 juillet 2012	19
Évolution des règles d'équilibrage de GRTgaz	19 juillet – 4 septembre 2012	21
Tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers	20 juillet – 14 septembre 2012	11
Commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones nord et sud de GRTgaz et à l'interface entre GRTgaz et TIGF	30 juillet – 7 septembre 2012	23
Tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz	31 juillet – 21 septembre 2012	30
Principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics d'électricité	3 octobre – 23 octobre 2012	17
Commercialisation des capacités de transport à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz	24 octobre – 6 novembre 2012	31
Tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz	29 octobre – 9 novembre 2012	16
Quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité	6 novembre – 10 décembre 2012	28
Règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre	12 décembre – 31 janvier 2013	28
Principes de tarification de l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution et des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel	14 décembre – 14 janvier 2013	15
Évolution des règles d'équilibrage de GRTgaz et de TIGF	20 décembre 2012 – 21 janvier 2013	21

Élaboration du TURPE : l'avis de l'ensemble des parties prenantes est recueilli à tous les stades du processus

L'élaboration du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) est un processus qui s'étend sur deux ans au moins et pour lequel la CRE s'appuie sur le dialogue avec l'ensemble des parties prenantes : gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs, consommateurs, pouvoirs publics, autorités organisatrices de la distribution, etc. Ces échanges sont ponctués par des consultations publiques qui permettent au régulateur de faire connaître ses orientations et de recueillir l'avis des personnes intéressées en toute transparence.

Les tarifs actuellement en vigueur, dits « TURPE 3 », sont prévus pour s'appliquer jusqu'au 1^{er} août 2013. Les tarifs suivants (TURPE 4) sont en préparation depuis 2010. Dans ce cadre, la CRE a procédé en 2012 à trois consultations publiques : – en mars sur la structure des tarifs, dont dépend la

répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux ;

- en juin sur le cadre de régulation ;
- en novembre 2012 sur les demandes d'évolutions tarifaires des gestionnaires de réseaux ainsi que sur les évolutions envisagées par la CRE suite aux deux précédentes consultations.

En complément de ces consultations publiques, la CRE a auditionné l'ensemble des parties prenantes en juillet et décembre 2012.

Le TURPE est acquitté par tous les utilisateurs des réseaux. Il rémunère les gestionnaires de réseaux d'électricité pour les coûts qu'ils supportent pour l'entretien et le développement des infrastructures. ■

2.2. Les principales décisions ont été prises à l'issue d'un processus de consultation

La CRE a associé l'ensemble des acteurs du marché à la préparation des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel qui ont fait l'objet de la délibération du 13 décembre 2012. En effet, en parallèle des travaux menés dans le cadre de la Concertation Gaz, la CRE a conduit cinq consultations publiques sur les sujets suivants :

- la création d'une zone d'équilibrage Nord unique pour les gaz H et B sur le réseau de GRTgaz ;
- l'évolution des places de marché de gaz en France ;
- le service de flexibilité intra-journalière sur le réseau de transport de GRTgaz ;
- les orientations relatives au cadre de régulation, à la structure tarifaire et aux services des gestionnaires de réseaux de transport ;
- les orientations relatives aux niveaux et aux grilles tarifaires des gestionnaires de réseaux de transport.

En complément de ces différentes consultations, la CRE a organisé deux ateliers (21 mars et 4 mai 2012) et une table ronde (10 juillet 2012) sur l'évolution des places de marché, ainsi

qu'une autre table ronde (13 novembre 2012) portant sur les niveaux et les grilles tarifaires de GRTgaz et TIGF. En dernier lieu, la CRE a auditionné à plusieurs reprises GRTgaz et TIGF, ainsi que leurs actionnaires, à leur demande.

La même logique de consultation a présidé à l'élaboration du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés. La délibération du 13 décembre 2012 a été l'occasion d'auditionner les opérateurs des terminaux méthaniers à plusieurs reprises et d'ouvrir une consultation publique du 20 juillet au 14 septembre 2012.

Concernant les règles d'équilibrage sur le réseau de transport de gaz de GRTgaz, la CRE a, avant d'approuver les règles qui lui ont été soumises par GRTgaz, lancé une consultation publique du 19 juillet au 4 septembre 2012 auprès des acteurs du marché. Elle a reçu et pris en compte les 21 contributions émanant d'expéditeurs, de gestionnaires d'infrastructures et d'associations.

2.3. Les principaux avis issus des consultations

L'article L.445-2 du code de l'énergie précise que, pour les tarifs réglementés de vente de gaz naturel, la CRE procède « à toute consultation qu'elle estime utile des acteurs du marché de l'énergie » avant de formuler ses avis ou

256
acteurs
auditionnés
par le collège en 2012.
Soit une augmentation de
208 %
par rapport à 2011
(83 acteurs auditionnés).

Une concertation nationale lancée dès 2009 pour définir l'organisation des places de marché gaz

La délibération de la CRE du 18 septembre 2008 a créé une instance de concertation sur les règles d'acheminement sur les réseaux de transport de gaz : la Concertation Gaz, pilotée par les deux transporteurs, GRTgaz et TIGF. La création de cette instance a été motivée notamment par une demande forte de nombreux acteurs de marché de poursuivre la réduction du nombre de zones d'équilibrage, afin d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz en France.

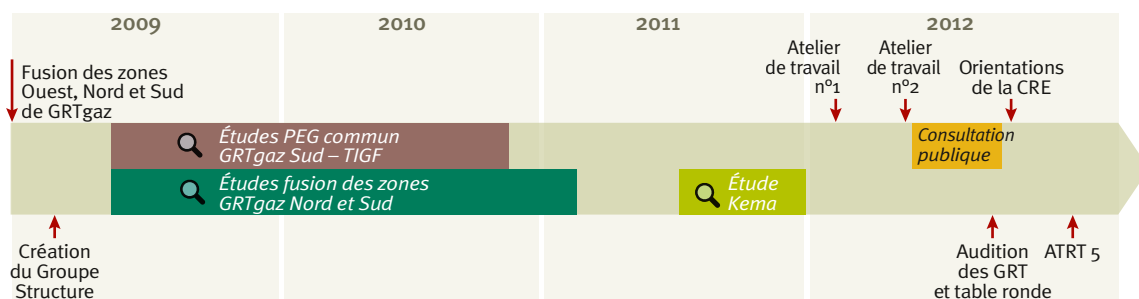
L'ensemble des options ont été étudiées avec les acteurs de marché avant d'aboutir à la délibération de la CRE du 19 juillet 2012 fixant les orientations sur l'évolution de l'organisation du marché français du gaz :

– trois études ont été réalisées entre 2008 et 2012 : une première

sur les modalités de fusion des zones Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz, une seconde sur la création d'un point d'échange de gaz (PEG) commun GRTgaz Sud – TIGF et une dernière, confiée au cabinet Kema, pour analyser une fusion des zones Nord et Sud sur la base de mécanismes contractuels ;

– deux ateliers de travail complémentaires ont été organisés par la CRE en 2012, afin de mettre en perspective les résultats de ces études et partager avec l'ensemble des parties prenantes les enseignements et les orientations qui s'en dégagent ;

– trois consultations publiques ont été menées par la CRE, complétées par des auditions de GRTgaz et TIGF, ainsi que des tables rondes avec les expéditeurs et les industriels raccordés aux réseaux de transport. ■



propositions. Les textes ne prévoient en revanche pas expressément de consultation pour les tarifs réglementés de vente d'électricité. Néanmoins, la CRE a souhaité consulter les acteurs du marché avant tout avis rendu sur les tarifs réglementés pour les deux énergies.

Elle a ainsi consulté à trois reprises la DGEC, GDF SUEZ, les représentants des fournisseurs alternatifs et les associations de consommateurs, avant de rendre ses avis (délibération du 19 juillet 2012 pour les tarifs réglementés de vente d'électricité et délibérations du 20 décembre et du 17 juillet 2012 pour les tarifs réglementés de vente de gaz naturel).

La CRE a également consulté les acteurs du marché sur le dispositif d'interruptibilité. Ce dispositif d'effacement immédiat permet de suspendre sans préavis et contre rémunération la fourniture d'électricité aux consommateurs électro-intensifs afin d'assurer la sécurité

d'approvisionnement en période de pointe. Avant de donner son avis en avril 2012 sur le projet d'arrêté pris pour application de l'article L.321-19 du code de l'énergie relatif à ce dispositif, la CRE a auditionné RTE afin qu'il présente les caractéristiques techniques qui, selon lui, assureraient une utilisation efficace du dispositif. Elle a également procédé à l'audition d'Energy Pool, Arkema et Rio Tinto Alcan.

Enfin, la mise en place d'un mécanisme de capacité a aussi fait partie des chantiers qui ont donné lieu à de nombreuses auditions de la part de la CRE en 2012. Son avis du 29 mars sur le projet de décret pris en application de l'article L.335-6 du code de l'énergie relatif au dispositif de contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et instaurant un mécanisme de capacité a été précédé des auditions des parties prenantes : RTE, EDF, GDF SUEZ, Direct Energie et l'Association française indépendante de l'électricité et du gaz (AFIEG).

► Site Web, lettre d'information bimestrielle Décryptages, modules pédagogiques interactifs : l'ensemble des outils de communication de la CRE s'inscrit dans une démarche pédagogique.



2.4. La transparence des travaux de la CRE

La CRE est chargée de veiller à la transparence des marchés de l'énergie, en particulier à travers ses missions de surveillance, qui donnent lieu à la publication de rapports annuels (cf. Annexes p.135). Elle y contribue par ailleurs à travers le service Energie-Info (cf. p. 12).

La CRE veille en outre à assurer la transparence de ses propres travaux pour assurer leur qualité et leur compréhension par les parties prenantes. Ses délibérations, les consultations qui les préparent et ses rapports sont accessibles sur le site Internet www.cre.fr. Entièrement repensé en 2011, ce site Web s'inscrit dans la démarche pédagogique déployée par la CRE à travers l'ensemble de ses outils de communication (cf. ci-dessus).

3. LA CONCERTATION, PRINCIPE DE BASE DE LA CONSTRUCTION DU MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉNERGIE

Dans la sphère européenne de la régulation de l'énergie, le principe de concertation est central. C'est par la coopération des régulateurs entre eux, réunis au sein du CEER et de l'ACER, et par la

concertation entre les acteurs du secteur que sont fixées des règles de fonctionnement communes du grand marché européen de l'énergie.

Le développement du cadre réglementaire européen applicable aux marchés de l'électricité et du gaz naturel résulte d'un important processus de concertation entre les parties prenantes qui peuvent y apporter leur contribution par l'entremise de nombreuses instances. La concertation permet en outre de recueillir une adhésion aussi large que possible à ces règles, et, ce faisant, d'en faciliter la mise en œuvre.

À titre d'exemple, les forums européens de Florence pour l'électricité, de Madrid pour le gaz et de Londres pour les questions relatives au marché de détail et aux consommateurs ont été créés par la Commission européenne avec un fort appui des régulateurs. Ils réunissent une ou deux fois par an l'ensemble des acteurs concernés dans ces domaines spécifiques.

En 2012, un groupe consultatif de l'ACER réunissant les acteurs du marché de l'électricité s'est réuni à sept reprises. En parallèle des groupes d'experts ont travaillé avec les régulateurs et les équipes de l'Agence à la préparation d'orientations relatives à la surveillance des marchés de gros de l'énergie



et des orientations-cadres relatives à l'interopérabilité et aux tarifs de transport de gaz.

Dans le cadre de l'ACER comme de leur association, le CEER, les régulateurs européens mobilisent régulièrement des ressources importantes afin d'organiser des consultations publiques et des ateliers de travail.

Du fait de sa forte implication au plan européen et dans ces différentes instances, la contribution de la CRE à ces travaux est significative.

3.1. Un exemple : l'élaboration des codes de réseau

Le processus d'élaboration des codes de réseau, prévus par le 3^e paquet énergie, fournit une parfaite illustration de la concertation menée au niveau européen, laquelle s'appuie d'ailleurs sur la concertation organisée au sein de chaque État membre.

Dans un premier temps, les régulateurs européens, au sein de l'ACER, définissent des orientations-cadres contenant des grands principes pour l'élaboration des codes de réseau. Ces orientations-cadres font l'objet d'une consultation officielle des parties prenantes, notamment des

réseaux européens de gestionnaires de réseau de transport d'électricité (ENTSO-E) et de gaz (ENTSOG). C'est ensuite au tour des ENTSO d'élaborer des codes de réseau conformes aux orientations-cadres de l'ACER, que celle-ci pourra alors soumettre à une consultation officielle des parties.

Le retour d'expérience de l'élaboration des premières orientations-cadres et des premiers codes de réseau européens a prouvé toute l'importance du dialogue entre régulateurs et ENTSO, qui doit être aussi anticipé et récurrent que possible.

3.2. L'ajustement : la CRE sensibilise les acteurs français aux conséquences des dispositions européennes sur le fonctionnement du marché national de l'électricité

La CRE s'est investie depuis plusieurs années dans la mise en place de projets concrets visant à développer les échanges d'ajustement, ainsi que dans l'élaboration des positions de l'association des régulateurs sur ce sujet. Cela l'a conduite à piloter les travaux de rédaction des orientations-cadres en la matière, ce qui a favorisé l'implication des acteurs français tout au long du projet.

► La démarche consultative de la CRE est en adéquation avec le rapport public du Conseil d'État de 2011 « Consulter autrement, participer effectivement » qui préconise de généraliser les concertations ouvertes le plus en amont possible de la procédure d'élaboration de la décision.

Réunion du groupe de travail opérationnel (GTO) Procédures et nouveaux services du 5 avril 2013.

© F. Daburon



Dès la phase de pré-étude, les services de la CRE ont fait en sorte que les parties prenantes disposent de toute l'information nécessaire à la compréhension des travaux menés à l'échelle européenne : organisation d'un atelier d'information de l'ACER à Ljubljana fin 2011, présentation et échanges bilatéraux avec les acteurs, points d'information au sein des groupes de concertation. D'avril à juin 2012, l'ACER a mené une consultation publique sur le projet d'orientations-cadres. Durant cette consultation, un atelier interactif s'est tenu à la CRE, avec le double objectif de prendre en considération les premières observations des acteurs en France et de leur permettre d'affiner leurs réflexions. La consultation publique a été particulièrement fructueuse, recueillant les commentaires de près de 50 acteurs (producteurs, consommateurs, traders et gestionnaires de réseaux). Un second atelier s'est déroulé en octobre 2012, durant lequel les services ont décrit le contenu définitif des orientations-cadres. En particulier, les services de la CRE ont pu sensibiliser les acteurs sur les impacts du nouveau cadre européen et les nécessaires évolutions du fonctionnement du mécanisme d'ajustement français.

3.3. Allocation des capacités de transport de gaz, gestion de la congestion aux interconnexions gazières : la CRE alimente la concertation européenne avec ses travaux en France

L'élaboration du code de réseau sur l'allocation des capacités de transport de gaz (CAM) et des lignes directrices sur les procédures de gestion de la congestion (CMP) s'inscrit dans un processus d'harmonisation long et complexe. Mobilisant la Commission européenne, l'ACER et l'ENTSOG depuis 2009, la rédaction de ces textes a exigé un dialogue régulier avec les acteurs de marché pour les informer des évolutions envisagées.

En charge de la rédaction de l'orientation-cadre CAM aux côtés du régulateur allemand, la CRE a joué un rôle moteur tout au long de ce projet pilote au niveau européen. Les services de la CRE ont veillé à sensibiliser les acteurs du marché français aux enjeux de ces dispositions par le biais du groupe Concertation Gaz, en communiquant des notes d'information et en organisant des ateliers d'information avec la DGEC. La mise en œuvre du code de réseau CAM conduira à vendre aux enchères, sur des plateformes communes de commercialisation, des capacités groupées aux points d'interconnexion entre réseaux de transport voisins. Dans cette



Elsa Cohen,

responsable du secteur consommation de la Confédération syndicale des familles (CSF) et copilote du GTO Procédures et nouveaux services gaz

Depuis la réorganisation des groupes de travail de la CRE en mars 2012, les représentants des consommateurs ne siègent plus « à part » mais sont désormais directement parties prenantes des GTE et GTG qui définissent les modalités pratiques de fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. Elsa Cohen propose un retour d'expérience sur le processus de concertation auquel la Confédération syndicale des familles a pris part dans le cadre de la définition des procédures et des nouveaux services qui accompagneront le développement du comptage évolué en gaz.

Quel a été l'apport de la concertation dans l'avancée des travaux du groupe de travail ?

La concertation permet l'échange, la discussion et parfois la confrontation entre les différentes parties prenantes. Dans le cas du groupe de travail GTO procédures et nouveaux services en gaz, elle a permis tout d'abord à deux mondes qui ne se connaissent pas tant que ça, les professionnels de l'énergie et les consommateurs, de s'appréhender et de comprendre les points respectifs de crispation. Une fois les difficultés clairement argumentées et identifiées, il est ensuite plus facile de trouver, à plusieurs, des pistes de sortie pouvant satisfaire le plus grand nombre. Ce qui n'empêche pas, lorsque les échanges sont tendus, de réaffirmer des positionnements de principe forts.

À quelles avancées concrètes la concertation a-t-elle abouti ?

Les représentants des consommateurs rappellent régulièrement l'importance de ne jamais oublier dans les discussions la notion de l'acceptabilité de l'arrivée des compteurs communicants par les consom-

mateurs, car ce n'est pas un fait à prendre comme acquis. De même, la participation des associations de consommateurs à ce groupe de travail a permis de réexaminer certaines procédures pour les mettre plus en phase avec le terrain et la vie pratique des consommateurs. Par exemple, l'idée de supprimer toute possibilité d'auto-relevé par un client n'était pas pertinente pour nous. Elle impliquait en cas de dysfonctionnement du compteur de faire venir un technicien pour connaître la consommation, ou d'en faire une estimation. Ceci était contradictoire avec les fonctionnalités annoncées du compteur évolué. Finalement, la possibilité de l'auto-relevé par le client lui-même, en cas d'impossibilité de télé-relevé, a été conservée.

D'autres nombreuses discussions ont porté sur la garantie de l'indispensable consentement éclairé du consommateur pour donner accès à ses données de consommation. Si chacun s'accorde sur la nécessité d'une autorisation expresse du client pour autoriser l'accès à ces informations, des questions subsistent sur la nature de cette autorisation. Pour les fournisseurs, une autorisation orale suffit. Pour nous, celle-ci doit être écrite et signée

par le consommateur (surtout dans les cas où le consommateur est démarché par un nouveau fournisseur) pour une durée d'accès limitée dans le temps. Ce point ne manquera pas d'être à nouveau soulevé lors de notre prochaine réunion plénière en juin 2013.

Qu'est-ce qu'une concertation réussie et quelles sont vos attentes vis-à-vis de la CRE dans ce processus ?

Il me semble que l'on peut parler de concertation réussie lorsque toutes les parties prenantes ont vu leurs arguments pris en compte par le groupe, quitte à ce que certains compromis puissent être trouvés. Il faut aussi savoir accepter de ne pas être suivi par la majorité du groupe. Celui-ci doit néanmoins être capable d'entendre les points de vue des représentants en fonction de leurs intérêts respectifs. En pratique, l'expression d'une opposition unanime des représentants des associations de consommateurs à une mesure est par exemple révélatrice. Elle peut permettre d'anticiper un rejet futur de cette mesure par les consommateurs.

Il est du rôle de la CRE d'être le vecteur de compréhension des acteurs entre eux et le garant de la juste traduction des attentes de chacun, dans un processus où les enjeux économiques sont très importants et où les priorités (des GRD, des fournisseurs, des consommateurs) divergent. Cette garantie est la condition sine qua non à l'implication réelle et efficace des représentants des consommateurs dans le processus de concertation. ■

perspective, une disposition de l'orientation-cadre CAM (*sunset clause*) prévoyait d'imposer le groupement des capacités de sortie d'une zone et d'entrée sur une autre zone dans un délai de cinq ans. Celle-ci a soulevé de fortes oppositions car elle aurait contraint les expéditeurs à renégocier leurs contrats de long terme en cours avant leur échéance. Relayant ces préoccupations au niveau européen, la CRE a souligné les risques associés à une telle mesure. Au terme des débats, la

disposition contestée a été transformée en clause de « meilleurs efforts » : elle requiert des expéditeurs qu'ils entament des discussions pour grouper leurs capacités, sans être contraints par une obligation de résultat.

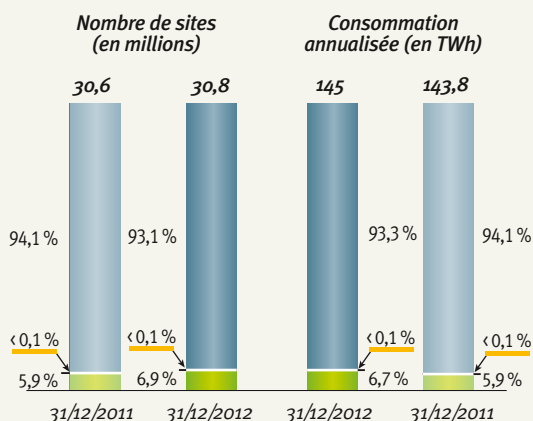
Depuis la fin 2012, la concertation des acteurs français sur ces sujets prend une nouvelle forme dans la mesure où elle porte désormais sur la mise en œuvre anticipée de ces dispositions en France. ■

CHIFFRES CLÉS 2012

MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ

BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ

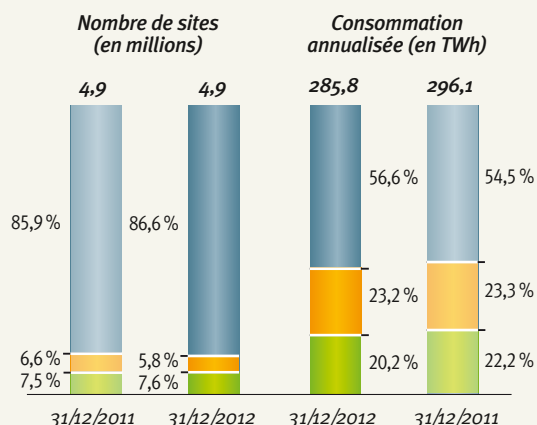
Sites résidentiels



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

► Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a progressé de 17 % en 2012 (+ 307 000 sites), correspondant à 25 500 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché.

Sites non résidentiels



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

► Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a diminué de 4 % en 2012 (- 31 000 sites).

2 145 000

clients résidentiels

sur un total de 30,8 millions sont en offre de marché à la fin de l'année 2012.

4 821 000

mises en service

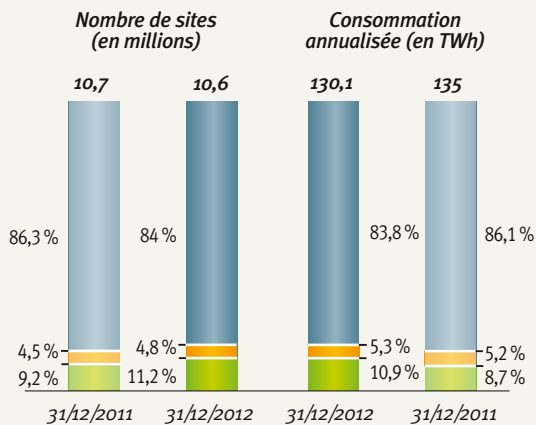
ont été effectuées au cours de l'année 2012, dont 11 % chez un fournisseur alternatif.

CHIFFRES CLÉS 2012

MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ

BILAN DU MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ

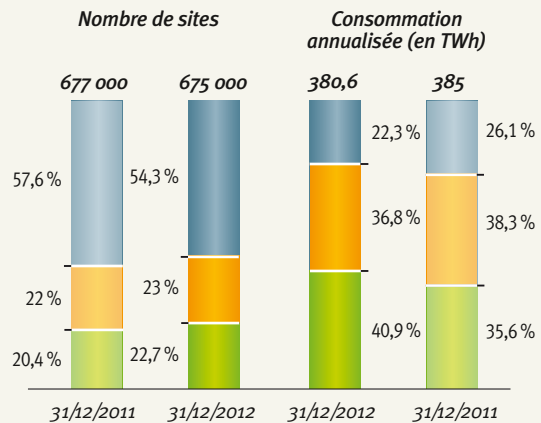
Sites résidentiels



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

► Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a progressé de 17 % en 2012 (+ 245 000 sites).

Sites non résidentiels



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

► Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 8 % en 2012 (+ 22 000 sites).

1 704 000

clients résidentiels

sur un total de 10,6 millions sont en offre de marché à la fin de l'année 2012.

1 260 000

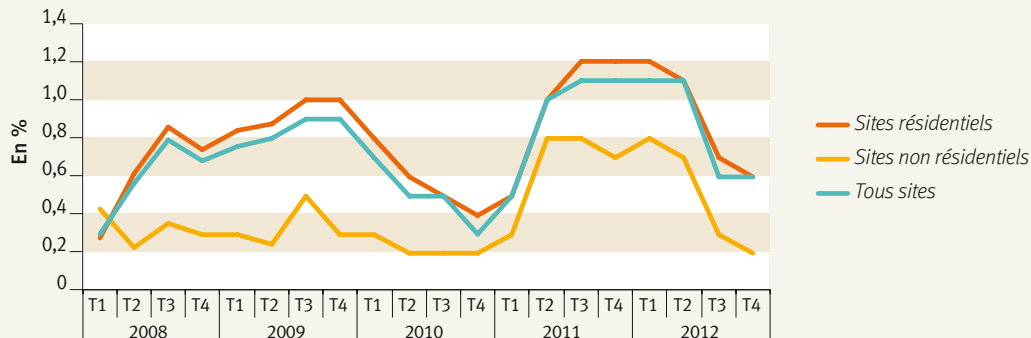
mises en service

ont été effectuées au cours de l'année 2012, dont 33 % chez un fournisseur alternatif.

CHIFFRES CLÉS 2012

⚡ MARCHÉ DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ



FOURNISSEURS NATIONAUX D'ÉLECTRICITÉ

► Fournisseurs nationaux¹ d'électricité déclarés auprès de la CRE et actifs² au 31 décembre 2012

1 – Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % du territoire national.

2 – Un fournisseur d'électricité est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il a au moins un site en contrat unique ;
- il est responsable d'équilibre d'au moins un site en CARD/CART ;
- il est responsable d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours du trimestre précédent.

9 fournisseurs proposent des offres aux clients résidentiels

19 fournisseurs proposent des offres aux clients non résidentiels



-4,0 %

Plus forte différence enregistrée en 2012 entre une offre de marché et le tarif réglementé de vente (TTC) pour un client résidentiel moyen 6 kVA Base consommant 2 400 kWh par an.

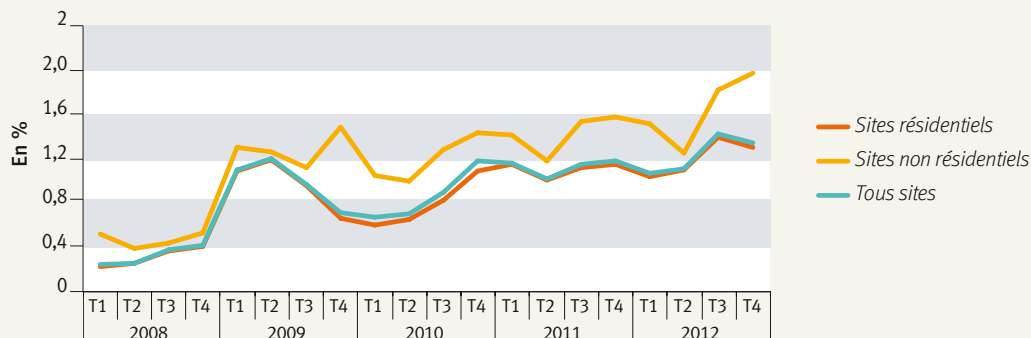
+19 %

Augmentation de la facture TTC d'électricité (entre janvier 2007 et janvier 2013) pour un client moyen 6 kVA Base consommant 2 400 kWh par an.

CHIFFRES CLÉS 2012

MARCHÉ DE DÉTAIL DU GAZ

TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR SUR LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL



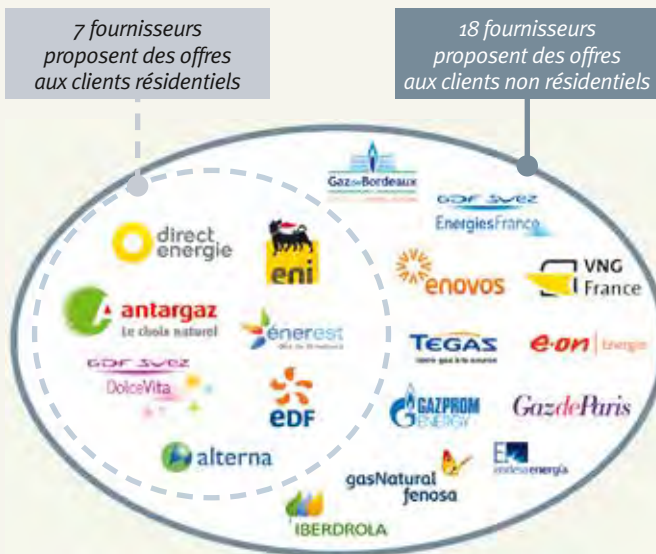
FOURNISSEURS NATIONAUX DE GAZ NATUREL

► Fournisseurs nationaux¹ de gaz naturel déclarés auprès de la CRE et actifs² au 31 décembre 2012

1 – Les fournisseurs nationaux sont ceux qui desservent plus de 90 % du territoire national.

2 – Un fournisseur de gaz naturel est dit actif sur un segment donné s'il remplit l'une de ces conditions :

- il fournit au moins un site en gaz naturel ;
- il est expéditeur d'équilibre d'au moins un site en CAT ;
- il est expéditeur d'équilibre et a livré une partie de la consommation d'un site au cours de l'année précédente.



- 12 %

Plus forte différence enregistrée en 2012 entre une offre de marché et le tarif réglementé de vente (TTC) pour un client résidentiel se chauffant au gaz et consommant 17 MWh par an.

+ 42 %

Augmentation de la facture TTC de gaz (entre janvier 2007 et décembre 2012) pour un client résidentiel se chauffant au gaz et consommant 17 MWh par an.



L'EUROPE DE L'ÉNERGIE À L'ÉPREUVE DU PIC DE FROID DE FÉVRIER 2012

L'ÉPISODE CLIMATIQUE EXCEPTIONNEL QUI A MARQUÉ LE DÉBUT DE L'ANNÉE 2012 REPRÉSENTE UN VÉRITABLE CAS PRATIQUE. IL A ÉTÉ L'OCCASION DE MESURER L'IMPORTANCE DE LA SOLIDARITÉ DES RÉSEAUX ET DE LA FLUIDITÉ DES MARCHÉS EN EUROPE. DANS UN CONTEXTE DE FORTE DÉPENDANCE D'UN GRAND NOMBRE DE PAYS EUROPÉENS À L'ÉGARD DES IMPORTATIONS DE GAZ ET AVEC UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE OÙ L'ÉQUILIBRE ENTRE OFFRE ET DEMANDE DOIT ÊTRE ASSURÉ À CHAQUE INSTANT, CET EXEMPLE ILLUSTRE CONCRÈTEMENT L'INTERDÉPENDANCE DES PAYS POUR SÉCURISER LEURS APPROVISIONNEMENTS EN ÉNERGIE. IL DÉMONTRE AUSSI À QUEL POINT LA CONSTRUCTION DE L'EUROPE DE L'ÉNERGIE S'AVÈRE PLUS QUE JAMAIS NÉCESSAIRE.

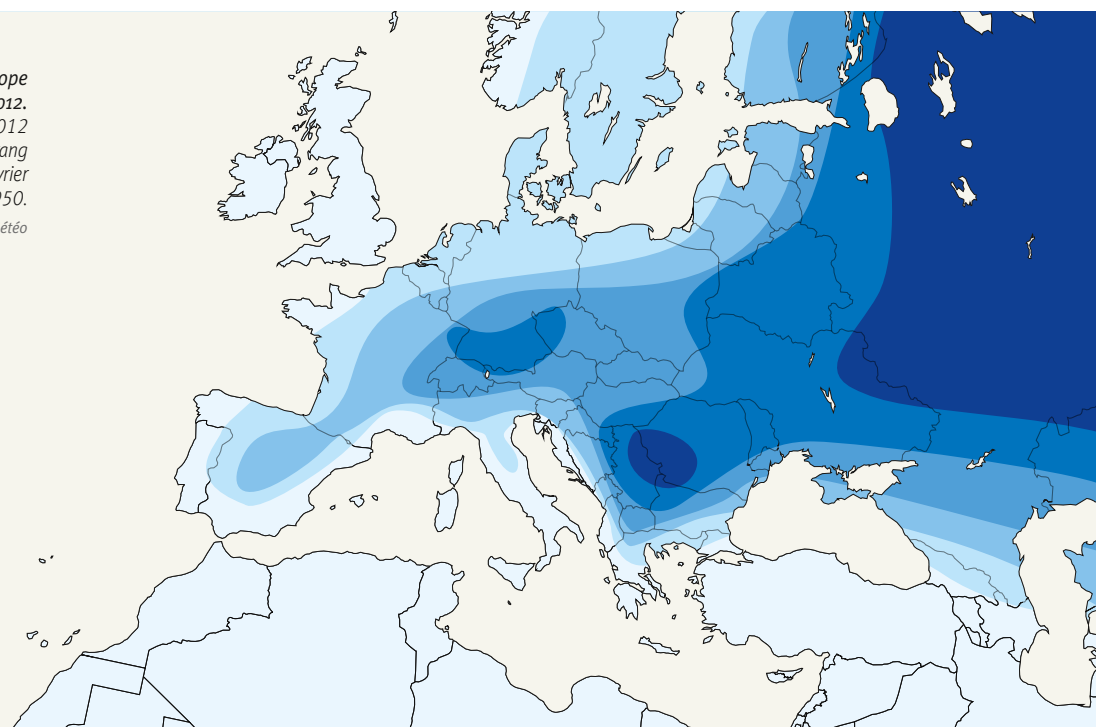
102,1 GW

Pic de puissance électrique appelée atteint le 8 février à 19 h 01.
Le précédent datait du 15 décembre 2010 avec une pointe de consommation à 96,71 GW.

MOTS-CLÉS

Pointe de consommation
Solidarité des réseaux
Couplage de marchés

► **Températures en Europe le 9 février 2012.**
Le mois de février 2012 s'est classé au quatrième rang des mois de février les plus froids depuis 1950.
Source : La Chaîne Météo



1. L'HIVER 2012 A ÉTÉ MARQUÉ PAR UNE VAGUE DE FROID EXCEPTIONNELLE ET DES PICS HISTORIQUES DE CONSOMMATION ET DES PRIX DE GROS

1.1. Une vague de froid d'une ampleur et d'une durée particulièrement importantes

Du 1^{er} au 13 février 2012, l'Europe a connu une vague de froid intense. Sur cette période, les températures moyennes en France, comme dans une grande partie de l'Union européenne, ont été inférieures de plus de 5 degrés aux températures de référence, positionnant ce mois de février au quatrième rang des mois de février les plus froids depuis 1950. Il faut remonter à février 1986 pour trouver un mois de février aussi froid en France. Cette vague de froid se caractérise aussi par sa durée. En effet, si un épisode de froid de cette intensité (écart de 5 à 10 degrés par rapport aux normales saisonnières) peut être régulièrement observé, celui-ci ne dure rarement plus de quelques jours.

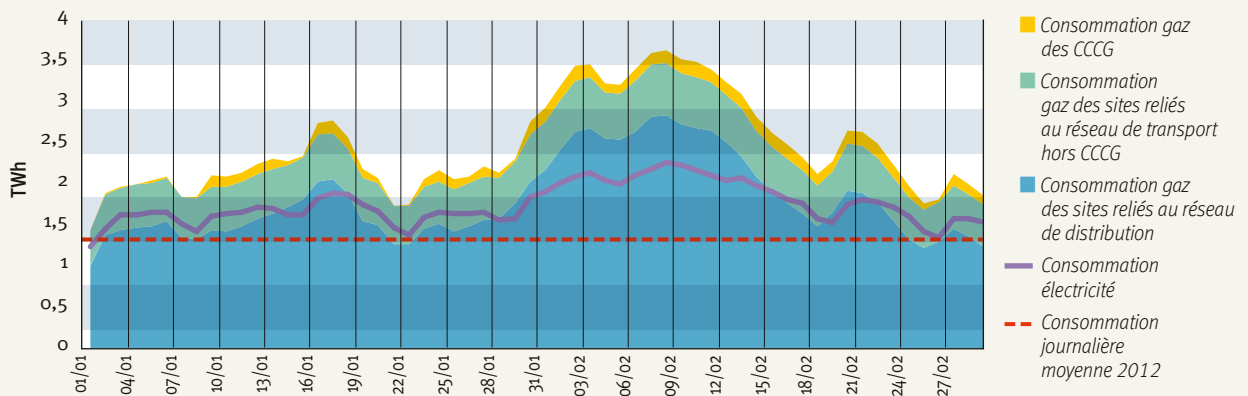
L'inertie thermique des bâtiments et celle d'adaptation des thermostats chez les particuliers limitent l'impact d'une vague de froid de courte durée. Cependant, quand celle-ci vient à se prolonger, ces deux effets ne jouent plus : les

consommations d'énergie s'accroissent, à un niveau encore plus élevé que celui observé durant les premiers jours de l'épisode.

1.2. Les pointes précédentes de consommation de gaz et d'électricité ont été dépassées

C'est dans ce contexte que les nouveaux maximums historiques de consommation de gaz et d'électricité ont été atteints au cours de la deuxième semaine de février.

En électricité, le pic de puissance appelée a été atteint le 8 février à 19 h 01, culminant à 102,1 GW. Le précédent record avait été établi le 15 décembre 2010 avec une pointe à 96,71 GW. 19 h 00 est l'heure habituelle de la pointe de consommation d'électricité en hiver, puisqu'à cette heure se superposent différents usages très consommateurs d'énergie : les particuliers rentrent chez eux et allument chauffage, lumière et appareils électroménagers, alors que les consommations des entreprises sont encore élevées (cf. encadré). La garantie de l'équilibre du système électrique implique de pouvoir faire face à ce besoin de consommation instantané particulièrement élevé en faisant appel à des moyens de production de plus en plus coûteux, ainsi qu'aux



▲ *Consommation de gaz naturel et d'électricité en France pendant la vague de froid.*

Les courbes de consommation journalière moyenne de gaz naturel et d'électricité sont superposées (1,34 TWh).

Sources : GRTgaz, TIGF, RTE - Analyse : CRE

importations. Elle requiert aussi des efforts en termes de maîtrise de la demande en énergie en ligne avec les objectifs « 3x20 » du paquet climat-énergie qui vise un accroissement de l'efficacité énergétique de 20 % d'ici à 2020 dans l'Union européenne. Elle peut enfin s'appuyer sur le recours aux effacements. ► [page 114](#)

En gaz, deux pics de consommation successifs ont été atteints le 7 (3,643 TWh) et le 8 février (3,673 TWh), dépassant ainsi le précédent record datant du 8 janvier 2010 (3,282 TWh). À titre comparatif, la consommation moyenne se situait à environ 2,200 TWh/jour au cours de la même période de l'année 2011. Cette augmentation a été essentiellement portée par les clients du réseau de distribution et par la production d'électricité à partir du gaz. Au niveau européen, la tension des systèmes gaziers a été exacerbée notamment par les restrictions des importations en provenance de la Russie et par la décision des autorités italiennes¹ d'obliger les expéditeurs à « maximiser » les importations de gaz vers l'Italie. Ces situations ont influé sur le fonctionnement des interconnexions françaises et par conséquent sur les points d'échange de gaz (PEG).

1 – Circulaire du 6 février 2012 diffusée par le ministère de l'industrie italien et destinée à tous les détenteurs de capacité aux points d'entrée du réseau italien.

La consommation française est très sensible aux changements de température

L'importance unique en Europe du parc de chauffage électrique français (en moyens de base et d'appoint) rend la consommation hexagonale en électricité très thermosensible. Ainsi, la consommation d'électricité augmente significativement en cas d'épisode de grand froid, phénomène amplifié par la durée de cet épisode. À 19 heures en hiver, chaque degré perdu entraîne une augmentation de la puissance appelée de 2300 MW alors qu'elle était de 2 100 MW en 2009. Cette puissance supplémentaire appelée par degré perdu représente en ordre de grandeur l'activation de deux réacteurs nucléaires.

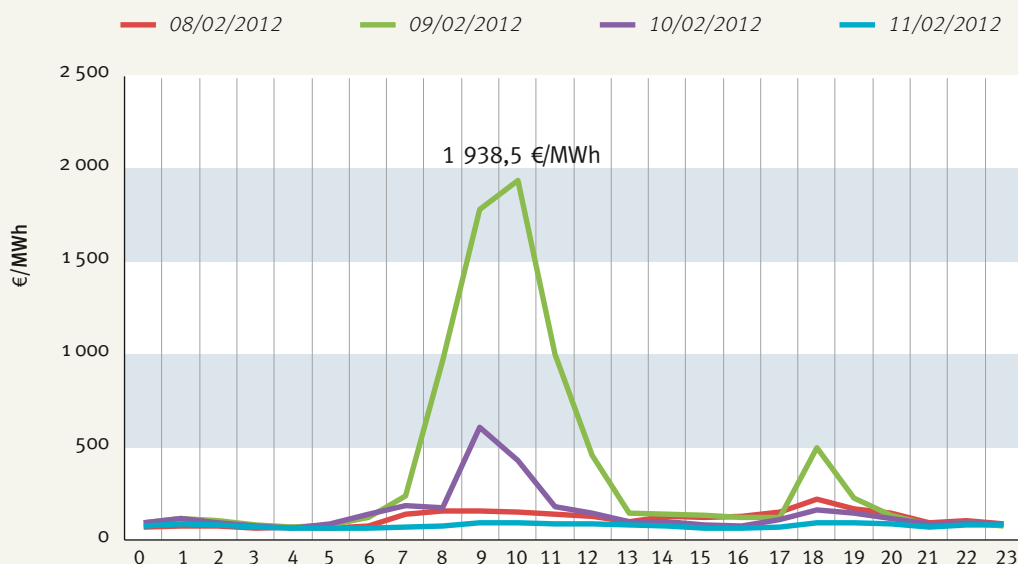
À titre de comparaison, chaque degré perdu entraîne, dans l'ensemble de l'Union européenne, une augmentation de la consommation d'environ 5 000 MW. La France représente ainsi à elle seule près de la moitié de cette augmentation. Le système électrique français est donc particulièrement sensible aux épisodes de froid. ■



▲ *Journal Var Matin. Annonce du pic de consommation attendu le 6 février.*

© RTE - P. Kruszewski

► Prix horaires de l'électricité du 8 au 11 février 2012.
Source : EPEX SPOT
Analyse : CRE



1.3. Des pics de prix ont été atteints sur les marchés de gros

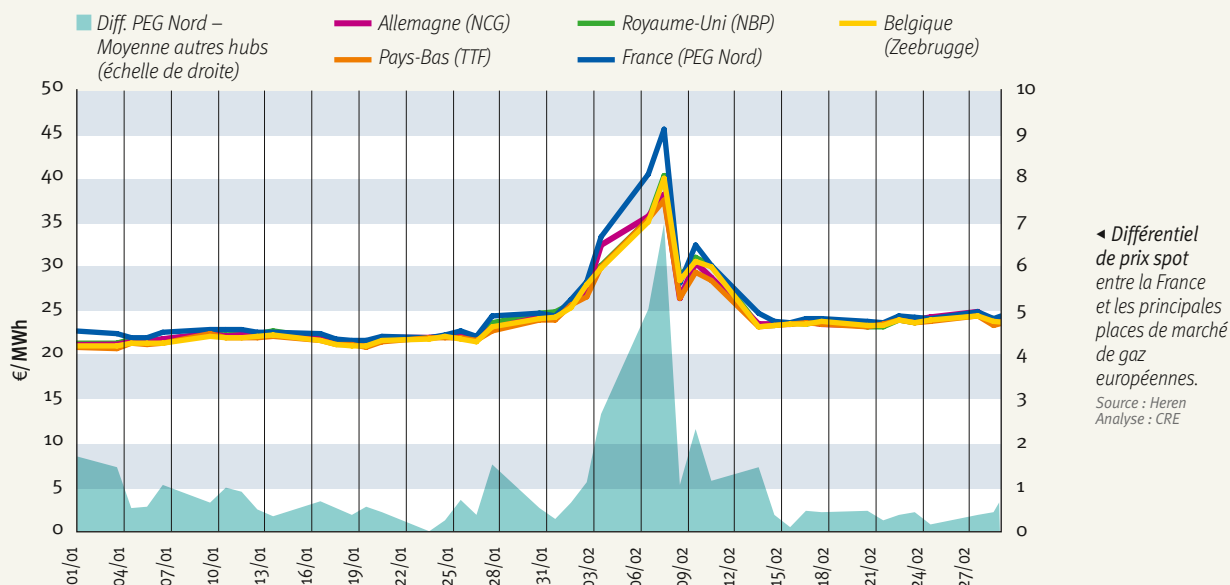
En conséquence de ces consommations hors norme, de fortes tensions ont pu être observées sur les équilibres entre offre et demande, qui ont entraîné des prix élevés sur les marchés européens de l'électricité et du gaz.

Sur le marché de l'électricité, la France a connu, pendant la semaine du 6 au 12 février 2012, des niveaux de prix sensiblement plus élevés que ses pays voisins, le prix horaire moyen ayant atteint 172 €/MWh au cours de cette période. Les prix horaires, fixés dans le cadre des enchères (ou « fixing ») effectuées en J-1 sur le marché français d'EPEX SPOT, ont été particulièrement importants pour les livraisons des 9 et 10 février 2012, déclenchant des procédures

de seconde enchère. Également appelées *Request for Quotes* (RFQ), ces procédures sont suivies si un trop fort déséquilibre entre les achats et les ventes entraîne des prix disproportionnés. En pratique, elles sont automatiquement déclenchées lorsque des prix horaires issus du fixing initial viennent à dépasser un certain seuil, fixé actuellement à 500 €/MWh. Cette procédure consiste à demander aux acteurs de marché qui le peuvent de poster de nouveaux ordres afin de réduire la tension entre offre et demande sur le marché spot. Le 9 février 2012, le prix de l'électricité s'est établi à 368 €/MWh en base et à 628 €/MWh en pointe, le prix pour livraison à 10h atteignant un maximum de 1 938,5 €/MWh. Le lendemain, l'électricité a atteint un prix de 147 €/MWh en base et 192 €/MWh en pointe.

Sur le marché de gros du gaz, le prix spot au PEG Nord s'est situé à 40,5 €/MWh pour livraison le 7 février et 45,7 €/MWh pour livraison le 8 février, soit les niveaux les plus élevés sur cette place de marché depuis 2006. Les PEG Sud et TIGF ont globalement suivi l'évolution du PEG Nord, maintenant des écarts relativement stables par rapport au mois de janvier. Si des hausses de prix ont été constatées sur les principaux hubs européens, les prix n'y

Les pics de prix de février 2012 ont conduit la CRE à lancer une enquête, dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de l'électricité, du gaz naturel et du CO₂.



ont toutefois pas atteint les niveaux observés en France, à l'exception du Punto di Scambio Virtuale (PSV) italien où le prix spot a atteint 65,0 €/MWh pour livraison le 9 février. Ainsi, entre le 2 et le 8 février, l'écart entre le prix au PEG Nord d'une part, et la moyenne des prix aux hubs néerlandais (TTF), allemand (NCG) et belge (Zeebrugge) d'autre part, est passé d'une moyenne de + 0,7 €/MWh à + 7,0 €/MWh. Cette hausse des prix spot ne s'est que très légèrement propagée aux produits à terme². Les prix français à terme ne se sont pas déconnectés des marchés adjacents.

2. LA CRE A ENQUÊTÉ SUR LES CAUSES DES PICS DE PRIX

Les pics de prix de février 2012 ont conduit la CRE à lancer une enquête, dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de l'électricité, du gaz naturel et du CO₂. Les enquêtes permettent à la CRE d'analyser la cohérence des transactions sur le marché avec les fondamentaux, et de détecter d'éventuels abus de marché³.

² – Les prix du M+1 (le produit à terme le plus impacté par la vague de froid) sont restés en-dessous de 25,5 €/MWh.

³ – Le 5^e rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel a été publié en novembre 2012 (cf. Annexes p. 135).

Quel impact sur la facture du consommateur ?

Les pics de prix sur les marchés spot ne se répercutent généralement pas à court terme sur la facture du consommateur final. En effet, celui-ci dispose généralement d'un contrat de fourniture dont le prix est fixe, ou dont l'évolution est convenue. Le risque sur le prix est donc porté par son fournisseur. À long terme, toutefois, la répétition de pics de prix pourrait faire évoluer les offres des fournisseurs.

Par ailleurs, concernant plus spécifiquement le gaz, la CRE a relevé que, la hausse des prix spot ne s'étant que très légèrement propagée aux produits à terme aux maturités les plus courtes, la référence de prix utilisée dans la formule de calcul des tarifs réglementés de vente de gaz n'a pas été affectée par cet épisode¹. ■

► page 123

¹ – Le calcul du tarif réglementé de vente utilisait la moyenne mensuelle du prix du produit trimestriel (indice Q+1 au TTF) comme référence de prix du marché du gaz (cf. <http://www.cre.fr/marches/marche-de-detail/marche-du-gaz>).



◀ Remise en état d'une ligne aérienne suite aux intempéries. Intervention d'un agent de la FIRE (Force d'Intervention Rapide Electricité).

© ERDF – P. Robin

► La CRE a analysé de manière systématique les comportements et les décisions opérationnelles d'EDF et de sa filiale de négoce EDF Trading pour les journées de livraison des 9 et 10 février 2012. Salle des marchés du bureau EDF Trading à Londres.

© Ph. Eranian.

2.1. La compétence de surveillance de la CRE s'inscrit désormais dans un cadre européen

La loi du 7 décembre 2006 a confié à la CRE la mission de surveiller les marchés de gros du gaz et de l'électricité. L'article L.131-2 du code de l'énergie dispose que « *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 [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques* ».

La loi de régulation bancaire et financière du 22 octobre 2010 a étendu cette mission à la surveillance des transactions des acteurs des marchés de l'électricité et du gaz sur le marché du CO₂ : « *Dans le cadre de l'exercice de ses missions, la CRE surveille les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel sur des quotas d'émission de gaz à effet de serre [...], ainsi que sur les contrats et instruments financiers à terme dont ils constituent le sous-jacent,*

afin d'analyser 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. » (art. L. 131-3 du code de l'énergie).

La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE consiste ainsi à s'assurer que les prix sur les marchés sont cohérents avec les fondamentaux, c'est-à-dire les facteurs techniques et économiques qui influent sur l'offre et la demande, tels que les prix des combustibles, la disponibilité des moyens de production et des infrastructures. Elle s'attache en particulier à vérifier l'absence d'exercice d'un pouvoir de marché par lequel un acteur abuserait de sa position pour obtenir des prix anormaux notamment au regard de ses coûts.

La mission de surveillance de la CRE s'inscrit désormais dans le cadre du règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie, *Regulation on Wholesale Energy Markets Integrity and Transparency* ou REMIT⁴ (cf. encadré p. 44). Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT met en place un cadre réglementaire qui interdit les manipulations de marché et les

⁴ – Voir REMIT, règlement (UE) N°1227/2011, publié au Journal officiel de l'Union européenne le 8 décembre 2011.



opérations d'initiés sur les marchés de l'énergie. Le règlement s'articule avec la réglementation financière, en cours de révision, et prévoit que la surveillance des marchés tient compte des interactions avec le marché du carbone⁵.

REMIT organise la supervision des marchés de gros de l'énergie (produits financiers et non financiers en lien avec l'énergie) au niveau européen en la confiant à l'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER), en coopération avec les régulateurs nationaux. Une répartition des rôles entre eux prévoit que les régulateurs nationaux coopèrent avec l'ACER dans un souci de compréhension des marchés nationaux et d'intégrité des marchés⁶. L'enregistrement des acteurs de marché s'effectue auprès des régulateurs nationaux dans un registre national. Les données sont ensuite transmises par les régulateurs nationaux à l'ACER. La collecte des données transactionnelles et fondamentales des acteurs de marché⁷ est, quant à elle, à la charge de l'ACER. Pour ce faire, l'ACER peut utiliser plusieurs outils, comme les référentiels centraux. Afin d'éviter un double reporting, les données peuvent ensuite être partagées avec les

régulateurs nationaux, les régulateurs financiers et les autorités de concurrence. Dans ce cadre, de strictes clauses de confidentialité et de protection des données s'imposent.

Le contenu et le champ exact des données à transmettre par les acteurs de marché seront définis par des mesures d'exécution de la Commission européenne. Leur adoption, prévue courant 2013, marquera le début de la mise en œuvre opérationnelle du dispositif prévu par REMIT. L'obligation faite aux acteurs de marché de s'enregistrer entrera en vigueur trois mois après l'adoption des actes d'exécution, celle concernant la collecte des données six mois après.

Dans le cas d'une suspicion de manipulation de marché ou d'information privilégiée, l'ACER peut demander à un ou plusieurs régulateurs nationaux de lancer une enquête que ces derniers sont tenus de mener. Les régulateurs nationaux doivent aussi, le cas échéant, sanctionner les acteurs concernés de façon efficace, proportionnée et dissuasive⁸. La CRE a reçu les compétences nécessaires pour remplir ces nouvelles missions.

5 – Voir articles 1 et 10.3 de REMIT.

6 – Voir articles 7.1 et 7.2 de REMIT.

7 – Voir articles 8 et 10 de REMIT.

8 – Voir article 18 de REMIT.

L'implication de la CRE dans la mise en place de REMIT

Depuis le 28 décembre 2011, la mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie assurée par la CRE s'inscrit dans le cadre de REMIT, le règlement européen relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) N°1227/2011).

La CRE contribue de façon significative à la mise en œuvre de REMIT au niveau européen : elle occupe notamment la vice-présidence des groupes de travail de l'ACER et du CEER sur l'intégrité et la transparence des marchés. Elle participe aussi activement aux différents sous-groupes de travail qui s'intéressent aux principes de surveillance, à la gouvernance des marchés ou encore aux aspects techniques informatiques. Elle est également présente aux réunions d'experts rattachés à chacun de ces groupes de travail, qui rassemblent les représentants de l'ACER, les acteurs du marché de l'énergie (producteurs, négociants et fournisseurs), ainsi que les régulateurs nationaux. Des rencontres ponctuelles sont aussi organisées avec différents membres de la Commission européenne (direction des marchés et direction de l'énergie) afin de discuter de l'évolution de la réglementation applicable aux marchés de l'énergie.

La CRE a participé à la rédaction des deux premières éditions des orientations publiées par l'ACER en décembre 2011 et septembre 2012¹ sur les notions d'information privilégiée et de manipulation de marché. Celles-ci précisent notamment les définitions de produits énergétiques de gros et d'acteurs de marché, ainsi que l'exemption de l'interdiction du délit d'initié.

La CRE a contribué aux différentes consultations publiques de l'ACER, sur le sujet du format du registre des acteurs de marché par exemple, rendu public par l'ACER le 26 juin 2012². Pendant l'été 2012, la CRE a aussi contribué à l'évaluation d'une partie des réponses de la consultation publique de l'ACER concernant la collecte des données³, qui détaillaient les données fondamentales et les informations privilégiées à transmettre. Elle a ensuite participé à la rédaction des recommandations sur la collecte des données transmises par l'ACER à la Commission européenne, et rendues publiques le 23 octobre 2012⁴. ■

► page 28

1 – Voir les liens http://www.acer.europa.eu/remid/Documents/1st_edition_ACER_guidance.pdf et <http://www.acer.europa.eu/remid/Documents/2nd%20edition%20of%20ACER%20Guidance%20on%20the%20application%20of%20REMIT.pdf>

2 – http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Directors%20decision/ACER%20Decision%20001-2012.pdf

3 – <http://www.acer.europa.eu/remid/Documents/Evaluation%20of%20responses%20-%20ACER%20Recommendations.pdf>

4 – <http://www.acer.europa.eu/remid/Documents/Recommendations%20on%20REMIT%20Records%20of%20transactions.pdf>

► En France, en plus du dispatching national, sept centres de dispatching régionaux surveillent et conduisent le réseau à haute et très haute tension pour assurer l'équilibre permanent entre offre et demande.

Dispatching régional de la région Normandie-Paris à Saint-Quentin-en-Yvelines (78).

© RTE – V. Colombel



2.2. Les investigations de la CRE suivent des procédures formelles

Lors de ses enquêtes, la CRE peut procéder à l'audition de certains acteurs de marché. Dans le cas des pics de prix survenus en février 2012, elle s'est notamment adressée à EDF, acteur historique dont la position est dominante, ainsi qu'à EPEX SPOT, place de marché où ces prix élevés se sont formés, afin d'obtenir des éléments d'explication sur la formation de tels niveaux de prix. ► page 109

Pour le marché de l'électricité, la CRE a en premier lieu analysé les fondamentaux d'offre et de demande dont elle disposait, comme les données de prévisions de consommation et de disponibilité du parc de production dont découlent les marges horaires de production. Les prix de marché de l'électricité, qui sont très sensibles aux variations de la marge de production lorsqu'elle est réduite, ont été analysés en perspective avec cette dernière. Les flux aux interconnexions ainsi que les interventions des acteurs sur les marchés ont également été pris en compte par les services de la CRE.

La CRE a analysé de manière systématique les comportements et les décisions opérationnelles



d'EDF et de sa filiale de négoce EDF Trading pour les journées de livraison des 9 et 10 février 2012. Les calculs effectués sur la base des informations transmises par l'opérateur historique ont conduit à un résultat de capacité résiduelle, c'est-à-dire de volumes disponibles à la vente pour EDF sur le marché, nulle sur plusieurs heures de la période la plus tendue. Cette situation était cohérente avec l'état du système électrique alors sous forte tension. Enfin, la publication des données de disponibilité prévue et des arrêts fortuits s'est révélée conforme aux processus de transparence mis en place.

Les services de la CRE se sont également tournés vers la place de marché EPEX SPOT, notamment afin d'obtenir des données concernant le déroulement des enchères des 8 et 9 février 2012. La CRE a ainsi pu avoir connaissance des enregistrements téléphoniques d'EPEX SPOT avec certains de ses membres de marché au cours des procédures de seconde enchère, ainsi que de l'ensemble des modifications d'ordres réalisées des premières aux secondes enchères.

En gaz, la CRE a également engagé une investigation pour comprendre les niveaux de prix

observés aux PEG et en particulier le différentiel entre les prix français et les prix sur les hubs adjacents. La CRE a premièrement analysé l'évolution de la consommation en France, les flux aux frontières et à l'intérieur de son réseau de transport et la disponibilité des infrastructures gazières. Cette analyse a été étendue au niveau européen à partir des informations publiques disponibles sur les plateformes de transparence des pays voisins (sites Internet des bourses et des opérateurs d'infrastructures). Au-delà de ces éléments de contexte, la CRE a analysé l'équilibrage et les interventions des acteurs sur le marché français.

Elle a ainsi constaté que la capacité d'import disponible sur les principaux points d'entrée terrestres du réseau français (notamment sur Obergailbach et Taisnières H) n'a pas été pleinement utilisée pendant la période de vague de

**Lors de ses enquêtes,
la CRE peut procéder
à l'audition de certains
acteurs de marché.**

20%

Entre le 1^{er} et le 7 février, 20 % des capacités d'entrée de gaz souscrites (2,2 TWh) n'ont pas été utilisées (l'équivalent de 9 % de la consommation française sur la période).

froid, malgré le fort différentiel de prix entre le PEG Nord et les hubs voisins [▶ page 81](#). Ainsi, entre le 1^{er} et le 7 février, 20 % des capacités d'entrée souscrites (2,2 TWh) n'ont pas été utilisées (l'équivalent de 9 % de la consommation française sur la période). Dans la mesure où une meilleure utilisation de ces capacités aurait pu réduire les écarts de prix entre le marché français et les marchés voisins, la CRE a interrogé les principaux acteurs qui n'ont pas utilisé pleinement leurs capacités. Ces trois acteurs ont également été interrogés sur leur position sur le marché. Les réponses de ces acteurs ont été communiquées à la CRE fin avril pour l'un, courant et fin mai pour les deux autres.

Les conclusions de ces enquêtes ont été rendues publiques dans deux délibérations, datées du 10 mai 2012 pour l'électricité⁹ et du 26 juin 2012 pour le gaz¹⁰. Ces délibérations rappellent le déroulement de la procédure, détaillent les résultats des analyses et formulent au besoin des recommandations (cf. encadré ci-contre).

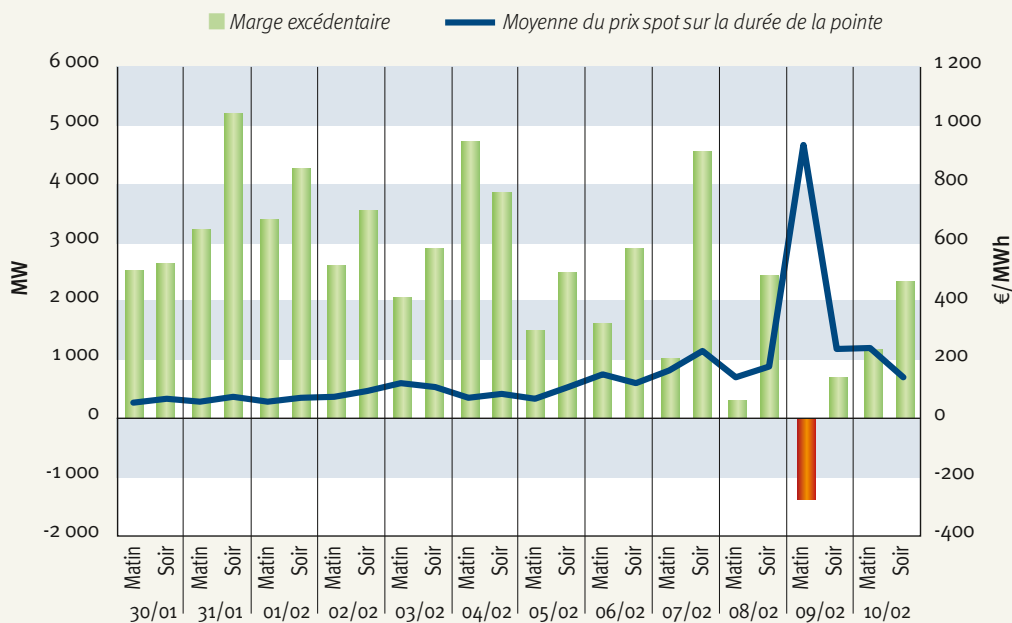
9 – <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/pics-de-prix-de-l-electricite-des-9-et-10-fevrier-2012>
10 – <http://www.cre.fr/documents/deliberations/communication/vague-de-froid-fevrier-2012>

EPEX SPOT : des recommandations sur le plan opérationnel

La CRE s'est intéressée à la formation des prix sur le marché day-ahead EPEX SPOT pendant l'épisode climatique exceptionnel de février 2012. Ses travaux l'ont conduite à constater que, pour les livraisons les 9 et 10 février 2012, certains prix issus des secondes enchères étaient supérieurs aux prix initiaux. Pour l'enchère qui s'est déroulée le 8 février 2012 notamment, le prix moyen (base) obtenu avant le déroulement de la seconde enchère était de 350,23 €/MWh. Le prix définitif à l'issue de la seconde enchère s'est élevé à 367,60 €/MWh, donc légèrement plus haut que le prix initial. La CRE relève toutefois que, pendant les heures où les prix ont été très élevés, des écarts plus importants entre les résultats initiaux et les résultats définitifs de la seconde enchère ont pu se former. En procédant à l'écoute des enregistrements téléphoniques des conversations entre EPEX SPOT et certains de ses membres durant le laps de temps entre la première et la seconde clôture des carnets d'ordres, la CRE a d'abord pu constater qu'une partie d'entre eux montraient un degré de connaissance perfectible des conditions de déclenchement et de déroulement de la procédure de seconde enchère. Des analyses plus poussées ont permis de confirmer que ces hausses de prix trouvaient leur origine dans le comportement individuel de certains acteurs : l'examen des modifications des différents carnets d'ordres durant la seconde enchère d'EPEX SPOT a en effet montré que, pour plusieurs acteurs, ces changements avaient pu avoir en théorie un impact à la hausse sur le prix d'équilibre. Or les règles opérationnelles prévues par la bourse concernant le second fixing précisent que seules sont autorisées les modifications d'ordres ayant pour effet de réduire le déséquilibre entre l'offre et la demande. La CRE a ainsi recommandé à EPEX SPOT d'examiner, en concertation avec ses membres, les mesures nécessaires pour :

- apporter à l'ensemble de ses membres le niveau de transparence adéquat sur l'ensemble des constats évoqués ci-dessus ;
- améliorer la compréhension des modalités de déclenchement et de déroulement de la seconde enchère par l'ensemble de ses membres ;
- améliorer, si nécessaire, la procédure de seconde enchère ;
- mettre en place si nécessaire des garde-fous opérationnels.

EPEX SPOT a répondu aux recommandations de la CRE dans une communication envoyée à l'ensemble de ses membres le 5 juillet 2012. Cette communication rappelle les principes de la procédure de Request for Quotes et détaille les résultats des analyses menées par la bourse sur cinq épisodes de seconde enchère, en particulier sur l'épisode du 9 février pour le marché français. EPEX SPOT a clarifié ses règles de marché le 16 octobre 2012 et travaille à la mise en place de limites opérationnelles. Enfin, EPEX SPOT devrait envoyer des courriers aux membres considérés comme ayant enfreint les règles et devrait également continuer à surveiller étroitement les comportements des acteurs lors des secondes enchères. ■



◀ Marge du système et prix horaires moyens sur les pointes du matin et du soir.

Source : RTE, EPEX SPOT - Analyse : CRE

3. CET ÉPISODE ILLUSTRE LA NÉCESSITÉ D'UN MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉNERGIE

D'année en année, la pointe de consommation d'électricité augmente régulièrement et plus rapidement que la consommation totale. La consommation de gaz connaît elle aussi des pics dus au secteur résidentiel, mais également aux centrales à cycle combiné gaz. Il faut donc tirer les leçons de la situation exceptionnelle de l'hiver 2012 qui a mis à l'épreuve à la fois la flexibilité des réseaux d'électricité et de gaz et la réactivité des marchés de l'énergie.

▶ page 58

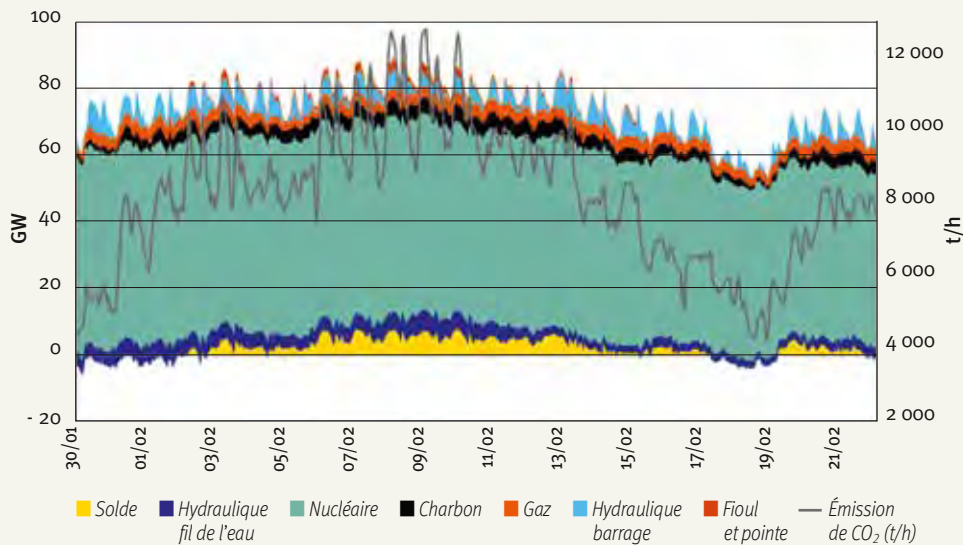
3.1. L'équilibre entre offre et demande doit être assuré en permanence

Sur le marché de l'électricité, la CRE a conclu dans sa délibération du 10 mai 2012 que la tension entre l'offre et la demande expliquait la formation de prix élevés, notamment pour la journée du 9 février. L'équilibre de l'offre et de la demande a été assuré au cours des journées des 9 et 10 février 2012 par une utilisation maximale du parc de production et de la plupart des interconnexions, à l'exception de celles avec l'Italie.

Les prévisions de consommation et de disponibilité du parc de production ainsi que leurs révisions ont pu contribuer à la perception d'une tension importante sur le système électrique et donc à des anticipations de prix élevés, pour le 9 février notamment.

Cette analyse est confortée par les estimations du gestionnaire de réseau de transport. En effet, RTE évalue chaque jour les marges requises à la pointe du matin et du soir pour assurer la sécurité du réseau en deçà d'un seuil de risque acceptable. Tout au long de la vague de froid, la marge requise par RTE était inférieure à la marge disponible. Cependant, le 8 février au soir, soit après le déroulement de l'enchère pour la journée du 9 février, RTE évaluait à 4 GW la marge requise à la pointe du matin et la marge disponible à seulement 2,6 GW. Une telle configuration est rare et met en évidence un état de tension importante sur le système.

Les équilibres entre offre et demande ont été soumis à de très fortes tensions au cours de la vague de froid. La sécurité d'approvisionnement en électricité lors de cet épisode a été garantie par des recours importants aux imports et aux marchés. Certains fournisseurs ont largement eu recours au marché de l'électricité pour faire



◀ Utilisation des différents moyens de production de plus de 20 MW en France et émissions de CO₂, du 30/01/2012 au 22/02/2012.

Source : RTE - Analyse : CRE

face à la demande de leurs clients, tant sur des produits futurs (mensuels et hebdomadaires) que journaliers et infrajournaliers.

De la même façon, pour le marché du gaz, la CRE a conclu que les pics de prix trouvaient leur explication dans la tension entre offre et demande.

Sur le marché du gaz, la France, qui n'est pas un pays producteur, doit faire face aux hausses de consommation par des importations terrestres et maritimes ainsi que des soutirages des stockages souterrains. Pendant la période de froid, l'équilibre entre l'offre et la demande a été assuré notamment par une forte sollicitation des stockages, principale source de flexibilité du système français, et par des importations terrestres. Les importations de GNL, quant à elles, ont été relativement faibles par rapport à la même période en 2011. La pression sur l'offre a été exacerbée par des restrictions en amont du réseau français, liées en particulier à des réductions des livraisons du gaz russe en Europe, ainsi que par des exportations élevées vers l'Espagne et l'Italie, ces dernières étant associées à la décision du gouvernement italien d'obliger les expéditeurs à maximiser leurs importations. ► page 80

Le recours au marché de gros a également progressé pendant la période de froid, permettant d'équilibrer les portefeuilles de fournisseurs et contribuant ainsi à sécuriser l'approvisionnement de leurs clients. Les échanges aux PEG sont passés d'une moyenne de 1,7 TWh/jour échangés en janvier à 2,3 TWh/jour entre le 6 et le 10 février. Les volumes échangés sur le marché intermédiaire français (brokers et bourse), pour les segments *day-ahead* et *intraday* et pour livraison entre le 6 et le 10 février, ont atteint une moyenne de 467 GWh/jour, soit une augmentation de 47 % par rapport à la moyenne de janvier.

Par ailleurs, chacun des acteurs interrogés a fourni des justifications technico-économiques expliquant la sous-utilisation des interconnexions. L'hypothèse d'un éventuel abus de marché a été écartée sur la base des informations dont disposait la CRE à cette date.

3.2. Les interconnexions électriques jouent un rôle clé

Pour faire face au pic de consommation qui a culminé à 102,1 GW le 8 février à 19 h 01, le système français a dû pouvoir compter sur les moyens de production et d'effacement installés



◀ Aux frontières belge et allemande, les échanges d'électricité se font à l'échéance journalière par le biais du couplage de marché. Interconnexion électrique reliant le poste à haute tension de Moulaine (Meurthe-et-Moselle) à celui d'Aubange (Ardenne belges). Sur la photo : un disjoncteur.

© RTE – S. Harper

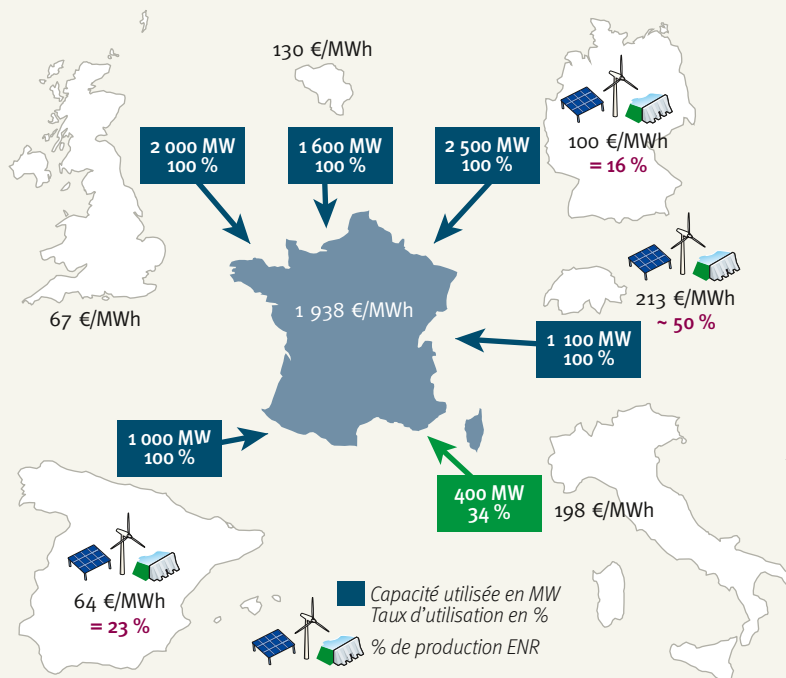
sur le territoire métropolitain. Les capacités d'échanges aux frontières ont également joué un rôle clé dans cet épisode inédit.

La puissance maximale installée en France était de 124,1 GW au 1^{er} janvier 2012, largement supérieure aux pics de consommation qui peuvent survenir. Néanmoins, cette capacité n'est jamais totalement disponible. En effet, 34,3 GW correspondaient à la même date à des capacités dites fatales : ce sont des énergies renouvelables dont la production dépend des conditions hydrologiques ou météorologiques. Une autre partie de la capacité installée est dédiée aux réserves d'équilibrage. Enfin, il faut également compter avec les éventuelles indisponibilités des autres moyens de production. Les interconnexions électriques se sont donc révélées essentielles dans ce contexte, et leur utilisation globalement efficace par les acteurs de marché a permis de garantir l'équilibre offre-demande.

Néanmoins, l'utilisation imparfaite de certaines interconnexions dans cette situation relativement tendue pour le système a eu des impacts en termes de formation des prix et a rappelé l'importance de la mise en place des modèles cibles promus par la CRE.

L'utilisation globalement efficace des interconnexions par les acteurs de marchés a permis de garantir l'équilibre offre-demande.

Aux frontières belge et allemande, les échanges se font à l'échéance journalière par le biais du couplage de marché : un algorithme confronte l'offre et la demande d'électricité de la veille pour le lendemain à l'échelle des pays couplés, et choisit donc de façon automatisée les offres, c'est-à-dire les moyens de production, selon une règle d'optimisation économique globale. Ce mécanisme garantit une utilisation efficace et maximale de ces interconnexions. Ceci se traduit par une bonne convergence des prix (les prix français et allemands ont été égaux près de 65 % du temps en 2012, et les prix français et belges près de 85 % du temps). L'existence de mécanismes flexibles d'accès aux interconnexions permet aux acteurs de gérer les nombreux aléas, comme ceux liés à la production d'énergie renouvelable intermittente, difficilement prévisible à l'échéance journalière, et de s'approvisionner au meilleur coût. ▶ page 58 ▶ page 106



► Centrale nucléaire de Cattenom le 9 février 2012.
© EDF - D. Queyrel

◀ Prix de gros de l'électricité et utilisation des interconnexions lors du pic de prix du 9 février 2012 à 10 h.
Source : CRE

Sur les autres frontières, des mécanismes moins optimaux ont néanmoins permis aux acteurs de prendre des positions saturant les capacités d'interconnexion à l'import, sauf pour la frontière italienne (cf. carte ci-dessus). L'absence d'une enchère infra-journalière a posé problème, car elle a empêché les acteurs de renforcer leurs positions à l'import, malgré des prix plus élevés en France.

La mise en oeuvre d'un marché infrajournalier aux interconnexions entre la France et l'Italie en avril 2012 était donc plus que nécessaire et avait été demandée par la CRE à plusieurs reprises dans le cadre de l'initiative régionale. Ce mécanisme, bien qu'encore imparfait, donne désormais l'opportunité aux acteurs de marché de réajuster leurs prévisions d'importations et d'exportations (comme cela aurait pu être le cas en février 2012), notamment dans le contexte de la forte production photovoltaïque italienne. Afin de se rapprocher encore des modèles cibles européens, la CRE a demandé que des améliorations lui soient présentées au premier semestre 2013.

► page 60

Par ailleurs, les enchères journalières ont eu pour résultat une faible utilisation à l'importation de la frontière italienne, à hauteur de 34 % de la capacité et en une utilisation à l'exportation sur la

frontière suisse, finalement corrigée par l'enchère infra-journalière. Ceci a accentué l'effet du pic de consommation et contribué à la formation d'un prix très élevé. Pour la frontière italienne, un couplage de marché aurait évité les nominations des acteurs à contresens du différentiel de prix qui se traduisent par un solde, certes importateur mais non saturé (la capacité à l'import n'est tout de même pas utilisée à 100 %). Pour la frontière suisse, les contrats de long terme d'exportation d'électricité permettent en grande partie d'expliquer un solde à contresens du différentiel de prix à l'issue des enchères journalières. La CRE travaille avec ses homologues sur ces deux sujets. Au-delà de la mise en place de mécanismes permettant une meilleure utilisation des capacités existantes, la sécurité d'approvisionnement passe aussi par la construction de nouvelles interconnexions afin de garantir l'équilibre offre-demande lors d'épisodes exceptionnels. Leur développement permet de mettre en commun les moyens de production des différents pays européens pour faire face à un aléa. La CRE est très présente sur ces questions à travers la validation du programme annuel d'investissement, du schéma décennal d'investissement et du plan européen d'investissement à dix ans et la mise en place d'une régulation tarifaire incitative. ► page 63



Le couplage de marché fondé sur les flux : allouer la capacité au plus près des besoins

Un accord a été signé entre gouvernements, régulateurs, gestionnaires de réseaux et parties prenantes en juin 2007 pour mettre en place un couplage de marché adossé à un calcul de capacités d'échanges trans-frontaliers fondé sur les flux (flow-based) dans la région Centre-Ouest de l'Europe (France, Benelux et Allemagne). Ce projet pilote en Europe entre dans une phase d'expérimentation à grande échelle à partir de février 2013.

Les échanges commerciaux étant interdépendants, un surplus d'imports d'électricité depuis la Belgique limite, par exemple, ceux en provenance d'Allemagne. En effet, d'une part un échange commercial engendre des flux physiques sur plusieurs lignes électriques, et d'autre part une même ligne est traversée par des flux physiques engendrés par différents échanges commerciaux.

Dans le calcul actuel de capacités, RTE fixe les bornes maximales des échanges commerciaux sur deux frontières, sans savoir quels échanges auront le plus de valeur économique et seront donc privilégiés par les acteurs. À cet égard, la CRE a observé que, pendant 37 % des heures entre avril et septembre 2011, 1 000 MW de capacité à l'interconnexion France-

Belgique étaient inutilisés alors que la frontière France-Allemagne était saturée. La valeur des échanges sur cette dernière frontière étant en moyenne de 5 €/MWh pendant la même période, cela représente une perte économique considérable pour la France.

La méthode flow-based permet, quant à elle, de tirer parti de l'interdépendance entre les échanges sur plusieurs frontières en dédiant la capacité physique des lignes aux échanges commerciaux ayant le plus de valeur économique (c'est-à-dire où le différentiel de prix est le plus important). Les offres sont en effet acceptées en considérant leur impact sur les lignes en plus de leur prix et de leur volume. Les premières simulations permettent d'estimer le gain économique annuel à 50 M€, grâce à une absence de congestion sur le réseau pendant 90 % du temps contre deux tiers du temps aujourd'hui.

En outre, contrairement à la méthode actuelle, le flow-based permet de maximiser les capacités d'imports en faisant correspondre capacités commerciales et échanges physiques admissibles. L'utilisation maximale des capacités physiques du réseau présente alors un intérêt majeur en termes de sécurité d'approvisionnement. En effet,

les simulations de RTE montrent que dans les situations de vague de froid, le maintien de l'équilibre offre-demande peut nécessiter de saturer les capacités commerciales d'import. Par une coordination plus étroite et une utilisation plus efficace du réseau, la méthode flow-based devrait accroître les capacités d'échanges commerciaux et ainsi faciliter le passage de ces pointes. À titre d'illustration, lors du pic de consommation en février 2012, les simulations montrent que le flow-based aurait permis d'importer 40 % d'électricité de plus depuis la Belgique et l'Allemagne, de réduire ainsi les prix en France et d'avoir des marges de sécurité plus confortables (en termes de capacité de production, d'effacement ou d'interconnexion) sur le système électrique.

Le flow-based est une méthode prometteuse en termes économiques et de sécurité du réseau. La CRE compte donc sur sa mise en œuvre pour l'hiver 2013-2014. Mais c'est une méthode complexe, notamment pour les acteurs de marché : la CRE reste vigilante sur les questions de transparence et de paramétrage technique ainsi que sur le bon déroulement de l'expérimentation, qui doit leur permettre de se familiariser avec ce système et d'en maximiser l'efficacité. ■

Enquête de la CRE sur les comportements des acteurs lors de l'allocation infra-journalière des capacités sur l'interconnexion France-Suisse

La CRE a enquêté sur les comportements des acteurs lors de l'allocation infra-journalière des capacités sur l'interconnexion France-Suisse. Cette allocation en infra-journalier est effectuée de manière explicite. Elle est utilisée pour des échanges de gré à gré (OTC) ou des échanges d'ajustement. Au cours des premiers mois de 2012, le comportement suivant a été constaté :

- certains acteurs ont réservé tout ou partie de la capacité restante pour une heure de livraison donnée, dès sa mise à disposition ;
- peu de temps avant la clôture du processus d'allocation, ces mêmes acteurs ont réservé un volume similaire pour la même heure de livraison dans l'autre sens, annulant ainsi la réservation initiale.

Ce comportement a eu pour conséquence de bloquer les capacités d'interconnexion correspondant au volume réservé dans un sens, puis dans l'autre, au détriment des autres acteurs souhaitant acquérir des capacités d'interconnexion et au détriment d'une utilisation efficace de l'interconnexion. Ce constat a donc suscité des interrogations du point de vue du comportement individuel des acteurs concernés.

La CRE a ainsi interrogé cinq acteurs actifs sur l'interconnexion France-Suisse sur les raisons techniques et économiques pouvant justifier un tel comportement. Les explications apportées par l'ensemble des acteurs se rapportent au fait qu'ils cherchent à utiliser la capacité d'interconnexion afin de pouvoir profiter de situations d'arbitrage (différentiels de prix, ré-optimisation des actifs de production) ou pour se couvrir en cas de déséquilibre. Les analyses menées par la CRE sur les cas identifiés n'ont par ailleurs pas permis de les considérer comme des manipulations de marché telles qu'elles sont définies par REMIT.

De tels comportements étaient susceptibles d'entraîner une utilisation sous-optimale de la capacité d'interconnexion. RTE a donc soumis à la CRE le 9 juillet 2012 une modification de ses règles d'allocation explicite de la capacité d'interconnexion infra-journalière, afin d'éviter les comportements allant à l'encontre d'une utilisation efficace des capacités d'interconnexion (gaming). La CRE y a répondu favorablement, dans sa délibération du 19 juillet 2012, ce qui permet désormais une utilisation plus optimale de cette capacité. ■

La CRE travaille également activement au développement de moyens permettant de rendre plus flexible la demande en électricité, notamment lors de ces périodes de tension. Parmi ces moyens figurent les effacements de consommation qui consistent en une diminution volontaire de consommation par un acteur suite à une sollicitation [► page 114](#). Ceux-ci constituent un élément supplémentaire concourant à l'adéquation de l'offre et de la demande de long terme comme de court terme.

Enfin la CRE a contribué¹¹ aux travaux de mise en place du mécanisme d'obligation de capacité prévu par la loi NOME. Ce mécanisme de marché aura pour objectif d'assurer l'adéquation physique et la sécurité d'approvisionnement en France, en incitant notamment à la maîtrise de la consom-

mation. La CRE, qui sera amenée à jouer un rôle clé dans le dispositif, participera activement à la concertation menée par RTE pour en élaborer les règles de fonctionnement.

3.3. Les infrastructures de gaz ont été aussi très sollicitées

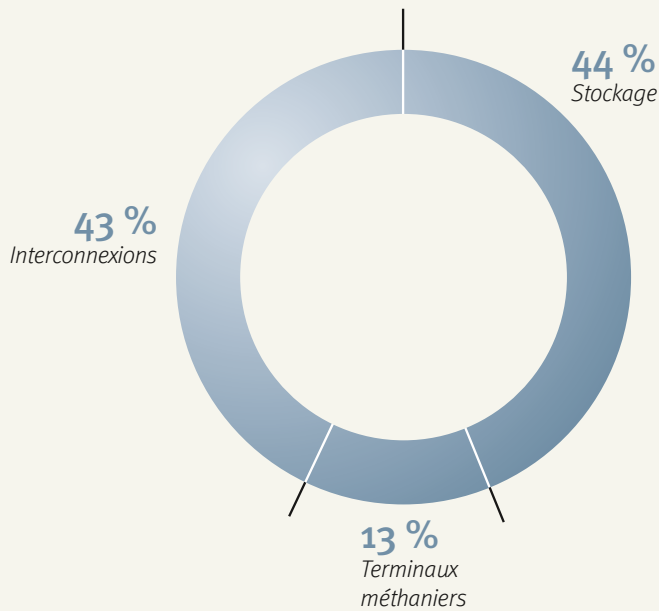
Le contexte d'approvisionnement de l'Europe a pesé sur l'équilibre offre-demande

La vague de froid de février 2012 a touché l'ensemble des pays de l'Europe. Malgré la hausse de 20 % à 30 % de la production russe, Gazprom a dû réduire ses livraisons vers certains pays de l'Union européenne, en raison des conditions climatiques sévères en Russie et en Europe de l'est. La Commission européenne a ainsi indiqué, le 3 février, que les livraisons avaient été réduites en moyenne d'environ 10 %, et dans certains cas jusqu'à 30 %, vers l'Italie, l'Autriche, la Grèce

¹¹ – Délibération du 29 mars 2012 portant avis sur le projet de décret instaurant un mécanisme de capacité



© GRTgaz - D. Coulier



◀ **Approvisionnement sur les zones GRTgaz le 8 février 2012.**

Dans un contexte de faible approvisionnement du pays en GNL, et de forte hausse des exportations vers l'Espagne et l'Italie, les stockages ont permis de couvrir une part importante de la demande.

Source : GRTgaz ; analyse : CRE

et les pays de l'Europe de l'est et centrale entre autres. L'Italie a adopté le 6 février un plan d'urgence prévoyant notamment l'activation de centrales électriques au fioul, la réduction de la fourniture de certains clients et la maximisation des importations de gaz en Italie. En Allemagne, les gestionnaires de réseaux de transport ont interrompu des capacités de sortie vers le marché français, compte tenu de la forte demande nationale de gaz, notamment pour la production d'électricité.

En outre, la forte hausse de la demande de gaz asiatique, tirée notamment par les importations importantes du Japon à la suite de la catastrophe de Fukushima, a conduit à des niveaux de prix du gaz beaucoup plus élevés en Asie par rapport à l'Europe. Ce différentiel de prix a conduit au détournement de nombreuses cargaisons de gaz naturel liquéfié (GNL) vers le marché asiatique au détriment des terminaux méthaniers européens. Ainsi, les importations de GNL en France ont représenté en moyenne

Les stockages de gaz ont été fortement utilisés afin de répondre à la hausse de la consommation.

411 GWh/jour sur la période du 6 au 10 février, soit 29 % de moins qu'à la même période l'année précédente. ▶ **page 80**

Dans ce contexte européen, la France, structurellement importatrice de gaz, a fait face pendant cette période à un bilan physique très tendu. Elle a dû faire appel à l'ensemble des moyens de flexibilité disponibles pour répondre à la forte demande liée à la hausse de la consommation nationale et à une augmentation significative des exportations vers l'Espagne et l'Italie via la Suisse. Ainsi, les exportations ont augmenté de 50 % par rapport à janvier 2012 et se sont situées à 348 GWh/jour.

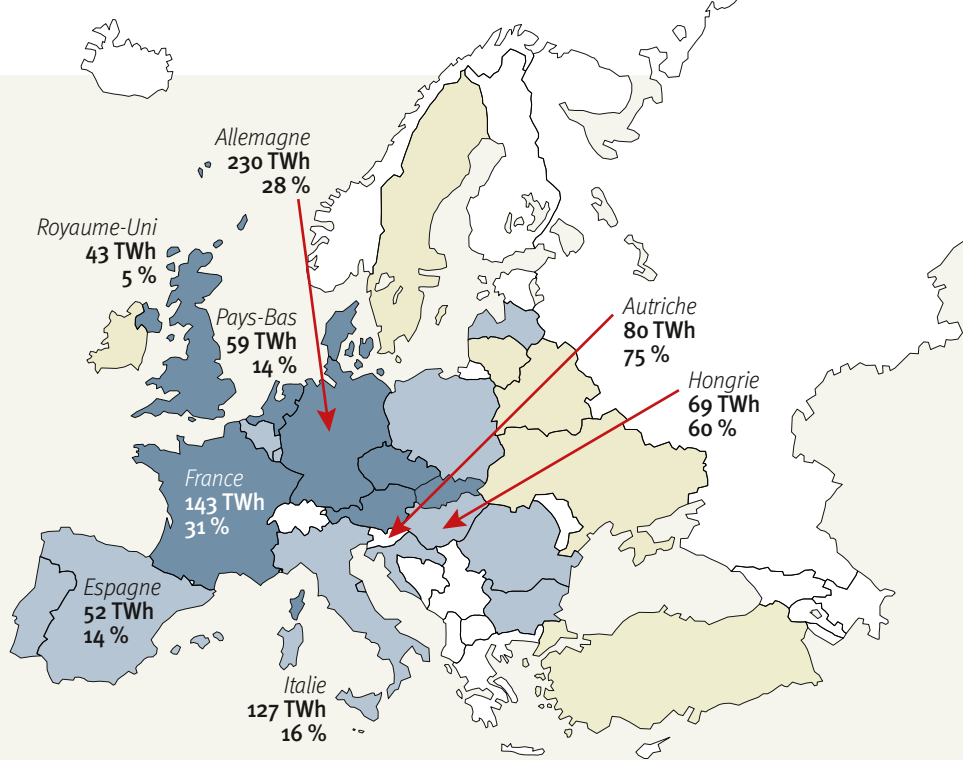
Les stockages de gaz ont permis d'apporter le complément de gaz nécessaire pour servir la demande

Dans un contexte de faible approvisionnement du pays en GNL et de forte hausse des exportations vers l'Espagne et l'Italie, les stockages ont permis de couvrir une part importante de la demande. Ils ont pourvu à hauteur de 54 % les consommations sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF entre le 1^{er} et le 12 février 2012, avec 1,9 TWh/jour en moyenne, contre 0,7 TWh/jour au cours du mois de janvier, soit un total de 23 TWh soutirés sur la période.

► Stockages de gaz en Europe.

Source : GSE mai 2013, BP Statistical Review 2012

■ Non communiqué
 ■ Accès régulé
 ■ Accès négocié
 X % Capacité de stockage / demande totale
Moyenne européenne : 20 %



Les points d'amélioration et les recommandations de la CRE

Alors que les volumes de gaz en stock en France étaient au début de l'hiver 2011-2012 à un niveau légèrement plus faible que les années précédentes, à 96 TWh, contre 97 TWh, ils ont été fortement utilisés afin de répondre à la hausse de la consommation, ceux-ci constituant la principale source de flexibilité du système gazier en France.

En complément des stockages souterrains, les importations à partir des interconnexions terrestres ont également fortement augmenté. Ainsi, entre le 6 et le 10 février, les importations terrestres se sont élevées à 1,6 TWh/jour, en hausse de 13 % par rapport à janvier 2012.

La CRE a identifié dans sa délibération du 26 juin 2012 des points d'amélioration et formulé des recommandations pour un meilleur fonctionnement du marché du gaz.

Bien que les prix aient augmenté sur l'ensemble des hubs européens durant la vague de froid, la France a connu des différentiels de prix importants avec certains marchés voisins. Cependant, l'analyse des flux dans le système gazier a également montré que, sur la période considérée, les capacités d'entrée en France depuis la Belgique et l'Allemagne sont restées en partie non utilisées et que le transit vers l'Italie et l'Espagne s'est maintenu à un niveau élevé.

L'enquête engagée par la CRE a mis en lumière différentes contraintes techniques et économiques, comme l'absence de référence de prix journaliers en Espagne ou encore l'interruption des capacités en sortie de l'Allemagne, qui ont influé sur le comportement des acteurs et modifié leur réponse face aux signaux de prix donnés par les places de marché françaises.

À l'avenir, certaines de ces contraintes pourraient être levées grâce aux travaux sur l'organisation du marché européen du gaz et la gestion des

▼ Taux d'utilisation des points d'entrée sur le réseau de GRTgaz le 8 février 2012

Source données : GRTgaz /Analyse : CRE

GWh/j	Taisnières H	Dunkerque	Obergailbach	Terminaux de Fos	Montoir
Capacité technique disponible	570	619	648	409	399
Flux physiques en entrée en France	483	604	460	328	130
Taux d'utilisation	85 %	98 %	71 %	80 %	30 %



Dominique Maillard,

Président du directoire de RTE

RTE a pour mission l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau de transport d'électricité français. L'entreprise de service public a été particulièrement mobilisée lors de l'épisode de froid qui a marqué le début de

l'année 2012 pour assurer la sécurité d'approvisionnement du pays. Dominique Maillard, président du directoire, dresse un bilan de cet événement qui a nécessité l'activation de tous les leviers disponibles, sur le territoire national et aux interconnexions, pour garantir le bon fonctionnement et la sûreté du système électrique.

Comment le réseau européen a-t-il fait face au pic de consommation lié à la vague de froid de février ?

L'Europe du transport de l'électricité, c'est d'abord l'Europe de la solidarité entre des territoires. Cette vague de froid exceptionnelle l'a encore démontré. Les capacités d'importation à destination de notre pays ont été fortement mobilisées, car notre consommation augmente davantage que dans les autres pays européens lorsque les températures sont froides.

Bien entendu, RTE a fait appel à tous les autres leviers disponibles en France pour assurer la sécurité d'approvisionnement, notamment les appels à la modération de la consommation. C'est bien la combinaison du maillage du réseau européen et de la mobilisation de tous les acteurs qui a permis de franchir cette situation exceptionnelle.

Quel est le rôle de CORESO ?

Coreso aide les gestionnaires de réseaux de transport à coopérer, en leur fournissant des analyses qui leur permettent d'agir efficacement en cas de risque de perturbation importante dans l'ouest de l'Europe. Son action a été essentielle au cours de cette vague de froid. Si les flux considérables d'énergie nécessaires pour couvrir les besoins ont pu avoir lieu sans dégrader la sécurité du réseau ouest-européen, c'est notamment grâce à Coreso, qui a permis d'optimiser l'utilisation globale des infrastructures de la zone concernée.

De quelle manière la situation allemande a-t-elle joué ?

Le parc de production allemand a contribué à l'approvisionnement de la France. Les centrales thermiques de nos voisins ont été fortement sollicitées, car la production éolienne outre-Rhin était faible et plusieurs centrales nucléaires étaient à l'arrêt. Le

différentiel de prix, favorable aux exportations des producteurs allemands vers notre pays, reflétait la situation moins tendue du marché allemand. Mais il faut noter que l'écart de prix était accru de manière artificielle par un dysfonctionnement du marché européen auquel il faudra porter remède.

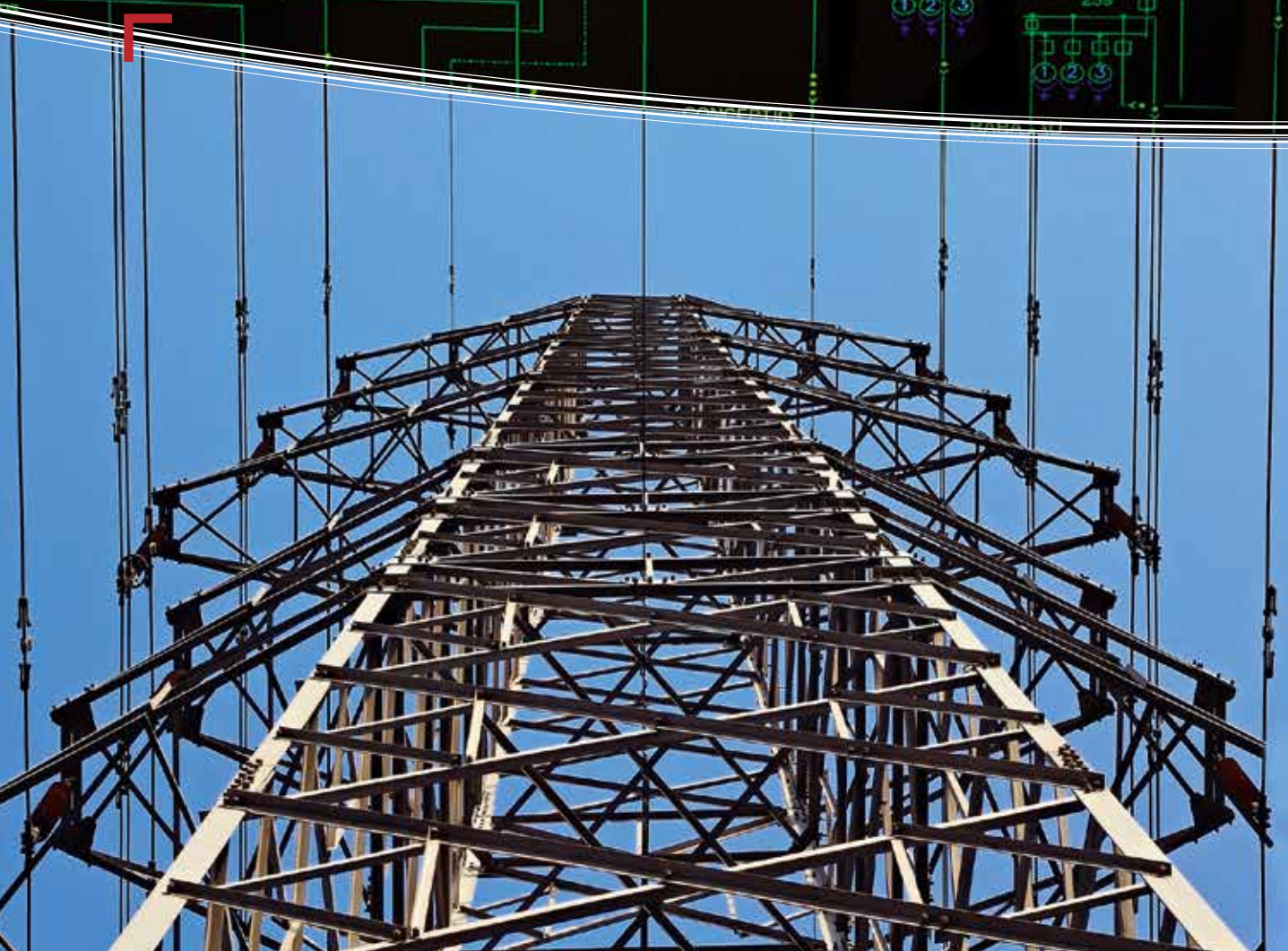
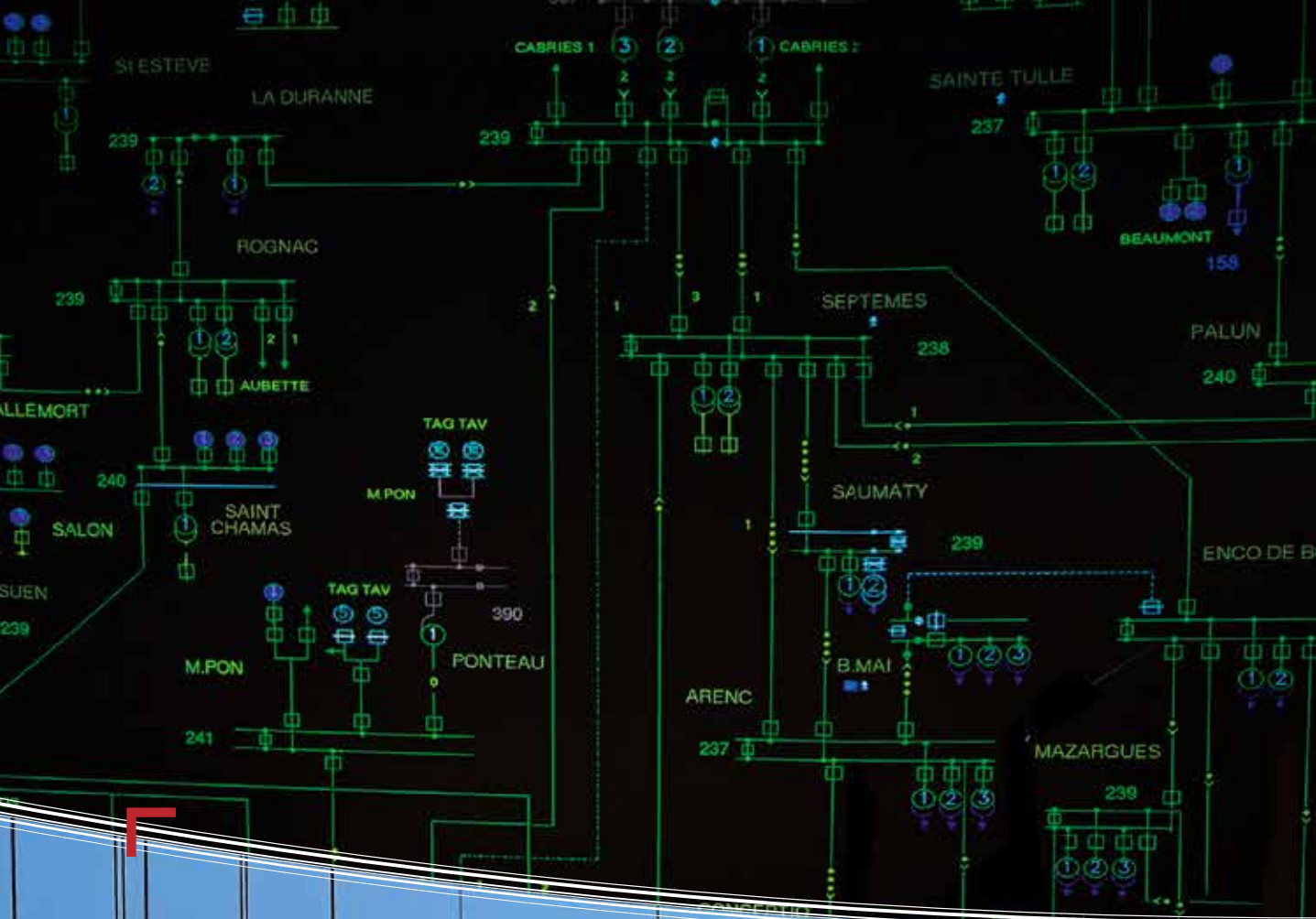
Les records de consommation ont-ils vocation à être battus tous les ans ? Cette situation est-elle soutenable à long terme ? Y a-t-il risque de black-out ?

Les records de consommation sont liés aux conditions météorologiques : ils sont donc par définition aléatoires. En tendance, malgré les efforts de maîtrise de la demande, les hivers seront de plus en plus difficiles, car nos modes de vie augmentent la sensibilité de notre système électrique à ces situations. Il faut donc envisager la combinaison de plusieurs actions : la maîtrise de la consommation de pointe, la mise en œuvre du mécanisme de capacité prévu dans le code de l'énergie, et le renforcement du réseau national et de nos interconnexions électriques. Ce besoin sera d'ailleurs renforcé par la transition énergétique, car la localisation des zones de production va évoluer, à l'échelle de la France mais aussi de l'Europe, et il sera donc nécessaire d'adapter le réseau existant. ■

interconnexions. Les codes de réseau en cours de préparation reposent sur un modèle cible européen selon lequel le marché intérieur doit évoluer vers un ensemble de zones de marché « entrée-sortie » avec des points d'échanges virtuels. L'objectif est de faire émerger des places de marchés liquides et bien connectées entre elles afin d'optimiser l'allocation des flux de gaz entre les différents marchés. Dans un tel système, les signaux de prix doivent aiguiller le gaz vers les marchés où l'équilibre offre/demande est le plus tendu. Le code de réseau européen sur l'allocation des capacités et les lignes directrices sur la gestion des congestions constituent un progrès important vers ce modèle en introduisant des règles transparentes et non discriminatoires pour l'accès aux interconnexions, dont une partie doit être consacrée au court terme. Celles-ci

doivent favoriser une utilisation optimale des capacités d'interconnexions transfrontalières et ainsi permettre aux acteurs de marché de mieux répondre aux différentiels de prix. À cet égard, la CRE a souligné dans sa délibération du 26 juin 2012 que la mise en œuvre des codes de réseau européens apporterait une réponse appropriée à certains des dysfonctionnements observés lors de la vague de froid. ► page 85

Enfin, en période tendue, la coordination entre États membres doit être renforcée afin d'éviter que des décisions unilatérales ne désorganisent les flux au point de fragiliser la sécurité d'approvisionnement de pays voisins. C'est à cette condition que le marché intérieur pourra délivrer l'ensemble de ses bénéfices, notamment en termes de solidarité. ■



RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET TERRITOIRES



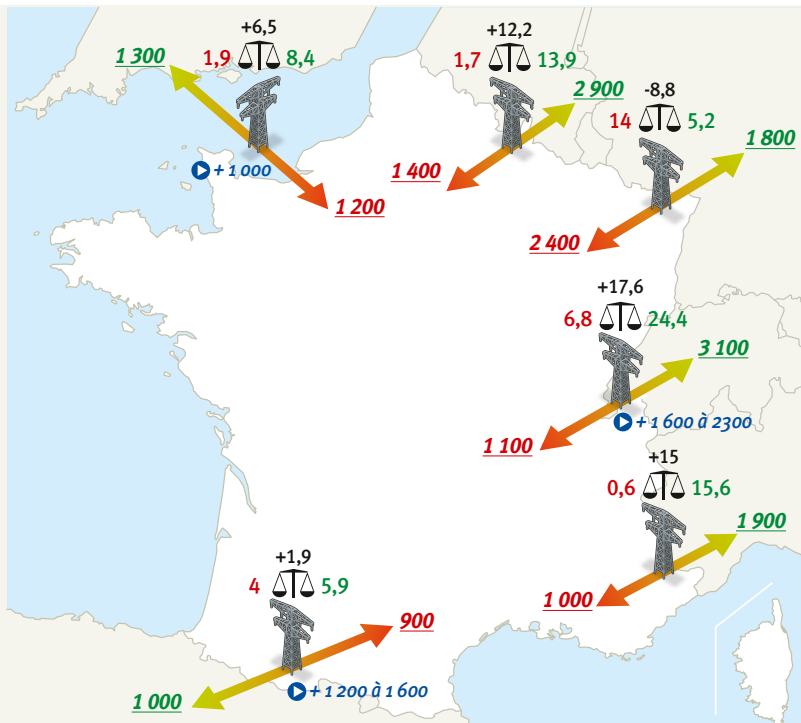
L'ÉVOLUTION DU MIX ÉNERGÉTIQUE EUROPÉEN NÉCESSITE UNE ADAPTATION DU RÉSEAU D'ÉLECTRICITÉ. TOUTES LES ÉCHELLES DE TERRITOIRES SONT CONCERNÉES. AU NIVEAU LOCAL, DES EXPÉRIMENTATIONS DE RÉSEAUX DE NOUVELLE GÉNÉRATION, LES SMART GRIDS, FAVORISENT NOTAMMENT L'INTÉGRATION DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE. LES RENFORCEMENTS DU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT AUX MAILLES RÉGIONALE ET NATIONALE PERMETTENT D'ACCUEILLIR DE NOUVEAUX MODES DE PRODUCTION. ENFIN, LA CONSTRUCTION D'UN RÉSEAU CONTINENTAL RENFORCE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN EUROPE ET ASSURE UNE UTILISATION OPTIMALE DE L'ÉNERGIE PRODUITE À CHAQUE INSTANT.

2014

L'objectif de l'Union européenne est d'achever le marché intérieur de l'énergie d'ici 2014 de façon à permettre la libre circulation du gaz et de l'électricité.

MOTS-CLÉS

Modernisation des réseaux
Codes de réseau européens
Collectivités locales



◀ Les interconnexions électriques transfrontalières françaises.
En 2012, la France présente un bilan net exportateur de 44,4 TWh.

Capacités d'échange moyennes en 2012 (en MW)

Exportations : **12 000**

Importations : **8 000**

▶ **Renforcements potentiels à l'horizon 2020 (en MW)**

Total France réalisé en 2012 (en TWh)

Exportations : **73,4**

Importations : **29**

⚖ Solde : **+44,4**

1. L'EUROPE DE L'ÉNERGIE S'APPUIE SUR LA SOLIDARITÉ DE SES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ

Les échanges d'électricité entre pays transfrontaliers sont limités par les capacités physiques des réseaux. Les interconnexions forment en effet des goulots d'étranglement. Des méthodes d'attribution des capacités pour gérer les congestions sont donc nécessaires. Dans ce contexte, le 3^e paquet énergie prévoit l'élaboration de codes et d'un plan d'investissement, qui forment le socle de la construction de l'Europe de l'énergie.

Au cours de l'année 2012, ces documents fondateurs ont donné lieu à des travaux sur l'efficacité des échanges aux frontières, l'harmonisation des pratiques des gestionnaires de réseaux et les investissements clés dans le réseau européen, auxquels la CRE a participé.

L'objectif des modèles cibles est de définir un mécanisme d'allocation des capacités harmonisé au niveau européen.

1.1. La coopération européenne permet une utilisation plus efficace des interconnexions

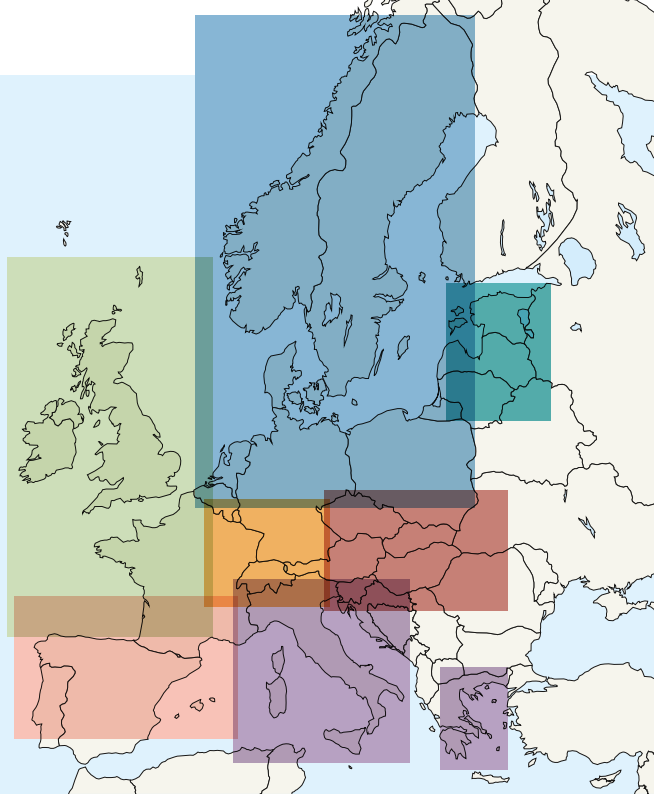
Les initiatives régionales

L'Europe de l'énergie a été divisée en sept grands territoires, les initiatives régionales, au sein desquelles les régulateurs, les États membres, la Commission et les parties intéressées des pays limitrophes mènent des actions concrètes et pratiques.

Les initiatives régionales permettent d'anticiper la mise en place des modèles cibles pour la gestion des congestions, prévue par le 3^e paquet énergie d'ici 2014. Cette mise en œuvre a été déclinée en feuilles de route interrégionales définissant des objectifs ambitieux par région. La CRE participe à quatre des sept initiatives régionales définies par la Commission européenne : Centre Ouest (Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas), Centre Sud (Allemagne, Autriche, France, Grèce, Italie, Slovaquie, Slovaquie), Sud-Ouest (Espagne, France, Portugal) et France – Royaume-Uni – Irlande.

Les capacités d'interconnexion peuvent être attribuées, pour leur utilisation, à différentes

- **Centre-Ouest**
Allemagne, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas
- **Nord**
Allemagne, Danemark, Finlande, Norvège, Pologne, Suède
- **France, Royaume-Uni, Irlande**
- **Sud-Ouest**
Espagne, France, Portugal
- **Centre-Sud**
Allemagne, Autriche, France, Grèce, Italie, Slovénie
- **Centre-Est**
Autriche, Allemagne, République Tchèque, Hongrie, Pologne, Slovaquie, Slovénie
- **Baltique**
Estonie, Lettonie, Lituanie



◀ **Les initiatives régionales en électricité.** La CRE participe à quatre des sept initiatives régionales définies par la Commission européenne : Centre Ouest, Centre Sud, Sud-Ouest et France-Royaume-Uni-Irlande.

échéances de temps et selon des modalités distinctes. L'objectif des modèles cibles est de définir le mécanisme d'allocation harmonisé au niveau européen, qui soit le plus pertinent pour une échéance donnée, en vue d'une utilisation concurrentielle et efficace de l'interconnexion. À cet égard, l'échéance infra-journalière doit permettre aux acteurs d'ajuster leurs positions prises la veille sur les échanges journaliers, en fonction des aléas qui peuvent survenir à l'approche du temps réel.

Sur la frontière entre la France et l'Italie, une avancée significative a été réalisée avec la mise en place d'un mécanisme d'allocation de la capacité d'interconnexion en infra-journalier, par deux enchères explicites organisées quotidiennement par la plateforme CASC (*Capacity Allocation Service Company*). Celle-ci centralise les achats et les ventes de capacités de transport par enchères explicites sur plusieurs frontières. En avril 2012, la CRE a approuvé cette réforme qui représente un progrès, puisqu'il n'existait auparavant aucun processus pour allouer la capacité à cette échéance temporelle. Toutefois, elle a rappelé que le modèle cible pour l'échéance infra-journalière est une allocation implicite de la capacité d'interconnexion via des échanges en continu sur les bourses de l'électricité. Ce mécanisme plus efficace d'utilisation des interconnexions permet

d'intégrer les marchés infra-journaliers opérés par les bourses de l'électricité dans les différents États membres et de regrouper la liquidité de ces marchés au sein d'un carnet d'ordres partagé. Sous réserve de disponibilité de capacité d'interconnexion, tout acteur de marché a ainsi accès à l'offre la moins chère. Les gestionnaires de réseaux de transport français et italien devraient se conformer à ce modèle d'ici 2014. À cet effet, un plan d'action détaillé ainsi que des améliorations sont attendus de leur part dès le printemps 2013.

L'approbation par la CRE de l'évolution des règles d'allocation de la capacité d'interconnexion infra-journalière à la frontière suisse a permis la mise en place en janvier 2012 d'un mécanisme continu. En juillet 2012, la CRE a approuvé une modification de ces règles pour les frontières avec l'Allemagne et la Suisse. Ces modifications visent à limiter des comportements d'acteurs allant à l'encontre d'une utilisation efficace des interconnexions. La CRE a rappelé à cette occasion la nécessité de reconsidérer le traitement de l'accès prioritaire des contrats de long-terme France-Suisse pour optimiser les échanges et travaille avec ses homologues à l'élaboration d'une solution. En parallèle, la CRE a consulté les opérateurs actifs aux interconnexions françaises.



Ceux-ci se sont majoritairement exprimés en faveur de la mise en place d'un accès explicite en parallèle d'un accès implicite sur l'échéance infra-journalière. À l'automne, un projet a été initié sous l'impulsion des régulateurs afin d'étendre le modèle France-Allemagne à la Suisse en ligne avec le modèle cible.

Enfin, la CRE a en 2012 pris une part active dans les projets pilotes d'intégration des marchés qui devraient aboutir en 2013. Ces projets concernent :

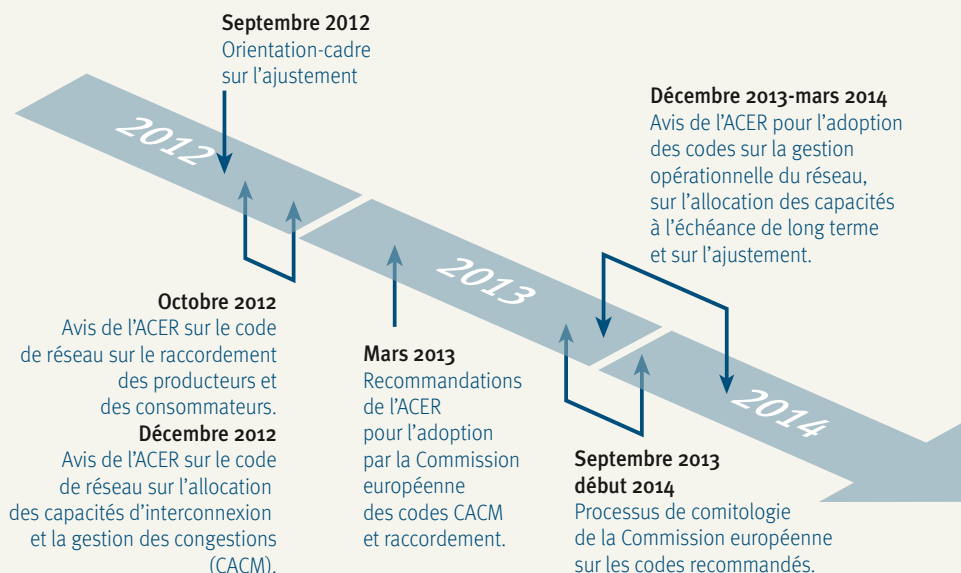
- l'établissement du calcul de capacité par une nouvelle méthode d'optimisation dans la région Centre-Ouest (méthode *flow-based*, cf. encadré p. 51), pour lequel la CRE a contribué à définir les critères de transparence pour la phase de tests et a analysé les différents paramètres en coopération avec ses homologues de la région, pour s'assurer de leur efficacité et de leur caractère non discriminatoire ;
- l'extension du couplage de marché aux pays nordiques et à l'Angleterre (qui devrait être suivie d'une extension à la région Sud-Ouest), qui nécessite une évolution des règles d'accès à l'interconnexion France-Angleterre qui seront approuvées par la CRE et sur lesquelles la CRE et l'Ofgem ont formulé des principes clairs pour leur élaboration, en ligne avec les recommandations de l'ACER ;

– et la mise en place d'une plateforme commune pour l'allocation infra-journalière dans la région Nord-Ouest, pour laquelle l'ACER pourrait être sollicitée afin de rendre un avis sur le choix de la plateforme. La CRE serait alors associée à la rédaction de l'avis correspondant.

Parallèlement aux initiatives régionales, le développement des codes de réseau se poursuit dans le cadre de la mise en place du marché européen intégré de l'électricité.

Le code de réseau sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions

En septembre 2012, l'ENTSO-E a soumis à l'ACER une première version du code de réseau sur l'allocation des capacités d'interconnexion et la gestion des congestions. Celui-ci traite du calcul de capacité d'interconnexion, de la définition des zones de prix et des mécanismes d'allocation des capacités aux échéances journalière et infra-journalière. En décembre, l'ACER a rendu son avis motivé : tout en soulignant les efforts mis en œuvre par l'ENTSO-E, l'Agence a identifié plusieurs points ne répondant pas aux exigences des orientations-cadres. Elle a invité l'ENTSO-E à revoir le code en conséquence. Au cœur des débats et de l'élaboration de cet avis, la CRE a proposé avec ses homologues européens et l'ACER des



◀ De réelles avancées dans l'élaboration des codes de réseau. Les premiers codes de réseau devraient être adoptés par la Commission européenne début 2014 et constitueront un socle à la construction d'un marché intégré de l'électricité. Le planning de l'élaboration des orientations-cadres et des codes de réseau est respecté en grande partie grâce à une forte coopération entre la CRE, l'ACER et les autres régulateurs européens.

améliorations concrètes ciblées pour garantir la conformité et la qualité du code, sans retarder sa mise en œuvre.

Le code de réseau pour l'allocation des capacités à l'échéance de long terme

La rédaction du code de réseau pour l'allocation des capacités à l'échéance de long terme (principalement mensuelle et annuelle) a démarré à l'automne 2012, à la demande de la Commission européenne. Les régulateurs se sont montrés très actifs en proposant dès l'été une consultation publique sur l'harmonisation des règles d'allocation et les produits de couverture (des instruments qui permettent aux détenteurs de capacités de se couvrir financièrement s'ils anticipent un différentiel des prix de l'électricité de part et d'autre de la frontière qui leur serait défavorable). En tant que pilote du groupe de travail concerné, la CRE a pris part de façon significative à toutes les étapes de cette consultation publique et à la rédaction d'une liste de recommandations sur l'harmonisation des règles d'enchères. Ces travaux contribuent à la mise en œuvre du modèle cible avant l'entrée en vigueur du code de réseau, pour atteindre l'objectif d'un marché harmonisé et intégré d'ici 2014. Le code doit être soumis au 1^{er} octobre 2013 à l'ACER, qui devra rendre un avis fin décembre.

1.2. L'harmonisation des pratiques des gestionnaires des réseaux renforce la sécurité d'exploitation et facilite l'intégration de nouveaux producteurs

Parmi les codes de réseau européens en préparation, plusieurs ont pour principal objectif d'initier une harmonisation des pratiques européennes, visant conjointement à améliorer la sûreté du système électrique et à limiter les coûts d'exploitation, dans un contexte de développement rapide des énergies nouvelles.

Les codes de réseau raccordement

Toute installation raccordée aux réseaux d'électricité doit respecter des prescriptions techniques, aujourd'hui définies au niveau national, afin de contribuer à la fiabilité du système électrique.

Les codes de réseau européens sur le raccordement encadrent ces prescriptions techniques. Ils prévoient la généralisation de plusieurs mécanismes destinés à renforcer la sûreté du système électrique européen, comme par exemple une plage de fréquence élargie pour l'ensemble des installations de production. Ces codes posent les bases d'une harmonisation accrue des règles européennes, même si leur impact immédiat devrait rester limité.



◀ L'interconnexion France-Espagne augmentera la capacité d'échanges d'électricité entre les deux pays en la portant de 1 400 à 2 800 MW. Chantier de l'interconnexion France-Espagne.

© RTE - J. Cargill

► Octobre 2012 : inauguration du tunnelier français « Canigou » et du démarrage des travaux de creusement de la galerie technique côté français dans le cadre du chantier de l'interconnexion France-Espagne.

© RTE - J. Cargill

Trois codes de réseau sont prévus pour différentes catégories d'utilisateurs. Ils devraient entrer en application entre 2017 et 2020.

Le premier code, destiné aux producteurs, a fait l'objet d'un avis de l'ACER en octobre 2012. Celle-ci a demandé en particulier que les règles encadrant les gestionnaires de réseaux soient clarifiées. Elle a également demandé une meilleure prise en compte des spécificités de certaines petites installations, ainsi que de certaines installations de cogénération.

Un deuxième code, destiné aux consommateurs et aux gestionnaires de réseaux de distribution, est en cours de rédaction.

Le troisième code, relatif aux installations à courant continu, est prévu ultérieurement. Par ailleurs, les procédures de traitement des demandes de raccordement feront l'objet d'un code supplémentaire.

Le code de réseau ajustement (balancing)

Assurer à tout instant l'équilibre entre production et consommation relève des principales missions des gestionnaires de réseaux de transport. Dans un objectif de renforcement de la sécurité d'approvisionnement à moindre coût, l'intégration des mécanismes d'ajustement entre offre et demande en Europe est une étape clé de

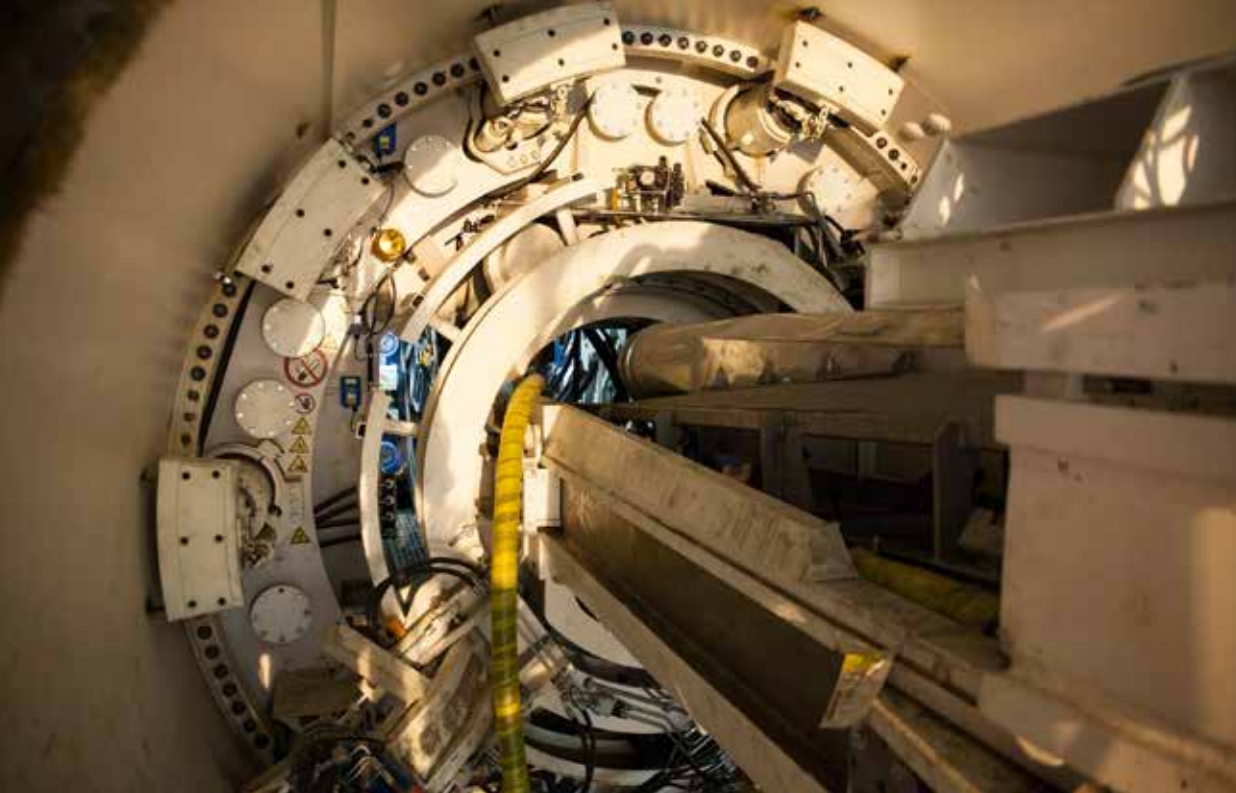
la création d'un marché intérieur concurrentiel de l'électricité. Un code de réseau européen spécifiquement dédié à ces mécanismes est prévu par le 3^e paquet énergie.

Les orientations-cadres de l'ACER, dont les travaux de rédaction ont été co-pilotés par la CRE, définissent un cadre réglementaire essentiel pour le développement progressif d'échanges de services d'ajustement sur la base d'un modèle cible ambitieux mais réaliste. Ces orientations-cadres fixent les grands jalons pour la création d'une plateforme commune où les ressources les plus économiques seront sollicitées pour satisfaire les besoins d'ajustement.

En réponse aux exigences de la Commission européenne, ces orientations-cadres préconisent une forte harmonisation des pratiques des gestionnaires de réseaux et des caractéristiques des mécanismes d'ajustement. Elles promeuvent à cet effet une coordination renforcée entre gestionnaires de réseaux de transport et une mise en place d'incitations efficaces pour les acteurs de marché.

Le code de réseau sécurité opérationnelle

Une des responsabilités des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité consiste à garantir à tout moment des conditions



d'exploitation robustes et, en cas d'incident, à rétablir la situation aussi rapidement que possible. Les réseaux de transport européens étant largement interdépendants, ceci nécessite une collaboration étroite entre gestionnaires de réseaux.

L'objectif premier du code de réseau sécurité opérationnelle est d'harmoniser les pratiques des gestionnaires de réseaux de transport et de garantir l'échange d'informations entre eux et avec les utilisateurs, y compris en temps réel. Ce code est en cours de rédaction et s'insèrera à terme dans un ensemble de codes dédiés à la gestion opérationnelle du système électrique (*system operation*).

1.3. Les nouveaux investissements dans les grands réseaux répondent aux besoins identifiés à l'échelle européenne

Les plans décennaux (TYNDP)

Les objectifs de la politique de l'énergie européenne et l'atteinte des objectifs « 3x20 » rendent nécessaire la réalisation de nouvelles infrastructures. En réponse à ces objectifs, le 3^e paquet énergie a instauré une démarche de planification des investissements prioritaires dans les infrastructures de transport d'électricité.

Celle-ci repose sur la publication par le réseau européen des gestionnaires de réseaux de transports d'électricité ENTSO-E d'un plan décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité. Ce plan doit être publié tous les deux ans et n'est pas engageant. À la suite de la publication en 2010 d'une version pilote du plan décennal européen, ENTSO-E s'est engagé dès 2011 dans l'élaboration de son premier plan de développement du réseau à dix ans (*Ten-Year Network Development Plan* ou TYNDP) en y intégrant les perspectives européennes sur l'adéquation des capacités de production (*System Outlook and Adequacy Forecast* ou SOAF), le plan décennal européen ainsi que les six plans régionaux. À l'issue de la tenue d'une dizaine d'ateliers de travail et d'une consultation publique pour recueillir l'adhésion des acteurs, ENTSO-E a publié la version finale de son plan en juillet 2012.

Le plan identifie une centaine de projets représentant 104 milliards d'euros d'investissements. En effet, l'important développement de moyens de production d'énergies renouvelables, représentant jusqu'à 38 % de la demande, stimule les besoins de développement de grandes infrastructures électriques en Europe, en particulier avec le renforcement d'axes Nord/Sud. Les projets présentés pourraient permettre de

104 Md€

Le plan de développement du réseau de transport européen à dix ans publié par ENTSO-E en juillet 2012 identifie une centaine de projets représentant 104 milliards d'euros d'investissements.

La décision de conduire, à l'échelle européenne, des études économiques des projets constitue l'une des avancées majeures du *Ten-Year Network Development Plan*. Les projets sont ainsi passés au crible d'une analyse multicritère pour mesurer leur intérêt pour la collectivité.

réaliser, au niveau européen, une économie de 170 millions de tonnes de CO₂ et de réduire les coûts de production de 5 %.

La décision de conduire, à l'échelle européenne, des études économiques des projets constitue l'une des avancées majeures du TYNDP. Les projets sont ainsi passés au crible d'une analyse multicritère pour mesurer leur intérêt pour la collectivité. Il s'agit d'une première étape dans l'élaboration d'une démarche d'analyse coût-bénéfice qui alimentera le processus de sélection des Projets d'intérêt commun prévus dans le paquet infrastructures engagé à l'été 2012 par la Commission européenne.

À la suite des travaux d'analyse du TYNDP pilotés par la CRE et son homologue autrichien, l'ACER a rendu un avis sur le plan d'ENTSO-E le 5 septembre 2012. L'Agence a ainsi exprimé pour le prochain exercice de fortes attentes pour une meilleure implication des acteurs et une inclusion plus large des projets portés par des opérateurs tiers non-membres d'ENTSO-E.

L'élaboration du TYNDP est un processus qui s'étend sur plus de deux ans et nécessite à chaque étape d'engager des échanges avec de nombreuses parties prenantes. Ces échanges s'organisent autour des processus traditionnels

de consultation du plan (ateliers de travail, consultation publique). C'est ainsi que les travaux d'élaboration de l'édition 2014 du TYNDP ont débuté avec l'organisation en mars et novembre 2012 d'ateliers de préparation de scénarios d'offre et de demande à l'horizon 2030. En plus de ces ateliers et suivant les recommandations des régulateurs, ENTSO-E a instauré dès la fin 2012 un groupe de travail (*Long Term Development Stakeholder Group*) pour encourager l'implication des acteurs du secteur tout au long de l'élaboration du TYNDP. Enfin, en concertation avec les opérateurs tiers, la Commission européenne et un groupe de régulateurs piloté par la CRE, ENTSO-E a révisé fin 2012 les critères d'inclusion des projets émanant d'opérateurs tiers, non-membres d'ENTSO-E, au TYNDP. Celui-ci deviendra ainsi en 2014 l'outil de référence unique en matière de planification pour mettre en œuvre le paquet infrastructures.

Le règlement relatif aux infrastructures énergétiques transeuropéennes

Au-delà de la démarche de planification instaurée par le 3^e paquet énergie, la réalisation effective, dans un délai de dix ans, des infrastructures identifiées dans le TYNDP suppose que les opérateurs en aient les capacités techniques et financières dans les délais impartis. À cela

NSCOGI, une initiative à l'échelle d'un territoire particulier

La capacité de production d'électricité installée dans les mers du Nord devra atteindre 38 GW en 2020, et pourrait doubler, voire presque tripler à horizon 2030 selon les scénarios. En parallèle, l'augmentation de la part d'énergies renouvelables dans le mix électrique et l'intégration du marché européen génèrent un besoin accru de capacités d'échange entre pays. L'acheminement de l'énergie produite en mer et le besoin de capacités transfrontalières nécessitent le développement des infrastructures qui, jusqu'ici, n'assuraient que l'une ou l'autre fonction.

L'initiative des mers du Nord (North Seas Countries Offshore Grid Initiative ou NSCOGI) examine l'utilité et la possibilité

de développer un réseau dans les mers du Nord qui acheminerait à la fois l'électricité produite en mer vers les centres de consommation et les flux transfrontaliers. La CRE participe activement à ce travail.

Les premiers résultats de la NSCOGI indiquent qu'une telle mutualisation des besoins pourrait diminuer le nombre nécessaire de points de raccordement d'ouvrages maritimes aux réseaux terrestres, et par conséquent diminuer l'impact (visuel, environnemental, social) sur le littoral. Un gain économique pourrait également se dégager : les premières simulations montrent que les coûts de réseaux diminueraient de 5 à 7 %. Ce taux pourrait cependant varier fortement

selon les projets.

Disposer d'une régulation claire et efficace est une condition sine qua non au développement d'un tel réseau. Or la régulation actuelle ne précise pas le traitement à appliquer à ces structures innovantes. L'articulation entre la priorité des flux d'interconnexion et celle des flux d'énergies renouvelables est, par exemple, l'une des questions que la NSCOGI a analysées courant 2012. Elle a également posé les principes pour faciliter le développement de ces réseaux, de l'identification du besoin à l'opération des ouvrages. ■

Pour en savoir plus :

http://www.benelux.int/NSCOGI/NSCOGI_WG1_OffshoreGridReport.pdf

▼ L'initiative des pays des mers du Nord pour un réseau éolien offshore constitue la première étape du projet de « supergrid » européen. Éolienne offshore au Danemark. © Fotolia



► S'agissant des principales infrastructures à 400 kV, le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité français prévoit 10 Md€ d'investissements à l'horizon de dix ans. Levage héliporté de pylône sur la ligne Cotentin-Maine.

© RTE - A. Aybes



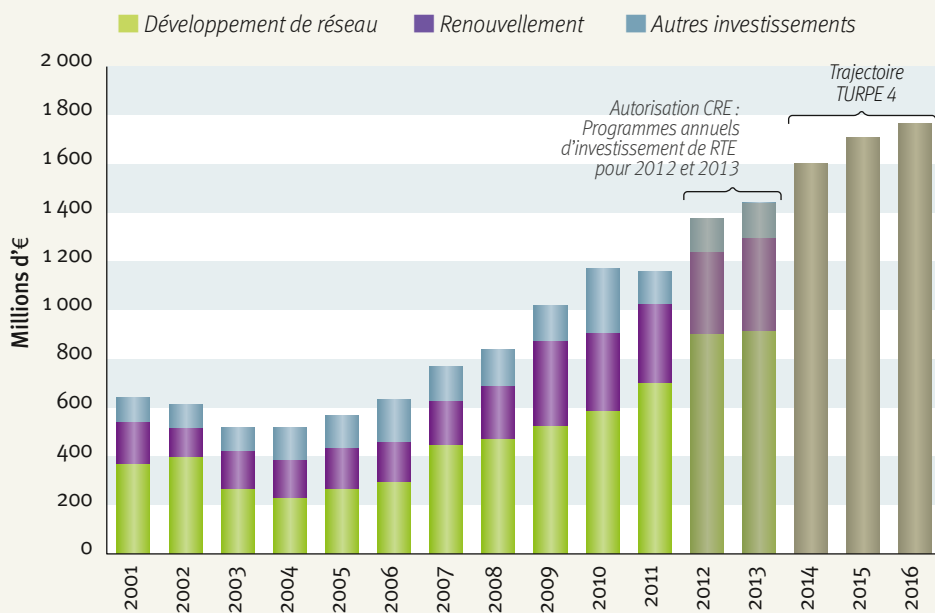
s'ajoutent les difficultés en termes d'acceptabilité sociale qui constitue en Europe l'un des principaux freins à la réalisation de grandes infrastructures électriques en temps voulu et ipso facto à l'atteinte des objectifs de politique de l'énergie européenne. La proposition de la Commission européenne pour un règlement sur les infrastructures envisage ainsi, pour une sélection limitée de projets du TYNDP, des mesures destinées à faciliter leur réalisation. Celles-ci visent d'abord à rationaliser les procédures d'octroi des autorisations administratives et à favoriser l'adhésion du public. Elles comprennent également des dispositions spécifiques pour des projets qui bénéficient à des pays qui n'y ont pas contribué financièrement (projets à externalités positives). Des mesures ont aussi été prévues pour les projets qui se caractérisent par une forte dispersion des coûts et des bénéfices entre plusieurs pays.

Afin d'identifier les infrastructures prioritaires éligibles à ces mesures, la Commission européenne a lancé à l'été 2012, sans attendre l'entrée en vigueur d'un règlement relatif aux infrastructures, un processus de sélection avec la participation des États membres, des opérateurs et des régulateurs. Ces travaux devront permettre l'adoption en 2013 d'une première liste de Projets d'intérêt commun par l'Union européenne.

2. LE RÉSEAU FRANÇAIS ÉVOLUE POUR S'ADAPTER À DE NOUVEAUX BESOINS

2.1. L'investissement dans le réseau national s'articule avec la planification à l'échelle européenne

Depuis la transposition du 3^e paquet énergie, les gestionnaires de réseaux de transport ont l'obligation d'élaborer des schémas décennaux nationaux de développement du réseau. RTE a ainsi soumis à la CRE en janvier 2012 la première édition du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité français. S'agissant des principales infrastructures à 400 kV, le schéma prévoit un montant d'investissements de l'ordre de 10 Md€ à l'horizon de dix ans. Les besoins identifiés au niveau national répondent en premier lieu aux enjeux européens d'intégration des énergies renouvelables et de développement de capacité d'échange avec les pays voisins. Mais ils visent également des objectifs à caractère plus spécifiquement national, comme par exemple la sécurisation de l'alimentation électrique de certaines régions comme l'est de la région PACA ou la Bretagne.



◀ Investissements de RTE. L'autorisation de dépenses d'investissements de RTE pour 2013 s'élève à 1,44 Md€, dont 404,7 M€ dédiés au développement du réseau 400 kV et des interconnexions.

Le schéma décennal de RTE a été soumis à l'examen de la CRE. Le régulateur contrôle que celui-ci couvre les besoins futurs du système électrique et vérifie sa cohérence avec le plan européen établi par ENTSO-E. À cet effet, la CRE a mené une consultation publique pour recueillir l'avis des acteurs et rendu publics la synthèse des contributions des acteurs ainsi que son avis sur le schéma décennal. Si ce premier schéma décennal apparaît cohérent avec le plan européen, la CRE a soulevé quelques points à améliorer dans la prochaine édition : elle note que des explications mériteraient d'être apportées sur les hypothèses de production et de consommation sur lesquelles il est fondé ainsi que sur leur articulation avec les scénarios d'offre et de demande envisagés pour le TYNDP.

Cet exercice est complété par l'examen par la CRE du programme annuel d'investissements de RTE. Il est à noter toutefois que le périmètre de ces deux exercices n'est pas identique. Le schéma décennal s'intéresse aux principales infrastructures à construire ou à mettre à niveau dans les dix prochaines années. Les programmes annuels d'investissements, eux, incluent à la fois les investissements de développement et de renouvellement ainsi que d'autres investissements tels que la logistique.

RTE a soumis fin 2012 à l'approbation de la CRE son programme d'investissements pour l'année 2013. L'autorisation de dépenses d'investissements de RTE pour 2013 s'élève à 1,44 Md€, dont 404,7 M€ dédiés au développement du réseau 400 kV et des interconnexions.

Dans le cadre de l'élaboration des tarifs pour la période TURPE 4, RTE a précisé sa trajectoire d'investissement sur la période 2013-2016. L'analyse de la CRE fait ressortir que la progression des investissements présentée apparaît en ligne avec les dernières perspectives d'évolution de l'offre et de la demande présentées dans le bilan prévisionnel publié par le gestionnaire de réseau en septembre 2012.

2.2. Une régulation innovante répond au besoin d'augmentation des capacités d'échange transfrontalier

Le développement des interconnexions électriques est une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré de l'énergie. Elles permettent une meilleure exploitation du parc de production européen dans un contexte de fort développement des énergies renouvelables intermittentes. Enfin, elles sont un élément clé pour garantir la sécurité d'alimentation.

La CRE envisage d'introduire, dans le cadre des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 4) qui entreront en vigueur en août 2013, un cadre de régulation destiné à inciter RTE à réaliser les ouvrages d'interconnexions utiles pour le système électrique et à encourager sa performance.

La réalisation des projets d'interconnexions requiert des efforts spécifiques de la part du gestionnaire de réseau de transport. Celui-ci doit surmonter de nombreuses difficultés : le franchissement des obstacles naturels souvent présents aux frontières, la coordination avec ses homologues européens, l'obtention des autorisations administratives et les défis de l'acceptabilité au niveau local.

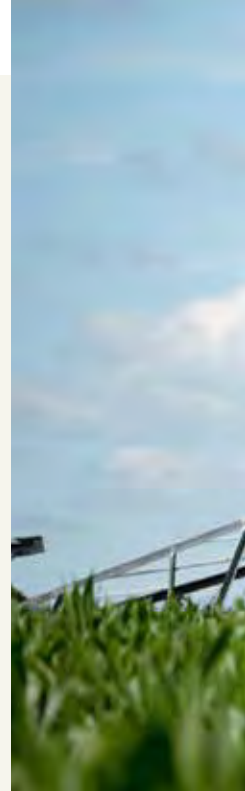
La CRE envisage en conséquence d'introduire, dans le cadre des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 4) qui entreront en vigueur en août 2013, un cadre de régulation destiné à inciter RTE à réaliser les ouvrages d'interconnexions utiles pour le système électrique et à encourager sa performance que ce soit dans la phase de réalisation ou d'exploitation de l'interconnexion nouvellement créée.

Le mécanisme envisagé, et soumis à l'avis des acteurs en juin et novembre 2012, consisterait à attribuer des primes : l'une fixe et les trois autres variables. Le montant de la prime fixe serait déterminé au cas par cas, en fonction de l'intérêt estimé de l'interconnexion. Les primes variables pourraient être positives ou négatives. Leur montant dépendrait de l'atteinte d'objectifs de coûts, de délais et de flux supplémentaires apportés par l'ouvrage.

La prime totale attribuée à RTE serait étalée sur une dizaine d'années à compter de la mise en service de l'interconnexion. Son montant serait plafonné en tenant compte de l'apport économique de l'ouvrage et du coût de l'investissement. Enfin, pour conserver un caractère réellement incitatif, la somme de la prime fixe et des primes variables serait dans tous les cas positive. RTE percevrait donc a minima une rémunération équivalente à celle qu'il pourrait percevoir pour d'autres investissements.

Les nouvelles interconnexions exemptées

Bien que la loi française désigne RTE comme responsable des interconnexions électriques, la régulation européenne prévoit que d'autres acteurs puissent également développer et gérer une interconnexion, si une dérogation de certaines parties de la régulation applicable est octroyée par les régulateurs concernés. Ces nouvelles interconnexions peuvent, comme les interconnexions régulées, générer des bénéfices pour la société. Mais elles sont aussi susceptibles d'engendrer des coûts pour les utilisateurs du réseau. En effet, si le raccordement de la nouvelle interconnexion nécessite un renforcement du réseau, le coût de ce dernier est partagé par l'ensemble de ses utilisateurs, comme c'est le cas pour tout renforcement (*hors S3REnR, cf. partie 3.2.*).





◀ La CRE contrôle que le schéma décennal de RTE couvre les besoins futurs du système électrique et vérifie sa cohérence avec le plan européen établi par ENTSO-E. Pylône en construction sur la ligne Cotentin-Maine. Cette ligne permet l'insertion dans le réseau de transport d'électricité du projet de groupe de production Flamanville 3, de technologie EPR.

© RTE - A. Aybes

En 2012, la CRE a mis à jour le cadre de régulation des nouvelles interconnexions. Celui-ci donne au porteur d'un projet d'interconnexion la visibilité nécessaire pour un tel investissement. Pour obtenir une dérogation, l'opérateur doit satisfaire plusieurs critères. La CRE peut notamment refuser la dérogation si elle estime que la nouvelle interconnexion entraîne pour les utilisateurs de réseau des conséquences négatives disproportionnées par rapport à leur espérance de gains. Si une dérogation est obtenue, le cadre incite à un fonctionnement optimal de la nouvelle interconnexion.

La mise à jour du cadre de régulation a été précédée d'une consultation publique. Sa partie relative aux conditions de raccordement et d'accès a été présentée au Conseil supérieur de l'énergie le 2 mai 2012. Elle introduit plusieurs nouveautés par rapport à la version de 2010. La CRE pourrait notamment exiger de l'investisseur une certaine indépendance de son activité de transport vis-à-vis de ses autres activités liées à l'énergie. De plus, les gestionnaires de nouvelles interconnexions seront associés à l'élaboration éventuelle de méthodes coordonnées de calcul de capacité d'interconnexion. Enfin, les codes de réseau doivent en général être appliqués.

3. L'ÉVOLUTION DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ TIEN COMPTÉ DES DIMENSIONS RÉGIONALE ET LOCALE

Les travaux de la CRE sur les réseaux intelligents ont débuté dès 2010, avec un premier colloque sur les enjeux techniques, sociaux et économiques des smart grids. Si ces questions sont encore à l'ordre du jour, une nouvelle étape a été franchie : c'est aujourd'hui sur le terrain, par des expérimentations concrètes, que sont éprouvés la faisabilité technique et l'intérêt économique du développement de ces réseaux. Ces initiatives locales font émerger des questions nouvelles sur la régulation, amenée à s'adapter au nouveau paysage énergétique français.

3.1. Les compétences des collectivités territoriales en matière de développement des réseaux de distribution : des modalités d'exercice renouvelées

Le régime des concessions

L'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité est un service public local ainsi que le précise l'article L. 2224-3 du code général des collectivités territoriales.

1,44
Md€

L'autorisation de dépenses d'investissements de RTE pour 2013 s'élève à 1,44 Md€, dont 404,7 M€ dédiés au développement du réseau 400 kV et des interconnexions.

► Le programme prévisionnel des investissements envisagés sur le réseau de distribution, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes. Inspection du réseau électrique aérien HTA 20 kV en hélicoptère entre Drap et Peïra-Cava (Alpes-Maritimes).

© ERDF-M. Colin



► Ambitions des SRCAE au 1^{er} septembre 2012 (en MWh).

Les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) définissent les objectifs qualitatifs et quantitatifs à atteindre en termes de maîtrise de la demande en énergie, de lutte contre les changements climatiques et la pollution de l'air et de valorisation du potentiel en termes d'énergies renouvelables.

Source : RTE

Les droits et obligations de l'autorité organisatrice de la distribution sont prévus dans un cahier des charges ou dans un règlement de service.

Selon les termes du IV de l'article L.2224-31 du code général des collectivités territoriales (CGCT), « l'autorité organisatrice d'un réseau public de distribution, exploité en régie ou concédé, est la commune ou l'établissement public de coopération auquel elle a transféré cette compétence, ou le département s'il exerce cette compétence à la date de publication de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières ».

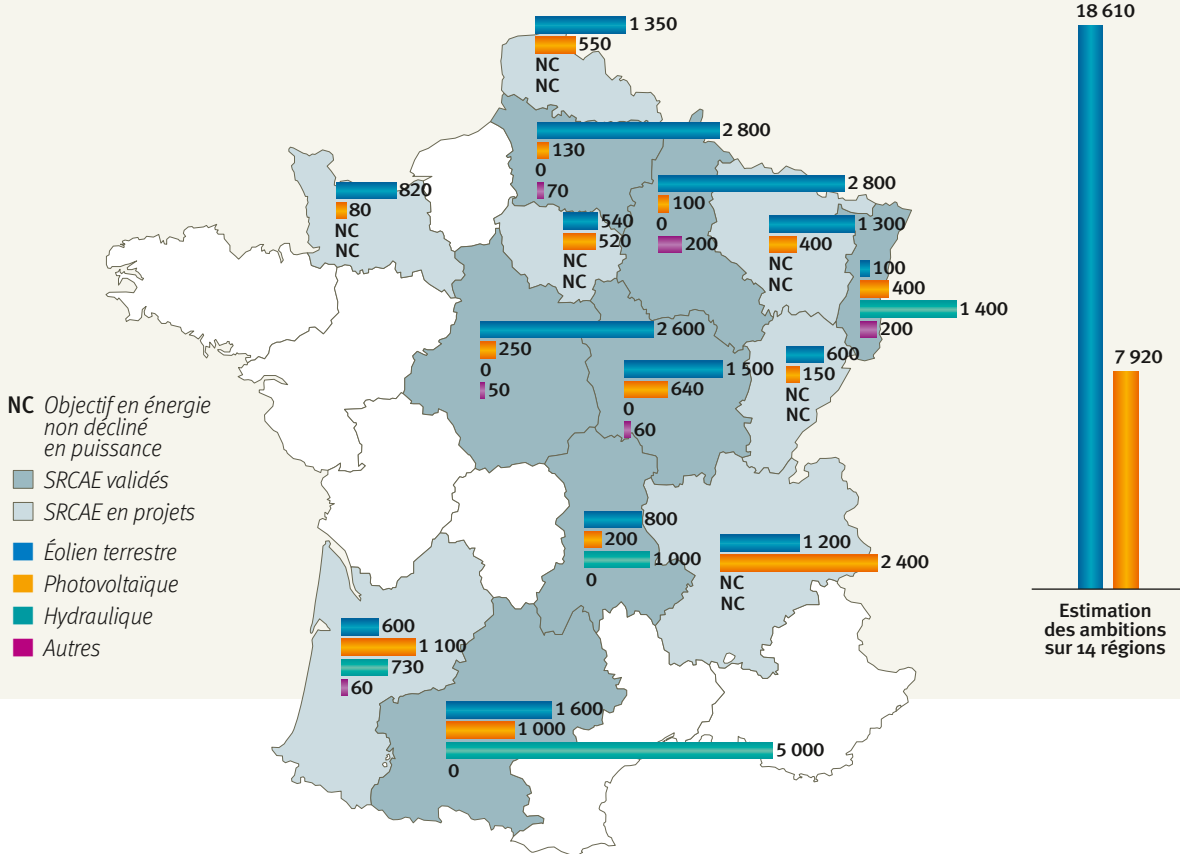
En application de la loi de nationalisation de 1946 (reprise à l'article L.111-52 du code de l'énergie), la gestion des réseaux de distribution d'électricité a été confiée à ERDF et aux entreprises locales de distribution, qui sont ainsi, dans la mesure où ils ont le monopole de la distribution d'électricité, des concessionnaires « obligés ».

Les droits et obligations de l'autorité organisatrice sont prévus dans un cahier des charges ou dans un règlement de service, selon que le réseau est exploité en concession ou en régie, c'est-à-dire par la collectivité directement (article L.432-2 du code de l'énergie).

Alors que les travaux de développement des réseaux sont normalement pris en charge par le concessionnaire, l'autorité organisatrice a, dans les cas de travaux de premier établissement, d'extension, de renforcement et de perfectionnement des ouvrages de distribution, la faculté de les faire exécuter en tout ou en partie à sa charge (article L.322-6 du code de l'énergie). Les ouvrages publics de distribution concédés sont considérés comme appartenant dès l'origine à l'autorité concédante (article 2 du modèle de cahier des charges de distribution d'électricité).

Les conférences départementales comme exercices de planification

L'article 21 de la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité est venu modifier l'article L. 2224-31 du CGCT.



Ainsi selon les nouvelles dispositions de l'article L. 2224-31 du CGCT, chaque organisme de distribution d'électricité et de gaz transmet à chacune des autorités concédantes un compte rendu de la politique d'investissement et de développement des réseaux. Sur la base de ce compte rendu, les autorités organisatrices établissent un bilan détaillé de la mise en œuvre du programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur le réseau de distribution. Ce programme prévisionnel, qui précise notamment le montant et la localisation des travaux, est élaboré à l'occasion d'une conférence départementale réunie sous l'égide du préfet et transmis à chacune des autorités concédantes.

Ces conférences, en présentant les programmes d'investissement sur le réseau de distribution à l'échelle du département, permettent d'assurer une meilleure coordination des investissements entre les différents maîtres d'ouvrage.

3.2. La planification des réseaux d'électricité prend en compte les spécificités régionales pour intégrer les énergies renouvelables

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)

La loi Grenelle 2 a introduit la fixation au niveau local des objectifs en matière de production d'électricité d'origine renouvelable, à l'horizon 2020 et 2050. Dans cette perspective, les régions se dotent de schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), qui sont élaborés conjointement par les préfets de région et les présidents des conseils régionaux, après consultation des collectivités territoriales concernées. Les SRCAE définissent les objectifs qualitatifs et quantitatifs à atteindre en termes de maîtrise de la demande en énergie, de lutte contre les changements climatiques et la pollution de l'air et de valorisation du potentiel en termes d'énergies renouvelables.

Les spécificités des zones non interconnectées

Les cinq départements d'outre-mer, les collectivités d'outre-mer de Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que trois îles bretonnes (Molène, Ouessant, Sein) ne sont pas connectés au réseau d'électricité continental et métropolitain. Même si elle dispose d'une interconnexion limitée avec la Sardaigne et l'Italie continentale, la Corse est elle aussi classée en zone non interconnectée (ZNI). Dans ces zones, les tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers sont identiques à ceux de la métropole continentale, alors que le coût moyen de production d'un kWh y est plus élevé. C'est le principe de la péréquation tarifaire. L'application de ce principe laisse à la charge des opérateurs des coûts, qui font partie des charges de service public dont la compensation est assurée par la solidarité nationale au travers d'une taxe dont s'acquitte tout consommateur d'électricité, la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

Chaque année N, la CRE calcule le montant constaté des charges pour l'année N-1 et leur montant prévisionnel pour l'année N+1. Les charges liées à la péréquation tarifaire dans les ZNI représentent 1,7 Md€, soit 32 % du montant global des charges de la CSPE prévisionnelle (5,1 Md€) pour l'année 2013.

Les charges liées à la péréquation tarifaire peuvent être subdivisées en deux groupes :

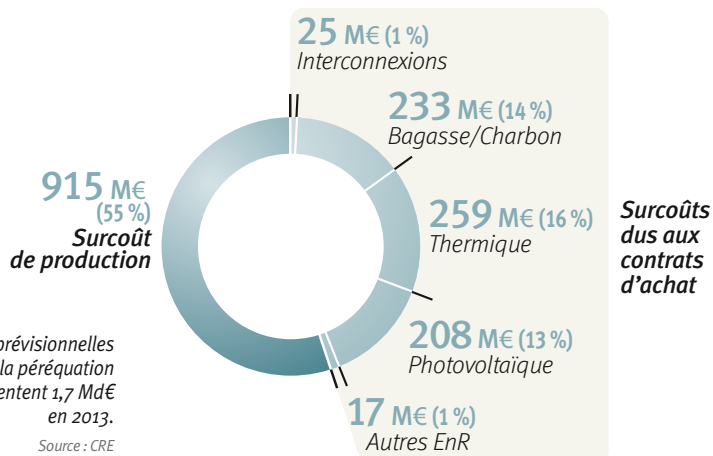
– **les surcoûts de production liés à l'exploitation des parcs d'EDF et Électricité de Mayotte (EDM).**

Dans les ZNI, le parc d'EDF est constitué principalement de centrales thermiques (groupes diesel,

turbines à combustion) et, dans certaines zones, notamment en Guyane, par des centrales hydrauliques. Le parc d'EDM consiste en deux installations thermiques. En conséquence, les achats de combustibles représentent le principal poste de dépenses et les surcoûts de production dépendent fortement des cours des matières premières ;

– **les surcoûts dus aux contrats d'achat signés entre EDF (respectivement EDM) et les producteurs indépendants,** soit dans le cadre d'un appel d'offres ou d'un tarif d'achat (articles L. 314-1 et L. 311-10 du code de l'énergie), soit dans le cadre d'un contrat de gré-à-gré contribuant au maintien de l'équilibre offre/demande (principalement pour des centrales thermiques ou bagasse/charbon).

Les zones non interconnectées connaissent une croissance annuelle préoccupante de la consommation d'électricité bien supérieure à celle de la métropole, liée notamment à l'élévation du niveau de vie, au taux d'équipement croissant et au développement de la climatisation. Ces zones sont propices au développement compétitif des énergies renouvelables. En effet, les coûts de production de l'électricité y sont élevés, en raison principalement de la plus petite taille des moyens de production et du prix des carburants et de leur acheminement. Cependant, leurs réseaux, par nature isolés, ont une faculté encore limitée d'intégration des énergies variables telles que le solaire et l'éolien, au-delà de laquelle la stabilité de leurs systèmes électriques risque de ne plus être assurée. ■





◀ Les zones non interconnectées sont propices au développement compétitif des énergies renouvelables. Vue du site éolien de Sainte-Rose à La Réunion.

© J.-L. Petit

Sur la base de ces objectifs, la loi Grenelle 2 a prévu un outil de planification locale de développement des réseaux publics d'électricité nécessaires pour accueillir la production d'électricité d'origine renouvelable : les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S₃REnR). Ces schémas sont élaborés par le gestionnaire du réseau public de transport en accord avec les gestionnaires des réseaux publics de distribution. Ils sont approuvés par les préfets de région. Ils peuvent comprendre des volets infrarégionaux, qui concernent éventuellement plusieurs régions administratives. Dans ce cas, ces volets sont approuvés conjointement par les préfets des régions concernées.

Les modalités de la mise en œuvre des schémas régionaux de raccordement ont été précisées par un décret (n° 2012-533 du 20 avril 2012), sur lequel la CRE a rendu un avis le 21 février 2012. Les schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables définissent, à la maille régionale ou infrarégionale, les ouvrages des réseaux publics d'électricité (postes sources et ouvrages du réseau public de transport) à créer ou à renforcer pour permettre l'accueil de la production d'électricité d'origine renouvelable prévue au titre des schémas régionaux

du climat, de l'air et de l'énergie. Sur ces ouvrages, existants ou à créer, des capacités d'accueil sont alors réservées aux installations de production d'électricité d'origine renouvelable, et ce pour une durée de dix ans.

L'approbation des schémas par les préfets de région n'implique pas la réalisation immédiate de tous les ouvrages qu'ils prévoient : le début des travaux est déterminé par des critères fixés par les gestionnaires des réseaux publics d'électricité. Ceux-ci doivent cependant, dès l'approbation des schémas, réaliser les études techniques et financières nécessaires à la réalisation des ouvrages et entamer les procédures d'autorisation administrative. Ces procédures administratives (autorisations d'urbanisme, approbation des ouvrages, etc.) donnent lieu à des délais parfois longs. L'anticipation que permettent les schémas régionaux de raccordement contribue donc à assurer un accès au réseau plus rapide des producteurs d'électricité renouvelable. Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables soulèvent par ailleurs des questions importantes sur la mutualisation et le partage des coûts de développement des réseaux pour l'accueil de la production d'énergies renouvelables.



Colloque « Énergies et territoires : une régulation, des régulations », 11 octobre 2012

À la veille de deux grands débats en France, l'un sur la transition énergétique et l'autre sur la décentralisation, la CRE a organisé à Paris, son colloque : « Énergies et territoires : une régulation, des régulations ».

Deux tables rondes ont réuni des élus locaux (Jean-Luc Dupont, maire de l'Île-Bouchard ; Jacques Bucki, maire de Lambesc dans les Bouches-du-Rhône et Martin Haag, maire adjoint de Freiburg-im-Brisgau) et des opérateurs de l'énergie (Michèle Bellon, présidente du directoire d'ERDF ; Laurence Hézard, directrice générale de GrDF ; Olivier Sala, directeur général de GEG). Les débats ont porté sur les questions de gouvernance territoriale, la politique de l'énergie de demain et les évolutions possibles de la régulation, aux échelles locale, nationale ou européenne.

En résumé :

Au-delà de leurs missions classiques liées à l'aménagement du territoire et à l'organisation de la distribution de gaz, d'électricité et de chaleur, les collectivités territoriales voient leur rôle s'étendre dans le domaine notamment des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Elles sont de plus en plus nombreuses à prendre des initiatives pour expérimenter les nouvelles technologies de l'énergie.

L'ouverture des marchés de l'énergie a renforcé le rôle des autorités organisatrices de la distribution, qui est de veiller au bon exercice des missions de service public de la distribution à l'échelle locale. De leur côté, les gestionnaires des réseaux publics de distribution soulignent la complexification de la gestion et de la conduite des réseaux de distribution.

Le régulateur, quant à lui, trouvera sa place dans la gouvernance des politiques de l'énergie de demain en articulant ses compétences avec les initiatives prises à l'échelon local.

Tous ces acteurs devront travailler ensemble et nouer une relation de confiance afin que réussisse la transition énergétique. De cette collaboration renforcée dans les projets locaux naîtront les solutions nationales. ■

3.3. Les expérimentations locales de smart grids préparent les réseaux d'électricité de demain

Les réseaux d'électricité actuels doivent être adaptés, modernisés, pour répondre à l'augmentation de la consommation, à la nécessité de décarboner l'environnement et à l'augmentation de la production d'électricité décentralisée à partir de sources renouvelables. Grâce à l'ajout de nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) sur les réseaux électriques existants, ceux-ci évoluent. Ils deviennent des réseaux intelligents, plus actifs et plus flexibles : les smart grids. Les technologies de smart grids participeront à une livraison d'électricité plus efficace, soutenable, économiquement viable et sûre grâce à une meilleure interaction entre les différents acteurs du système électrique. Le système actuel, où l'équilibre en temps réel est assuré en adaptant la production à la consommation, évoluera vers un système où l'ajustement se fera davantage par la demande, faisant ainsi du consommateur un véritable acteur du système électrique.

Les îles, territoires d'expérimentations des smart grids

Les îles sont des territoires fragiles sur le plan de l'énergie. Dans le cas français, la Corse et les

collectivités et départements d'outre-mer sont de petits systèmes électriques isolés qui présentent des spécificités par rapport au territoire métropolitain :

- ils ne bénéficient pas, ou très peu, d'interconnexions avec le réseau d'électricité continental ;
- la croissance de la consommation d'électricité y est bien supérieure à celle de l'Hexagone. Elle se monte à + 3,8 % par an en moyenne pour l'ensemble des DOM (contre + 1 % par an en métropole) ;



◀ La plateforme de recherche développement solaire et stockage de l'énergie par les technologies hydrogène baptisée MYRTE (Mission hYdrogène Renouvelable pour l'inTégration au réseau Electrique) a été inaugurée en janvier 2012.

© Université de Corse

– l'électricité consommée dans les zones non interconnectées doit être produite sur place. La production de base reste fortement carbonée (pétrole et charbon), même si les énergies renouvelables prennent une place croissante dans le mix électrique des îles. Le parc d'EDF y délivre environ 25 % d'énergies renouvelables, dont 20 % d'énergie hydraulique.

Ces particularités font des îles des territoires originaux en matière de gestion du système électrique. Et, face à la nécessité de garantir la sécurité d'approvisionnement dans ce contexte particulier, les zones insulaires sont naturellement devenues le laboratoire pour l'expérimentation des smart grids.

C'est pourquoi de nombreux programmes de recherche et de démonstration des réseaux d'électricité évolués ont été engagés dans les territoires insulaires en matière de véhicule électrique (projets VERT à La Réunion et Driveco en Corse), de gestion de la consommation et de pilotage de la demande (projets Millener à La Réunion, en Corse et en Guadeloupe et Address à Houat et Hoëdic) et de développement du stockage (projets Pégase à la Réunion et Myrte en Corse). Ces réalisations pourraient servir de modèles économiques et technologiques pour les projets sur le territoire métropolitain.

Les zones insulaires sont naturellement devenues le laboratoire pour l'expérimentation des smart grids. C'est pourquoi de nombreux programmes de recherche et de démonstration des réseaux d'électricité évolués y ont été engagés.

Le stockage, un tournant décisif pour le système électrique français

En cours dans les territoires insulaires, les projets Pégase et Myrte couplent des installations de production d'électricité renouvelable avec des moyens de stockage (batteries, stations de transfert d'énergie par pompage utilisées dans des zones à fort relief, hydrogène, etc.), pour corriger les écarts de production avec la prévision d'électricité renouvelable.

Ces deux projets font partie des nombreuses expérimentations de technologies de stockage actuellement menées en France (Nice Grid et EnR'Stock) et dans le monde (InGrid en Italie).

Le compteur Linky, au cœur du démonstrateur de smart grids local GreenLys

Énergies renouvelables, véhicules électriques, bâtiments à énergie positive : les villes concentrent les défis de demain en termes d'énergie et deviennent des terrains d'innovation et d'expérimentation des technologies de smart grids. C'est pourquoi Grenoble et Lyon, villes en pointe dans la réflexion sur la transition énergétique, se sont associées afin de créer un démonstrateur de smart grids urbain : GreenLys.

Retenu dans le cadre du premier appel à manifestation d'intérêt de l'Ademe sur les smart grids en 2009, ce projet expérimente en conditions réelles les technologies de réseaux électriques intelligents : le stockage, le pilotage de la recharge de véhicule électrique, la gestion optimisée de la demande. L'objectif de GreenLys est de rendre la gestion du réseau de distribution intelligente et plus réactive, pour intégrer un nombre important d'installations de production d'électricité photovoltaïque sur le réseau et mieux faire participer les consommateurs finals à l'équilibre du système.

Au cœur de cette expérimentation, le compteur évolué Linky, déployé chez 1 000 clients résidentiels et 40 sites tertiaires, joue un rôle prépondérant. Grâce à ses fonctionnalités avancées, il permettra au consommateur final de bénéficier d'une meilleure qualité de service et de mieux maîtriser ses consommations. Les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité pourront optimiser l'intégration des énergies renouvelables décentralisées. Ils auront une connaissance plus fine de leurs réseaux, qui facilitera la détection et la réduction des pertes et la gestion des périodes de pointe.

Piloté par ERDF, le projet réunit Schneider Electric, l'INP-Grenoble, GDF SUEZ, GEG, RTE, Atos, Alstom. Il durera trois ans. ■



© ERDF - A. Saragos

Les technologies de stockage, vectrices de flexibilité, permettront en effet de rendre différents services au système électrique :

- l'optimisation du parc de production en décalant la consommation et en favorisant l'intégration des énergies renouvelables ;
- l'accroissement de la sécurité du système en améliorant la régulation de la fréquence et de la tension et en facilitant la gestion des congestions ;
- et l'amélioration du service rendu aux consommateurs quant à la qualité de la fourniture.

L'accélération et la multiplication des travaux de recherche et de démonstration sur le sujet sont le résultat des récentes transformations du contexte énergétique et environnemental. En raison du développement des énergies renouvelables variables comme l'éolien et le photovoltaïque, les systèmes électriques font désormais face à un besoin accru de flexibilité. Or les solutions existantes, telles que la production thermique, les interconnexions ou les effacements, qui sont soumises à des contraintes sociales et environnementales et aux limites du foisonnement des énergies renouvelables entre les pays, n'y répondent pas suffisamment.

Par ailleurs, le cahier des charges des appels d'offres mis en œuvre par la CRE pour le développement des EnR peut demander expressément aux candidats de prévoir des dispositifs de stockage dans leurs projets (appel d'offres pour la construction, dans les départements d'outre-mer et en Corse, d'installations éoliennes terrestres en 2011, et de centrales solaires au sol ou sur bâtiments en 2012). Ceci contribue à faire émerger des technologies permettant de réduire l'impact des énergies intermittentes sur le réseau d'électricité.



Jean-Jack Queyranne,

président du conseil régional de Rhône-Alpes et président de la commission Développement durable et environnement de l'Association des régions de France

Grande productrice et consommatrice d'énergie, la région Rhône-Alpes s'implique de façon très active dans le débat sur la transition énergétique.

Son président plaide avec force pour la mise en place d'un modèle largement décentralisé, mais aussi d'un cadre réglementaire et fiscal lisible et stable pour permettre le développement des EnR. Il fait le point sur les différentes conséquences concrètes de l'évolution du mix énergétique au niveau local.

Quelles sont selon vous les principales conséquences au niveau local de l'intégration des EnR sur les réseaux ?

Le réseau électrique français a été bâti de manière centralisée et pyramidale pour acheminer de l'énergie de grands centres de production vers les lieux de consommation souvent éloignés. Aujourd'hui, il est de facto mal dimensionné pour accueillir des productions locales d'énergies renouvelables. Les besoins d'investissement pour adapter ce réseau sont donc très importants, d'autant que le réseau de distribution a souffert de sous-investissement pendant plusieurs années.

Jusqu'à présent, les gestionnaires de réseaux manquaient cruellement de visibilité sur le volume et l'implantation des projets locaux. Cela va changer avec les schémas régionaux climat, air, énergie (SRCAE) qui arrêtent des objectifs chiffrés en matière de développement des EnR. Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) qui en découlent vont permettre de mieux planifier les investissements dans le réseau et de rationaliser l'implantation des projets.

Je regrette d'ailleurs que les régions ne soient pas automatiquement associées à l'élaboration de ces derniers schémas. Je suis convaincu qu'à l'avenir, les relations entre régions et gestionnaires ont vocation à beaucoup se renforcer.

Le développement des smart grids doit-il être davantage encouragé à l'échelon local ?

Les smart grids constituent un des principaux leviers pour maîtriser la demande énergétique. L'expérimentation du compteur Linky qui a été menée à Lyon est une vraie réussite, très encourageante pour la suite. Mais le déploiement des compteurs intelligents n'est qu'une première étape. C'est bien à l'échelon local que des politiques publiques devront prendre le relais de la technique pour inciter et accompagner le citoyen dans la diminution de sa consommation.

Le champ des smart grids est également central en matière d'innovation. Les entreprises françaises sont bien positionnées sur ce segment. Il faudra bien sûr les

accompagner dans leur développement, notamment via la banque publique d'investissement mais aussi via un marché domestique dynamique.

Dans votre région, quelles initiatives avez-vous encouragé et sous quelle forme ?

Rhône-Alpes a une position particulière en France sur les énergies renouvelables. Nous représentons 40 % de la grande hydraulique française. Notre situation est également spécifique sur le bois énergie puisque 67 % de la production de chaleur régionale en est issue. La région compte déjà 20 % d'EnR dans son mix énergétique. Enfin, beaucoup des entreprises emblématiques des EnR ont leur siège en Rhône-Alpes : la CNR, BOSH, Photowatt.

Depuis 2004, la région s'est fortement mobilisée pour développer les EnR, en utilisant le levier de la commande publique, en équipant les lycées en photovoltaïque. En mobilisant aussi des investissements importants dans la recherche notamment via le pôle Tenerrdis, l'INES au Bourget du Lac, et le CEA à Grenoble. Nous avons également engagé plusieurs appels à projets, notamment avec l'Ademe, pour développer les bâtiments à énergie positive ou la méthanisation. Nous allons aussi lancer très prochainement un fonds d'investissement pour le développement des EnR. ■

Si les perspectives technologiques sont prometteuses, des obstacles économiques et réglementaires pèsent sur le développement du stockage à grande échelle. En effet, les technologies de stockage nécessitent de lourds investissements et leur modèle d'affaires reste encore à affiner. Par ailleurs, le statut du « stockeur » est encore incertain. Ainsi, en France, la régulation ne fait pas de distinction entre site de production, site de stockage ou site de consommation. Toute unité de stockage est donc soumise au tarif

d'utilisation des réseaux publics d'électricité lorsqu'elle soutire de l'électricité du réseau, mais aussi lorsqu'elle en injecte.

Les dossiers *Zones insulaires* et *Stockage* disponibles sur le site de la CRE dédié aux smart grids www.smartgrids-cre.fr offrent une vision approfondie des enjeux liés à ces sujets pour aujourd'hui et demain. ■



LES INFRASTRUCTURES DE GAZ, CLÉ DE VOÛTE DU BON FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ FRANÇAIS ET DE L'INTÉGRATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE EUROPÉEN

D'ICI 2018, LA FRANCE NE DEVRAIT PLUS COMPTER QU'UNE PLACE DE MARCHÉ DE GAZ NATUREL, AU LIEU DE TROIS AUJOURD'HUI. AVEC UN SEUL PRIX DE GROS, CETTE ÉVOLUTION AMÉLIORERA LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ. ELLE NÉCESSITERA DES INVESTISSEMENTS POUR LEVER LES PRINCIPALES CONGESTIONS QUI SUBSISTENT SUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ FRANÇAIS, EN COMPLÉMENT DES INVESTISSEMENTS SIGNIFICATIFS DÉJÀ MIS EN ŒUVRE OU DÉCIDÉS DEPUIS L'OUVERTURE DU MARCHÉ À LA CONCURRENCE. CES ORIENTATIONS ADOPTÉES PAR LA CRE EN 2012 S'INSCRIVENT DANS UN CADRE EUROPÉEN D'HARMONISATION DES RÉGLEMENTATIONS NATIONALES POUR DONNER NAISSANCE À UN GRAND MARCHÉ INTÉGRÉ QUI BÉNÉFICIERA D'UNE MEILLEURE SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT DANS UN CONTEXTE MONDIAL EN MUTATION.

1 place de marché « France » unique

La CRE a fixé l'objectif d'une place de marché « France » unique à l'horizon 2018, avec une étape intermédiaire de fusion des PEG GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015.

MOTS-CLÉS

Gestion des congestions

Tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel ATRT5

Régulation incitative



1. LE MARCHÉ MONDIAL DU GAZ EN 2012

Il n'existe pas, à l'heure actuelle, de véritable marché mondial du gaz. On distingue en réalité trois marchés qui fonctionnent selon des logiques différentes : le marché asiatique, le marché européen et le marché nord-américain. Ces marchés ont été affectés par une série d'événements difficilement prévisibles, qui ont mené à une forte croissance de la demande asiatique en gaz naturel liquéfié (GNL), à une faiblesse persistante de la demande de gaz en Europe et à l'envolée des productions de gaz non conventionnel en Amérique du Nord.

En conséquence, les prix du gaz étaient à la fin 2012 très élevés en Asie (15-20 \$/MMBtu¹ soit 40 à 50 €/MWh) et très bas en Amérique du Nord (3-4 \$/MMBtu soit environ 10 €/MWh), l'Europe se situant entre les deux (10 \$/MMBtu soit environ 25 €/MWh).

1 – British Thermal Unit (abrégié en Btu) : unité calorifique couramment utilisée dans le monde anglo-saxon, définie par la quantité d'énergie nécessaire pour élever la température d'une livre anglaise d'eau d'un degré Fahrenheit à la pression normale d'une atmosphère. 1 MMBtu vaut approximativement 0,293 MWh.

En Asie, l'accident de Fukushima a conduit le Japon, en substitution à la production nucléaire, à augmenter considérablement ses importations de GNL transporté par bateaux. Pour sécuriser son approvisionnement, le Japon s'approvisionne sur la base de contrats de long terme indexés sur les produits pétroliers, dont les prix sont significativement supérieurs aux prix européens (le différentiel Europe du Sud-Asie s'établissait à environ 10 €/MWh sur le marché spot début septembre 2012). La forte demande japonaise est soutenue par celle d'autres pays asiatiques tels que la Corée, la Chine ou l'Inde. Les conditions de prix en Asie conduisent les détenteurs de GNL en Europe à réorienter de nombreuses cargaisons vers cette région du monde.

En conséquence, les arrivées de GNL en Europe ont chuté de 17 milliards de m³ entre janvier et août 2012. Au premier semestre, le terminal méthanier de Fluxys à Zeebrugge a procédé à quatre fois moins de déchargements nets de méthaniers (10 déchargements) qu'en 2011 (41 déchargements). Le même phénomène s'observe en France, notamment à Montoir, et sur les autres terminaux européens, les flux de gaz en Europe se réorganisant au profit du gaz transporté par canalisations (*gas pipe*).

◀ Les réserves du champ Gjøa estimées à 40 milliards de mètres cubes de gaz et à 82 millions de barils de pétrole font partie du portefeuille de GDF SUEZ.

Plateforme de Gjøa située à 60 km au large de la Norvège.

© GDF SUEZ – Haga Jan Iige



▶ Le réseau français de GRTgaz et le réseau de transport allemand sont interconnectés à Obergailbach en Moselle. Station de compression d'Obergailbach.

© GRTgaz – Circusprod / R. Mouron

En outre, la faiblesse de la croissance économique et les mesures, notamment en faveur de la maîtrise de la demande, pour atteindre les objectifs « 3 x 20 », sont des facteurs de baisse de la demande de gaz en Europe, qui a diminué de 10 % entre 2010 et 2011 et à nouveau de 2,2 % en 2012. L'évolution de la consommation de gaz en Europe est aujourd'hui incertaine. Les marchés de gros du gaz en Europe se développent, favorisés par des écarts entre les prix spot du gaz et les prix indexés sur le pétrole, qui rendent les contrats long terme moins attractifs et conduisent les grands fournisseurs européens à négocier des baisses de volumes et de prix d'achat du gaz avec les producteurs.

Pendant ce temps, en Amérique du Nord, le développement massif de la production de gaz de schiste est à l'origine d'une forte baisse des prix. Le prix du gaz se montait à environ 10 €/MWh à la fin 2012. En moyenne, l'écart de prix entre l'Amérique du Nord et le Royaume-Uni était d'environ 17 €/MWh au premier semestre 2012. Les États-Unis et le Canada examinent la possibilité de devenir exportateurs nets de gaz non conventionnel, ce qui pourrait avoir des effets substantiels sur les marchés européen et asiatique.

2. LES RÉGULATEURS EUROPÉENS ONT DÉFINI UN MODÈLE CIBLE POUR LE MARCHÉ DU GAZ

2.1. Pourquoi un Gas target model ?

Le 3^e paquet nécessite de développer une vision commune pour l'organisation du marché

Le troisième paquet législatif « marché intérieur de l'énergie » prévoit une organisation efficace pour l'intégration des marchés en Europe. Celle-ci passe par une harmonisation renforcée des règles d'accès aux infrastructures. Pour l'achèvement du marché intérieur prévu en 2014, le règlement européen (CE) 715/2009 du 13 juillet 2009 a ainsi identifié onze sujets sur lesquels des codes de réseau seront rédigés.

Le calendrier de travail est donc ambitieux, bien qu'il soit admis que la plupart des codes ne seront pas achevés en 2014. Une première étape a

Les arrivées de GNL en Europe ont chuté de 17 milliards de m³ entre janvier et août 2012.



◀ *La continuité des réseaux de transport de gaz d'un pays à l'autre est une condition pour que tous les bénéfices attendus de l'intégration du marché européen se matérialisent par une solidarité accrue entre États membres en cas de crise d'approvisionnement comme lors du pic de froid de février 2012. Borne GRTgaz à Wasquehal (département du Nord).*

© GRTgaz – D. Coulier

consisté à préciser les orientations techniques à privilégier lors des travaux d'harmonisation. C'est là le rôle des orientations-cadres définies par les autorités de régulation regroupées au sein de l'ACER, l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

Ces travaux ont cependant fait apparaître que les États manquaient d'une vision commune de ce que devrait être un marché unique achevé, chacun ayant adopté un cadre de régulation propre en fonction des caractéristiques de son marché national. C'est pourquoi le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) a formalisé, en décembre 2011, un modèle de marché cible afin de permettre aux États de faire converger leurs pratiques vers un objectif commun. Approuvé par la Commission européenne au Forum de Madrid en mars 2012, ce *Gas target model* n'est pas contraignant, contrairement aux codes de réseau.

Le marché intégré et le modèle choisi favorisent la sécurité d'approvisionnement et l'émergence de références européennes de prix du gaz crédibles et attractives

La réflexion sur le marché cible consistait à établir une vision articulant l'ensemble des dimensions du marché européen du gaz, du consommateur

final aux sources d'approvisionnement, dont beaucoup se situent à l'extérieur de l'Union européenne. Influencé par celui du marché de l'électricité, le modèle choisi pour le gaz donne une place centrale aux hubs. Il s'agit de promouvoir la liquidité et l'interconnexion des places de marché de gaz en Europe. Ceci aura pour effet de stimuler la concurrence en facilitant l'accès au gaz aux nouveaux entrants et d'établir des références de prix alternatives à l'indexation sur les cours pétroliers. Il faut donc connaître l'état de tension entre offre et demande à travers des signaux de prix qui, s'ils sont pertinents, permettront une allocation optimale des flux à l'échelle européenne. Le *Gas target model* conçoit le marché européen comme un ensemble de marchés concurrentiels efficaces, définis à partir de seuils critiques en termes de consommation (plus de 20 milliards de m³ par an) et de sources d'approvisionnement (plus de trois sources d'approvisionnement différentes de gaz).

En complément, il est essentiel de formaliser des règles d'accès aux interconnexions qui réduisent les risques de congestions et offrent les meilleures garanties de fluidité des échanges de gaz. La continuité des réseaux de transport de gaz d'un pays à l'autre est donc une condition pour que tous les bénéfices attendus de l'intégration

Zones d'équilibrage et places de marché

Dans le secteur du gaz naturel, une **place de marché** est habituellement associée à une zone d'équilibrage d'un réseau de gazoducs où les différents utilisateurs du réseau ont la possibilité d'échanger du gaz.

La **zone d'équilibrage** est une zone de consommation physique desservie par un réseau de gazoducs pour lequel le gestionnaire du réseau (ou transporteur) et les utilisateurs de son réseau s'accordent pour équilibrer globalement les entrées de gaz (injections) et les sorties (soutirages).

Les contrats entre le transporteur et les utilisateurs du réseau portent sur le transport du gaz au sein de la zone d'équilibrage, et non sur le transport du gaz d'un lieu précis à un autre du réseau. Les utilisateurs du réseau paient donc au transporteur un service d'acheminement du gaz au sein de la zone, quelle que soit la distance parcourue par le gaz. Le principe est proche de celui du timbre-poste (le tarif est identique quelle que soit la distance parcourue par une lettre en métropole).

Un **point d'échange de gaz (PEG)** désigne habituellement un

point virtuel au sein d'une zone d'équilibrage où les acteurs présents dans cette zone peuvent s'échanger du gaz quelle que soit son origine ou sa destination. Ces PEG sont la base du développement des places de marché. Il est possible, mais plus rare, d'avoir un PEG comportant deux zones d'équilibrage.

La France compte actuellement trois zones d'équilibrage pour le gaz avec trois PEG qui constituent trois places de marché : une au nord (consommation annuelle de 30 Gm³), une au sud (consommation annuelle de 15 Gm³) et une au sud-ouest (consommation annuelle de 3 Gm³). GRTgaz, détenu à 75 % par GDFSUEZ et 25 % par SIG¹, est le transporteur de gaz pour les deux premières. TIGF, détenu à 100 % par Total, est le transporteur pour la troisième.

Une taille relativement grande et un nombre suffisant de points d'entrée favorisent, pour une place de marché, sa liquidité, son attractivité (grâce aux effets d'échelle) et tendent à favoriser un tassement des prix au profit du consommateur. ■

¹ – Société d'Infrastructures Gazières, consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructure et de la Caisse des Dépôts.

du marché européen se matérialisent par une solidarité accrue entre États membres (plus aptes ainsi à partager leurs sources de flexibilité en cas de crise d'approvisionnement, cf. p. 52), et le développement des synergies entre leurs marchés de gros favorables à la baisse des prix et donc des coûts d'approvisionnement. C'est dans cet esprit qu'a été rédigé le premier code de réseau européen consacré aux allocations de capacités de transport.

2.2. Des places de marché de grande taille favorisent la liquidité du marché, la sécurité d'approvisionnement et la formation de prix attractifs

Diminuer le nombre de places de marché permet d'en augmenter la taille et de favoriser la liquidité et l'attractivité du marché de gros, et tend à favoriser, toutes choses égales par ailleurs, un tassement des prix au profit des consommateurs.

Le modèle européen promeut des zones de marché « entrée-sortie » avec des points d'échanges virtuels

Le principe d'une réservation séparée des points d'entrée et de sortie au sein d'une zone de marché a été clairement établi par le règlement (CE) 715/2009. Ainsi, pour livrer un client, un

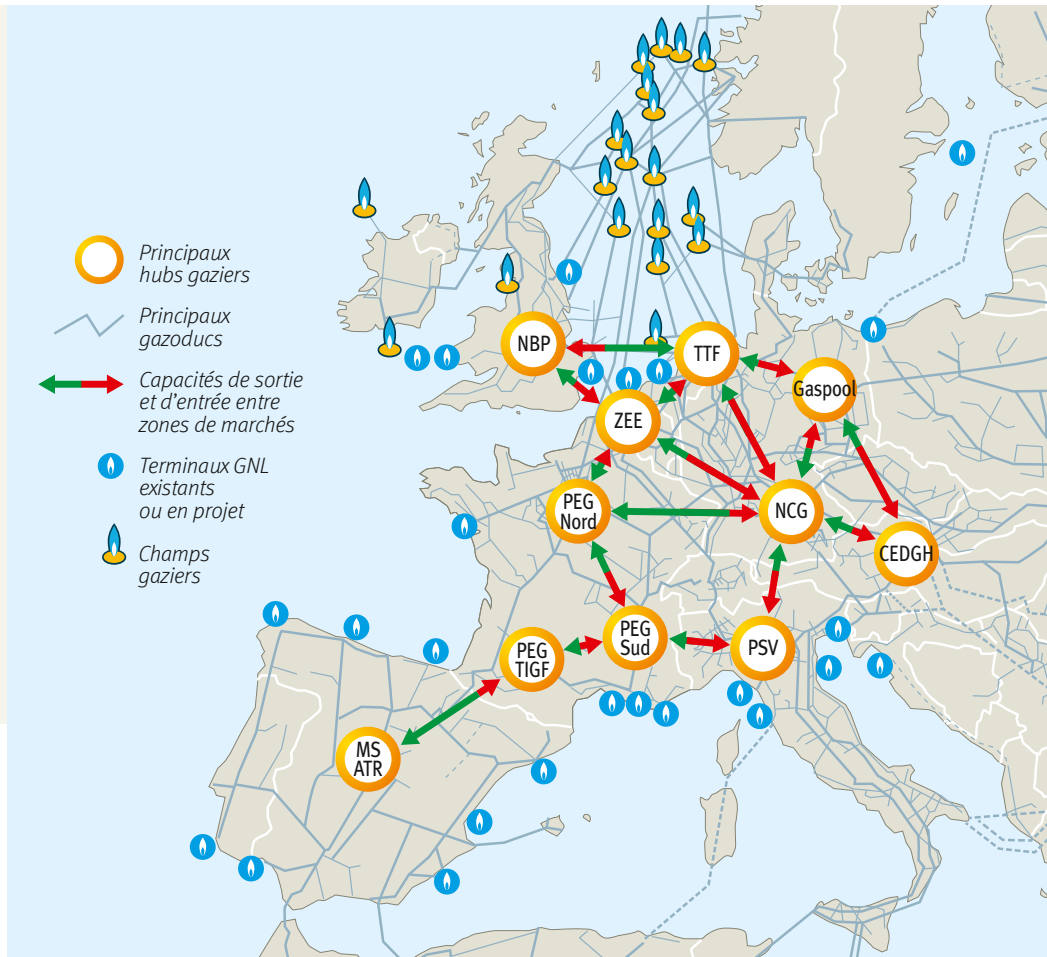
expéditeur paie un tarif d'entrée dans la zone de marché où se situe ce client puis un tarif de sortie pour livrer son client, quelle que soit la situation géographique du client dans la zone. Cette orientation, qui élimine tout lien entre coûts et distance couverte, a été adoptée par la France dès 2003. Elle facilite le développement de la concurrence entre fournisseurs et entre sources d'approvisionnement de gaz. Le principe de non-restriction des flux de gaz à l'intérieur de la zone crée de ce fait des marchés de gros virtuels, sur lesquels les acteurs de marché peuvent procéder à des échanges sans être contraints par la position géographique de leurs approvisionnements ou de leurs clients. Une fois le gaz entré dans la zone, il peut être échangé puis livré librement au point choisi par l'acheteur, ce qui bénéficie pleinement au développement de la liquidité et à l'émergence de prix compétitifs.

Les zones de marché entrée-sortie avec des points d'échanges virtuels (les hubs) constituent ainsi le fondement du modèle de marché européen. Les trois points d'échange de gaz (PEG) français, PEG Nord, PEG Sud et PEG TIGF, ont été établis sur ce modèle.

► Organisation actuelle du marché européen du gaz :

- Les places de marché sont fragmentées.
- Pour acheminer du gaz d'une zone A à une zone B, les expéditeurs doivent acheter séparément la capacité de transport en sortie de la zone A et la capacité de transport en entrée dans la zone B.

Source CRE



La réduction du nombre des places de marché permettra d'atteindre une taille critique nécessaire au développement d'un marché efficace

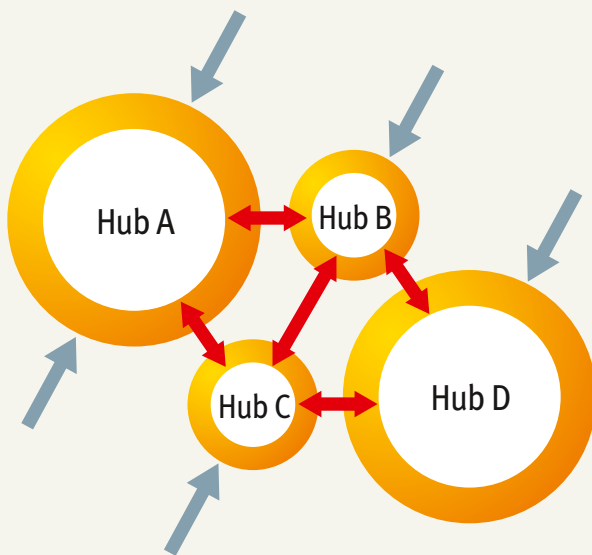
Dans le cas de la France, la structure actuelle du marché, divisé en trois, ne permet d'atteindre les seuils critiques définis dans le modèle cible que dans la zone GRTgaz Nord, qui concentre environ deux tiers de la consommation française. Des réflexions sont actuellement menées pour que la moitié sud de la France, divisée en deux (GRTgaz Sud et TIGF), bénéficie d'une place de marché unique à l'horizon 2015 afin d'atteindre un niveau de liquidité satisfaisant.

Le code de réseau Balancing prévoit des règles d'équilibrage fondées sur le marché

Le modèle européen pose également le principe d'un équilibrage des réseaux de transport de gaz fondé sur le marché. Cette orientation a

été déclinée dans le code de réseau sur l'équilibrage (*Balancing*) dont l'adoption définitive doit intervenir en 2013. Il s'agit d'inciter les transporteurs de gaz à compenser les déséquilibres entre les entrées (importations, soutirages des stockages souterrains, etc.) et les sorties de gaz (consommations des clients finals, injections dans les stockages, transits vers les pays adjacents, etc.) sur leurs réseaux par des achats ou des ventes de gaz sur les marchés organisés de court terme. Cela les conduira à révéler ainsi le coût journalier d'équilibrage. Il s'agit également de s'assurer que les fournisseurs équilibrent leurs portefeuilles en recourant aux marchés de gaz.

Cette orientation est actuellement mise en œuvre en France, avec des évolutions entreprises en ce sens par GRTgaz dès 2006 et par TIGF dès 2010.



- ◀ *Organisation cible du marché européen du gaz :*
- Les places de marché sont consolidées pour atteindre une taille plus importante.
 - Les capacités de transport de gaz à la sortie d'une zone et les capacités à l'entrée sur une zone voisine sont vendues de façon groupée.

Source : CRE

➔ Approvisionnement en gaz à la frontière de l'Europe

↔ Capacités de transport groupées

2.3. Des dispositifs sont mis en place pour faciliter la circulation du gaz d'une zone de marché à l'autre

Les capacités aux interconnexions devront être groupées et allouées aux enchères

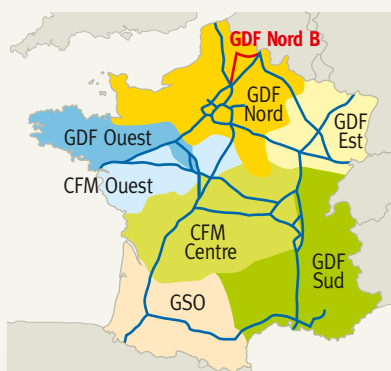
L'une des principales propositions du modèle cible pour le marché européen concerne les produits de capacité de transport aux interconnexions. Le principe est de mettre en place un modèle dit de « hub à hub » qui conçoit le marché européen comme un ensemble de zones entrée-sortie reliées entre elles par des interconnexions auxquelles l'accès est simplifié. Les capacités doivent être proposées sous forme groupée (*bundling*), ce qui revient à offrir des produits qui comportent à la fois la capacité de sortie d'une zone et celle correspondante d'entrée dans la zone voisine.

Historiquement, les règles d'allocation pouvaient être très différentes des deux côtés des points frontières, ce qui provoquait des incohérences dans les règles d'allocation et une opacité dommageable pour le développement des échanges transfrontaliers. Le code de réseau sur les allocations de capacité, qui devrait être adopté au cours du premier semestre 2013, prévoit donc de rendre obligatoire le groupement des capacités de transport aux frontières, ainsi que la création de règles d'allocation standardisées (produits de capacité commercialisés, calendriers de commercialisation, etc.). Ces produits devront être commercialisés aux enchères selon des modalités uniformes en Europe. L'application de ces évolutions en France est préparée par la CRE et les opérateurs de réseau, dans le cadre d'un dialogue étroit avec les acteurs de marché et les régulateurs et opérateurs des pays voisins.

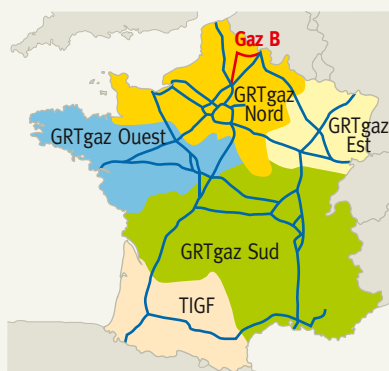
Des réflexions sont actuellement menées pour que la moitié sud de la France, divisée en deux (GRTgaz Sud et TIGF), bénéficie d'une place de marché unique à l'horizon 2015.

▼ Fusion progressive des zones d'équilibrage françaises.

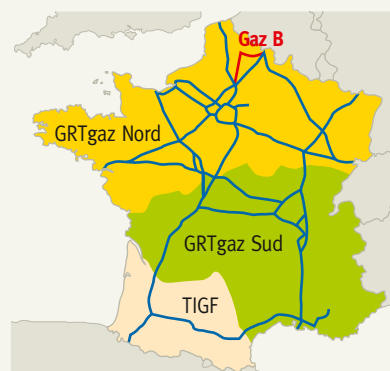
Au 1^{er} janvier 2009, la fusion des trois zones Ouest, Nord et Est de GRTgaz en une grande zone GRTgaz Nord a simplifié l'accès au marché et amélioré la capacité des acteurs à arbitrer entre diverses sources de gaz.



Au 1^{er} janvier 2003



Au 1^{er} janvier 2005



Au 1^{er} janvier 2009

Des projets pilotes sont également prévus afin d'anticiper la mise en œuvre du code de réseau. Parmi les initiatives lancées en 2012, les transporteurs du Nord-Ouest de l'Europe, dont GRTgaz, se sont regroupés pour créer une plateforme d'allocation des capacités, PRISMA. Cette plateforme gèrera les enchères sur l'ensemble des interconnexions opérées par ses membres. À terme, elle a vocation à devenir la plateforme d'allocation unique pour l'Union européenne. La priorité de la CRE est que PRISMA devienne rapidement la plateforme d'allocation de l'ensemble des capacités aux interconnexions en France, notamment avec l'Espagne.

D'autres travaux sont en cours, sur l'interopérabilité des réseaux, la gestion des congestions contractuelles aux interconnexions et les structures tarifaires appliquées aux réseaux de transport. La principale préoccupation de ces textes est de favoriser l'intégration des marchés nationaux en facilitant l'accès aux interconnexions.

La CRE a été très active dans ces travaux en 2012, notamment en tant que corédactrice des orientations-cadres relatives à l'allocation des capacités et aux tarifs de transport de gaz.

3. LE MARCHÉ FRANÇAIS ÉVOLUE EN COHÉRENCE AVEC LE MODÈLE CIBLE EUROPÉEN

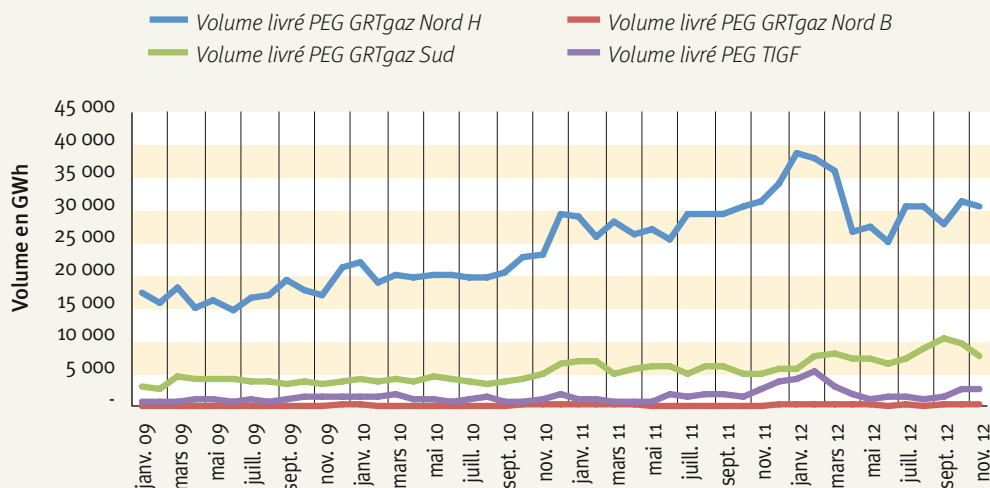
3.1. La création de la grande zone Nord en 2009 a marqué une première étape importante en simplifiant l'accès au marché

Le marché français compte aujourd'hui trois zones d'équilibrage, après en avoir compté successivement huit jusqu'en 2003, puis cinq en 2005. Au 1^{er} janvier 2009, la fusion des trois zones Ouest, Nord et Est de GRTgaz en une grande zone GRTgaz Nord a simplifié l'accès au marché et amélioré la capacité des acteurs à arbitrer entre diverses sources de gaz. Cette fusion a conféré au PEG Nord une taille qui lui permet

Évolution du nombre d'expéditeurs actifs sur les réseaux de transport de gaz français

	2009	2010	2011	S1 2012
Nombre total d'expéditeurs actifs	50	70	82	80
Dont traders - acteurs financiers	8	10	16	15

Source : GRTgaz, TIGF - Analyse CRE



◀ Évolution des volumes de gaz négociés livrés en GWh de janvier 2009 à novembre 2012 (données mensuelles).

Source : Brokers, Powemext
Analyse : CRE

de bénéficier aujourd'hui d'une meilleure attractivité et d'un niveau de liquidité accru, contribuant ainsi au renforcement de la sécurité d'approvisionnement. En outre, les marchés de gros et de détail ainsi que la concurrence se sont fortement développés dans cette zone, permettant ainsi aux consommateurs, industriels notamment, de bénéficier de prix compétitifs.

3.2. L'organisation actuelle du marché français n'est pas optimale

Les conditions de marché dans le sud de la France doivent être améliorées

Le marché français du gaz comprend aujourd'hui trois places de marché de gros, appelées points d'échange de gaz (PEG) : les PEG Nord et Sud sur le réseau de GRTgaz et le PEG TIGF.

Les PEG sont indispensables aux fournisseurs sur le marché de détail. Ils leur permettent d'arbitrer entre différentes sources de gaz de façon à faire bénéficier leurs clients des plus compétitives. Ils constituent un complément aux contrats d'approvisionnement signés directement avec les producteurs pour alimenter leurs clients. Grâce à ce système, les fournisseurs peuvent aussi équilibrer à court terme leur portefeuille en achetant ou vendant du gaz suivant leurs besoins.

Si le PEG Nord bénéficie d'un niveau de liquidité et de concurrence satisfaisant tant sur le marché de gros que de détail, les PEG GRTgaz Sud et TIGF restent peu liquides. De ce fait, les consommateurs, notamment industriels, n'y bénéficient pas de conditions de marché aussi attractives qu'au PEG Nord.

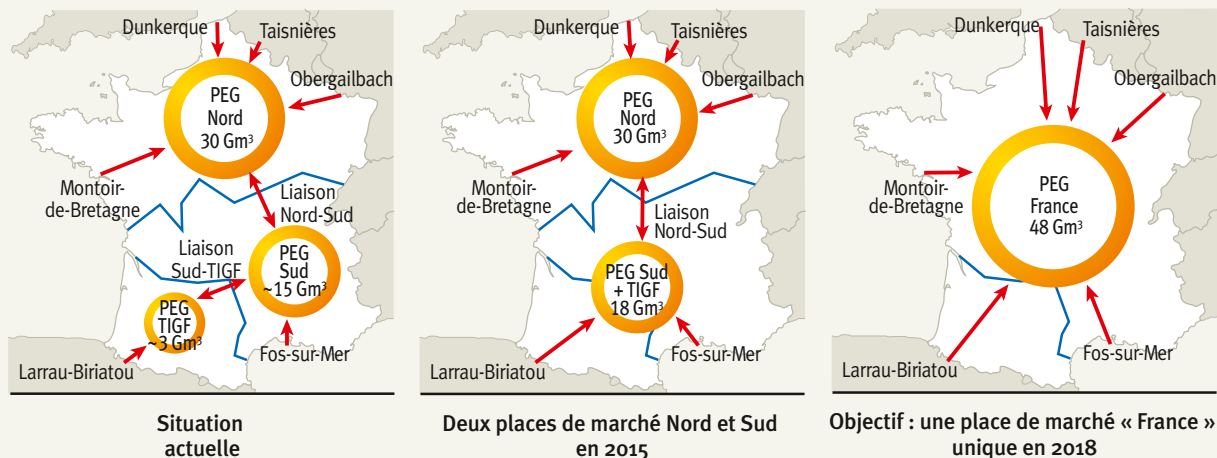
La structuration du marché français en plusieurs places de marché est liée à l'existence de congestions physiques au niveau des réseaux de transport de gaz. Ainsi, des investissements importants ont été réalisés par GRTgaz pour créer la zone Nord au 1^{er} janvier 2009 et fluidifier les échanges dans cette partie du pays. Les investissements conséquents de GRTgaz et TIGF dans le cadre du développement des interconnexions avec l'Espagne ont supprimé

6 €/MWh

En 2012, un écart de prix important a été constaté entre la zone Nord de GRTgaz et les zones Sud de GRTgaz et TIGF. Il a dépassé le seuil des 6 €/MWh à plusieurs reprises au cours du 1^{er} semestre 2012 (contre 0,16 €/MWh en moyenne en 2011).

▼ La CRE réalisera courant 2013 une étude coûts-bénéfices pour définir le niveau optimal des investissements nécessaires à la création du PEG France.

Source : CRE

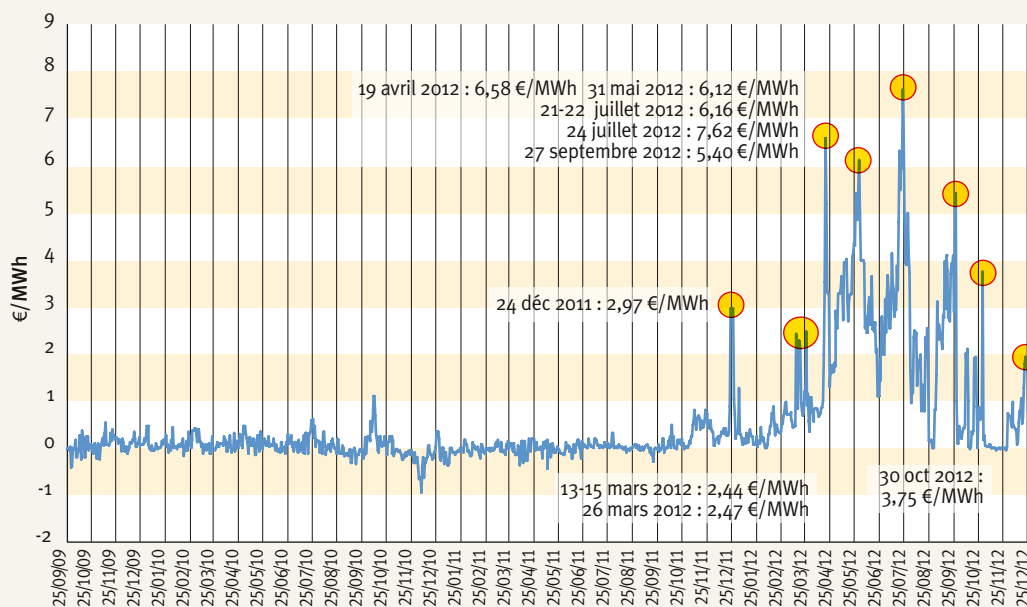


La CRE a ouvert en juillet 2012 une enquête sur les conditions de formation des prix de marché du gaz dans le sud de la France.

la congestion entre leurs réseaux. Toutefois, d'importantes contraintes physiques subsistent entre les zones Nord et Sud de GRTgaz. Cette congestion se manifeste essentiellement du nord vers le sud, lorsque le prix du GNL, qui constitue une part importante de l'approvisionnement du sud de la France, est plus élevé que celui du gaz importé à partir des points d'entrée terrestres situés au nord du territoire. Ces contraintes conduisent parfois à des niveaux de prix sensiblement plus élevés dans le sud de la France en comparaison avec le nord. Ainsi, en 2012, un écart de prix important a été constaté entre la zone Nord de GRTgaz et les zones Sud de GRTgaz et TIGF. Cet écart est passé de 0,16 €/MWh en moyenne en 2011 à 3 €/MWh lors du 2^e trimestre sur la bourse Powernext Gas. Il a même dépassé le seuil des 6 €/MWh à plusieurs reprises au cours du 1^{er} semestre 2012 (cf. graphique p. 87).

Des mesures transitoires doivent permettre d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz dans le sud de la France

Compte tenu de l'écart de prix important entre les PEG Nord et Sud de GRTgaz, la CRE a ouvert en juillet 2012 une enquête sur les conditions de formation des prix de marché du gaz dans le sud de la France. Parallèlement à cette enquête, la CRE travaille sur des mesures permettant d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz dans le sud de la France. Ainsi, dans sa délibération du 15 novembre 2012, elle a défini les règles de commercialisation des capacités de transport entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, en prenant en compte les engagements de livraison physique des expéditeurs dans le sud de la France, à compter du 1^{er} avril 2013. Ces règles ont été fixées à titre transitoire, afin de limiter l'exposition des fournisseurs ayant des engagements de livraison dans les zones GRTgaz Sud et TIGF à des aléas économiques importants et imprévisibles, dans l'attente de la mise en œuvre d'enchères en 2014. Enfin, la CRE a demandé à GRTgaz, dans sa délibération du 19 juillet 2012, d'étudier dans le cadre de la Concertation Gaz les mesures ou outils contractuels qui pourraient être expérimentés dès 2013, afin de relâcher la contrainte dans le sud du territoire.



► Une déconnexion de prix spot entre le PEG Nord et le PEG Sud depuis mi-avril, atteignant des niveaux historiques.

Source : Indices EOD de Powermix
Analyse : CRE

3.3. La CRE a fixé l'objectif d'une place de marché unique en France en 2018

La CRE souhaite poursuivre l'intégration des places de marché afin d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz, notamment dans le sud de la France.

Orientations tracées par la CRE dans sa délibération du 19 juillet 2012

Les travaux menés par la CRE en 2012 ont été étayés par des échanges avec les acteurs de marché au travers de deux ateliers, d'une table ronde et d'une consultation publique. Ils ont fait émerger un très large consensus en faveur de la consolidation des PEG, avec pour objectif principal la création d'un PEG France unique à l'horizon 2018 et une étape intermédiaire de fusion des PEG GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015.

La création d'un PEG SUD unique améliorera le fonctionnement du marché du gaz dans le sud de la France, au bénéfice des consommateurs finals, grâce à la mutualisation et à la mise en concurrence des sources de gaz et des outils de flexibilité présents dans cette région. Les nouveaux tarifs de transport de gaz, dits « ART5 », fixés par la CRE dans sa délibération

du 13 décembre 2012, prévoit la mise en œuvre de cette évolution au 1^{er} avril 2015. Des études et des travaux complémentaires seront nécessaires en 2013 afin de définir les modalités opérationnelles et les adaptations tarifaires qui favoriseront un fonctionnement optimisé de cette place de marché unique.

La création d'une place de marché unique en 2018 nécessitera des investissements supplémentaires, en complément de ceux déjà décidés pour le doublement de l'artère du Rhône (projet Eridan) et l'arc de Dierrey. Le projet du Val-de-Saône (doublement de l'artère de Bourgogne), évalué par GRTgaz à environ 600 M€, réduira significativement la congestion physique entre le nord et le sud de son réseau. Cet investissement sera complété par des mécanismes de marché, pour disposer de gaz à certains points du réseau, afin de résorber les congestions résiduelles. La CRE réalisera courant 2013 une étude coûts-bénéfices pour définir le niveau optimal des investissements nécessaires à la création du PEG France.



◀ Navire méthanier dans le terminal de Fos Cavaou.

© GDF SUEZ
G. Leimdorfer

▶ Vue aérienne du terminal méthanier de Montoir-de-Bretagne.

© GDF SUEZ
A. Bocquel



4. DE NOUVEAUX TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL POUR LES QUATRE PROCHAINES ANNÉES

Par délibération du 13 décembre 2012, la CRE a fixé les nouveaux tarifs ATRT₅, en application des dispositions des articles L. 452-1 et suivants du code de l'énergie qui lui donnent compétence pour délibérer sur les évolutions tarifaires, après consultation du Conseil supérieur de l'énergie. Ces tarifs sont destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2013, pour une période d'environ quatre ans.

Pour établir ces nouveaux tarifs, la CRE a tenu compte des évolutions législatives et réglementaires liées au 3^e paquet énergie, c'est-à-dire les obligations d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) liées à la mise en œuvre du modèle ITO, le *Gas target model* adopté par les régulateurs européens ainsi que le futur code de réseau sur l'allocation des capacités (CAM) et les lignes directrices sur la gestion des congestions (CMP) qui s'imposeront aux gestionnaires de réseaux de transport français.

Pour la préparation des tarifs ATRT₅, la CRE a mené une large concertation en associant l'ensemble

des acteurs. À cet effet, elle a organisé des auditions des opérateurs, ainsi que deux tables rondes, sur l'évolution des places de marché d'une part et sur les grilles tarifaires des gestionnaires de réseaux d'autre part. Elle a également conduit cinq consultations publiques portant sur :

- la création d'une zone d'équilibrage GRTgaz Nord unique pour les gaz H et B ;
- l'évolution des places de marché de gaz en France ;
- le service de flexibilité intra-journalière sur le réseau de transport de GRTgaz ;
- les orientations sur le cadre de régulation, la structure tarifaire et les services des GRT ;
- les orientations relatives aux niveaux et aux grilles tarifaires des GRT.

Enfin, la CRE a tenu compte des orientations de politique de l'énergie transmises par la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie portant sur l'efficacité économique du cadre tarifaire, la cohérence avec les futurs codes de réseau européens, l'intégration des places de marché nationales du gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et le rôle des stockages souterrains, le développement de l'injection du biométhane dans les réseaux de gaz naturel et la promotion de l'usage du gaz naturel.



De nouveaux tarifs d'accès aux terminaux méthaniers régulés

Les terminaux méthaniers sont des infrastructures portuaires qui procèdent à la regazéification du gaz naturel liquéfié (GNL) amené par bateaux depuis les sites de production et l'injectent dans les réseaux de transport pour son acheminement jusqu'aux zones de consommation.

La CRE a fixé en 2012 de nouveaux tarifs d'accès aux terminaux méthaniers régulés français, dits ATTM4, qui entreront en vigueur à compter du 1^{er} avril 2013 pour une durée de quatre ans.

Ces nouveaux tarifs ont été définis dans un contexte défavorable aux terminaux méthaniers européens. En effet, la forte demande asiatique en GNL depuis l'accident de Fukushima en mars 2011 conduit les expéditeurs à exporter davantage vers cette région du monde. Cette situation se traduit par une baisse significative de l'utilisation des terminaux français, en particulier à Montoir-de-Bretagne où on a pu noter une baisse de 56 % des émissions au premier semestre 2012 par rapport à la même période l'année précédente. Ceci n'a cependant pas eu de conséquences sur le revenu des opérateurs grâce à la clause d'obligation de paiement des capacités souscrites, qu'elles soient utilisées ou non (ship or pay). En revanche, la baisse des souscriptions des capacités explique en partie la hausse des tarifs fixés par la CRE.

L'ATTM4 fixe des grilles tarifaires pour quatre ans en hausse de 4 % pour le terminal de Montoir et de 12 % pour celui de Fos Cavaou. La grille tarifaire pour le terminal de Fos Tonkin, arrêtée pour deux ans, augmente de 10 %. Cette grille sera mise à jour à mi-période, pour tenir compte de la décision de pérennisation éventuelle du terminal de Fos Tonkin au-delà de 2020. Ces hausses tarifaires sont inférieures à celles demandées par les opérateurs, respectivement 13 %, 24 % et 15 % pour les terminaux de Montoir, Fos Cavaou et Fos Tonkin.

En outre, l'ATTM4 introduit une baisse du coût moyen pondéré du capital, fixé à 6,5 % au lieu de 7,25 % dans le tarif ATTM3, en maintenant la prime de 2 % spécifique à l'activité GNL. Il introduit un mécanisme de régulation incitative des coûts des investissements et une hausse de la clause d'obligation de paiement des capacités souscrites fixée à 100 % contre 95 % dans le précédent tarif ATTM3. ■

4.1. La CRE a renforcé le cadre de régulation incitatif pour les tarifs de transport

L'article L.452-3 du code de l'énergie dispose que les délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel « [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité ».

En application de ces dispositions et compte tenu de l'ensemble des travaux préparatoires évoqués ci-dessus, la CRE a reconduit, en le complétant, le cadre existant de régulation incitant les gestionnaires de réseaux de transport à améliorer leur efficacité sur une période de quatre ans, tant du point de vue de la maîtrise de leurs coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs.

La régulation incitative des charges d'exploitation

La CRE a défini une trajectoire d'évolution annuelle des charges pour chaque gestionnaire de réseau

de transport sur la période 2013-2016. À partir du niveau retenu pour 2013, cette trajectoire est basée sur l'inflation et un coefficient d'évolution annuel qui intègre un objectif de productivité portant sur un périmètre d'activité constant par rapport à la période tarifaire couverte par les tarifs ATTM4.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par chaque gestionnaire de réseau de transport au-delà de leur trajectoire

Les travaux se poursuivent pour la distribution de gaz

De nouveaux tarifs pour les ELD

Comme en 2012 pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF, la CRE travaille sur des nouveaux tarifs ATRD4 applicables au 1^{er} juillet 2013 pour les entreprises locales de distribution (ELD).

Cette décision prévue courant mars 2013 fixera huit tarifs spécifiques pour les ELD disposant de comptes dissociés et un tarif commun pour les quatorze autres.

Les principaux enjeux de ces tarifs sont de :

- veiller à une maîtrise des charges des opérateurs, afin de limiter la hausse des tarifs d'utilisation des réseaux des ELD, qui représentent environ 25 % du prix final du gaz payé par un client particulier se chauffant au gaz et consommant 17 MWh ;
- faire évoluer le cadre tarifaire en cohérence avec celui défini dans le tarif ATRD4 de GrDF, pour renforcer les incitations à la performance et l'homogénéité des pratiques des gestionnaires de réseaux de distribution.

La CRE a lancé le 13 décembre 2012 une consultation publique auprès des acteurs de marché qui portait notamment sur le bilan des tarifs en vigueur (ATRD3) et les demandes des ELD pour les tarifs à venir (ATRD4). Après une seconde consultation publique portant sur les niveaux des tarifs, la CRE a transmis au Conseil supérieur de l'énergie le 5 avril 2013 son projet de délibération pour avis.

Évolution des catalogues de prestations annexes des GRD

Le code de l'énergie a étendu les pouvoirs de la CRE dans le domaine de la tarification des prestations annexes des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz. Ces prestations annexes, distinctes des prestations de base qui sont couvertes par l'ATRD, sont listées dans un catalogue et sont facturées à l'acte. La CRE a défini dans sa délibération du 28 juin 2012, à la suite d'une consultation publique, les principes d'élaboration et de tarification de ces prestations ainsi que les évolutions en niveau et en structure des catalogues de prestations destinées à s'appliquer à

compter du 1^{er} septembre 2012. Elle a ainsi travaillé à l'homogénéisation de ces catalogues :

- en définissant une structure unique pour tous les catalogues de prestations des GRD de gaz naturel ;
- en harmonisant les prestations essentielles au bon fonctionnement du marché (les mises en service, les interventions pour impayés, les relèves spéciales hors changement de fournisseur, les changements de fournisseur et les mises hors service) ;
- en conciliant les modalités d'évolution des prix des prestations avec celles de GrDF ou d'ERDF (formules d'indexation des prix et dates d'évolution).

La CRE poursuit cette démarche. Elle envisage ainsi de délibérer en avril 2013, à la suite de la consultation publique lancée en décembre 2012, sur la prochaine évolution des catalogues de prestations destinée à s'appliquer à partir du 1^{er} juillet 2013 ou simultanément à l'évolution des catalogues de prestations en électricité. ■

seront conservés intégralement par eux, alors qu'ils n'étaient conservés qu'à hauteur de 50 % dans le cadre du tarif ATRT4. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les opérateurs. La CRE souhaite ainsi renforcer l'incitation pour les opérateurs à maîtriser leurs coûts.

La CRE a également introduit une clause de rendez-vous au bout de deux ans pour ajuster à la hausse ou à la baisse, lorsque certaines conditions sont remplies, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et TIGF sur les années 2015 et 2016.

La régulation incitative de la qualité de service

La CRE assure un suivi de la performance des opérateurs en termes de qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux grâce à l'analyse

d'indicateurs chiffrés. Les plus importants pour le bon fonctionnement du marché font l'objet d'une incitation financière, bonus ou malus, qui dépend de l'atteinte d'objectifs fixés par la CRE.

En gaz, la CRE a constaté une forte amélioration de la qualité de service depuis la mise en place du mécanisme en 2008, d'autant plus significative que les objectifs ont été progressivement renforcés. Dans le cadre de l'ATRT5, la CRE a décidé de renforcer le dispositif en mettant en place de nouveaux indicateurs concernant les données nécessaires à l'équilibrage du réseau fournies par les gestionnaires des réseaux aux fournisseurs².

² – Le 3^e rapport de la CRE sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF a été publié en mai 2012 (cf. Annexes).



© Grdf, Emmanuel Cairo

Le projet Gazpar

GrDF a lancé dès 2007 des travaux pour définir les fonctionnalités et les caractéristiques techniques de son projet de comptage évolué à destination de ses 11 millions de clients finals dont la consommation est relevée semestriellement. Dans un contexte européen (directive sur l'efficacité énergétique du 25 octobre 2012) et national (débat sur la transition énergétique et loi Brottes) où la maîtrise de la demande en énergie devient un enjeu majeur, ce projet de comptage évolué pourrait constituer un outil efficace au service des dispositifs en cours de définition. Après une première phase d'expérimentation et d'analyses technico-économiques menées par GrDF et la CRE en concertation avec les acteurs de marché, ce projet, baptisé GAZPAR, est entré mi-2011 dans une nouvelle phase : la conception et la préparation d'une décision éventuelle de déploiement de ces compteurs auront lieu courant 2013.

Conformément à l'article L.453-7 du code de l'énergie, le lancement de la phase de déploiement généralisé, prévu fin 2014, nécessitera une décision favorable des ministres concernés devant intervenir mi-2013, sur proposition de la CRE. ■

Gazpar

La régulation incitative des investissements

Une incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement est également introduite dans l'ART5. Elle comprend, d'une part, une incitation à la réalisation des investissements nécessaires pour améliorer le fonctionnement du marché français et son intégration au sein du marché européen et, d'autre part, une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement.

L'incitation à l'investissement

Dans l'ART4, une rémunération supplémentaire de 3 % sur dix ans était appliquée aux investissements permettant de créer de nouvelles capacités d'acheminement sur le réseau principal ou de réduire le nombre de zones d'équilibrage. Pour l'ART5, la CRE a décidé de maintenir le régime d'incitation à l'investissement mais de limiter l'attribution de cette prime aux deux projets majeurs restant à décider.

Le premier projet, le doublement de l'artère de Bourgogne, est nécessaire dans la perspective d'une fusion des PEG Nord et Sud de GRTgaz.

Le second, l'odorisation décentralisée du gaz naturel, permettra un flux physique de la France vers l'Allemagne d'environ 100 GWh/j. En effet,

les différences actuelles de pratiques en termes d'odorisation entre la France et les autres pays du nord-ouest de l'Europe empêchent les flux physiques de gaz de la France vers ses voisins. Ce projet permettra à la France de se mettre en conformité avec le règlement européen (UE) N° 994/2010 du 20 octobre 2010 relatif à la sécurité d'approvisionnement et le projet d'orientation-cadre de l'ACER relatif à l'interopérabilité des réseaux de transport de gaz.

L'incitation à la maîtrise des coûts d'investissement

Les gestionnaires de réseaux de transport doivent maîtriser les coûts de leurs investissements. Un système de bonus/malus les incite à tenir les budgets prévisionnels approuvés par la CRE. Ce mécanisme, initialement retenu pour le raccordement du terminal de Dunkerque, a été étendu dans le cadre de l'ART5 à tous les projets importants des GRT.

Pour les autres projets d'investissement, des indicateurs quantitatifs sont mis en place pour suivre et analyser les évolutions des coûts.

► **Chantier de l'artère du Béam.**
Inaugurée en mars 2013 par TIGF, cette nouvelle canalisation de transport de gaz entièrement souterraine relie le gisement de Lacq (64) à la station de stockage de Lussagnet (40). D'une longueur de 57 km et d'une capacité de 14 millions de m³ par jour, elle double une canalisation historique et permet à TIGF d'augmenter ses capacités sur le corridor ouest entre la France et l'Espagne. Les coûts de mise en œuvre de ce projet ont été couverts par le tarif de transport de TIGF.

© TIGF, L. Hauteçœur



4.2. La CRE a fixé les tarifs dans un contexte marqué par la poursuite d'investissements soutenus et la mise en œuvre du 3^e paquet

Le montant de l'ATRT₅ demandé initialement par GRTgaz conduisait à une hausse moyenne du tarif de 17,4 % en 2013, puis à une hausse annuelle moyenne de 4,5 % entre 2014 à 2016, en euros courants. La demande de TIGF conduisait à une hausse moyenne du tarif de 18,6 % en 2013, puis à une hausse annuelle moyenne de 7,8 % entre 2014 à 2016, en euros courants.

Pour l'ATRT₅, la CRE a fixé des hausses tarifaires moins élevées que celles demandées par les opérateurs

Les audits menés par la CRE sur les charges prévisionnelles présentées par les opérateurs lui ont permis d'apprécier le niveau de charges d'exploitation requis pour couvrir les coûts d'un opérateur efficace et fixé ainsi les objectifs de productivité sur un périmètre d'activités similaire à celui défini pour la période tarifaire précédente.

En conséquence, la CRE a fixé pour l'ATRT₅ les hausses tarifaires suivantes :

– pour GRTgaz, une augmentation de 8,3 %

en 2013 puis une hausse, en euros courants, de 3,8 % par an³ à partir de 2014 ;

– pour TIGF, une augmentation de 8,1 % en 2013 puis une hausse, en euros courants, de 3,6 % par an⁴, à partir de 2014.

Les hausses tarifaires retenues par la CRE s'expliquent principalement par :

- la hausse des charges de capital liée à la mise en service d'investissements significatifs (doublement de l'artère des Hauts de France, arc de Dierrey et projet ERIDAN pour GRTgaz et projets GIRLAND et Euskadour liés au développement des interconnexions avec l'Espagne pour TIGF) ;
- la hausse des coûts de l'énergie, en raison de l'augmentation des prix du gaz et de l'électricité et de la hausse des consommations d'énergie motrice dans un contexte marqué par une baisse des approvisionnements en GNL ;
- la transposition de la directive 2009/73/CE qui exige que les gestionnaires de réseaux de transport disposent en propre des moyens nécessaires à leurs activités et mettent en œuvre les codes de réseau européens, et fixe de nouvelles règles de sécurité, notamment celles liées à l'arrêté multi-fluides ;

³ – Cette valeur intègre une hypothèse d'inflation de 2 % par an.

⁴ – Cette valeur intègre une hypothèse d'inflation de 2 % par an.



Claude Conrard,

président de la commission Pétrole et gaz de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)

L'UNIDEN défend les intérêts des industries consommatrices d'énergie en France. Ses 41 membres représentent plus de 70 % de l'énergie industrielle consommée dans le pays.

Elle est un interlocuteur régulier de la CRE dans le cadre de la Concertation Gaz, présidée par GRTgaz et TIGF, qui examine depuis 2008 les règles d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel. Son président de la commission Pétrole et gaz, Claude Conrard, analyse ici la situation du marché du gaz en France et en Europe.

Quel regard portez-vous sur la politique européenne dans le secteur du gaz ? De quelle façon l'UNIDEN agit-il à ce niveau ?

La politique européenne pour le gaz a fait un pas positif avec le 3^e paquet. La mise en cohérence des régulations des États membres, avec les codes de réseau, est une étape fondamentale. L'objectif premier étant, il est toujours bon de le rappeler, la compétitivité des activités consommatrices en Europe. L'Europe doit maintenant réfléchir collectivement à la compétitivité de ses approvisionnements (contrats privilégiés avec la Russie ? gaz de schiste ?).

Notre action au sein d'IFIEC Europe, qui représente les intérêts des industriels européens consommateurs d'énergie, nous a permis de peser régulièrement sur le contenu des codes de réseau. À ce titre, nous regrettons le choix d'allouer aux enchères les capacités aux interconnexions, qui ne pourra qu'augmenter le coût pour les consommateurs. Par ailleurs, des points relatifs à l'acheminement nous semblent devoir être améliorés. Par exemple, la mise au même niveau de priorité des capacités de transit dans un pays (au bénéfice d'un

autre pays) et des capacités de livraison va rapidement poser des problèmes pour assurer la fourniture de sites industriels situés dans les « pays-corridors » comme la France, sauf à rendre les capacités de transit conditionnelles donc interruptibles (comme en Allemagne).

Quel est votre bilan sur l'ouverture à la concurrence du marché français du gaz ?

C'est plutôt la simplification des conditions d'accès aux infrastructures qui a permis à un grand nombre d'industriels de choisir à la carte leur mode d'acheminement et de développer une certaine flexibilité de leur sourcing et de leur consommation, bref d'acquiescer une certaine indépendance. Des progrès restent à faire, notamment en matière d'accès aux stockages (leur coût élevé est-il lié au régime d'accès négocié ?) et aux terminaux méthaniers (services peu adaptés aux consommateurs industriels).

Les efforts de la CRE ont été structurants pour permettre une ouverture progressive à la concurrence et pour faire face aux évolutions des règles européennes. Le

dialogue des acteurs, à travers la Concertation Gaz qu'elle a mise en place, a été globalement fructueux. Même si les consommateurs industriels s'y sentent parfois un peu isolés au milieu des fournisseurs/traders. Nous notons cependant le souci de la CRE de veiller à ce que les intérêts de chacun soient pris en compte.

Quels sont selon vous les enjeux à venir pour le marché du gaz français et vos attentes envers le régulateur ?

La problématique des prix élevés du gaz dans le sud de la France est au cœur de nos préoccupations. Cette situation est liée au détournement, depuis l'accident de Fukushima, de nombreuses cargaisons de GNL vers le marché asiatique où le gaz est mieux valorisé. Elle se révélera extrêmement dommageable pour les sites industriels du sud de la France si jamais elle perdure. Il est anormal que les industriels paient les conséquences du sourcing structurel en GNL du sud du territoire.

La CRE et les pouvoirs publics doivent agir avec pragmatisme et volontarisme afin que la juste priorité des sites consommateurs industriels soit prise en compte dès que possible. À ce titre, nous serons particulièrement intéressés par les fruits de l'enquête de la CRE sur la formation des prix dans le sud. Nous veillerons également à ce que l'étude coûts-bénéfices sur le doublement de l'artère du Val-de-Saône démontre bien l'intérêt de cet investissement pour les consommateurs industriels. ■

– la hausse des impôts et des cotisations sociales, notamment avec l'entrée en vigueur de l'imposition forfaitaire des entreprises de réseaux, l'augmentation du taux des cotisations sociales et l'élargissement de leur assiette de calcul.

Ces augmentations sont compensées partiellement par les facteurs suivants :

– la hausse des souscriptions de capacité, du fait notamment des renforcements des capacités aux interconnexions ;

– les objectifs de productivité fixés aux deux gestionnaires de réseaux et croissants au cours de l'ATRT5 (+ 0,25 % par an à partir de 2014) qui permettent d'infléchir l'évolution des tarifs.

Dans la mesure où les tarifs de transport représentent environ 6 % de leur facture globale de gaz, ces hausses induiraient une augmentation d'environ 0,36 €/MWh TTC, soit environ 0,5 %, sur la facture finale d'un consommateur particulier moyen se chauffant au gaz. ■



DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

LE PAQUET ÉNERGIE CLIMAT, ADOPTÉ EN 2008, FIXE À LA FRANCE L'OBJECTIF D'ATTEINDRE UNE PART DE 23 % D'ÉNERGIE ISSUE DE SOURCES RENOUVELABLES DANS SA CONSOMMATION D'ÉNERGIE FINALE EN 2020. LA CONTRIBUTION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ À LA RÉALISATION DE CET OBJECTIF EST PRÉCISÉE DANS LE CADRE DE LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ (PPI).

SI LE POUVOIR DE DÉCISION – S'AGISSANT DE LA FIXATION DES CONDITIONS ET DES TARIFS, DU LANCEMENT DES APPELS D'OFFRES, DE L'ADOPTION DU CAHIER DES CHARGES ET DU CHOIX DES LAURÉATS – APPARTIENT AU MINISTRE CHARGÉ DE L'ÉNERGIE, LA CRE QUANT À ELLE SE BORNE À METTRE EN ŒUVRE LES APPELS D'OFFRES RELATIFS AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES ET À RENDRE UN AVIS SUR LE NIVEAU DES TARIFS ENVISAGÉS. ELLE S'ATTACHE EN OUTRE À CE QUE LE DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ PRÉPARE L'INTÉGRATION D'UNE AUGMENTATION MASSIVE DE LA PRODUCTION DÉCENTRALISÉE D'ÉNERGIES RENOUVELABLES.

DANS LE CADRE DE SA MISSION DE SURVEILLANCE DES MARCHÉS DE GROS, LA CRE EST ATTENTIVE À L'IMPACT DU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ.

1 657 dossiers

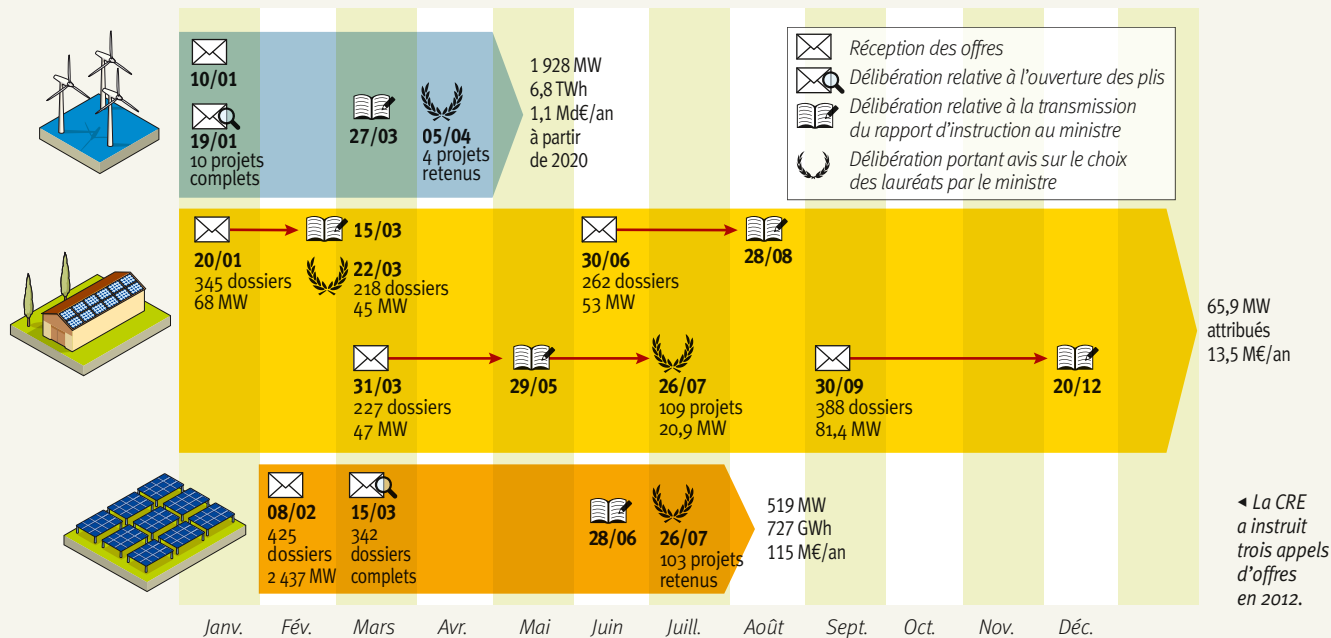
La CRE a examiné 1 657 dossiers de candidature en 2012 dans le cadre des appels d'offres relatifs aux installations photovoltaïques et éoliennes en mer.

MOTS-CLÉS

Mécanismes de soutien aux énergies renouvelables

Intégration des EnR sur les réseaux d'électricité

Prix de l'énergie verte



1. LA CRE MET EN ŒUVRE LES APPELS D'OFFRES ET ÉMET DES AVIS SUR LES TARIFS RELATIFS AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES

Pour favoriser le développement de la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, les pouvoirs publics français peuvent recourir à deux instruments économiques.

- **L'obligation d'achat** par les fournisseurs historiques de la production d'énergie obtenue à partir de sources renouvelables, à un tarif d'achat garanti sur quinze à vingt ans, supérieur au prix de marché. Les tarifs sont fixés pour chaque filière par arrêté ministériel après avis de la CRE.
- **Les appels d'offres**, à l'issue desquels les porteurs de projet retenus bénéficient d'un contrat d'achat de leur production sur quinze à vingt ans au prix proposé dans leur offre. L'article 311-10 du code de l'énergie prévoit que le gouvernement peut y recourir lorsque les capacités de production ne permettent pas de répondre aux objectifs de la PPI. Les appels d'offres permettent de fixer ex ante la quantité d'énergie renouvelable bénéficiant du soutien public et d'obtenir des prix plus ajustés aux spécificités de chaque installation, si les conditions d'une saine concurrence sont réunies.

1.1 Trois appels d'offres ont été instruits par la CRE en 2012

La CRE a procédé en 2012 à l'instruction des offres déposées dans le cadre de trois appels d'offres, représentant une puissance totale recherchée de 3 660 MW :

- appel d'offres portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine (appel d'offres EEM), pour 3 000 MW ;
- appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kWc (appel d'offres PV 100-250), pour 210 MW ;
- appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire d'une puissance supérieure à 250 kWc (appel d'offres PV 250+), pour 450 MW.

La puissance installée recherchée par ces appels d'offres est plus de deux fois supérieure à celle qui était prévue dans les huit appels d'offres organisés entre 2000 et 2011.

En un mois (entre le 10 janvier et le 8 février 2012), la CRE a réceptionné 789 dossiers. Après en

Les appels d'offres pour les installations de production d'électricité

L'article 8 de la directive 2009/72 du 13 juillet 2009 sur les marchés de l'électricité dispose que, lorsqu'ils organisent des appels d'offres pour la fourniture de nouvelles capacités, les États membres désignent une autorité ou un organisme public ou privé indépendant des activités de production, de transport, de distribution et de fourniture – qui peut être une autorité de régulation telle que la CRE, ou un autre organisme – qui sera responsable de l'organisation, du suivi et du contrôle de la procédure d'appel d'offres.

Les rôles respectifs de la CRE et du ministre chargé de l'énergie dans la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité sont définis par le décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002. En premier lieu, le ministre chargé de

l'énergie décide du principe de l'organisation de chaque appel d'offres : il en définit en principe les conditions, sur la base desquelles il saisit la CRE. Celle-ci rédige un cahier des charges et le lui transmet dans le délai qu'il fixe. Le ministre arrête le cahier des charges final. Depuis le décret n° 2011-757 du 28 juin 2011 modifiant le décret du 4 décembre 2002 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité, le ministre peut modifier le cahier des charges proposé par la CRE sans avoir à la saisir à nouveau. L'appel d'offres est publié au Journal officiel de l'Union européenne. La CRE le publie parallèlement sur son site Internet.

Pendant la phase de constitution des offres, la CRE établit et publie les réponses aux questions posées par les candidats,

qui doivent avoir été formulées par écrit.

La CRE reçoit les offres et vérifie le caractère complet de celles qui lui sont parvenues avant la date limite fixée par le cahier des charges. Les dossiers incomplets ne sont pas instruits. La CRE en informe les candidats concernés. La CRE instruit les dossiers complets. Elle transmet au ministre une fiche d'instruction pour chacun d'eux mentionnant la note obtenue au regard des critères définis dans le cahier des charges, ainsi qu'un rapport de synthèse comportant le classement des offres.

Enfin, le ministre saisit la CRE pour avis sur le choix des candidats qu'il envisage. Cet avis est publié au Journal officiel en même temps que la décision du ministre sur la liste des candidats retenus. ■

avoir vérifié la complétude, la CRE a noté les offres selon les critères définis dans les cahiers des charges :

- le seul critère de prix pour l'appel d'offres PV 100-250, dit « automatique » ;
- les critères de prix, d'impact environnemental, d'innovation et d'investissement dans la recherche et développement (R&D), et autres pour les deux autres appels d'offres.

1.2. L'instruction des appels d'offres permet à la CRE de capitaliser de l'information sur les filières EnR

La filière solaire

Le nombre important de dossiers reçus dans le cadre des différents appels d'offres photovoltaïques a permis à la CRE de tirer un certain nombre d'enseignements, qui vont parfois à l'encontre d'idées reçues.

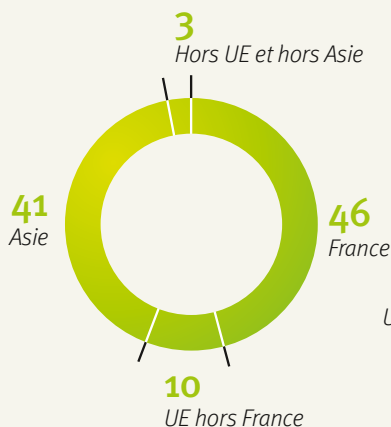
Les appels d'offres ne favorisent pas les panneaux solaires non « européens »

Les graphiques en page 100 donnent l'origine géographique des panneaux solaires photovoltaïques pour 85 % des dossiers reçus dans le cadre de l'appel d'offres PV 250+. Il s'agit des dossiers pour lesquels les étapes de fabrication

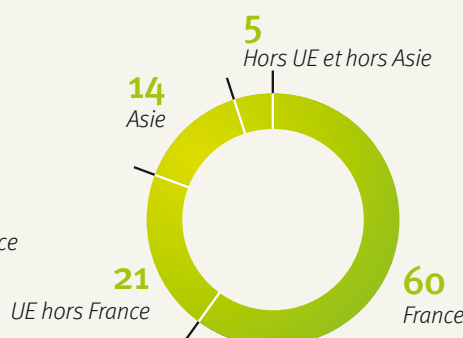
des cellules (qui composent les modules) et des modules eux-mêmes, c'est-à-dire des panneaux photovoltaïques, ont eu lieu dans la même aire géographique. Dans cet appel d'offres, le choix des modules avait un impact sur la notation des critères « prix » pour 12 points sur 30 et « bilan carbone » pour 3 points. L'analyse des dossiers n'a pas permis de constater une différence significative entre le prix proposé par les candidats ayant fait le choix de modules produits en France et celui des candidats ayant choisi des modules produits à l'étranger. Les prix d'achat de l'électricité proposés par les candidats utilisant des modules produits en Asie sont même supérieurs, dans la majorité des cas, à ceux des candidats utilisant des modules produits en France.

La puissance installée recherchée par les appels d'offres instruits en 2012 est plus de deux fois supérieure à celle prévue dans les huit appels d'offres organisés entre 2000 et 2011.

Dossiers complets (en %)



Dossiers classés sous la puissance cible (en %)



◀ Origine géographique des panneaux solaires photovoltaïques pour 85 % des dossiers reçus dans le cadre de l'appel d'offres PV 250+.

Source : CRE

La CRE a par ailleurs procédé à l'analyse des données de coûts d'investissement fournies par les candidats aux troisièmes et quatrièmes périodes de l'appel d'offres PV 100-250. Ces données n'ont pas révélé de différence significative de coûts d'investissement entre les installations dont les cellules et les modules photovoltaïques ont été fabriqués au sein de l'Espace économique européen (37 % des projets) et les autres.

La technologie des trackers est déjà compétitive

Une partie de l'appel d'offres PV 250+ portait sur l'exploitation de centrales solaires photovoltaïques au sol équipées de dispositifs, les trackers, permettant le suivi de la course du soleil (cf. encadré p. 102). Cette technologie permet d'améliorer le rendement des installations et par conséquent de limiter la surface au sol utilisée pour une quantité d'électricité produite équivalente. La concurrence a été importante puisque les dossiers complets représentaient 617 MWc pour 100 MWc de puissance recherchée. Le prix moyen pondéré de revient de l'électricité produite dans les dossiers retenus est de 173 €/MWh. Il est environ 15 % supérieur au prix moyen pondéré des projets de centrales au sol retenus utilisant des technologies matures (autour de 151 €/MWh), mais inférieur de 10 % au prix moyen pondéré des lauréats pour les installations sur toitures. Il est en outre bien inférieur à celui de toutes les autres technologies innovantes proposées dans le cadre de cet appel d'offres.

Les dispositifs de stockage permettant de gérer l'intermittence sont encore très coûteux

Dans les zones non interconnectées au réseau continental, un taux élevé de puissance intermittente peut fragiliser l'équilibre du système en

Appel d'offres portant sur des installations photovoltaïques de 100 à 250 kWc	3 ^e période	4 ^e période
Coût d'investissement pour les installations dont les cellules et/ou les modules ont été fabriqués hors de l'EEE (€/Wc)	2,36	2,14
Nombre de projets	124	177
Coût d'investissement pour les installations dont les cellules et les modules ont été fabriqués au sein de l'EEE (€/Wc)	2,45	2,04
Nombre de projets	73	143
Surcoût d'investissement pour les installations dont les cellules et les modules ont été fabriqués au sein de l'EEE (installations respectant les conditions de majoration de l'arrêt du 7 janvier 2013)	+ 3,7%	- 4,9 %



◀ La technologie des trackers offre un prix de revient de l'électricité produite bien inférieur à celui de toutes les autres technologies innovantes proposées dans le cadre de l'appel d'offres PV 250+. Ferme solaire sur le site Challenger de Bouygues. Panneaux photovoltaïques s'orientant en fonction du soleil.

© J.-L. Dias

cas de variation rapide de la production (par exemple lors du passage d'un nuage). L'arrêté du 23 avril 2008 a fixé la limite d'acceptabilité du système électrique à 30 % de puissance intermittente dans la puissance active totale transitant sur le réseau. Cette limite était déjà atteinte ou en passe d'être atteinte dans plusieurs zones au moment de la rédaction des conditions générales de l'appel d'offres PV 250+. C'est la raison pour laquelle le cahier des charges de l'appel d'offres PV 250+ avait imposé dans ces zones que l'installation photovoltaïque soit couplée avec un dispositif de stockage.

Avec un prix moyen pondéré de 414 €/MWh, l'électricité produite par les installations avec stockage s'avère presque trois fois plus chère que l'électricité produite par des centrales au sol avec des technologies matures. Même si ces deux prix ne sont pas directement comparables (car le coût de production de l'électricité, à technologie équivalente, est plus élevé dans les zones non interconnectées qu'en métropole en raison notamment des coûts d'acheminement et de main-d'œuvre), il apparaît que la gestion de l'intermittence par l'utilisation de dispositifs de stockage induit encore un surcoût important.

La procédure d'appel d'offres par périodes successives manque d'efficacité du point de vue de la révélation des prix

L'appel d'offres PV 100-250 est organisé selon la procédure dite accélérée au sens du décret n° 2002-1434 du 4 décembre 2002. Par conséquent, le seul critère de notation est le prix de vente de l'électricité proposé par le candidat. Cet appel d'offres est divisé en sept périodes de candidature.

La périodicité trimestrielle de cet appel d'offres ne permet pas de révéler le juste prix d'achat. Les candidats sont, en effet, incités à proposer un prix supérieur au prix leur permettant d'atteindre une rentabilité normale au regard des capitaux investis. Si leur offre n'est pas retenue à ce prix, ils ont la possibilité de présenter à nouveau le même projet lors d'une prochaine période à un prix différent. La stabilité des prix proposés au cours des trois premières périodes, alors que les coûts baissaient, illustre ce biais. Le prix moyen des projets classés au titre de la quatrième période s'est établi à 194€/MWh, en baisse par rapport aux prix moyens des trois périodes précédentes, qui étaient restés stables, autour de 230 €/MWh.

Les différentes technologies de production d'électricité à partir de l'énergie radiative du soleil

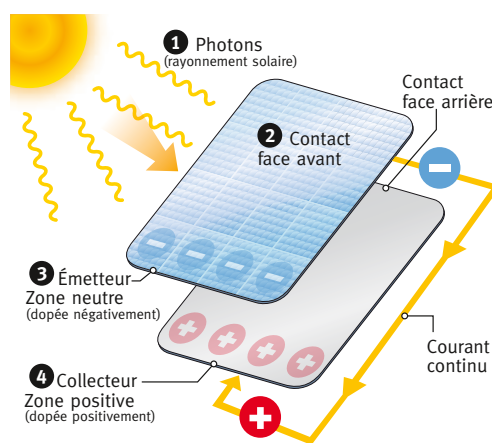
La production d'énergie électrique à partir d'une **cellule photovoltaïque** résulte de l'effet photoélectrique, c'est-à-dire de la transformation directe de l'énergie portée par la lumière du soleil en électricité. Les cellules photovoltaïques sont les éléments de base des panneaux solaires. Elles sont constituées d'un matériau semi-conducteur, généralement du silicium. Lorsque les rayons du soleil heurtent sa surface, ils transfèrent leur énergie aux électrons contenus dans la cellule. Ces derniers se mettent alors en mouvement et créent le courant électrique. Le courant ainsi obtenu est proportionnel à la quantité de lumière reçue. Le courant continu doit être transformé en courant alternatif par un onduleur pour pouvoir être injecté par la suite sur le réseau public. Les cellules sont connectées en série pour constituer des modules qui sont eux-mêmes interconnectés (sous forme de panneaux) afin d'atteindre des tensions suffisamment élevées. La tension électrique fournie par une cellule en silicium cristallin est de l'ordre de 0,5 Volt.

L'énergie solaire photovoltaïque connaît de fortes variations en fonction de l'ensoleillement et du lieu d'implantation des panneaux, ce qui a des conséquences sur la rentabilité économique et énergétique des installations. Le caractère variable de cette énergie nécessite une association avec d'autres sources ou le couplage avec des technologies de stockage efficaces.

Une **centrale solaire thermodynamique à concentration** (ou centrale solaire thermique ou encore héliothermodynamique) est une centrale qui concentre les rayons du soleil à l'aide de miroirs afin de chauffer un fluide caloporteur qui transporte cette chaleur. Celle-ci est ensuite transmise à un fluide thermodynamique.

Sous l'effet des changements de température, et donc de pression, ce fluide va activer une turbine reliée à un alternateur qui opère la conversion de cette énergie en électricité. Cette technologie nécessite un fort ensoleillement direct.

Un **tracker solaire** est une installation de production d'énergie solaire utilisant le principe de l'héliostat, c'est-à-dire un dispositif permettant de suivre la course du soleil à l'aide de panneaux solaires mobiles. Ce dispositif permet d'augmenter très significativement la production de l'installation. En théorie, un tracker peut porter des modules solaires de n'importe quel type (photovoltaïque classique, photovoltaïque à concentration, etc.). ■



La CRE relève par ailleurs que le tarif d'achat T5 en vigueur au 4^e trimestre 2012 pour les installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW s'élevait, en

application de l'arrêt du 4 mars 2011, après six ajustements semestriels, à 102,4 €/MWh, soit un niveau bien inférieur aux prix demandés par les candidats à l'appel d'offres.

Appel d'offres PV 100-250	1 ^{ère} période	2 ^e période	3 ^e période	4 ^e période
Puissance recherchée	120 MW	30 MW	30 MW	30 MW
Nombre de dossiers déposés	345	227	262	388
Puissance cumulée	68 MWc	47 MWc	53 MWc	81 MWc
Nombre de dossiers classés	218	138	148	143
Puissance cumulée	45 MWc	27 MWc	30,2 MWc	30,9 MWc
Prix moyen pondéré	228,80 €/MWh	231,50 €/MWh	231 €/MWh	194 €/MWh
Nombre de dossiers retenus	218	109	88	143
Puissance cumulée	45 MWc	21,3 MWc	18,9 MWc	30,9 MWc
Prix moyen pondéré	228,80 €/MWh	219,80 €/MWh	220,4 €/MWh	194 €/MWh



◀ *L'électricité consommée dans les zones non interconnectées doit être produite sur place. La production de base reste fortement carbonée (pétrole et charbon), même si les énergies renouvelables prennent une place croissante dans le mix électrique des îles. Vue aérienne de la centrale thermique à bagasse (biomasse) et charbon de Bois-Rouge à La Réunion*

© J.-L. Petit

La filière offshore

Les dossiers de candidature à l'appel d'offres éolien en mer ont été transmis à la CRE le 8 février 2012. Avec la participation de trois candidats différents seulement et dix dossiers pour les cinq zones ouvertes, le niveau de concurrence s'est révélé très faible. Cette situation est due en partie au délai très court de six mois laissé par le cahier des charges aux candidats pour constituer leurs offres.

Les offres déposées ont été instruites par la CRE, selon une grille de notation prenant en compte le prix hors raccordement à hauteur de 40 %. Ce critère de notation a cependant été neutralisé par l'application d'un prix plafond pour chaque zone dont le dépassement n'était pas éliminatoire. Un alignement des prix proposés par les candidats juste en deçà ou bien au-delà de la valeur plafond a suffi à rendre ce critère de sélection inopérant.

Le prix moyen pondéré des projets déclarés lauréats par le ministre en charge de l'énergie illustre ce constat. Ce prix est de 202,3 €/MWh, soit un prix moyen hors raccordement de 187,4 €/MWh, alors que le prix plafond moyen pondéré prévu par le cahier des charges est de 187,7 €/MWh.

Le 8 janvier 2013, la CRE a été saisie par le ministre

de l'écologie, du développement durable et de l'énergie des conditions d'un nouvel appel d'offres éolien en mer. Malgré les délais très brefs qui lui étaient assignés pour élaborer un cahier des charges, elle a estimé nécessaire de procéder à une consultation des acteurs sur ce projet pour contribuer à l'amélioration du dispositif. La CRE a transmis au ministre un projet de cahier des charges le 14 février 2013. L'appel d'offres a été publié au Journal officiel de l'Union européenne le 16 mars.

La filière biomasse

Le développement de la filière biomasse découle des quatre appels d'offres lancés en 2003, 2006, 2008 et 2010. En effet, les installations fonctionnant sous le régime d'obligation d'achat représentaient seulement 9,4 MW à la fin de l'année 2011, alors que 192,3 MW retenus dans le cadre d'un appel d'offres étaient en service au 1^{er} juillet 2012 (soit 24 % de la puissance retenue au titre des trois premiers appels d'offres).

Plus de sept ans après la désignation des lauréats du premier appel d'offres, 36 % seulement de la puissance retenue a été installée. Le taux de réalisation du deuxième appel d'offres devrait être similaire. Ce faible taux de réalisation résulte notamment de la disparition de débouchés



initialement envisagés pour la chaleur et des difficultés rencontrées par les candidats pour assurer, sur la durée, un approvisionnement en biomasse respectant les contraintes fixées par le cahier des charges. Il est encore trop tôt pour se prononcer sur le succès des 3^e et 4^e appels d'offres.

1.3. La CRE a rendu cinq avis sur des projets d'arrêtés fixant les tarifs d'achat en 2012

En 2012, la CRE a été saisie sur plusieurs projets d'arrêtés tarifaires dont certains n'ont pas donné lieu à publication :

- délibération du 17 janvier 2012 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations photovoltaïques en surimposition situées dans les zones exposées au risque cyclonique (arrêté du 3 avril 2013) ;
- délibération du 10 mai 2012 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à une majoration de 10 % des conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil d'origine européenne par rapport au tarif défini par l'arrêté du 4 mars 2011 (texte non publié) ;
- délibération du 27 septembre 2012 portant avis sur les textes encadrant la double valorisation

du biogaz (biogaz injecté et biométhane) (arrêtés et décret du 27 février 2013) ;

- délibération du 20 décembre 2012 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la majoration de 10 % des tarifs de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil d'origine européenne (arrêté du 7 janvier 2013) ;
- délibération du 20 décembre 2012 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté tarifaire photovoltaïque du 4 mars 2011 (arrêté du 7 janvier 2013).

Au vu du développement de la filière photovoltaïque depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté du 4 mars 2011, et après calcul des taux de rentabilité induits par les tarifs en vigueur, il n'est pas apparu nécessaire à la CRE de modifier à la hausse le niveau des tarifs, ni d'accorder une prime aux installations ayant recours à des éléments photovoltaïques d'origine européenne. Les avis de la CRE sont fondés sur une étude approfondie du développement de la filière, qui a été rendue publique¹.

Dans sa délibération du 20 décembre 2012 portant avis sur la modification de l'arrêté

¹ – Les deux délibérations du 20 décembre 2012 sont disponibles sur le site de la CRE.

◀ Au vu du développement de la filière photovoltaïque depuis l'entrée en vigueur de l'arrêté du 4 mars 2011, et après calcul des taux de rentabilité induits par les tarifs en vigueur, il n'est pas apparu nécessaire à la CRE de modifier à la hausse le niveau des tarifs, ni d'accorder une prime aux installations ayant recours à des éléments photovoltaïques d'origine européenne. Raccordement d'une installation photovoltaïque à Venu (Alpes-Maritimes).

© ERDF – W. Beaucardet

du 4 mars 2011, reprenant sa délibération du 9 octobre 2012 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2013, la CRE a relevé qu'« il ressort de l'analyse des contrats photovoltaïques présentés à la compensation au titre de l'année 2011 que 98,5 % des contrats bénéficient d'une prime d'intégration au bâti, qui permet d'obtenir un tarif plus avantageux allant jusqu'à 580 €/MWh contre 420 €/MWh en intégration simplifiée au bâti. Compte tenu des exigences de l'intégration au bâti, il ne peut être exclu qu'une partie de ces contrats présente un caractère frauduleux. Une simple attestation sur l'honneur suffit en effet pour bénéficier de la prime d'intégration au bâti. » Des fraudes ont d'ailleurs été signalées à la CRE, qui en a informé la Direction générale de l'énergie et du climat. Par ailleurs, l'étude des volumes d'achat déclarés laisse penser que les puissances déclarées des installations photovoltaïques ne correspondent pas toujours aux puissances réellement installées, les heures de fonctionnement calculées à partir des données théoriques étant très supérieures à celles observées pour des installations situées dans la même zone de production.

Les mécanismes de soutien aux renouvelables au Royaume-Uni et en Allemagne

Le développement des énergies vertes en Europe s'appuie sur des politiques de soutien public qui encadrent soit le prix de l'énergie issue de sources renouvelables soit les volumes injectés sur le réseau puis consommés. Si la majeure partie des pays européens a, comme la France, instauré un mécanisme d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir de sources renouvelables à des conditions tarifaires et techniques imposées, d'autres mécanismes d'incitation ont également été introduits.

Au lieu d'agir sur les prix, le principal mécanisme de promotion de l'électricité issue de sources renouvelables mis en œuvre au Royaume-Uni repose sur une obligation en volume : les fournisseurs d'électricité sont contraints à justifier qu'une proportion croissante de l'électricité fournie à leurs clients provient de sources d'énergie renouvelables. Pour ce faire, les fournisseurs doivent acquérir des certificats verts auprès des producteurs de renouvelables qui reçoivent de l'Ofgem, le régulateur britannique, un certificat pour chaque mégawattheure d'électricité renouvelable produit. S'ils n'atteignent pas leur quota annuel, les fournisseurs se voient imposer des pénalités financières. Celles-ci alimentent un fonds dont le montant est redistribué aux fournisseurs ayant atteint leur objectif. Ces deux facteurs jouent un rôle clé dans la formation du prix des certificats, qui constitue un complément de rémunération pour les producteurs d'électricité à partir de sources renouvelables. Introduit dès 2002, ce système a permis au Royaume-Uni d'atteindre une capacité installée de 9,2 GW en 2010¹.

Dotée d'une capacité installée de 51,3 GW en 2010², l'Allemagne a introduit un nouveau régime visant à encourager les producteurs à commercialiser directement l'électricité issue de sources renouvelables sur le marché. Le niveau de rémunération des producteurs d'électricité à partir de sources renouvelables choisissant cette option est garanti grâce à une prime de gestion qui leur permet de couvrir leurs frais de participation directe au marché, ainsi qu'une compensation dont ils bénéficient si le prix de marché se révèle inférieur au tarif garanti dont ils auraient pu bénéficier dans le cadre de l'obligation d'achat.

En 2010, le coût moyen pondéré du soutien à la production d'électricité à partir de sources renouvelables s'élevait à 115,60 €/MWh en Allemagne, contre 65,63 €/MWh au Royaume-Uni.

Quel que soit le mécanisme choisi, l'année 2012 a été marquée par un recul du soutien à l'électricité issue d'énergie photovoltaïque en Europe. Cette tendance devrait se confirmer. À titre d'exemple, la loi allemande prévoit désormais un abandon du soutien à la filière au-delà du seuil de 52 GW de capacité installée. ■

1 – Department of Energy and Climate Change.

2 – EEG Statistikbericht 2010, août 2012.

Les changements fréquents de modes d'exploitation qui sont mis en œuvre pour suivre les fluctuations de la demande nette après prise en compte de la production renouvelable fatale entraînent des surcoûts d'exploitation.



2. LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES A UNE INFLUENCE SUR LES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ SUR LES MARCHÉS DE GROS

Les productions d'origine renouvelable bénéficient, dans l'Union européenne, d'un droit d'accès prioritaire au système électrique. Les producteurs d'énergie d'origine renouvelable vendent donc leur électricité au tarif d'achat aux gestionnaires de réseaux de transport ou aux fournisseurs historiques, qui l'injectent ensuite sur le marché, indépendamment des conditions d'offre et de demande qui détermineront le niveau du prix².

2.1. Le développement des énergies renouvelables contribue à la baisse des prix de gros

Le prix spot français moyen a diminué en 2012 à 46,9 €/MWh en base, soit une diminution de 4 % par rapport à 2011. Dans les pays connaissant une forte pénétration de production d'énergies renouvelables, comme l'Allemagne, la baisse

2 – Dans le cas des obligations de certificats verts imposés aux fournisseurs, l'électricité verte qui est achetée par les fournisseurs aux producteurs est aussi injectée sur le marché dès qu'elle est produite.

du prix spot a été plus importante, atteignant près de 17 % en 2012. La corrélation inverse entre l'injection de mégawatts additionnels d'origine renouvelable sur le réseau électrique et la baisse des prix spot a déjà été identifiée comme l'un de facteurs explicatifs de la tendance des prix en 2012. C'est le cas du marché allemand où on estime à 1,34 €/MWh la baisse du prix spot d'une offre additionnelle de 1000 MW de production éolienne et à 0,82 €/MWh pour le photovoltaïque³. Étant données les perspectives d'évolution des capacités de production d'origine renouvelable en France et les échanges d'énergie avec des marchés voisins ayant une part importante d'énergies vertes dans leurs mix énergétiques, ces effets de baisse de prix pourraient être accentués.

Pour faire face à la demande, les installations de production d'électricité sont mobilisées selon leur ordre de mérite (*merit order*), établi en fonction de leur coût marginal de fonctionnement. Le marché appelle en priorité les centrales dont le coût marginal de fonctionnement est le plus bas. Puis, lorsque celles-ci fonctionnent au maximum de leur puissance, on sollicite

3 – BDEW, Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013).



◀ Étant donné la variabilité de la production d'origine renouvelable dans la journée (en fonction du vent ou du soleil), l'équilibre production-consommation doit être assuré par les technologies conventionnelles plus ou moins flexibles. Alignement d'éoliennes près d'Ally, Haute-Loire.

© ERDF – F. Chevreau

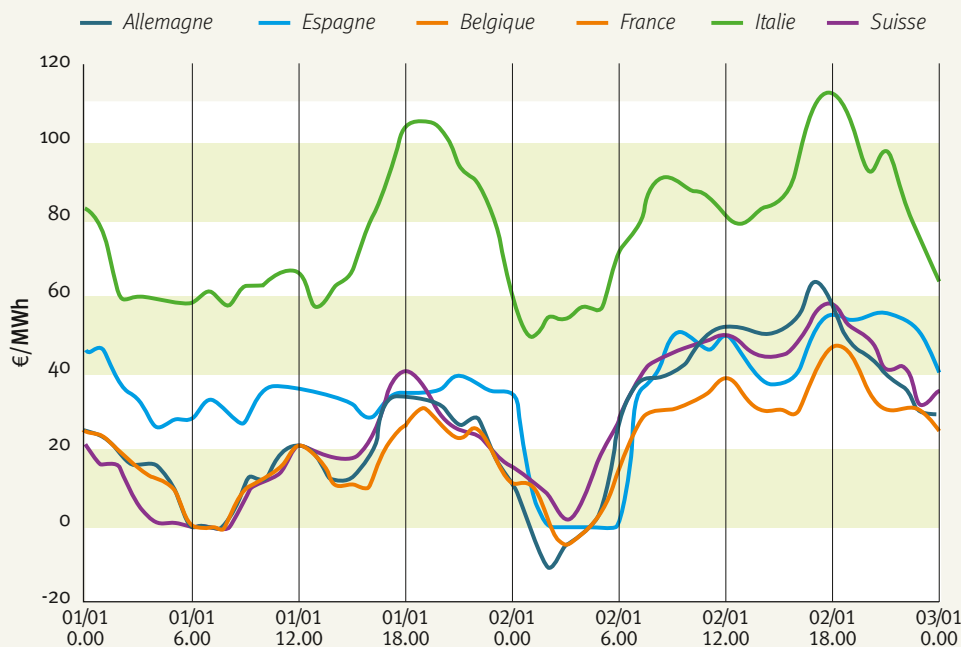
des centrales plus coûteuses, pour ne faire appel qu'en dernier recours aux centrales dont le coût marginal de fonctionnement est le plus élevé.

Parce que la production d'origine renouvelable ne consomme pas de carburant et que ses coûts d'exploitation et de maintenance sont peu élevés, son coût marginal de fonctionnement est très faible. Pour cette raison et à cause de l'accès prioritaire au réseau des EnR⁴, l'intégration grandissante d'une production d'origine renouvelable dans le mix énergétique décale les autres moyens de production dans le classement établi.

La production d'énergie éolienne et photovoltaïque peut même exclure de l'ordre de mérite les technologies dont le coût marginal de production est plus élevé. Cette exclusion, qui n'est généralement que partielle, peut être totale si la capacité de production d'origine renouvelable garantie est supérieure à la capacité de production disponible de l'ensemble des équipements flexibles. Elle agit à la baisse sur le prix spot pendant une partie des heures de l'année.

Bien qu'il ne compense pas cet effet de baisse de prix annuels, on constate aussi un phénomène de hausse de prix, observable sur certaines heures. Étant donné la variabilité de la production d'origine renouvelable dans la journée (en fonction du vent ou du soleil), l'équilibre production-consommation doit être assuré par les technologies conventionnelles plus ou moins flexibles. Les changements fréquents de modes d'exploitation qui sont mis en œuvre pour suivre les fluctuations de la demande nette après prise en compte de la production renouvelable fatale entraînent des surcoûts d'exploitation. Les coûts de fonctionnement des centrales à technologies flexibles appelées à démarrer et à s'arrêter fréquemment, sont répartis sur des périodes d'exploitation plus courtes. Pour couvrir ces coûts, les exploitants de ces centrales sont par conséquent contraints d'offrir des prix horaires plus élevés. Une partie de ces installations de production est donc parfois exclue de l'ordre de mérite. Dans un scénario sans énergie d'origine renouvelable et pour la même demande horaire, elles auraient pu proposer leur production sur certaines heures à des prix moins élevés que ceux qu'ils sont obligés de pratiquer pour préserver leur rentabilité.

4 – Directive 2009/28/CE du 23 avril 2009 (art. 16.2.b).



◀ Prix day-ahead horaires en Europe les 1^{er} et 2 janvier 2012. L'introduction croissante des productions d'origine renouvelable dans le système crée des difficultés pour les équipements à coût variable bas, mais dont les contraintes d'exploitation sont rigides, comme les centrales au charbon. Cette rigidité influe sur le mode de formation des prix horaires de l'électricité, avec l'apparition de plus en plus fréquente dans l'année d'épisodes de prix nuls, voire négatifs. Sources : EPEX SPOT, Belpex, IPEX, OMEL, Swissix

2.2. Les systèmes de soutien aux énergies renouvelables entraînent l'apparition de prix négatifs

Le phénomène des prix négatifs

Parce qu'elle modifie l'ordre de mérite habituel des installations de production d'électricité, l'introduction croissante des productions d'origine renouvelable dans le système crée des difficultés pour les équipements à coût variable bas, mais dont les contraintes d'exploitation sont rigides, comme les centrales au charbon. Cette rigidité influe sur le mode de formation des prix horaires de l'électricité, avec l'apparition de plus en plus fréquente dans l'année d'épisodes de prix nuls, voire négatifs, qui résultent de deux types de stratégies d'offres de prix.

La première stratégie d'offre de prix est mise en œuvre lorsque la demande devient très faible ou qu'elle est plus faible qu'anticipée. Puisque l'électricité ne peut être stockée à grande échelle, il peut être avantageux pour un producteur thermique de proposer pendant quelques heures sa production à des prix négatifs (c'est-à-dire de payer pour continuer à fonctionner) plutôt que de supporter les coûts liés à l'arrêt puis au redémarrage de sa centrale. C'est par exemple le cas des centrales au fioul ou au gaz qui peuvent

fonctionner en suivi de charge, c'est-à-dire de manière flexible en fonction des variations quotidiennes, saisonnières ou autres de la demande en énergie. On peut ainsi émettre l'hypothèse que les épisodes de prix négatifs seront les plus fréquents dans les situations où une forte demande, entrecoupée de périodes de brusques baisses de charge (week-end, nuit), se conjuguera avec une forte production d'origine renouvelable. Lors des baisses de charge, les exploitants de centrales thermiques seront prêts à payer pour écouler leur production et ne pas arrêter leur centrale, en prévision de la forte demande qu'ils devront satisfaire peu de temps après.

Une seconde stratégie d'offre de prix peut consister pour un producteur à garder certains équipements flexibles en fonctionnement limité, car cette capacité de production est rémunérée par le gestionnaire de réseau de transport en tant que moyen de réglage technique du système, à un prix fixé dans des contrats de réserve qui est plus élevé que son prix de marché.

Le caractère non-stockable de l'électricité joue un rôle central dans l'apparition des prix négatifs. En effet, contrairement aux autres industries fortement capitalistiques et faiblement

▼ La France a connu des prix day-ahead horaires strictement négatifs pour la première fois au début 2012.

Date	Heure	Prix (€/MWh)
01/01/2012	6 h 00	-0,01
	7 h 00	-0,08
	8 h 00	-0,03
02/01/2012	3 h 00	-5,03
	4 h 00	-1,48
25/12/2012	5 h 00	-0,01
	7 h 00	-50,06
	8 h 00	-0,09
26/12/2012	3 h 00	-5,06
	4 h 00	-5,07

Prix strictement inférieurs à	Nombre d'occurrences
0 €/MWh	169
-1 €/MWh	115
-2 €/MWh	103
-5 €/MWh	95
-10 €/MWh	80
-20 €/MWh	62
-50 €/MWh	46
-100 €/MWh	33
-200 €/MWh	3
-500 €/MWh	1

Source : EPEX SPOT

◀ Niveau des prix négatifs en Allemagne entre 2001 et 2012. La bourse allemande de l'électricité EEX a été la première place boursière européenne à permettre des offres de prix négatifs, et cela à partir du 1^{er} septembre 2008.

flexibles (aciéries, exploitation minière), les producteurs d'électricité, en cas de réduction de la demande, ne peuvent pas compter sur le stockage pour écouler leur production ultérieurement à un meilleur prix.

Les prix négatifs reflètent des coûts engendrés par le manque à gagner des producteurs thermiques causés par l'absence de stockage. Ceci revient pour les opérateurs à attribuer, par défaut, une valeur de marché au stockage d'électricité. Des épisodes de prix négatifs fréquents pourraient donc inciter davantage les producteurs à s'équiper en moyens de stockage et décourager, par le prix, la production thermique pour laisser la priorité aux énergies renouvelables.

Les prix négatifs observés en France en janvier 2012

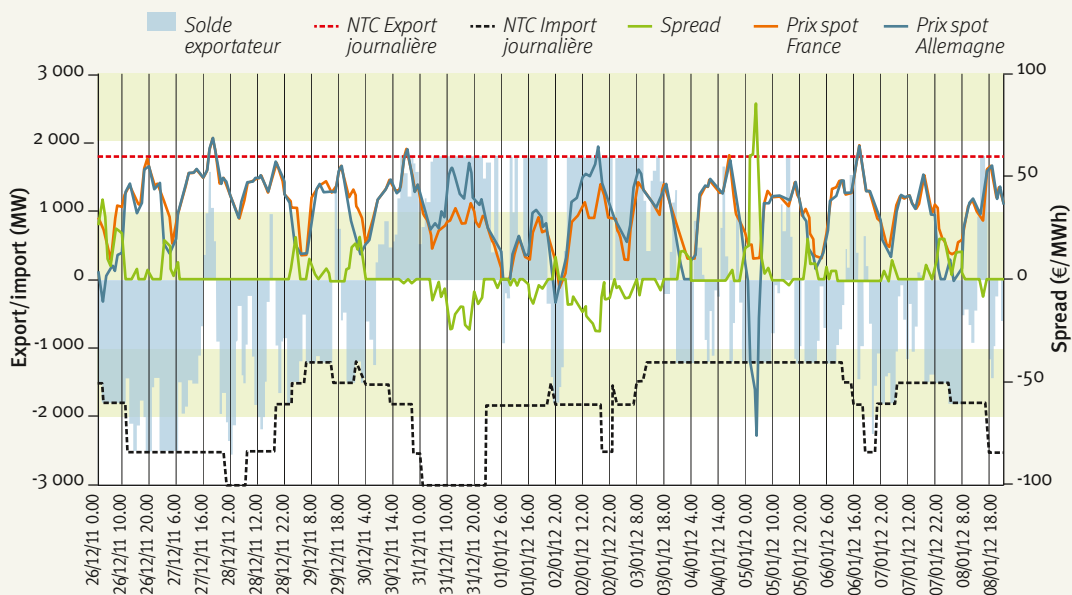
La France a connu des prix day-ahead horaires strictement négatifs pour la première fois au début 2012. Les règles de marché n'ont pas toujours permis leur existence. La bourse allemande de l'électricité EEX a été la première place boursière européenne à permettre des offres de prix négatifs, et cela à partir du 1^{er} septembre 2008. Avant l'instauration de ce système, lorsque le marché répondait par des offres de prix inférieurs aux coûts marginaux

à cause d'une faible demande et d'une production éolienne élevée, on faisait appel aux capacités de réserve afin d'assurer la sécurité du système électrique. La surproduction était ainsi suspendue, et cela sans arrêter nécessairement les unités de production renouvelable.

En France, l'existence de prix négatifs a été autorisée avec l'élargissement du couplage trilatéral (France, Belgique, Pays-Bas) à l'Allemagne (devenu le couplage de marché de la région Centre Ouest Europe) en novembre 2010. Le phénomène est survenu dix fois en 2012 (cf. tableaux ci-dessus).

Les conditions météorologiques au tout début du mois de janvier 2012 étaient particulièrement douces. Conjugée à la faible activité économique des 1^{er} et 2 janvier, cette situation a conduit à une consommation d'électricité en France très basse sur ces deux jours. Au même moment, la consommation allemande était relativement faible alors que la production d'énergie éolienne et photovoltaïque se révélait relativement importante.

Cette situation allemande a conduit à des exportations de l'Allemagne vers la France au cours des heures creuses de nuit des 1^{er} et 2 janvier 2012, alors que la France était exportatrice vers



◀ Prix day-ahead et échanges entre la France et l'Allemagne.

Sources : EPEX SPOT, RTE

l'Allemagne depuis le 30 décembre 2011. On a d'ailleurs pu observer un découplage des prix *day-ahead* et une saturation des exportations de l'Allemagne vers la France lors des heures creuses pendant la nuit du 2 janvier 2012.

Les moyens de production français ont donc dû réduire fortement leur production sur ces heures pour s'adapter au faible niveau de la demande nationale. Pendant les heures de prix négatifs, le 2 janvier 2012 au matin en particulier, la quasi-totalité de la production était assurée par l'hydraulique au fil de l'eau et les centrales nucléaires.

En résumé, les fondamentaux de marché en Allemagne (une forte production fatale et un niveau de consommation bas) et la faible consommation française à un moment d'activité économique réduite et de contexte climatique très doux expliquent les occurrences de prix négatifs des 1^{er} et 2 janvier 2012. Le manque de flexibilité des moyens de production en cours de fonctionnement de part et d'autre de la frontière a conduit à la formation de ces prix négatifs. Il est à noter que cet épisode de marché a eu lieu à peine plus d'un mois avant les pics de prix survenus début février 2012. L'augmentation des sources d'aléas sur les systèmes électriques de la région centre-ouest, dus à la forte pénétration des

énergies fatales et à une thermosensibilité croissante en France, pourrait être à l'avenir à l'origine de phénomènes extrêmes plus fréquents.

3. LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES REND NÉCESSAIRE UNE ÉVOLUTION DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ

3.1. La CRE encadre les délais et les coûts de raccordement des nouvelles installations de production

Le raccordement de nouvelles installations de production peut nécessiter des renforcements du réseau public d'électricité. Les travaux qui en découlent engendrent des délais de raccordement qui dépendent des caractéristiques des projets, de l'état du réseau et des autres demandes de raccordement. Ils entraînent aussi des coûts supportés par les demandeurs de raccordement et l'ensemble des utilisateurs, à travers les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE).

Les délais et les coûts de raccordement s'inscrivent dans un cadre législatif, réglementaire et procédural, mis en place par la CRE notamment, afin



◀ Le raccordement de nouvelles installations de production peut nécessiter des renforcements du réseau public d'électricité. Vue de la ferme photovoltaïque « Les Mées » dans les Alpes-du-Sud.

© ERDF – F. Chevreau, B. Fontana

de garantir aux producteurs un accès au réseau transparent et non discriminatoire, tout en assurant un développement raisonné des réseaux publics d'électricité et en prenant en compte les intérêts des acteurs.

Audit des coûts de raccordement d'ERDF

La facturation des opérations de raccordement réalisées par ERDF, gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, s'effectue selon un barème révisé régulièrement. Le dernier barème approuvé le 28 juin 2011 a fait l'objet d'un audit de la CRE en juin 2012. Cet audit a permis de constater la bonne adéquation entre les prix fixés par le barème de raccordement et les coûts qu'ils couvrent, ainsi que la cohérence des prix facturés par ERDF avec les prix pratiqués par d'autres gestionnaires de réseaux européens. Les informations recueillies contribueront par ailleurs à éclairer la CRE lors de l'approbation des versions futures du barème.

Proposition de la CRE d'un nouveau cadre pour les barèmes de raccordement

Après une consultation publique lancée en octobre, la CRE a proposé, pour la première fois, en novembre 2012 aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie des évolutions des principes de calcul des contributions dues aux gestionnaires de réseaux publics de distribution et de transport

au titre des opérations de raccordement dont ils sont maîtres d'ouvrage. En juin 2013, cet arrêté n'avait toujours pas été pris.

Avis sur le texte des schémas régionaux de raccordement des EnR

La loi Grenelle 2 a introduit la mutualisation à l'échelle régionale des coûts des ouvrages de réseau à créer pour l'accueil des énergies renouvelables, avec la mise en place de schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR, cf. p. 71). La CRE a été saisie pour avis le 24 janvier 2012 sur un projet de décret précisant les modalités de mise en œuvre de ces schémas. Dans son avis du 21 février 2012, la CRE a estimé que les producteurs raccordés en basse et moyenne tension étaient susceptibles de contribuer aux coûts des ouvrages nécessaires à leur raccordement sur un périmètre plus large.

Nouvel encadrement des procédures de traitement des demandes de raccordement

La CRE encadre les procédures de traitement des demandes de raccordement depuis 2009⁵, dans le but de permettre aux gestionnaires de réseaux publics d'assurer l'accès à ces réseaux dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires.

⁵ – Décision et communication de la CRE du 11 juin 2009.

► Les installations de production à partir d'énergies renouvelables sont majoritairement raccordées aux réseaux de distribution. La problématique de l'équilibrage entre production et consommation concerne donc aussi le niveau local. Mise en service d'un raccordement de panneaux photovoltaïques dans un immeuble parisien.

© RTE – S. Brandstrom



Ce sujet revêt une importance particulière car les critères utilisés pour déterminer les conditions de l'obligation d'achat de l'électricité produite peuvent être liés par la réglementation à certaines étapes du processus de raccordement. Des contentieux ont par conséquent pu apparaître sur ce processus alors qu'ils avaient pour origine l'obtention d'un tarif d'obligation d'achat.

La CRE a lancé en décembre 2012 une consultation publique sur un nouveau projet d'encadrement de l'élaboration et du contenu des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution, après avoir consulté les acteurs en avril 2012. Le nouveau projet vise notamment à répondre aux attentes des acteurs identifiées lors de cette consultation, concernant le respect des délais et l'information des demandeurs, tout au long du processus de traitement de leur demande de raccordement.

3.2. La nouvelle cartographie des sites de production requiert des renforcements du réseau

Les nouveaux moyens de production, notamment lorsqu'il s'agit d'énergies renouvelables, s'implantent de façon décentralisée. Cette redéfinition de la cartographie des sites de production

requiert une adaptation des réseaux d'électricité afin de garantir le raccordement des producteurs et l'acheminement de l'énergie produite aux consommateurs finals, dans le respect des règles de sûreté du système électrique et des objectifs de qualité d'alimentation des usagers.

Cette adaptation passe notamment par le renforcement des réseaux, c'est-à-dire par l'augmentation de leur capacité pour passer la pointe locale. Cette pointe locale peut être due à un surplus de consommation, mais aussi à un surplus de production, en particulier lorsque la production locale n'est pas synchrone avec la consommation locale.

Les installations de production à partir d'énergies renouvelables sont majoritairement raccordées aux réseaux de distribution. La problématique de l'équilibrage entre production et consommation concerne donc aussi le niveau local : le dimensionnement des réseaux de distribution doit anticiper les situations de surproduction au niveau local et la probabilité de reflux de l'énergie produite localement sur les réseaux amont.

La CRE a présenté aux acteurs, dans le cadre de sa consultation publique du 6 mars 2012 sur la structure du TURPE, les conclusions d'une étude

1,5 Md€
Coût des investissements sur les réseaux de distribution nécessaires à l'accueil de la production photovoltaïque à l'horizon 2020 (estimation CRE 2011).

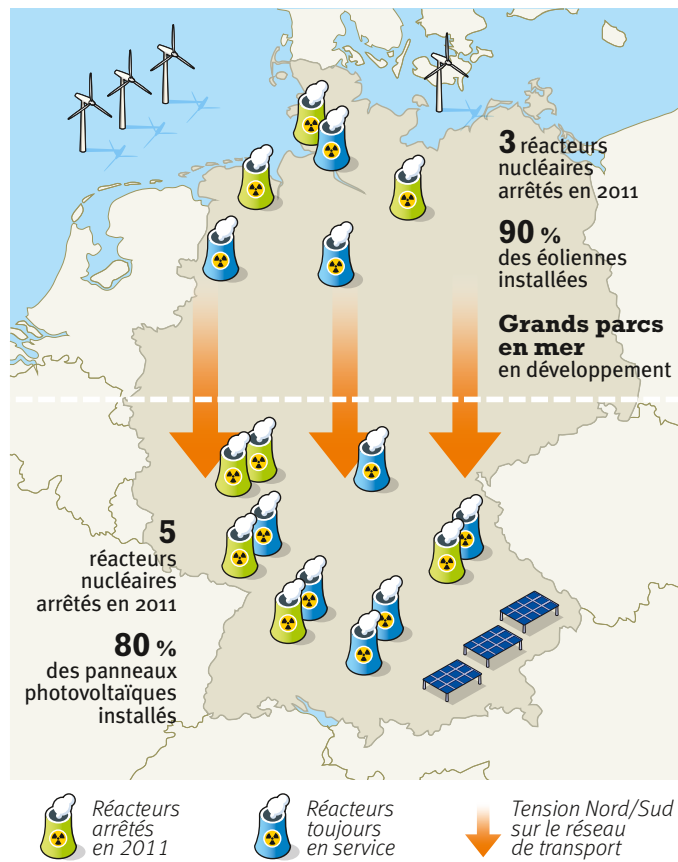
Le réseau allemand à l'épreuve de la transition énergétique

Amorcée dès 1999 dans le cadre d'une stratégie globale de transition énergétique, la sortie de l'Allemagne du nucléaire s'est accélérée à la suite de la catastrophe nucléaire de Fukushima de mars 2011. L'arrêt du dernier réacteur nucléaire y est prévu en 2022. En parallèle, les objectifs de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables ont été revus à la hausse pour atteindre 50 % d'électricité verte en 2030. Si la capacité totale de production installée dans le pays est suffisante pour faire face à la demande en électricité, même lors des périodes de pointe, la transition énergétique en cours soulève néanmoins des difficultés techniques compte tenu des renforcements qui sont à prévoir sur le réseau de transport d'électricité pour l'intégration massive des énergies intermittentes et décentralisées.

La répartition des capacités de production en Allemagne est en effet déséquilibrée. Les gestionnaires de réseaux doivent intervenir fréquemment pour prendre des mesures opérationnelles coûteuses et contraignantes permettant de faire transiter l'électricité du nord vers le sud du pays. En effet, la grande majorité des éoliennes ont été installées dans le nord du pays, et le développement des grands parcs éoliens en mer du Nord renforcera encore la concentration éolienne dans cette partie de l'Allemagne. À l'inverse, le sud du pays concentre les grands bassins d'activité et de consommation d'électricité alors que les capacités de production installées y sont moins nombreuses. Les importantes capacités photovoltaïques ne sont pas disponibles

toute la journée, et l'arrêt dans cette partie du pays de cinq réacteurs nucléaires en 2011 à la suite du moratoire (sur les huit arrêtés en Allemagne) a sensiblement réduit la capacité de production. Cette concentration géographique des moyens de production et les fortes variations de production éolienne et solaire soumettent le réseau de transport à des tensions grandissantes

pour acheminer l'électricité jusqu'aux consommateurs. L'Allemagne aura ainsi besoin de près de 4 000 km de lignes à haute tension d'ici 2020 pour renforcer son réseau de transport et accompagner la transition énergétique. Cette adaptation se révèle incontournable. Son coût est estimé à près de 30 milliards d'euros par les gestionnaires de réseaux allemands. ■



menée en 2011 sur les enjeux de l'insertion de la production photovoltaïque sur les réseaux de distribution. Cette étude estimait à 1,5 Md€ le coût des investissements sur les réseaux de distribution nécessaires à l'accueil de la production photovoltaïque à l'horizon 2020, sur la base d'une puissance installée cible de 6 GW, dont 402 M€ seraient couverts par le TURPE.

Cette consultation publique a été l'occasion de recueillir l'avis des acteurs sur l'intégration de ces coûts dans le tarif de réseau. Les 20 acteurs qui se sont exprimés sur ce point se sont révélés très partagés quant à la pertinence de faire évoluer la contribution des producteurs aux coûts de renforcement des réseaux de distribution. Beaucoup estiment qu'un retour d'expérience sur les

Les effacements : un outil supplémentaire au service de l'équilibre du réseau d'électricité

Dans un contexte historique d'énergie abondante et peu chère, la consommation d'électricité avait tendance à être satisfaite en assurant un niveau équivalent de production. L'effacement de consommation propose un autre paradigme pour équilibrer le système électrique : consommer un mégawattheure de moins plutôt qu'en produire un de plus. L'effacement de consommation correspond à la capacité d'un consommateur à adapter son niveau de consommation (en renonçant à certaines consommations ou en les décalant dans le temps) en fonction des signaux extérieurs qu'il reçoit. Ces signaux peuvent être automatiques (pilotage à distance des appareils de consommation) ou économiques (modulation du prix incitant le consommateur à modifier son comportement). Chez les consommateurs industriels comme chez les particuliers, les effacements de consommation introduisent de la flexibilité dans la demande en électricité, permettant au consommateur d'adapter le niveau de consommation en fonction des besoins du système ou des niveaux de prix.

Dans un contexte de développement des énergies vertes et de recherche de maîtrise de la demande, le développement

des effacements présente un double intérêt : il s'agit, d'une part, de renforcer la flexibilité du système électrique pour gérer l'intermittence des énergies renouvelables, et, d'autre part, de réduire la demande d'électricité en période de pointe.

La CRE travaille, avec l'ensemble des acteurs du secteur, au développement de ce type de solutions, en mettant en place des dispositifs de valorisation des capacités d'effacement proposées au système.

L'émergence récente de nouveaux métiers de l'effacement témoigne de l'intérêt du secteur pour cette filière. Si le recours à l'effacement est aujourd'hui limité, les effacements de consommation devraient à terme participer efficacement à l'ensemble des maillons de la chaîne du système électrique, constituant un outil supplémentaire, sinon indispensable, au service de la transition énergétique.

L'article 14 de la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre précise le cadre législatif qui était nécessaire pour mettre en œuvre un régime pérenne de l'effacement. ■

schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) est nécessaire avant d'envisager une évolution de la structure du tarif d'injection sur les réseaux de distribution.

3.3. Les signaux tarifaires peuvent-ils diminuer les coûts de la transition énergétique ?

Dans une situation où les différents acteurs n'ont pas une vision d'ensemble des projets, il peut arriver que le développement de nouveaux moyens de production manque de coordination avec les investissements dans les réseaux d'électricité. La question se pose alors de la pertinence de fournir aux producteurs des signaux tarifaires qui pourraient orienter leurs décisions vers des solutions efficaces économiquement pour le système électrique dans son ensemble.

Cette problématique a été abordée dans le cadre de la consultation publique de la CRE du 6 mars 2012 sur la structure du TURPE. La CRE a en effet souhaité recueillir l'avis des acteurs sur la pertinence d'envoyer aux producteurs raccordés au réseau de transport un signal économique,

différencié géographiquement, reflétant les coûts et les bénéfices engendrés par leur localisation. Si les acteurs se sont largement exprimés sur cette question, ce qui témoigne de l'intérêt qu'ils y portent, leurs avis divergent quant à la solution la plus adéquate pour y répondre.

Lorsqu'elles alimentent directement un site de consommation, les unités de production décentralisée peuvent également permettre de diminuer les coûts de réseaux, à condition de produire au moment même où le besoin survient. Dans cette perspective, des signaux tarifaires reflétant les bénéfices de l'auto-consommation pourraient encourager son développement ainsi que le développement du stockage

La problématique des signaux tarifaires pertinents pour diminuer les coûts liés à la transition énergétique demeure une question ouverte.



Annegret Groebel,

responsable du département des relations internationales, Bundesnetzagentur

Souvent citée en exemple pour son fort développement des énergies vertes, l'Allemagne connaît les mêmes contraintes que ses voisins européens : assurer à ses habitants un approvisionnement fiable, une relative stabilité des prix de l'énergie, tout en préservant la compétitivité industrielle du pays et en respectant les objectifs climatiques fixés par l'Union européenne. Annegret Groebel apporte un éclairage sur les choix politiques opérés et leurs conséquences outre-Rhin.

L'Allemagne est en avance en termes de développement des EnR, comment cela s'explique-t-il ?

Prévu dans la loi sur les énergies renouvelables (EEG), le modèle de tarif de rachat garanti d'électricité, qui est dégressif, offre aux investisseurs des conditions stables pour une période de vingt ans. En plus de cette obligation de rachat de l'électricité produite, les gestionnaires de réseaux de transport sont également contraints de raccorder sans délai et en priorité à leur réseau les installations produisant de l'électricité à partir de sources d'EnR. Ils doivent également accepter l'injection de l'ensemble de l'électricité produite à partir d'EnR, la transporter et la distribuer sans délai et en priorité.

L'Allemagne vise une part des EnR dans la consommation finale d'énergie de 80 % en 2050. Quelles sont les difficultés posées par cette transition radicale ?

L'Allemagne a défini des objectifs concrets de long terme pour le développement des EnR. Le « concept énergétique » de 2010 a pour but d'atteindre en 2020 un quota de 35 % d'EnR dans la consommation d'électricité totale, de 50 % en 2030, de 65 % en 2040 et de 80 % en 2050. Le

taux d'EnR qui était de 17 % en 2010 s'est élevé à 23 % en 2012.

L'important développement des EnR, particulièrement dans le secteur photovoltaïque, et la baisse des prix de gros ont eu pour conséquence l'augmentation de la subvention en faveur des EnR qui était de 3,53 ct.€/kWh en 2011 pour passer à 5,277 ct.€/kWh en 2013. Pour un consommateur résidentiel ayant une consommation annuelle de 3 500 kWh, cela implique un surcoût de 18,70 € par an (hors TVA).

Sur la base de ces données, la discussion sur l'intégration des EnR dans les réseaux et sur les marchés en Allemagne est très vive. Le développement et l'intégration des EnR demeurent un challenge très important pour les réseaux électriques.

Comment les compétences du régulateur allemand ont-elles évolué ?

Afin de permettre un développement rapide et massif des réseaux électriques, plusieurs dispositions légales récentes ont attribué de nombreuses compétences au régulateur en la matière. Ces compétences sont notamment contenues dans la loi qui permet d'accélérer la construction des lignes électriques : la « Netzausbaubeschleunigungsgesetz » (NABEG) entrée en vigueur en 2011.

Cette loi a été adoptée suite au virage énergétique (sortie du nucléaire) décidé par le gouvernement et doit permettre de renforcer ou de construire des lignes électriques afin de faciliter l'intégration de la production électrique renouvelable.

La Bundesnetzagentur est dorénavant responsable des procédures en matière d'environnement et d'autorisation de construction des lignes électriques. Elle définit en collaboration avec les opérateurs l'architecture du plan de développement des réseaux. Afin de mener à bien cette nouvelle tâche, la Bundesnetzagentur emploie près de 240 personnes (juristes, ingénieurs, urbanistes, biologistes, etc.).

Malgré l'arrêt du nucléaire, l'Allemagne parviendra-t-elle à maintenir ses objectifs de réduction d'émissions de CO₂ ?

L'Allemagne envisage une réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2020 et de 80 à 95 % à l'horizon 2050 et parviendra à atteindre ses objectifs.

En 2011, une réduction totale de 26,4 % d'émissions de gaz à effet de serre a déjà été atteinte. Dans le secteur énergétique, qui est une des sources principales d'émissions de gaz en Allemagne (près de 80 %), les nouvelles sources d'énergie renouvelables ont contribué de manière très positive à cette réduction.

Il faut toutefois noter que les émissions de gaz à effet de serre ont augmenté de 2 % entre 2011 et 2012 du fait de la production d'électricité basée sur le charbon. ■

diffus, qui apparaissent comme des vecteurs de la réussite d'une transition énergétique économiquement maîtrisée.

En tout état de cause, la problématique des signaux tarifaires pertinents pour diminuer les coûts liés à la transition énergétique demeure une question ouverte sur laquelle la CRE continuera de travailler dans les années à venir. ■



COÛT DE L'ÉNERGIE, MAÎTRISE DE LA DEMANDE ET LUTTE CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE

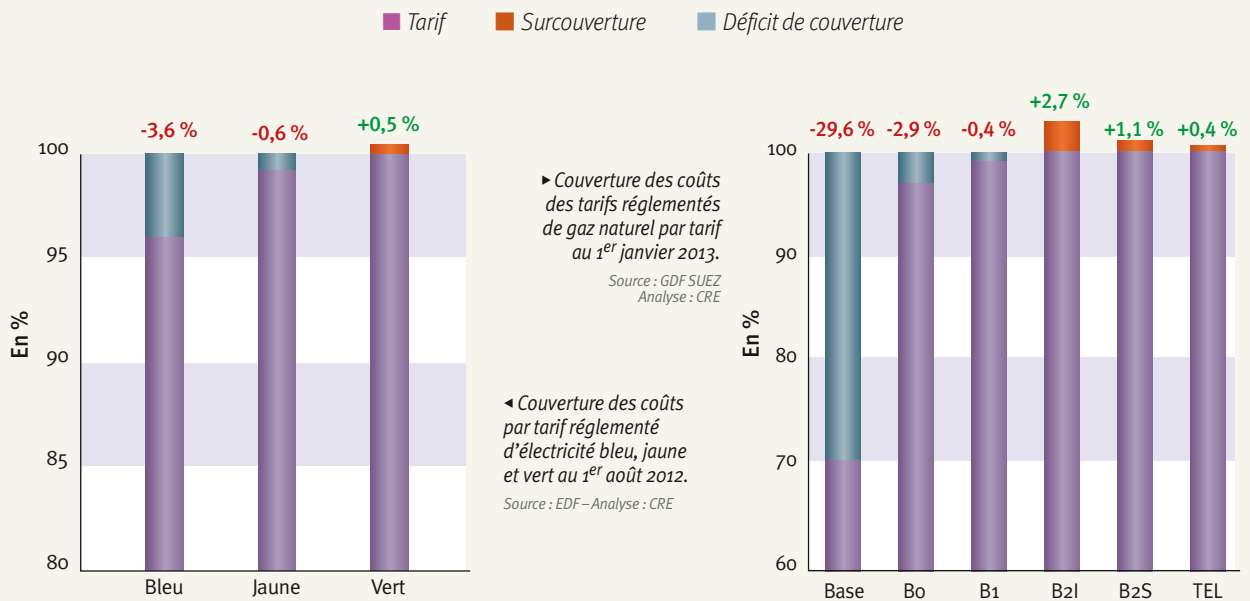
LE DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, LES INVESTISSEMENTS MASSIFS REQUIS SUR LES RÉSEAUX ET LES COÛTS DES TRAVAUX POUR LE DÉVELOPPEMENT ET L'ENTRETIEN DU PARC NUCLÉAIRE FONT ENTREVOIR UNE HAUSSE DURABLE DES PRIX DE L'ÉNERGIE. C'EST UN SUJET DE PRÉOCCUPATION MAJEUR DES FRANÇAIS. ON COMPTE 3,8 MILLIONS DE FOYERS QUI CONSACRENT PLUS DE 10 % DE LEUR BUDGET À LEURS DÉPENSES D'ÉNERGIE ET QUI SONT EN SITUATION DE PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE. LA MISE EN ŒUVRE DE MESURES DE MAÎTRISE DE LA DEMANDE ET D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE CONSTITUE LE PRINCIPAL LEVIER DE RÉDUCTION DE LA FACTURE DES CONSOMMATEURS.

11 %

Sur le marché du gaz en 2012, l'offre la moins chère a été en moyenne inférieure de 11 % au tarif réglementé de vente pour un client qui utilise le gaz pour le chauffage, soit une économie d'environ 125 € par an.

MOTS-CLÉS

Compteur évolué
Sobriété énergétique
Tarifs sociaux



1. LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE L'ÉLECTRICITÉ POUR LES MÉNAGES POURRAIENT AUGMENTER DE 30 % D'ICI 2017

Dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'énergie, la CRE prévoit une augmentation sensible des prix de l'électricité pour tous les consommateurs dans les cinq prochaines années, toutes choses égales par ailleurs. Selon ses projections, la hausse entre 2012 et 2017 de la facture moyenne hors taxes d'un client au tarif bleu (réservé aux particuliers et aux petits professionnels), à consommation égale, atteint 28,2 % en euros courants, dont 10,4 % d'inflation et contribution au service public de l'électricité (CSPE) incluse, ce qui représente environ 5,1 % par an.

Cet exercice est fondé sur le principe d'empilement des coûts prévu par la loi et sur des hypothèses d'évolution des coûts à couvrir.

Pour évaluer le coût du complément d'approvisionnement en électricité à réaliser sur le marché de gros, la CRE se fonde sur le prix moyen pondéré des volumes des cotations du produit calendaire 2013 sur les bourses et en OTC de 2010 à 2012. Elle fait pour les années suivantes l'hypothèse d'une évolution à l'inflation +1 %

(soit 3 % de hausse annuelle). La CRE fait en outre l'hypothèse d'une évolution des coûts commerciaux dont la hausse pèse pour moins de 1 % sur les 28,2 % de hausse globale et un niveau de frais complémentaires¹ d'environ 2 €/MWh pour les petits consommateurs. Est prise en compte une inflation de 2 % par an.

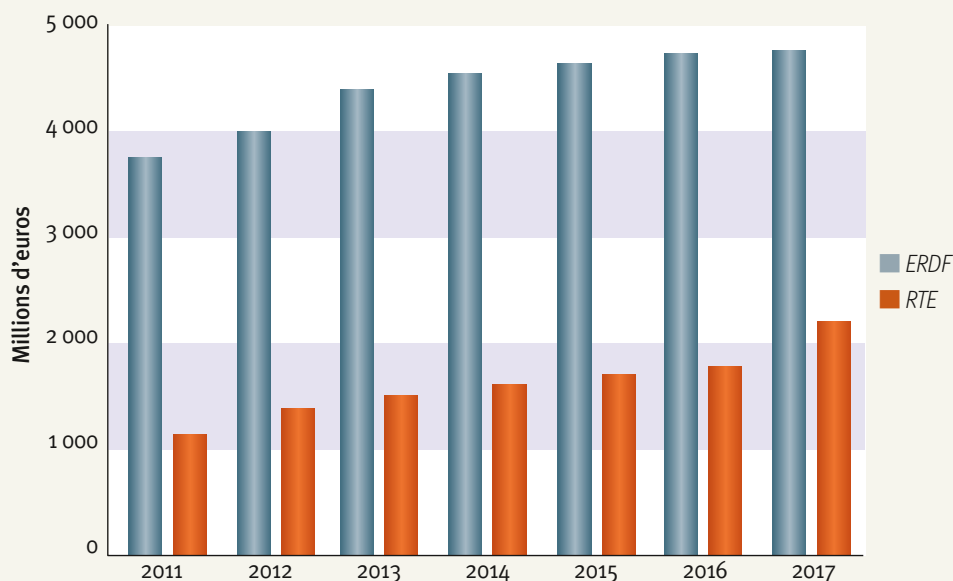
Les principales hypothèses d'évolution des coûts à couvrir (TURPE, ARENH et CSPE) sont détaillées ci-après.

1.1. Les gestionnaires de réseaux devront faire face à la poursuite de la croissance des investissements

Les réseaux entrent dans une période de haut de cycle d'investissements

Les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité nécessitent d'importants travaux pour mener à bien l'intégration des marchés, le raccordement des nouveaux moyens de production, le renforcement des zones de fragilité électrique et le renouvellement du réseau. La hausse des montants d'investissements,

¹ – Les frais complémentaires correspondent principalement aux coûts des écarts (qu'un fournisseur doit payer pour compenser les incertitudes de consommation de son portefeuille qui pèsent sur l'équilibre offre-demande) et aux divers frais d'accès au marché.



◀ Investissements prévisionnels de RTE et d'ERDF (y compris remises d'ouvrages).

Source : CRE

commencée depuis le milieu des années 2000, devrait se poursuivre dans les prochaines années.

L'impact des investissements sur les tarifs sera croissant au fil des années

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité couvrent les charges de capital des gestionnaires de réseaux, qui comportent, d'une part, les dotations aux amortissements et, d'autre part, la rémunération des actifs immobilisés (qui constituent la base d'actifs régulée). Ces charges de capital sont réparties sur toute la durée de vie des ouvrages, de sorte que l'utilisateur paie un tarif correspondant au réseau existant plutôt qu'aux seuls investissements de l'année. C'est pourquoi l'impact de la hausse des investissements sur les tarifs n'est pas entièrement immédiat, mais se fait sentir de façon cumulative dans la durée.

Au fur et à mesure de la croissance de la base d'actifs régulée, les charges de capital connaissent une forte croissance qui correspond, d'une part, au développement d'infrastructures nouvelles et, d'autre part, au remplacement d'ouvrages anciens, le plus souvent amortis, par des ouvrages plus coûteux en raison de l'augmentation des prix des matières premières, des changements de technologie tel que l'enfouissement ou encore

des surcoûts d'insertion liés à l'acceptabilité sociale des ouvrages.

Par ailleurs, les investissements de développement s'accompagnent nécessairement d'une croissance des charges d'exploitation et de maintenance correspondant aux nouveaux ouvrages créés.

La stabilisation de la demande d'électricité, si elle se prolonge, impliquera une croissance du TURPE unitaire en euros constants

Lors du dernier grand cycle d'investissements du secteur électrique des années 1970-1980, les tarifs unitaires ont peu évolué en monnaie constante car la croissance de la demande compensait l'augmentation des charges à couvrir.

Actuellement, la croissance des soutirages est très limitée en raison des effets de la crise économique sur la demande industrielle, que ne compense pas la hausse de la consommation des secteurs domestique et tertiaire. Par ailleurs, la diversification des énergies de chauffage et les actions d'efficacité énergétique conduiront à modérer la hausse de la demande d'électricité.

Un effet de ciseau devrait en résulter : lors des prochaines années, la hausse des charges de capital des gestionnaires de réseaux sera, selon toute probabilité, supérieure à la croissance des soutirages des utilisateurs. Le TURPE unitaire est par conséquent appelé à progresser en euros constants.



Les investissements de maintenance et de prolongation de la durée d'autorisation d'exploitation des centrales nucléaires seront pris en compte dans le prix de l'ARENH à mesure qu'ils seront engagés par EDF, sur la base d'une prévision et de sa correction ex post.

◀ *Travaux sur le stator de la tranche 1 du CNPE du Tricastin lors de la visite décennale de juin 2009.*

© EDF – C. Helsly

▶ *Travail des équipes du SIR (Service inspection réglementation) sur tous les matériels sous pression, ici sur la pince à vapeur, CNPE de Penly.*

© EDF – P. Eranian

1.2. Le prix de l'ARENH sera un élément déterminant de l'évolution des tarifs

Créé par la loi NOME, l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) est un droit pour les fournisseurs d'acheter de l'électricité à EDF, pour des volumes déterminés par la CRE et à un prix régulé. Pendant une période transitoire qui s'achèvera le 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. Au-delà de cette date, les ministres arrêteront ce prix sur proposition de la CRE.

Le code de l'énergie prévoit qu'afin d'assurer une juste rémunération à EDF, le prix de l'ARENH doit être représentatif des conditions économiques de la production d'électricité de ses centrales nucléaires historiques sur la durée du dispositif. Un décret en Conseil d'État doit préciser les conditions dans lesquelles est fixé le prix de l'ARENH.

Ce texte n'ayant pas été publié à la date de sa délibération, la CRE a dû, pour rendre son avis du 5 mai 2011 sur le prix de 42 €/MWh envisagé au 1^{er} janvier 2012, établir la méthode d'identification et de comptabilisation des coûts qu'elle estimait pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique.

Cette méthode de calcul repose sur la prise en compte :

- des **capitaux immobilisés dans le parc nucléaire d'EDF**, qui seront remboursés et rémunérés 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 seront constatées, sur la base d'une prévision et d'une 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 seront engagés par EDF, sur la base d'une prévision et de sa correction ex post.

42
€/MWh

la CRE a retenu comme hypothèse de travail un prix de l'ARENH stable à 42 €/MWh jusqu'en 2013 inclus et une augmentation à hauteur de l'inflation à partir de 2014.



Cette méthode, appliquée à l'époque sur des données transmises par EDF, avait conduit la CRE à situer le prix de l'ARENH dans une fourchette de 36 €/MWh à 39 €/MWh. Le prix plus élevé de 42 €/MWh finalement établi a été justifié par le gouvernement par la prise en compte anticipée des investissements nécessaires au renforcement de la sûreté des centrales nucléaires à la suite de l'accident de Fukushima, que la CRE n'était pas en mesure d'apprécier et dont elle avait indiqué qu'ils devaient être pris en compte au fur et à mesure de leur engagement.

Le rapport de la Cour des comptes sur les coûts de la filière électronucléaire, publié le 31 janvier 2012, et le rapport de l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN), publié le 3 janvier de la même année, apportent des éclairages sur ces questions, qui devraient être pris en compte dans le prochain prix de l'ARENH et dans le décret à paraître.

Dans l'attente de la publication de ce texte et afin de pouvoir mener des calculs prospectifs sur l'évolution des prix de l'électricité en France, la CRE a retenu comme hypothèse de travail un prix de l'ARENH stable à 42 €/MWh jusqu'en 2013 inclus et en augmentation à hauteur de l'inflation à partir de 2014.

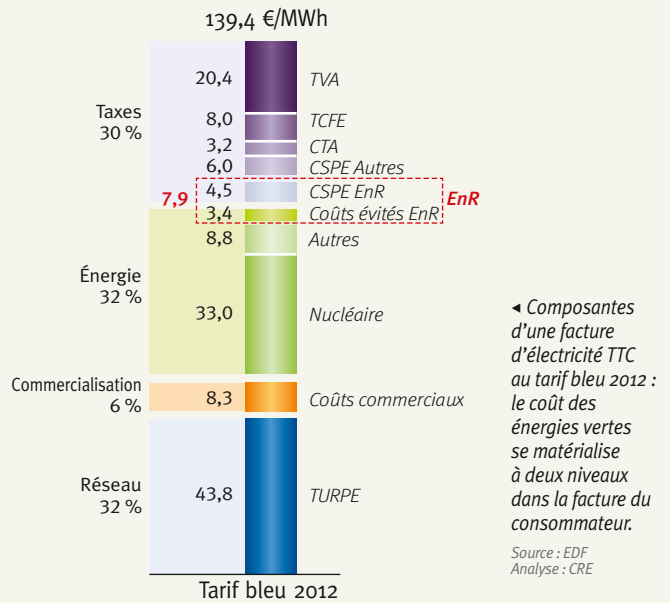
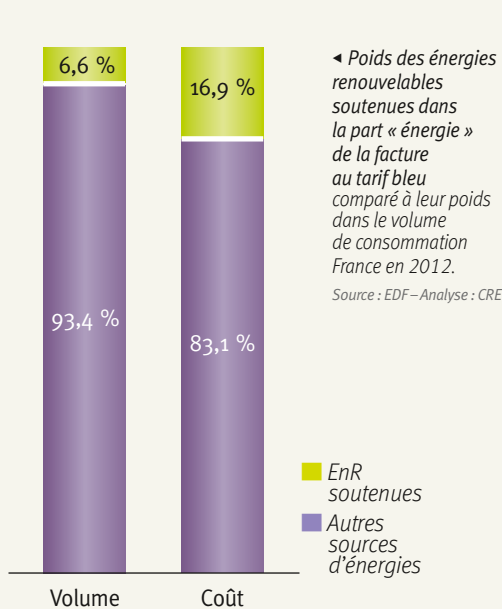
Les variations du prix de l'ARENH ont une influence sur le niveau de la part énergie des offres de fourniture aux clients finals. L'effet est néanmoins

Les variations du prix de l'ARENH influent sur le niveau de la part énergie des offres de fourniture aux clients finals.

sensiblement différent selon les catégories de consommateurs. En effet, le droit théorique ARENH dont peut bénéficier un fournisseur dépend de la consommation² de ses clients pendant certaines heures déterminées de l'année. Avec l'électricité achetée à EDF au prix de l'ARENH, les fournisseurs doivent pouvoir couvrir une part de la consommation de leurs clients équivalente à la part que couvre la production nucléaire dans la consommation française totale. À titre d'exemple, pour l'année 2013, la part énergie de la facture d'un client de type résidentiel sera constituée d'ARENH³ à hauteur d'environ 80 %, et celle d'un client industriel d'environ 90 %.

² – Modalités de calcul définies par l'arrêté du 17 mai 2011 relatif au calcul des droits à l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

³ – Taux d'ARENH défini comme le rapport du volume d'ARENH que permet d'obtenir la courbe de charge du client, déterminé à partir de la méthode définie par les textes réglementaires et de sa consommation totale. Il permet de définir le volume d'électricité approvisionné à l'ARENH pour un profil de consommation donné.



1.3. L'effort en faveur du développement des énergies renouvelables sera plus intense

Le surcoût lié aux énergies renouvelables en France métropolitaine pourrait être multiplié par 1,5 à l'horizon 2017

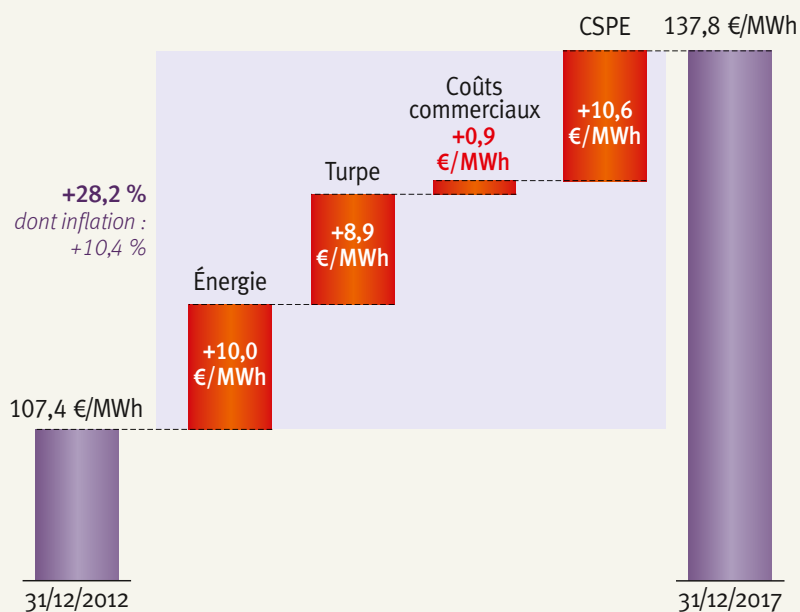
Les énergies renouvelables (EnR) bénéficiant d'un dispositif de soutien financier correspondent à des filières de production d'électricité dont le niveau de maturité ne permet pas encore d'atteindre le seuil de rentabilité économique reflété par les prix de marché de gros de l'électricité. Le soutien à ces énergies passe principalement par un mécanisme d'obligation d'achat par les fournisseurs historiques (EDF, les entreprises locales de distribution et électricité de Mayotte, cf. p. 98). Cette obligation d'achat entraîne des charges pour ces opérateurs, compensées par le biais de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). En effet, ces achats obligés sont faits à un prix supérieur à celui du marché de gros (prix de marché pondéré) sur lequel les fournisseurs auraient pu s'approvisionner s'ils n'étaient pas soumis à l'obligation d'achat. Le calcul des charges de CSPE, par différence entre les tarifs de l'obligation d'achat et les prix du marché de gros, est très sensible à l'évolution des prix de marché.

Les calculs effectués en octobre 2012 par la CRE ont fait apparaître que les charges prévisionnelles dues aux EnR en métropole en 2013 représentent au total 2,8 Md€, soit plus de deux fois les charges effectivement constatées en 2011 (1,3 Md€).

Par ailleurs, la CRE s'est livrée à une prévision des charges dues aux EnR en métropole à l'horizon 2017. Le scénario de développement du parc de production vert prend en compte le rythme de croissance actuel des filières et l'expérience de la CRE en matière d'appels d'offres.

Dans un contexte actuel très incertain sur l'évolution des prix du pétrole et du gaz, qui influent sur le prix de marché de gros de l'électricité, l'hypothèse retenue d'évolution des prix de marché est de 3 % par an. Le prix de marché moyen pondéré atteindrait ainsi en 2017 la valeur de 60,89 €/MWh.

Au total, dans le scénario étudié, les charges annuelles dues aux énergies renouvelables s'élèveraient en 2017 à 4,1 Md€, soit 1,5 fois plus que les charges prévues pour 2013. Ce surcoût est principalement imputable au très fort développement de la filière photovoltaïque (55 % des charges) pour laquelle l'écart entre les tarifs d'achat et le prix de marché est le plus considérable (le tarif d'achat moyen est estimé à 378 €/MWh en 2017) et, dans une moindre mesure, aux filières éolienne (17 %) et biomasse (20 %).



◀ Évolution prévisionnelle à 2017 du tarif bleu, CSPE incluse, en euros courants. L'estimation d'augmentation du TURPE de +8,9 €/MWh présentée dans ce graphique a été effectuée avant l'arrêt du Conseil d'État du 28 novembre 2012 annulant TURPE 3. Pour TURPE 4, la méthodologie de calcul des charges de capital est susceptible d'évoluer.
Analyse : CRE

Les énergies renouvelables bénéficiant d'un dispositif de soutien représentent 17 % de la part énergie de la facture en 2012

Le coût des énergies vertes se matérialise à deux niveaux dans la facture du consommateur. Il s'acquitte, d'une part, du tarif correspondant aux volumes d'électricité produits par les EnR et rachetés par EDF, valorisés au prix du marché de gros (ce sont les « coûts évités », l'achat de cette énergie évitant à EDF l'achat d'un volume d'électricité équivalent sur le marché de gros) et d'autre part, de la CSPE, dont une fraction finance le surcoût des EnR soutenues.

Pour les industriels, l'impact de la CSPE est souvent minoré, parce qu'ils bénéficient sous certaines conditions d'exonérations partielles (plafonnement de la CSPE à 569 418 € par site ou à 0,5 % de la valeur ajoutée pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an). Le coût des EnR a représenté 13 % de la part énergie de la facture d'un client moyen au tarif bleu (destiné aux clients résidentiels et petits professionnels) en 2011 alors même que le volume d'électricité produit par les énergies renouvelables soutenues ne représente que 5,2 % de la consommation totale en France. En 2012, ce chiffre atteint 17 % de la part énergie pour 6,6 % de la consommation totale en France.

De fin 2012 à 2017, pour un client moyen au tarif bleu, la hausse de la CSPE représentera 35 % de la hausse totale de la facture hors taxe (CSPE comprise).

2. LES PRIX DE VENTE DU GAZ DEVRAIENT PROFITER D'UN CONTEXTE DE MARCHÉ FAVORABLE

2.1. La formule tarifaire de GDF SUEZ a été modifiée

La formule qui permet de fixer les tarifs réglementés de vente sur la base d'une estimation des coûts de GDF SUEZ a une nouvelle fois été modifiée le 21 décembre 2012. Cette modification est intervenue à la suite de l'ordonnance du juge des référés du Conseil d'État du 29 novembre 2012 enjoignant au ministre de l'économie et des finances et à la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie de se prononcer à nouveau sur la fixation des tarifs réglementés de vente de gaz en distribution publique de GDF SUEZ dans un délai d'un mois à compter de la notification de cette ordonnance. L'arrêt ministériel a intégré l'accroissement de la part indexée sur les marchés de gros du gaz naturel



« Pour comparer les offres des fournisseurs d'énergie, les consommateurs peuvent consulter le site www.energie-info.fr développé par la CRE et le médiateur national de l'énergie, en collaboration avec la DGCCRF et la DGEC.

La part indexée sur les marchés de gros du gaz naturel dans les contrats de long terme de GDF SUEZ est portée à 35,6 %.

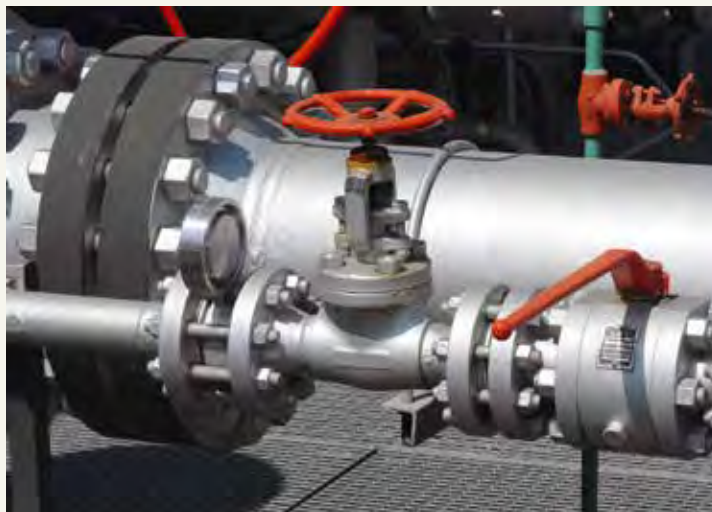
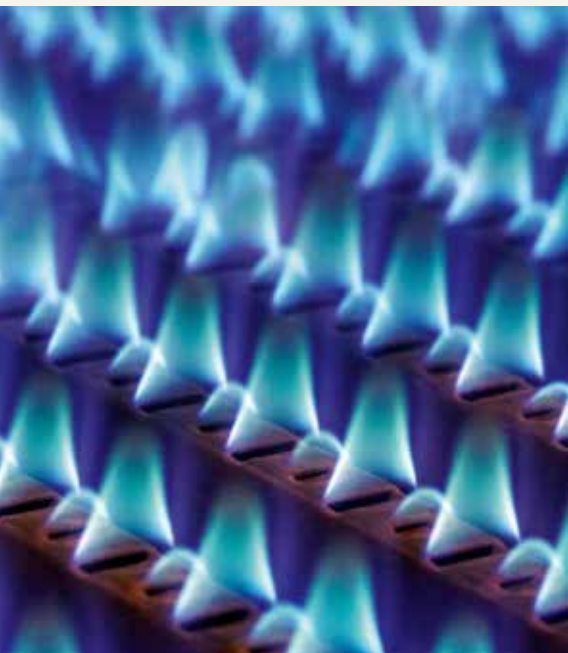
dans les contrats long terme de GDF SUEZ. Celle-ci est désormais portée à 35,6 % contre 25,9 % dans la formule en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2012. Dans son avis du 20 décembre 2012 sur le projet d'arrêt fixant les tarifs réglementés de vente de GDF SUEZ en vigueur au 1^{er} janvier 2013, la CRE, dans le délai bref qui lui était imparti, n'a pas relevé d'éléments permettant de conclure que la formule envisagée à partir du 1^{er} janvier 2013 ne fournirait pas une approximation correcte des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Elle a par ailleurs annoncé qu'elle procéderait à un examen approfondi de la formule au cours du premier trimestre 2013, afin de vérifier son adéquation aux coûts du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ. La nouvelle formule permet de faire bénéficier davantage le consommateur des prix des marchés du gaz naturel, qui restaient, en 2012, significativement inférieurs à ceux des contrats uniquement indexés sur les produits pétroliers. La CRE a

rappelé toutefois à plusieurs reprises que l'accroissement de la part d'indexation sur le marché du gaz entraîne, du fait de la volatilité des prix de marché de gros du gaz, des fluctuations plus importantes à la hausse ou à la baisse des tarifs réglementés de vente.

2.2. Certaines offres de marché proposent des prix significativement inférieurs aux tarifs réglementés

Sur le marché du gaz naturel, grâce aux conditions de marché favorables, les fournisseurs alternatifs proposent des offres dont le prix est substantiellement inférieur à celui du tarif réglementé de vente.

Par ailleurs, tout consommateur résidentiel qui choisit une offre de marché conserve le droit de revenir aux tarifs réglementés à tout instant. Sur l'année 2012, l'offre la moins chère a été en moyenne inférieure de 11 % (environ 125 € par an) au tarif réglementé de vente pour un client de type B1 (qui utilise le gaz pour le chauffage). Il faut aussi noter la commercialisation par des fournisseurs alternatifs d'offres à prix fixe qui donnent aux consommateurs une meilleure visibilité sur le prix de leur énergie. Elles n'étaient proposées, jusqu'à récemment, que par le fournisseur historique GDF SUEZ.



▲ Les hausses des tarifs d'utilisation des infrastructures de gaz restent contenues grâce aux mécanismes de régulation incitative des coûts et aux objectifs de productivité fixés par la CRE aux opérateurs. Stockage de gaz de Lussagnet.

© TIGF – É. Follet

2.3. Malgré des hausses tarifaires, les évolutions en structure et les investissements dans les infrastructures de gaz seront favorables à l'optimisation des coûts d'approvisionnement

Les tarifs fixés par la CRE en 2012 pour l'utilisation des infrastructures de gaz sont en hausse en raison d'évolutions réglementaires plus contraignantes sur le plan national (renforcement des exigences de sécurité, augmentation de la fiscalité et des charges sociales, etc.) et européen (mise en œuvre du 3^e paquet). La baisse des souscriptions de capacités et de la consommation de gaz liée à la crise économique et aux dispositifs de maîtrise de la consommation, ainsi qu'un niveau d'investissement soutenu dans les réseaux de transport ont aussi pesé sur les tarifs.

Le tarif de GrDF a ainsi augmenté de 8 % au 1^{er} juillet 2012. Ceux de GRTgaz et TIGF ont augmenté respectivement de 8,3 % et 8,1 % au 1^{er} avril 2013. Ces hausses restent contenues grâce aux mécanismes de régulation incitative des coûts et aux objectifs de productivité fixés par la CRE aux opérateurs.

Concernant les réseaux de transport, les tarifs prévoient des investissements majeurs et des évolutions de la structure qui permettront

l'émergence à moyen terme d'un marché gazier liquide en France, alimenté par six points d'accès différents : quatre points terrestres (interconnexions espagnoles à Larrau et Biriattou, belge à Taisnières, norvégienne à Dunkerque et allemande à Obergailbach) et deux points maritimes (les deux terminaux méthaniens de Fos au sud de la France et le terminal de Montoir sur la façade atlantique). La confrontation de plusieurs sources de gaz acheminé soit par gazoduc (depuis la Norvège, les Pays-Bas, le Royaume-Uni et la Russie) soit par méthaniens (depuis l'Algérie, le Nigéria, le Qatar, etc.) renforcera la sécurité d'approvisionnement de la France et fera bénéficier les consommateurs d'un meilleur prix du gaz.

Concernant les réseaux de distribution, le tarif de GrDF couvre un plan d'actions de promotion de l'usage du gaz. Ces actions, en favorisant l'acquisition de nouveaux clients sur les réseaux de distribution existants, contribueront à diminuer, à moyen terme, le coût d'acheminement pour l'ensemble des consommateurs. La CRE a mis en place une incitation financière forte pour assurer l'efficacité des actions menées par GrDF. Enfin, ces tarifs incluent des dispositifs de régulation incitative renforcés qui encouragent les opérateurs à améliorer leur qualité de service.

42% des foyers ont restreint leur chauffage durant l'hiver 2011-2012

Pour pallier les dépenses énergétiques élevées dans la part de leur budget, 42 % des foyers affirment avoir restreint leur chauffage chez eux au cours de l'hiver dernier pour ne pas avoir de factures trop élevées, les 65 ans et plus (49 %) étant particulièrement concernés par ce problème.

D'autre part, 11 % des personnes interrogées déclarent avoir rencontré des difficultés pour payer certaines factures d'électricité ou de gaz naturel.

Source : 6^e baromètre annuel Energie-Info sur l'ouverture des marchés, réalisé par le médiateur national de l'énergie et la Commission de régulation de l'énergie. Enquête réalisée par l'institut CSA du 5 au 12 septembre 2012 auprès d'un échantillon représentatif de 1503 foyers français, interrogés par téléphone. Échantillon constitué d'après la méthode des quotas (âge et profession du chef de ménage) après stratification par région et catégorie d'agglomération.

3. DANS UN CONTEXTE DE HAUSSE DES COÛTS UNITAIRES, LA MAÎTRISE DE LA DEMANDE D'ÉNERGIE ET LA LUTTE CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE SONT ESSENTIELLES

3.1. Le nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux devrait sensiblement augmenter

On appelle tarifs sociaux le tarif de première nécessité (TPN) pour les clients s'approvisionnant en électricité et le tarif spécial de solidarité (TSS) pour les clients s'approvisionnant en gaz naturel. Le mécanisme d'identification de leurs bénéficiaires potentiels a été modifié par le décret du 6 mars 2012. Réservée aux foyers dont les ressources annuelles sont inférieures ou égales au plafond ouvrant droit à la Couverture maladie universelle complémentaire (CMU-C, plafond modifié par l'arrêté du 20 décembre 2012, voir infra), l'attribution de ces tarifs spéciaux nécessitait auparavant que les ayants droit en fassent la demande en remplissant l'attestation qui leur était envoyée par les fournisseurs ou l'organisme agissant pour leur compte. Selon la nouvelle procédure, le bénéfice de ces tarifs est applicable de manière automatique à tous les bénéficiaires de la CMU-C. En outre, pour éviter

les ruptures d'attribution des tarifs sociaux aux personnes qui auraient omis de demander la reconduction de leurs droits à la CMU-C, la période de bénéfice de ces tarifs est prolongée de six mois.

Le dispositif actuel d'attribution des tarifs sociaux engendre des surcoûts de gestion importants au regard du montant des réductions consenties. Les surcoûts de gestion prévus s'élèvent à 8 % du montant des charges prévisionnelles liées au TPN et au TSS pour 2012, qui se montent à 120 M€. Les réductions annuelles consenties sont en moyenne d'environ 95 € TTC pour le TPN et 95 € TTC pour le TSS. Dans son avis du 2 février 2012, la CRE recommande qu'une réflexion soit engagée pour élaborer un mécanisme plus simple et plus efficace d'aide aux clients en situation de précarité énergétique.

Pour simplifier la procédure d'attribution du TPN, améliorer l'accessibilité de ce tarif et contribuer à l'ouverture des marchés, la CRE considère que la mise en œuvre du TPN doit être ouverte aux fournisseurs alternatifs, comme c'est le cas pour le TSS (cf. loi du 15 avril infra).

Le nouveau mécanisme d'attribution des tarifs sociaux entraîne une augmentation du nombre de clients bénéficiaires. Selon les prévisions des fournisseurs, fondées sur les premières

La précarité énergétique : comprendre pour agir

Colloque du 22 mars 2012

Le coût de l'énergie est devenu une préoccupation majeure pour les citoyens. Pour les plus bas revenus, la part du budget consacrée aux dépenses d'énergie devient une charge parfois insurmontable. La première facture impayée d'électricité ou de gaz marque souvent le basculement dans une précarité énergétique dont il s'avère difficile de sortir, malgré les dispositifs d'aides existants. Le médiateur national de l'énergie et la CRE ont souhaité confronter les regards et les solutions d'acteurs de divers horizons face à ce phénomène préoccupant à l'occasion d'un colloque à l'Assemblée nationale en partenariat avec l'Université de Paris-Dauphine et l'Association des économistes de l'énergie.

En pratique, la précarité énergétique résulte de la combinaison de trois facteurs principaux : des ménages vulnérables par la faiblesse de leurs revenus, une mauvaise performance thermique des logements et le coût de l'énergie. L'Insee a évalué à 3,8 millions le nombre de ménages dans cette situation¹, soit environ 8 millions de personnes. La hausse annoncée du prix des énergies conjuguée à la paupérisation d'une partie de la population due à la crise laisse cependant craindre une explosion du phénomène. En effet, si 25 % des ménages les plus pauvres ont deux fois plus de chance de faire partie des précaires, la précarité touche de plus en plus de classes moyennes (des personnes âgées, souvent propriétaires jusqu'aux couples biactifs qui se sont éloignés des centres-villes pour pouvoir se loger).

Les débats ont vu émerger un consensus sur le diagnostic : la précarité énergétique est aujourd'hui un sujet qui exige un traitement prioritaire. L'ouverture du marché libéralisé de l'énergie ne peut se faire sans tenir compte des personnes les plus vulnérables.

¹ – Source : Enquête Nationale Logement de l'Insee (2006).

Cependant, les tarifs réglementés de vente doivent nécessairement couvrir des coûts qui sont amenés à fortement augmenter dans les années à venir. Ce ne sont pas des tarifs sociaux. Il faut donc bien apporter des réponses spécifiques aux ménages en situation de précarité, ce qui nécessite une approche segmentée.

Or si les dispositifs d'aide vont dans le bon sens, ils s'avèrent néanmoins insuffisants. Les aides sociales (pour payer la facture) ont un effet palliatif mais ne s'inscrivent pas dans le long terme. Les aides à la rénovation de l'habitat (pour réduire la facture) sont inadaptées pour les ménages les plus fragiles qui n'ont pas les moyens de compléter les aides pour financer des travaux. En outre, même lorsqu'elles existent, les aides ne sont pas toujours utilisées de manière optimale : trop finement ciblées grâce à des fichiers de recensement des « précaires », elles peuvent inciter les plus fragiles au « non-recours » par crainte d'une stigmatisation. Ceux-ci développent en effet des stratégies pour éviter d'être identifiés par les services sociaux. Ils se privent de chauffage ou calfeutrent leurs

habitations, avec des risques pour leur santé et leur sécurité. Trop largement accordées, les aides peuvent engendrer des effets d'aubaine. Subsiste aussi la problématique du propriétaire-bailleur qui n'est pas incité à engager de lourds investissements pour faire baisser la facture de son locataire.

Deux priorités se dégagent pour améliorer l'efficacité des dispositifs existants : coordonner les acteurs locaux autour d'une procédure d'urgence à engager dès le premier impayé et avant la coupure et simplifier le système de tarification et d'aide. L'effort pourra ainsi être davantage porté sur une assistance personnalisée à ceux qui en ont le plus besoin. La solution d'un chèque énergie, proposée par le médiateur national de l'énergie et soutenue par plusieurs associations de consommateurs et ONG, n'a finalement pas été retenue dans la loi. Elle s'inscrivait dans cette logique de simplification.

D'une manière plus générale, la façon de traiter la précarité énergétique relève de choix de société. ■



La directive européenne du 25 octobre 2012 sur l'efficacité énergétique

Le 25 octobre 2012, les institutions européennes adoptaient la directive sur l'efficacité énergétique (n° 2012/27/UE). Ces nouvelles mesures ont pour objectif d'augmenter les économies d'énergie de 20 % d'ici 2020 en améliorant l'approvisionnement et l'utilisation de l'énergie au sein de l'Union européenne.

Les États membres ont jusqu'au printemps 2014 pour transposer la directive. Celle-ci prévoit notamment la mise en place d'un mécanisme contraignant les distributeurs et/ou les fournisseurs d'énergie à réaliser, d'ici 2020, une économie d'énergie correspondant en volume à 1,5 % de leurs ventes annuelles moyennes. À terme, tous les clients devront par ailleurs pouvoir accéder sans frais à des relevés et des informations relatives à la facturation indiquant précisément leur consommation réelle d'énergie. La directive fixe en outre certaines spécificités techniques auxquelles devront répondre les compteurs intelligents, dont le déploiement est prévu dans le cadre du 3^e paquet énergie. ■

7% des ménages français

Seuls 7 % des ménages français se déclarent capables d'estimer la consommation annuelle d'électricité de leur foyer.

Source : 6^e baromètre annuel Energie-Info sur l'ouverture des marchés, réalisé par le médiateur national de l'énergie et la Commission de régulation de l'énergie. Enquête réalisée par l'institut CSA du 5 au 12 septembre 2012 auprès d'un échantillon représentatif de 1 503 foyers français, interrogés par téléphone. Échantillon constitué d'après la méthode des quotas (âge et profession du chef de ménage) après stratification par région et catégorie d'agglomération.

expériences de la mise en œuvre de la nouvelle procédure, il y aura 1 442 500 foyers au TPN et 608 000 au TSS à fin 2013 contre respectivement 651 000 au TPN et 313 000 au TSS à fin 2011. À ce jour la CRE ne dispose pas d'autres données statistiques car, selon le mécanisme en vigueur, les fournisseurs ne déclarent les charges effectivement supportées qu'en mars de l'année en cours pour l'année précédente.

L'arrêté du 21 décembre 2012 a élargi le bénéfice des tarifs sociaux aux foyers dont le montant annuel des ressources est inférieur au montant ouvrant droit au bénéfice de l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé (ACS). Compte tenu du plafond donnant droit à la CMU-C en vigueur et le taux de recours à l'ACS constaté par la direction de la Sécurité sociale, le nombre de foyers bénéficiaires des tarifs sociaux est estimé à 1 992 500 pour le TPN et 828 000 pour le TSS en 2013.

Enfin, la loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre prévoit l'extension des tarifs sociaux à 4,2 millions de ménages, soit huit millions de personnes. Les clients des fournisseurs alternatifs d'électricité pourront bénéficier du tarif de première nécessité, alors que seuls les consommateurs ayant souscrit un contrat avec EDF ou une entreprise

locale de distribution y avaient accès jusqu'à présent. Elle étend la trêve hivernale des coupures d'énergie (électricité, chaleur, gaz), du 1^{er} novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, à toutes les personnes en difficulté. Les fournisseurs d'électricité, de chaleur ou de gaz signaleront à la CRE les interruptions ou les réductions de fourniture auxquelles ils procèdent, selon des modalités définies par voie réglementaire, afin de permettre un suivi de l'évolution de la précarité énergétique. Dans un délai de neuf mois à compter de la promulgation de la loi, le gouvernement devra remettre au Parlement un rapport qui portera sur la création d'un service public d'aide à la réalisation de travaux d'efficacité énergétique dans les logements résidentiels, chargé d'accompagner les consommateurs dans l'ensemble des actions qu'ils mettent en œuvre pour diminuer leur consommation d'énergie.

3.2. Maîtriser la demande d'énergie pour maîtriser la facture énergétique

Face à la hausse annoncée des prix de l'énergie, la maîtrise de la demande d'énergie (MDE) devient un enjeu crucial pour les consommateurs. La MDE passe par des modifications des comportements des consommateurs et par des investissements d'efficacité et de sobriété énergétique

Décisions du Conseil d'État sur les tarifs réglementés de vente de gaz

Le Conseil d'État a rendu deux décisions en 2012 et trois au tout début de l'année 2013 relatives aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ.

CE, 10 juillet 2012, GDF SUEZ et Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE)

Cette première décision annule l'arrêté fixant les tarifs de GDF SUEZ au 4^e trimestre 2011, parce que l'évolution prévue par l'arrêté, qui consistait en un gel pour les clients résidentiels et une hausse de 4,9 % pour les clients professionnels, ne couvrirait pas les coûts complets moyens de l'opérateur. Le Conseil d'État a également enjoint aux ministres de prendre sous deux mois un arrêté fixant rétroactivement les tarifs de GDF SUEZ sur cette période, ce qui est l'objet de l'arrêté du 1^{er} août 2012. Ce dernier prévoit une hausse de 10 % pour les clients résidentiels et de 8,8 % sur les clients professionnels, ce qui permet de couvrir les coûts de GDF SUEZ sur la 4^e trimestre 2012.

Le Conseil d'État a par ailleurs précisé qu'il

reviendra à l'avenir au gouvernement, si la formule tarifaire aboutit à des évolutions qu'il n'estime pas correctes, de modifier celle-ci. En attendant, la formule en vigueur doit être appliquée pour ne pas fausser les règles de la concurrence

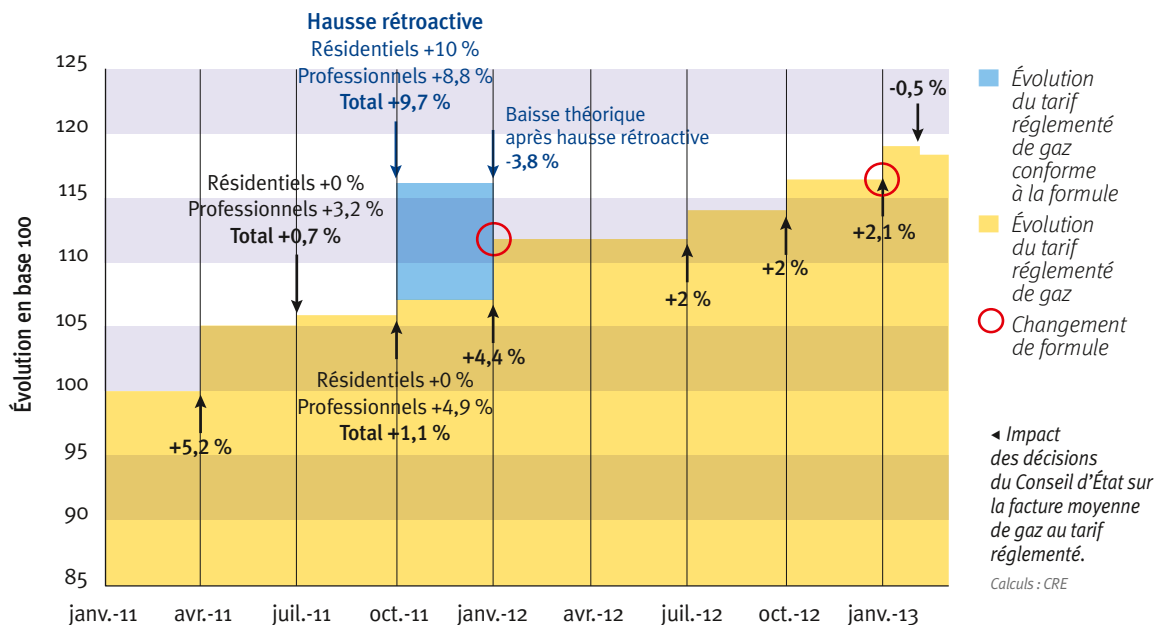
Ordonnance, 29 novembre 2012, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE)

Le juge des référés a suspendu l'exécution de l'arrêté du 26 septembre 2012 parce que ce dernier n'a pas fixé à un niveau plus élevé l'augmentation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Le Conseil d'État a également enjoint aux ministres de se prononcer à nouveau sur la fixation des tarifs de GDF SUEZ sous un mois. En réponse à cette décision, le gouvernement a pris un arrêté le 21 décembre 2012 qui a modifié la formule de calcul des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ et a lancé une réflexion sur l'évolution du cadre législatif et réglementaire pour les tarifs réglementés de vente de gaz naturel actuellement défini par le code de l'énergie

et le décret du 18 décembre 2009.

CE, 30 janvier 2013, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), GDF SUEZ – Union professionnelle des industries privées du gaz, Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE)

Dans ces trois décisions, le Conseil d'État a annulé les arrêtés du 27 juin 2011, du 18 juillet 2012 et du 26 septembre 2012 relatifs aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel fourni à partir des réseaux publics de distribution de GDF SUEZ, au motif qu'ils ne couvrent pas les coûts complets moyens de l'opérateur et que la différence entre l'évolution des tarifs et celle des coûts n'est pas justifiée par une surévaluation initiale des tarifs ou par la baisse prévisible de ces coûts. Par ailleurs, le Conseil d'État a enjoint au ministre de l'Économie et des Finances et la ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie de prendre de nouveaux arrêtés, dans le délai d'un mois à compter de la notification de la décision. ■



Les consommateurs peuvent économiser en faisant jouer la concurrence

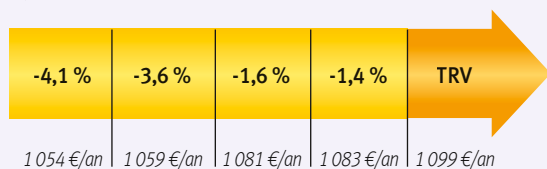
Dans sa communication « pour un bon fonctionnement du marché intérieur de l'énergie » publiée en novembre 2012, la Commission européenne rappelle que les consommateurs européens d'électricité pourraient économiser près de 13 milliards d'euros s'ils choisissaient les offres les moins chères. À cet égard, la Commission européenne rappelle que les tarifs réglementés de vente au

consommateur final augmentent la réticence de ce dernier à changer de fournisseur et ne concernent pas spécifiquement les consommateurs les plus vulnérables.

Une meilleure information sur leurs droits et les conditions de leur protection ainsi que le déploiement de systèmes intelligents permettraient en outre aux clients de maîtriser leur consommation et de moduler

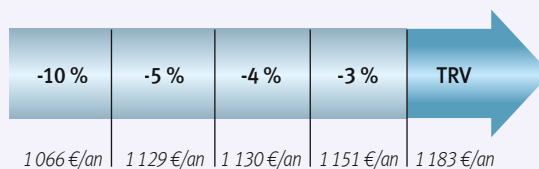
leur demande en fonction des évolutions des prix des offres des fournisseurs. Pour ce faire, une facture détaillée, la consultation de la consommation en temps réel ou encore le développement de comparateurs de prix constituent les principaux instruments proposés par la Commission européenne pour faire du consommateur un acteur éclairé du marché de l'énergie. ■

⚡ Paysage des offres de marché plus compétitives que le tarif réglementé de vente en électricité



Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :
 – de puissance souscrite de **9 kVA** ;
 – de consommation annuelle de **8 500 kWh en HP/HC**.
 Facture TTC estimée par an hors « promo »

🔥 Paysage des offres de marché plus compétitives que le tarif réglementé de vente en gaz naturel



Comparaison réalisée sur un **client résidentiel type** :
 – de consommation annuelle de **17 000 kWh (BASE)** ;
 – situé à Paris.
 Facture TTC estimée par an hors « promo »

Source : comparateur d'offres énergie-info

dans les logements qui constituent les principaux leviers d'action sur la facture. L'accès à une information plus riche et fréquente sur les consommations est un vecteur essentiel de décisions d'investissements ou de changement de comportement. Or, les index relevés actuellement deux fois par an sont un instrument de facturation et non d'information. Quand un consommateur a connaissance de sa consommation avec un différé de plusieurs mois, il est déjà trop tard pour qu'il puisse agir. Les compteurs évolués, parce qu'ils donneront à chacun la possibilité de suivre plus finement au quotidien la consommation d'électricité ou de gaz, joueront donc un rôle central dans la prise de conscience préalable à l'évolution des comportements.

Cette prise de conscience sera d'abord individuelle. En électricité, la courbe de charge mise à disposition permettra de connaître à quel moment

l'énergie est consommée. Cette plus grande lisibilité des données de consommation permettra de se fixer des objectifs de consommation de façon autonome. De nouveaux services pourront émerger autour de la maîtrise de la demande d'énergie : information en temps réel, alerte consommation, etc.

La mise en œuvre des actions de maîtrise de la demande en énergie pourra aussi s'opérer au niveau collectif. De nombreux acteurs pourraient tirer avantage de données plus précises et plus fréquentes sur les consommations agrégées de groupes de consommateurs : des collectivités locales pour mesurer la consommation d'un quartier ou évaluer un plan climat énergie territorial, des bailleurs sociaux pour évaluer des plans d'amélioration thermique ou encore les copropriétés pour connaître leurs consommations énergétiques avant d'envisager un plan de rénovation de bâtiments.

En matière de précarité énergétique, les données

Hausse de la part énergie entre 2012 et 2015 par secteur d'activité

Secteur d'activité	Hausse de la part énergie à 2015
Agriculture, sylviculture et pêche	2,5 %
Industries extractives	4,4 %
Industrie manufacturière	3,3 %
Dont :	
Métallurgie	2,7 %
Industrie chimique	2,4 %
Fabrication d'autres produits minéraux non métalliques	3,5 %
Industrie du papier et du carton	2,2 %
Industrie automobile	3,9 %
Fabrication de produits en caoutchouc et en plastique	4,7 %
Industries alimentaires	3,1 %
Fabrication de produits informatiques, électroniques et optiques	3,2 %
Fabrication de produits métalliques, à l'exception des machines et des équipements	5,1 %
Industrie pharmaceutique	3,5 %
Cokéfaction et raffinage	2,0 %
Autres industries manufacturières	4,8 %
Production et distribution d'eau ; assainissement, gestion des déchets et dépollution	3,1 %
Construction	2,3 %
Commerce ; réparation d'automobiles et de motocycles	3,4 %
Transports et entreposage	5,0 %
Hébergement et restauration	3,9 %
Information et communication	3,3 %
Activités financières et d'assurance	4,4 %
Activités immobilières	8,6 %
Activités spécialisées, scientifiques et techniques	2,8 %
Activités de services administratifs et de soutien	4,3 %
Administration publique	4,9 %
Enseignement	7,8 %
Santé humaine et action sociale	4,0 %
Arts, spectacles et activités récréatives	4,5 %
Autres activités de services	4,1 %
Activités des ménages en tant qu'employeurs ; activités indifférenciées des ménages en tant que producteurs de biens et services pour usage propre	2,5 %
Activités extraterritoriales	5,4 %

Source : Rapport 2011-2012 de la CRE sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel

Coût de l'électricité et compétitivité des entreprises

Le coût de l'électricité est un élément déterminant de la compétitivité de certains industriels. Les services de la CRE analysent actuellement la situation des industriels électro-intensifs sur le marché français de l'électricité, notamment en comparaison avec la situation des mêmes industriels outre-Rhin. L'analyse porte tout autant sur la part énergie de la facture – qui dépend pour beaucoup en France du niveau de prix de l'ARENH et pour l'essentiel en Allemagne des prix du marché de gros – que sur la part acheminement ou sur les taxes (notamment la CSPE), sur lesquelles diverses exonérations peuvent exister, qui doivent être expertisées.

Dans son rapport 2011-2012 sur le fonctionnement des marchés de détail, la CRE a analysé la facture des consommateurs professionnels en France sous plusieurs aspects : évolution des prix à attendre pour les clients aux tarifs jaunes et verts entre 2012 et 2017, analyse de l'évolution des prix lors de la transition TaRTAM/ARENH et analyse par secteur d'activité des hausses du prix de l'électricité à attendre pour les clients déjà en offre de marché en 2012.

Les évolutions prévisionnelles du niveau des prix pour les clients aux tarifs jaunes et verts entre 2012 et 2017 sont respectivement de 23,7 % (part énergie, TURPE, coûts commerciaux et CSPE) et 16 % (CSPE non prise en compte, car les exonérations existant pour certains industriels ne peuvent être estimées qu'au cas par cas). À partir de 2016, les tarifs réglementés de vente jaunes et verts n'existeront

plus. Les chiffres précédents traduisent dès lors le niveau des offres de marché dont pourront bénéficier ces clients à l'horizon 2017.

Les consommateurs industriels ayant exercé leur éligibilité avant la promulgation de la loi NOME pouvaient bénéficier d'un tarif transitoire d'ajustement dit TaRTAM. Ce dispositif est arrivé à son terme dès l'entrée en vigueur du mécanisme ARENH au 1^{er} juillet 2011. La CRE a étudié l'impact du passage d'un mécanisme à l'autre sur un panel de 18 grands consommateurs industriels totalisant 25 TWh de consommation annuelle, afin d'en évaluer les conséquences en termes de compétitivité pour ces industries. Sur ce panel, les analyses statistiques ont révélé un gain moyen de 0,4 €/MWh pour l'ensemble des consommateurs avec les conditions de marché prévalant en 2011. L'étude permet toutefois de mettre en évidence une situation contrastée entre les industriels dont la facture se réduit et ceux pour lesquels elle augmente.

Enfin, une analyse prospective des hausses du prix de l'électricité à horizon 2015 a été menée, par secteur d'activité, pour les clients déjà en offre de marché en 2012. Elle souligne les grandes disparités existant entre les consommateurs industriels en matière de perspectives d'évolution de la facture d'électricité suivant les secteurs d'activité. Les calculs ont été effectués sur l'ensemble des consommateurs professionnels télérelevés raccordés aux réseaux de RTE et d'ERDF (cf. tableau p. 131). ■

issues des compteurs évolués permettront de différencier les surconsommations qui relèvent du logement proprement dit (mauvaise isolation) de celles imputables à des comportements inadaptés. Les programmes d'accompagnement seront ainsi mieux ciblés et plus efficaces pour limiter les factures d'énergie.

Des expérimentations ont ainsi été engagées pour établir le lien entre la maîtrise de la demande et la mise à disposition des données de consommation.

Dans la région lyonnaise par exemple, l'expérimentation Watt&Moi, portée par l'office public de l'habitat Grand Lyon Habitat et ERDF met à disposition d'un panel de foyers de locataires du bailleur social leurs données de consommation obtenues grâce aux compteurs Linky sur un site Internet pédagogique sécurisé. Dans le cadre de cette expérimentation, la CRE a demandé à ERDF que le

site Web fasse apparaître clairement le caractère expérimental du projet et sa durée, ainsi qu'une mention invitant le consommateur à contacter son fournisseur pour des conseils en matière de maîtrise de la demande d'énergie. En outre, il a été demandé à ERDF de veiller à organiser une concertation avec les acteurs locaux et à réaliser un retour d'expérience régulier au sein des instances de concertation de la CRE. À l'issue de l'expérimentation, ERDF devra transmettre à la CRE un rapport présentant le déroulement et les résultats de cette expérimentation, qui fera état des échanges avec l'ensemble des parties prenantes.

Les expérimentations de compteurs gaz communicants menées en 2011 par GrDF sur des panels de consommateurs ont également montré l'intérêt de disposer d'une information plus riche sur sa consommation. Un lien a été établi entre la disponibilité d'une telle information et des changements de comportement (baisser le chauff-



Catherine Grandclément, Caroline Escoffier,
sociologues, chercheuses à EDF R&D

Les évolutions en cours du secteur de l'énergie soulèvent des questions qui ne sont pas seulement d'ordre technique. En effet, le développement

des énergies renouvelables, la transformation des réseaux en smart grids et la hausse durable du coût de l'énergie ont aussi des conséquences sociales et sociétales. Catherine Grandclément et Caroline Escoffier livrent des éléments de réflexion sur le rôle que pourrait tenir le consommateur dans ce nouveau contexte grâce aux nouveaux outils de pilotage de la demande en énergie.

Avec les réseaux intelligents, on parle désormais de « consomm'acteur ». De quoi s'agit-il ?

Le terme « consomm'acteur » vient de l'univers de la consommation engagée (agriculture biologique, commerce équitable...). Il souligne la possibilité qu'ont les consommateurs de transformer les filières de production et de commercialisation à travers leurs choix de consommation. Dans l'univers des smart grids, les capacités d'action envisagées vont rarement aussi loin. Le terme désigne les bénéfices que les consommateurs auraient à tirer du réseau électrique intelligent : informations (dont le prix) plus riches et plus fréquentes, possibilités d'intervention telles que l'effacement ou l'injection de production locale (photovoltaïque, par exemple)... Le consommateur-acteur n'a pas (encore) de contenu précis. Quel sera son degré d'initiative ? Pourra-t-il intervenir sur le réseau en fonction d'une information sur son état ou se contentera-t-il de répondre à un signal prix ? Pourra-t-il s'effacer, stocker, produire, auto-consommer, intervenir sur les choix énergétiques ? Et pourra-t-il contribuer à définir le nouveau rôle qu'on lui prête ?

L'information n'est-elle pas fondamentale pour rendre les consommateurs davantage acteurs de leur consommation ?

L'intégration de nouvelles technologies de l'information et de communication au sein du réseau électrique ouvre des perspectives fabuleuses. En matière d'information sur les consommations, il y a effectivement beaucoup à gagner par rapport à la situation actuelle. Toutefois, la capacité d'agir dépend de beaucoup d'autres facteurs que la simple présence d'information. L'ergonomie de l'information et la nature des équipements, notamment, seront cruciales. On dit souvent qu'il faut responsabiliser les consommateurs mais aujourd'hui, ceux-ci ne sont pas irresponsables ! La demande en énergie résulte d'un agencement complexe où lois et régulation, infrastructures, villes et bâtiments, marchés et prix, modes de vie, composition, revenu, équipements et habitudes du ménage jouent un rôle. La maîtrise de la demande est une responsabilité collective que tous les acteurs, y compris les consommateurs mais pas seulement eux, doivent prendre et partager.

Les réseaux intelligents font l'objet d'expérimentations que vous avez évoquées lors du forum « Consom'acteur » organisé par la CRE en avril 2012. Quels enseignements en tire-t-on en matière de maîtrise de la demande en énergie ?

L'expérimentation Premio à Lambesc (PACA) a bien mis en évidence les multiples objectifs qui peuvent être poursuivis via le réseau intelligent : gestion du réseau au niveau local ou national, limitation des émissions de CO₂, optimisation économique, etc. Dans tous les cas, l'apport du réseau intelligent, c'est davantage de flexibilité, une vertu majeure quand on veut développer les énergies intermittentes. Cette flexibilité peut contribuer à certains objectifs de MDE en déplaçant des consommations à des moments plus vertueux du point de vue de la production et du réseau. Mais flexibilité ne signifie pas réduction de consommation. Certains particuliers participant à ces expérimentations remarquent vite que piloter la demande suppose de nouveaux appareils qui consomment et qu'effacer des consommations suppose qu'il existe, à un instant T, des consommations superflues. En dépit de réelles promesses, le réseau intelligent n'apportera pas seul la solution au défi énergétique : les autres outils de MDE, l'efficacité énergétique notamment, gardent toute leur actualité. ■

fage) ou des projets d'investissement (changer une chaudière) positifs en termes de sobriété et d'efficacité énergétique.

L'accès aux données nécessitera de construire des procédures robustes pour que les consommateurs les récupèrent, les utilisent et les transmettent aux acteurs de leur choix. Les groupes de travail de la CRE ont déjà engagé les travaux pour établir un système efficace.

Néanmoins, quelles que soient les performances

du système de comptage et la richesse des données, les compteurs évolués ne sont pas directement source d'économies d'énergie. Ils sont en revanche un outil incontournable au service de la maîtrise de la demande en énergie. Une politique publique ambitieuse de sensibilisation et d'incitation à la sobriété énergétique sera nécessaire au moment du déploiement des compteurs évolués et dans les années qui suivront. ■

ANNEXES

Les rapports thématiques de la CRE en 2012	135
Les principales délibérations de la CRE en 2012	139
Les principales décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) en 2012	152
Glossaire	156
Sigles	164
Sommaire détaillé	166

Les rapports thématiques de la CRE en 2012



RAPPORT SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ, DU CO₂ ET DU GAZ NATUREL

Pourquoi ce rapport ?

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros, la CRE s'assure que les prix sur les marchés de gros de l'énergie sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques de ces marchés. Elle rend compte dans un rapport annuel de ses investigations menées sur des comportements d'acteurs ou à l'occasion d'événements de marché.

Conclusions

La CRE a publié en novembre 2012 son cinquième rapport annuel de surveillance des marchés de l'énergie. Il présente et analyse les évolutions des marchés de gros en France en 2011 et au premier semestre 2012 pour l'électricité, le gaz et le CO₂ et inclue l'analyse des pics de prix qui ont eu lieu sur les marchés de l'électricité et du gaz lors de la vague de froid de février 2012.

Sur le marché de l'électricité, le prix spot s'est légèrement accru en moyenne en 2011 (+3 % par rapport à 2010). Le prix du produit à un an a augmenté à la suite du moratoire allemand sur l'énergie nucléaire avant de diminuer progressivement au cours de la deuxième moitié de l'année. L'annonce du moratoire a par ailleurs entraîné une inversion du différentiel de prix avec l'Allemagne, les

prix allemands devenant plus chers jusqu'en février 2012. Sur le marché du gaz, l'offre de GNL en Europe a nettement diminué en raison des arbitrages avec le marché asiatique où la demande a fortement augmenté à la suite de l'accident de Fukushima, le gaz se substituant au nucléaire dans la production d'électricité. Les prix du gaz ont grimpé en moyenne en 2011 (+30 % par rapport à 2010) mais leur progression est restée inférieure à celle des produits pétroliers sur lesquels les contrats d'approvisionnement de long terme sont indexés. La déconnexion entre les prix sur le marché de gros du gaz d'une part et les prix du pétrole et de ses dérivés d'autre part s'est ainsi à nouveau creusée à partir du deuxième semestre 2011.

Au premier semestre 2012, le développement des marchés de gros de l'électricité et du gaz marque le pas, avec un fort recul des volumes négociés sur les marchés à terme notamment. La vague de froid de février 2012 a par ailleurs entraîné des pics de prix sur les marchés spot de l'électricité et du gaz. Enfin, sur le marché du CO₂, le prix du quota EUA a baissé de 10 % en 2011 par rapport à 2010 et a atteint 7 €/t fin juin 2012, dans un contexte d'excès d'offre de quotas. Étant donné les niveaux de prix relatifs du charbon et du gaz, la faiblesse du prix du quota incite les industriels européens à produire de l'électricité à partir du charbon malgré l'avantage comparatif de la filière gaz en termes d'émissions de CO₂.



RAPPORT SUR LE FONCTIONNEMENT DES MARCHÉS DE DÉTAIL FRANÇAIS DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ NATUREL

Pourquoi ce rapport ?

La CRE surveille le bon fonctionnement et la transparence des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel qui voient aujourd'hui se côtoyer des offres au tarif réglementé de vente, dont le prix est fixé par le Gouvernement, et des offres de marché proposées par les opérateurs historiques et les nouveaux fournisseurs alternatifs. Au-delà de son observatoire trimestriel, qui suit divers indicateurs du progrès de l'ouverture des marchés, la CRE présente dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel un panorama exhaustif du développement de la concurrence, des conditions économiques d'accès aux marchés des différents acteurs, ainsi que des analyses prospectives, notamment en matière d'évolution des prix des tarifs réglementés et des offres de marché.

Conclusions

Le premier rapport de la CRE sur le marché de détail français de l'électricité et du gaz naturel couvre l'année 2011 et l'année 2012 pour certaines analyses.

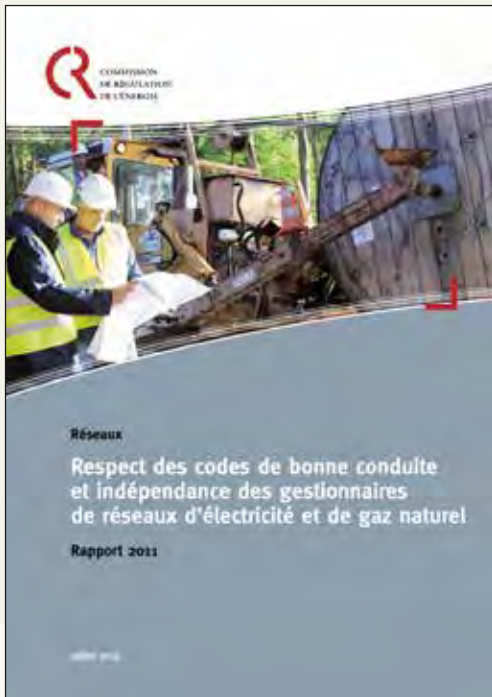
Il fait apparaître un développement de la concurrence en demi-teinte sur le marché de détail de l'électricité. Au 30 septembre 2012, un tiers de la consommation nationale est fourni en offre de marché. Bien que la concurrence se développe significativement sur le segment des plus grands consommateurs, elle reste faible pour les clients domestiques, dont plus de 90 % restent au tarif réglementé de vente chez leur fournisseur historique. Pour le gaz naturel, l'ouverture à la concurrence est nettement plus avancée. Au 30 septembre 2012, près des deux-tiers de la consommation nationale sont fournis en offre de marché. Il existe néanmoins un déséquilibre similaire à l'électricité entre les grands sites professionnels et les petits sites de consommation.

Il est difficile pour les fournisseurs alternatifs de proposer sur le marché de détail, à l'aval, des offres compétitives vis-à-vis du tarif réglementé. Aujourd'hui, la structure et les niveaux de prix des tarifs réglementés de vente (en deçà pour une grande partie d'entre eux des coûts de l'opérateur historique) restreignent le périmètre de développement des fournisseurs alternatifs. Malgré cela et grâce notamment à des prix de l'électricité et du gaz naturel sur les marchés relativement modérés, certains d'entre eux proposent des offres plus intéressantes que le tarif réglementé. L'exercice de la concurrence présente donc un réel intérêt économique pour les consommateurs.

Les fournisseurs alternatifs alimentent leurs clients en s'approvisionnant, à l'amont, d'une part via l'ARENH et d'autre part via un complément acheté sur le marché de gros. Ces conditions restreignent la création d'offres innovantes et compétitives face au tarif réglementé. Elles démontrent aussi la nécessité de développer la concurrence sur les moyens de production afin de permettre l'émergence de fournisseurs alternatifs intégrés (production et fourniture) à l'image de l'opérateur historique.

Sur la base de ses analyses, la CRE propose des mesures pour favoriser le bon fonctionnement et la transparence des marchés de détail :

- une meilleure information des consommateurs sur le rôle des acteurs du marché est nécessaire ;
- des mouvements en structure et en niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz sont nécessaires ;
- les tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les gros consommateurs (à partir du tarif B2S) devraient être supprimés.



RAPPORT SUR LE RESPECT DES CODES DE BONNE CONDUITE ET L'INDÉPENDANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

Pourquoi ce rapport ?

Les gestionnaires de réseaux de distribution et de transport d'électricité et de gaz naturel sont des opérateurs régulés qui assurent des missions de service public au bénéfice des utilisateurs des réseaux et des consommateurs qu'ils desservent. Le droit européen et le droit français leur imposent, en conséquence, des obligations d'indépendance vis-à-vis de leur maison mère et de non-discrimination selon le fournisseur choisi ou l'utilisateur qui souhaite accéder au réseau. La CRE rend compte dans ce rapport de son évaluation du respect des codes de bonne conduite mis en œuvre par chaque gestionnaire de réseau pour satisfaire à ces obligations.

Conclusions

Dans son septième rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel publié en juin 2012, la CRE a constaté le manque de notoriété des distributeurs (gestionnaires de réseaux de distribution)

qui entretient une confusion regrettable dans l'esprit des consommateurs. Ceux-ci ignorent l'existence des distributeurs. La plupart d'entre eux confondent leurs missions de service public avec celles des fournisseurs.

Dans le cadre de son rapport, la CRE a mené une enquête téléphonique « client mystère » auprès des distributeurs pour vérifier les progrès accomplis dans leurs réponses aux consommateurs. Pour la plupart, le taux de réponses objectives qui n'avantagent aucun fournisseur en particulier atteint 100 %, ce qui est très satisfaisant. Cependant, les réponses apportées aux consommateurs manquent de clarté et de précision. En moyenne, 40 % des réponses sont floues ou incomplètes. Enfin, les résultats de l'enquête montrent que, pour la plupart, les distributeurs n'indiquent pas spontanément aux clients qu'ils ont le choix entre plusieurs fournisseurs.

La distinction entre les identités visuelles et dénominations des maisons mères, fournisseurs historiques et celles des distributeurs reste au centre des préoccupations de la CRE. Elle souhaite que l'indépendance des distributeurs soit renforcée.

La proximité de l'identité sociale et du logo du distributeur d'électricité ERDF avec ceux du fournisseur EDF entretient une certaine confusion. Pour le distributeur de gaz GrDF, seule l'identité sociale reste un facteur de confusion avec celle du fournisseur GDF SUEZ. La CRE a demandé à ERDF et à GrDF de lui transmettre un plan d'actions pour se mettre en conformité avec le code de l'énergie en vue de la disparition complète de ces facteurs de confusion. Sur les factures, la CRE demande que le numéro de téléphone de dépannage soit accompagné du nom du distributeur afin que le consommateur identifie clairement l'entité qui doit rétablir son alimentation en électricité ou en gaz.



RAPPORT SUR LA RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE GAZ NATUREL ET D'ERDF

Pourquoi ce rapport ?

La CRE assure un suivi de la performance des opérateurs en termes de qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux. Elle procède à l'analyse d'indicateurs chiffrés élaborés en 2008. Les plus importants pour le bon fonctionnement du marché font l'objet d'une incitation financière, bonus ou malus, qui dépend de l'atteinte d'objectifs fixés par la CRE.

Conclusions

Le troisième rapport de la CRE sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF a été publié en mai 2012. Il dresse le bilan de la période allant du 1^{er} juillet 2010 au 30 juin 2011 et met l'accent sur deux processus clés :

- celui contribuant à une facturation fiable des consommateurs finals pour les GRD de gaz naturel ;
- le raccordement des énergies renouvelables pour ERDF.

En gaz, la CRE constate une forte amélioration de la qualité de service depuis la mise en place du mécanisme en 2008, d'autant plus significative que les objectifs ont été progressivement durcis. La performance des processus et des outils mis en place par les GRD de gaz naturel pour permettre une facturation fiable des clients finals est bonne. Un axe d'amélioration subsiste néanmoins sur la qualité des données de comptage.

En électricité, la CRE observe le maintien d'un bon niveau de qualité de service dans la continuité des résultats de la période 2009-2010 à l'exclusion du cas particulier des raccordements. Dans ce domaine, les résultats obtenus conduisent la CRE à envisager de renforcer la régulation incitative pour amener ERDF à accentuer ses efforts sur les délais d'envoi des propositions de raccordement et les délais de réalisation des travaux de raccordement.

Les travaux menés dans le cadre de l'élaboration du tarif ATRD4 de GrDF ont pris en compte ces conclusions. Elles seront également utilisées par la CRE pour ERDF dans le cadre des travaux tarifaires TURPE 4, pour les entreprises locales de distribution (ELD) de gaz naturel pour l'élaboration de leur tarif ATRD4, ainsi que pour GRTgaz et TIGF pour la définition du futur tarif ATRT5. ■

Les principales délibérations de la CRE en 2012

20 décembre 2012

Avis sur le projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF SUEZ

En application des dispositions du décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009, la CRE a été saisie pour avis, par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie d'un projet d'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz de GDF SUEZ en distribution publique.

Ce projet d'arrêté fixe d'une part, une nouvelle formule tarifaire permettant de traduire l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ à partir de laquelle sont déterminés les tarifs réglementés de vente en distribution publique (TRVG) de GDF SUEZ et d'autre part, les tarifs au 1^{er} janvier 2013. Ces tarifs sont en augmentation de 2,1 % en moyenne par rapport aux tarifs qui avaient été fixés par l'arrêté du 26 septembre 2012.

La CRE a rappelé le contexte juridique relatif aux TRVG en indiquant que les dispositions de l'article L.445-3 du code de l'énergie précisent que ces tarifs sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures et qu'ils couvrent l'ensemble de ces coûts. En outre, le décret du 18 décembre 2009 énonce, d'une part, que les tarifs doivent couvrir les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement des fournisseurs et, d'autre part, que la formule tarifaire doit traduire les coûts d'approvisionnement ainsi que les coûts hors approvisionnement du fournisseur. En dernier lieu, la CRE a rappelé que l'arrêt du Conseil d'État SA GDF SUEZ et Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) du 10 juillet 2012 avait précisé les conditions dans lesquelles ces tarifs doivent être fixés par les ministres.

Dans le projet d'arrêté qui lui a été soumis, la CRE a estimé que la formule tarifaire proposée permettait d'estimer l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ entre deux évolutions tarifaires. En revanche, l'arrêté ne fixait pas la formule permettant d'estimer les coûts hors approvisionnement de GDF SUEZ et dès lors, méconnaissait à ce titre les dispositions du décret du 18 décembre 2009. En outre, la CRE a relevé que cette formule ne tenait pas compte de l'ensemble des renégo-

ciations prévues par GDF SUEZ sur ces contrats d'approvisionnement à long terme, sur le début de l'année 2013, qui pourraient modifier l'indexation de certains contrats sur le marché. En dernier lieu, la CRE a indiqué qu'elle procéderait à un examen approfondi de la formule au cours du premier trimestre 2013, afin de vérifier son adéquation aux coûts constatés et prévisionnels du portefeuille d'approvisionnement européen de GDF SUEZ.

Sous ces réserves, la CRE a émis un avis favorable à la formule figurant dans le projet d'arrêté.

S'agissant de l'analyse des tarifs envisagés au 1^{er} janvier 2013, en application des dispositions de l'article L. 445-3 du code de l'énergie et du décret du 18 décembre 2009, la CRE a estimé que la hausse des tarifs de 2,1 % résultant du projet de barèmes permettait de couvrir les coûts d'approvisionnement et les coûts hors approvisionnement de GDF SUEZ au 1^{er} janvier 2013. Elle a indiqué que la hausse de la facture annuelle TTC d'un client résidentiel se chauffant au gaz (tarif B1) s'élèverait à 28 €. La CRE a émis un avis favorable aux barèmes envisagés.

20 décembre 2012

Avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté tarifaire photovoltaïque du 4 mars 2011

Conformément à l'article L.314-4 du code de l'énergie et à l'article 8 du décret n°2001-410 relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par des producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, la CRE a été saisie, le 30 octobre 2012, par la ministre chargée de l'écologie, du développement durable et de l'énergie et par le ministre chargé de l'économie et des finances, d'un projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 4 mars 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par des installations photovoltaïques.

Cet arrêté reconduit la structure qui était en vigueur sous l'empire du précédent arrêté, mais apporte quelques modifications relatives au niveau de certains tarifs.

La CRE a tout d'abord constaté que le projet d'arrêté ne prenait pas en compte la décision du Conseil d'État selon laquelle le recours au critère de l'usage du bâtiment pour calculer les tarifs ne pouvait se justifier au regard

des objectifs posés par l'article L.121-1 alinéa 2 du code de l'énergie.

S'agissant de la date d'entrée en vigueur du mouvement tarifaire, la CRE estime qu'il n'existe pas de risque de rétroactivité dès lors que le mouvement ne s'applique pas aux installations pour lesquelles un contrat d'achat a déjà été signé, ou aux installations mises en service après la date prévue. La CRE reprend ainsi le raisonnement du Conseil d'État selon lequel aucune situation n'est juridiquement constituée tant que le contrat d'achat n'a pas été signé.

Afin de procéder à l'analyse économique des tarifs envisagés, la CRE a évalué les éléments suivants :

- le taux de rentabilité interne du capital investi après impôts induit par chaque tarif envisagé ;
- les principaux éléments fiscaux venant augmenter ou diminuer, directement ou indirectement, la rentabilité des projets ;
- la nature et le montant des éventuelles aides à l'investissement versées par les collectivités territoriales.

Sur cette base, la CRE a estimé que les tarifs T1, T2 et T4 induisaient une rentabilité excessive.

Concernant la prime d'intégration au bâti, la CRE a souligné le risque de fraude induit par les critères actuels d'attribution du tarif « intégré au bâti », dans la mesure où une simple attestation sur l'honneur suffit. La CRE a ainsi proposé de mettre en place des procédures plus strictes de contrôle du type d'intégration des installations demandant à bénéficier d'un tarif d'achat.

Enfin, s'agissant des dispositifs de soutien à la filière solaire, la CRE s'est interrogée sur leur cohérence et leur efficacité. Elle a ainsi recommandé :

- de modifier le décret n°2000-1196 du 6 décembre 2000 afin de limiter le bénéfice de l'obligation d'achat aux installations de moins de 100 kW pour la filière photovoltaïque ;
- de baisser le plafond de prix figurant dans le cahier des charges de l'appel d'offres en cours pour des installations entre 100 et 250 kWc.

La CRE a également souligné la nécessité d'engager une réflexion portant sur la mise en place d'un dispositif incitant à l'autoconsommation dès lors qu'elle est bénéfique au système électrique et qu'elle n'augmente pas les charges de service public.

Au vu de tous ces éléments, la CRE a émis un avis défavorable au projet d'arrêté.

20 décembre 2012

Avis sur le projet d'arrêté relatif à la majoration des tarifs de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil

Le projet d'arrêté proposait la mise en place d'une majoration tarifaire de 10 % par rapport au tarif qui était défini par l'arrêté du 4 mars 2011 pour les installations photovoltaïques d'origine européenne.

La CRE a souligné, dans cet avis, la fragilité juridique attachée à ce projet, et ce pour deux raisons principales.

Tout d'abord, le projet de décret prévoyait une modulation tarifaire suivant la localisation des étapes de production des modules photovoltaïques en proposant une prime supérieure, c'est-à-dire ceux dont l'assemblage avait été réalisé en tout ou partie ou sein de l'EEE.

La CRE a constaté que :

- le projet d'arrêté n'était accompagné d'aucun élément de justification permettant d'évaluer la pertinence d'un tel critère pour la contribution à la réalisation des objectifs définis dans le code de l'énergie, en particulier l'objectif de lutte contre l'effet de serre ;
- la mesure de bonification tarifaire envisagée comportait un risque d'atteinte au principe européen de libre-circulation des marchandises, ainsi qu'aux règles de l'Organisation mondiale du commerce.

Par ailleurs, la CRE a souligné le risque de fraude induit par le faible contrôle des conditions d'octroi du tarif majoré. Le projet d'arrêté prévoyait en effet que la demande soit accompagnée d'un certificat permettant d'attester du respect des conditions donnant droit à la majoration et d'une attestation sur l'honneur de l'installateur du système photovoltaïque.

13 décembre 2012

Décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

Le code de l'énergie, entré en vigueur le 1^{er} juin 2011, donne désormais compétence à la CRE pour fixer les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des

réseaux de transport de gaz naturel (article L. 452-2).

La délibération du 13 décembre 2012 définit la méthodologie d'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, et fixe les tarifs dits « ATRT 5 », destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2013.

Dans le cadre de l'élaboration de ces tarifs, les deux transporteurs ont formulé des demandes de nouveaux tarifs qui conduisaient aux hausses suivantes :

- pour GRTgaz, une hausse de 20,7 % pour la première année, puis une hausse de 4,4 % par an en moyenne de 2013 à 2016 ;
- pour TIGF à une hausse de 13,7 % pour la première année, puis de 8,7 % par an en moyenne entre 2013 et 2016.

Pour établir les nouveaux tarifs, la CRE a tenu compte des évolutions législatives et réglementaires liées au 3^e paquet énergie dont les obligations d'indépendance qui s'imposent aux transporteurs, le *Gas target model* adopté par les régulateurs européens, le futur code de réseau sur l'allocation des capacités et les lignes directrices sur la gestion des congestions qui s'imposeront aux GRT français.

La CRE a associé l'ensemble des acteurs du marché à la préparation de ces nouveaux tarifs à travers la Concertation Gaz, cinq consultations publiques, deux ateliers et une table ronde.

Par ailleurs, la CRE a auditionné TIGF et GRTgaz ainsi que leurs actionnaires en ayant fait la demande.

Enfin, la CRE a tenu compte des orientations de politique énergétique transmises par le ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.

La CRE a reconduit le cadre existant de régulation existant tout en incitant les GRT à améliorer leur efficacité sur la maîtrise des coûts et la qualité de service. La CRE assure un suivi de la performance des opérateurs en termes de qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux grâce à l'analyse d'indicateurs chiffrés. Les plus importants pour le bon fonctionnement du marché font l'objet d'une incitation financière, bonus ou malus, qui dépend de l'atteinte d'objectifs fixés par la CRE. Une incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement est également introduite dans l'ATR5. Elle comprend, d'une part, une incitation à la réalisation des investissements nécessaires pour améliorer le fonctionnement du marché français et son intégration au sein du marché

européen et, d'autre part, une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement.

S'agissant de la structure des tarifs, la CRE apporte des modifications liées d'une part à la fusion des PEG H et B au 1^{er} avril 2013, et d'autre part à la création d'un PEG commun à GRTgaz sud et TIGF à compter du 1^{er} avril 2015, celle-ci n'excluant pas pour autant la possibilité de maintenir une zone d'équilibre distincte.

Concernant enfin le niveau des tarifs, la CRE retient :

- pour GRTgaz, une augmentation de 8,3 % en 2013 puis une hausse de 3,8 % par an à partir de 2014 ;
- pour TIGF une augmentation de 8,1 % en 2013 puis une hausse de 3,6 % par an à partir de 2014.

Les hausses tarifaires fixées pour 2013 s'appliqueront à compter du 1^{er} avril 2013 jusqu'au 31 mars 2014.

Les hausses tarifaires s'expliquent par la hausse des charges de capital, la hausse des coûts d'achat d'énergie, la transposition de la directive 2009/73/CE et la hausse des impôts et charges sociales.

Les différences entre ce tarif et les demandes des GRT sont principalement liées à la baisse du coût moyen pondéré du capital, fixé à 6,50 % réel avant impôt contre 7,25 % antérieurement, à la révision des hypothèses retenues concernant certains postes de charges, aux objectifs de productivité fixés pour les deux GRT et à la hausse des souscriptions de capacité.

13 décembre 2012

Décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Le code de l'énergie, entré en vigueur le 1^{er} juin 2011, donne désormais compétence à la CRE pour fixer les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié (article L. 452-2). Par ailleurs, la CRE délibère sur les évolutions tarifaires en y intégrant, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées (L. 452-3).

La délibération du 13 décembre 2012 définit la méthodologie et fixe les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2013 pour environ quatre ans.

Les demandes des opérateurs de mise en place de nouveaux tarifs pour les terminaux méthaniers qu'ils opèrent conduisaient aux évolutions suivantes :

- une hausse de 13 % du tarif unitaire moyen de la période ATTM₄, en euros courants pour le terminal de Montoir ;
- une hausse de 15 % du tarif unitaire moyen des deux premières années de la période ATTM₄, en euros courants pour le terminal de Fos Tonkin ;
- et une hausse de 24 % du tarif unitaire moyen de la période ATTM₄, en euros courants pour le terminal de Fos Cavaou.

Sur le fondement de ses propres analyses, d'un audit externe ainsi que sur la base de l'audition des opérateurs et d'une consultation publique, la CRE a reconduit, en le complétant, le cadre existant de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité du point de vue de la maîtrise des coûts. Ont été introduites une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement et une clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant sous conditions d'ajuster la trajectoire des charges nettes d'exploitation des opérateurs sur les années 2015 et 2016. La grille tarifaire du terminal de Fos Tonkin est fixée pour environ deux ans, afin de tenir compte de la décision de pérenniser cette infrastructure.

La structure tarifaire évolue notamment avec l'augmentation à 100 % de l'obligation de paiement des capacités souscrites et l'augmentation modérée des termes d'accostage.

Concernant le niveau des tarifs des opérateurs, la CRE retient :

- une hausse de 4 % du tarif unitaire moyen de la période ATTM₄, en euros courants pour le terminal de Montoir ;
- une hausse de 10 % du tarif unitaire moyen des deux premières années de la période ATTM₄, en euros courants pour le terminal de Fos Tonkin ;
- et une hausse de 12 % du tarif unitaire moyen de la période ATTM₄, en euros courants pour le terminal de Fos Cavaou.

Les différences entre le niveau retenu par la CRE et les demandes des opérateurs s'expliquent par la baisse du coût moyen pondéré du capital à 6,50 % réel avant impôt, le maintien de la prime spécifique à l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers au niveau de 200 points de base et la révision des hypothèses retenues concernant certains postes de charges.

Ces augmentations s'expliquent par la baisse des souscriptions de capacités des trois terminaux et la hausse de certaines charges d'exploitation. Ces augmentations sont néanmoins contenues grâce à la baisse du coût moyen pondéré du capital et la hausse du *ship or pay* de 95 % à 100 %.

11 octobre 2012

Décision relative à l'approbation de contrats conclus entre GRTgaz et l'entreprise verticalement intégrée dans le cadre des obligations d'indépendance prévues par le code de l'énergie

Par décision du 26 janvier 2012, la CRE a certifié que la société GRTgaz respectait les obligations découlant des règles d'indépendance prévues par le code de l'énergie.

En application des articles L.111-17 et L.111-18 du code de l'énergie, la CRE examine les demandes d'approbation relatives aux contrats conclus entre les GRT et l'entreprise verticalement intégrée (EVI).

L'article L.111-17 dispose que tous les accords commerciaux et financiers entre le GRT, d'une part, et l'EVI ou toute société contrôlée par l'EVI, d'autre part, doivent être conformes aux conditions du marché et soumis à l'approbation de la CRE.

L'article L.111-18 prévoit quant à lui que les prestations de services de l'EVI au profit du GRT sont interdites, à l'exception de celles exécutées dans le cadre des moyens strictement nécessaires à l'activité du GRT afin d'assurer l'ajustement, l'équilibrage, la sécurité ou la sûreté de son réseau. Ces prestations doivent en outre respecter des conditions de neutralité définies au second alinéa de l'article L.111-18 ainsi que les conditions qui s'appliquent aux accords commerciaux et financiers (conformité aux conditions du marché et approbation par la CRE).

Les prestations de services du GRT au bénéfice de l'EVI sont autorisées, pour autant qu'elles ne donnent lieu à aucune discrimination entre utilisateurs du réseau, qu'elles sont accessibles à l'ensemble des utilisateurs du réseau et qu'elles ne perturbent pas la concurrence en matière de production et de fourniture.

Plusieurs contrats ont été conclus ou ont fait l'objet d'avenant ou de renouvellement entre GRTgaz et

l'EVI depuis la décision du 26 janvier 2012 portant certification.

Par la présente délibération, la CRE a approuvé au titre des obligations d'indépendance du GRT vis-à-vis de l'EVI les accords commerciaux et financiers et les prestations de service¹ conclus entre GRTgaz et l'EVI qui lui ont été soumis, à l'exception d'une convention portant sur des prestations de soutien au développement du gaz naturel dont elle a considéré qu'elle n'était pas nécessaire à la sûreté, l'équilibrage ou la sécurité du réseau et qu'elle ne pouvait donc pas bénéficier du régime d'exception prévu par l'article L.111-18 du code de l'énergie. La CRE a demandé à ce qu'il y soit mis fin au plus tard le 31 décembre 2012.

En outre, la CRE a exprimé le souhait que toute nouvelle demande d'approbation d'une prestation de service soit dorénavant accompagnée d'éléments démontrant que le recours à une solution alternative avait effectivement été étudié.

À la suite des délibérations du 26 janvier 2012 portant décisions de certification des gestionnaires de réseaux de transport RTE, GRTgaz et TIGF, la CRE a adopté en 2012 9 décisions relatives à l'approbation de contrats conclus entre les GRT et l'EVI².

1 – Il s'agit des documents suivants : Projet d'avenant à l'accord-cadre de financement ; Conventions de prêt entre GRTgaz et GDF SUEZ ; Convention de soutien au développement du gaz naturel ; Avenant au contrat d'études réalisées par le centre d'expertise en études et modélisations économiques de GDF SUEZ ; Renouvellement de la convention de recherche portant sur les actifs industriels ; Nouvelles prestations d'études et de recherches conclues avec le centre de recherche et d'innovation gaz et énergies nouvelles de GDF SUEZ ; Contrat de fourniture d'électricité pour l'alimentation des postes de livraison ; Avenants à la convention de services et d'assistance dans les domaines des achats tertiaires, de l'informatiques et des télécommunications ; Avenants aux prestations de raccordement pour les clients n'ayant pas souscrit de contrats de raccordement ; Avenant à l'accord relatif aux services managériaux ; Renouvellement du contrat de répartition des charges de statut social ; Avenant à la prestation relative à la formation technique dans le domaine de l'exploitation et de la maintenance des ouvrages de transport.

2 – Voir notamment : Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant approbation de deux contrats d'engagement de disponibilité sur le Mécanisme d'Ajustement conclus entre EDF et RTE ; Délibération de la CRE du 13 décembre 2012 portant approbation d'un contrat de prestations liées à la reconstitution du réseau et au renvoi de tension, conclu entre RTE et EDF ; Délibération de la CRE du 2 octobre 2012 portant approbation d'un contrat de sous-location portant sur des emplacements de stationnement, conclu entre RTE et EDF ; Délibération de la CRE du 15 mai 2012 portant approbation d'un contrat d'adhésion de RTE aux programmes d'assurances du groupe EDF et d'une convention conclue entre RTE et EDF Assurances ;

9 octobre 2012

Approbation des règles expérimentales relatives à la participation au mécanisme d'ajustement dans le cadre de l'expérimentation en région Bretagne

La Bretagne connaît une situation de fragilité électrique croissante due à plusieurs facteurs :

- sa situation péninsulaire ;
- sa faible production électrique (8 % seulement de la consommation) ;
- la forte croissance démographique et le dynamisme économique qui augmentent les besoins en proportion plus importante qu'ailleurs en France, malgré une situation actuellement moins énergivore que le reste du territoire national.

Pour répondre à ces enjeux, un pacte électrique breton a été conclu entre le préfet de région, le président du conseil régional, le président de l'ADEME, le président de RTE et la directrice générale de l'ANAH.

Le pacte repose sur trois axes : la maîtrise des consommations d'électricité, le développement des énergies renouvelables et la sécurisation de l'approvisionnement électrique.

Pour maintenir en permanence l'équilibre entre l'offre et la demande sur le réseau, RTE doit disposer en temps réel d'une réserve d'ajustement de puissance, à la hausse comme à la baisse. Il fait alors appel aux producteurs et aux consommateurs connectés au réseau pour qu'ils modifient très rapidement leur programme de fonctionnement prévu. C'est le rôle du mécanisme d'ajustement. Dans ce cadre, RTE a proposé une modification à titre expérimental des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre.

Dans le cadre de ces règles expérimentales, RTE a proposé d'abaisser de 10 MW à 1 MW le seuil de participation au mécanisme d'ajustement des entités contractualisées pour l'expérimentation en région Bretagne. Par ailleurs, les règles expérimentales permettent aux capacités d'effacement situées sur le réseau public de transport de participer au mécanisme d'ajustement.

La CRE relève que l'expérimentation conduite par RTE devrait participer à la résolution des congestions en Bretagne en hiver 2012-2013.

La CRE souligne également que ces règles expérimentales permettront de faire avancer les travaux sur le contrôle du réalisé et sur le développement de capacités sur le réseau de distribution et l'implication des gestionnaires de réseaux concernés, en testant de nouveaux processus dont l'efficacité sera analysée lors du retour d'expérience.

La CRE a donc approuvé les règles expérimentales relatives à la participation au mécanisme d'ajustement dans le cadre de l'expérimentation en région Bretagne. Ces règles ont été en vigueur du 1er novembre 2012 au 31 mars 2013.

25 septembre 2012

Avis sur le projet d'arrêté fixant les tarifs réglementés de vente de gaz en distribution publique de GDF SUEZ

En application de l'article 5 du décret n° 20091603 du 18 décembre 2009, la CRE a été saisie pour avis par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, d'un projet d'arrêté fixant les tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF SUEZ. Ces barèmes sont réexaminés au moins une fois par an et révisés s'il y a lieu notamment en fonction de l'évolution de la formule tarifaire.

Si l'objectif de la directive 2009/73/CE est la réalisation d'un marché européen du gaz concurrentiel, sûr et durable sur le plan environnemental, la CJCE, dans une décision Federutility du 2 avril 2010 a rappelé la possibilité, sous condition, pour les États-membres d'instaurer des tarifs réglementés permettant la protection des consommateurs finals et l'objectif de réalisation d'un marché concurrentiel.

Par ailleurs, le Conseil d'État dans un arrêt SA GDF SUEZ et Association nationale des opérateurs détaillants en énergie du 10 juillet 2012 précise qu'il incombe aux ministres compétents lors de la révision des barèmes des tarifs réglementés de « *s'assurer que le niveau des tarifs qui en résulte permet de couvrir le coût moyen complet de fourniture du gaz naturel, tel qu'il est déterminé par l'application de la formule fixée par arrêté et, le cas échéant, de compenser l'écart, s'il est significatif, qui s'est produit entre les tarifs et coût, au moins au cours de l'année écoulée, en vérifiant en outre s'il y a lieu de prendre en compte une estimation de l'évolution de ce coût sur l'année à venir, en fonction des éléments dont ils disposent à la date de leur décision* ».

L'arrêté soumis pour avis à la CRE prévoit une hausse des tarifs de 2 %.

La CRE constate d'une part que cette hausse ne permet de couvrir les coûts d'approvisionnement et hors approvisionnement au 1^{er} octobre 2012. D'autre part, la CRE estime qu'il n'y a pas lieu de prendre en compte une quelconque compensation de l'écart entre tarifs et coûts au cours de l'année écoulée. Enfin, la CRE relève que les éléments à sa disposition laissent présager une augmentation des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ.

La CRE conclut donc que la hausse de 2 % des tarifs réglementés est insuffisante pour couvrir les coûts de fournitures de GDF SUEZ estimés au 1^{er} octobre 2012. La CRE souligne par ailleurs que le barème envisagé maintient la distinction entre différents consommateurs. La CRE rappelle que cette différenciation, introduite le 1^{er} juillet 2011 et maintenue lors des mouvements tarifaires ultérieurs, n'est pas justifiée par une différence des coûts intrinsèques de fourniture. À caractéristiques de consommation identiques, les coûts à couvrir sont en effet les mêmes, qu'un local soit à usage d'habitation ou à usage professionnel. La CRE émet un avis négatif.

26 juillet 2012

Avis sur le choix des offres que la ministre chargée de l'énergie envisage au terme de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité solaire d'une puissance crête supérieure à 250kW

Avis sur le choix de la ministre chargée de l'énergie envisage au terme de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW – 2^e période

La ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a recouru à la procédure d'appel d'offres pour des installations de production d'électricité concernant, d'une part, la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW et, d'autre part, la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité solaire d'une puissance crête supérieure à 250 kW.

La CRE a rendu son avis sur le choix des offres dans le cadre de ces deux appels d'offres.

Le premier appel d'offres a fait l'objet d'une procédure accélérée et la notation des candidats s'est fondé uniquement sur le critère du prix.

Au contraire le second appel d'offres a fait l'objet d'une procédure ordinaire.

Concernant le premier appel d'offres, 452 dossiers ont été déposés dans les 3 familles (famille 1 : installations sur bâtiments, famille 2 : installations au sol utilisant des technologies innovantes et famille 3 : installations au sol utilisant des technologies matures) et 7 sous-familles, 83 déclarés incomplets après que certains ont été réintégrés. Les 342 dossiers complets représentent une puissance cumulée de 2 016,8 MWh pour un prix moyen pondéré de 213,4 €/MWh.

La CRE émet un avis favorable pour le choix envisagé par la ministre de l'énergie concernant les sous-familles 1, 3 et 5 dans la mesure où ce choix correspond au classement établi par la CRE.

Concernant la sous-famille 2, la CRE prend acte que la ministre envisage de retenir une offre incomplète.

Enfin concernant les sous-familles 4, 6 et 7, il est envisagé de retenir des projets au-delà de la puissance cible fixée ce qui n'est pas prévu dans le cahier des charges. La CRE émet donc un avis défavorable concernant ce dernier choix pour les projets au-delà de la puissance cible et un avis favorable concernant les autres projets retenus dans cette sous famille.

Concernant le second appel d'offres, 227 dossiers ont été déposés pour une puissance de 47 MW, les 138 retenus comme recevables ont été transmis à la ministre chargée de l'énergie.

Conformément à la possibilité offerte par le cahier des charges, la ministre envisageait de ne retenir que 109 projets pour une puissance totale de 20,9 MW, inférieure à la puissance totale recherchée.

La CRE émet un avis favorable à ce choix en soulignant que le prix de vente moyen pondéré des projets retenus s'élève à 217,7 €/MWh, soit 70 millions d'euros sur vingt ans.

26 juillet 2012

Communication relative à la gestion de clients en contrat unique

La délibération rappelle que le code de la consommation et le code de l'énergie consacrent l'existence d'un « contrat unique » portant sur la distribution et la fourniture d'électricité au bénéfice du consommateur et d'un contrat d'accès au réseau de distribution conclu entre un gestionnaire de réseau de distribution et un fournisseur.

La Cour d'appel de Paris, dans son arrêt du 29 septembre 2011, a considéré que « lorsqu'au titre du contrat GRD-F [les fournisseurs] réalisent des tâches ou supportent des coûts pour le compte du gestionnaire de réseau auprès du client final, les fournisseurs doivent être placés dans une situation équivalente à celle du gestionnaire de réseau dans le cadre d'un contrat CARD ».

Le contrat de prestation de service proposé par la société Poweo Direct Energie a pour objet d'encadrer les modalités opérationnelles et financières selon lesquelles la société ERDF verse au fournisseur une redevance relative à la gestion de la clientèle en contrat unique en rétablissant une situation économique équivalente à celle qui prévaudrait si la société ERDF devait assurer elle-même ces prestations, le dispositif étant applicable tant que le fournisseur ne bénéficie pas d'économies d'échelle suffisantes.

La CRE, qui ne dispose pas du pouvoir d'approbation de ces contrats, examine néanmoins le projet au titre de sa mission de surveillance.

Pour ce faire, la CRE vérifie la présence des trois conditions cumulatives utilisées par l'Autorité de la concurrence à l'occasion de l'approbation de dispositifs similaires de régulation asymétrique, à savoir :

- la constatation d'un désavantage objectif aux dépens de l'opérateur arrivé le plus récemment ;
- le caractère temporaire de la régulation compensant le désavantage ;
- et le caractère proportionné à la différence de situation de la dissymétrie ainsi organisée.

La CRE constate que le projet de contrat de prestation de service entre ERDF et Poweo Direct Energie remplit ces trois critères puisqu'il existe des éléments objectifs tendant à démontrer que le coût de gestion de clientèle de la société Poweo Direct Energie est supérieur à celui

de l'opérateur historique, que le contrat est limité dans le temps et que le dispositif contractuel ne s'applique que tant que l'opérateur entrant n'atteint pas le seuil de 1 750 000 clients finals en contrat unique.

19 juillet 2012

Orientations sur l'évolution des places de marché de gaz en France

Le marché français du gaz comprend aujourd'hui trois places de marché de gros : les PEG Nord et Sud sur le réseau GRTgaz et le PEG TIGF.

La réduction du nombre de PEG a constitué un facteur majeur d'amélioration du fonctionnement du marché français du gaz.

Cependant si le PEG Nord bénéficie d'un niveau de liquidité et de concurrence satisfaisant, tel n'est pas le cas des PEG Sud et TIGF. Par ailleurs, le début d'année 2012 a été caractérisé par des écarts de prix importants entre Nord d'une part et TIGF et Sud d'autre part.

La CRE souhaite poursuivre l'intégration des places de marché afin d'améliorer le fonctionnement du marché du gaz, notamment dans le sud de la France. Ainsi, des études ont été menées concernant la création d'un PEG commun Sud-TIGF et la création d'un PEG GRTgaz unique.

Il résulte de la consultation publique menée par la CRE qu'une très large majorité des acteurs est favorable à une consolidation des PEG devant aboutir à la création à terme d'un grand PEG France, ce que la CRE souhaite également.

Par ailleurs, une grande majorité des contributeurs considère que la création d'un PEG GRTgaz unique est une priorité. Le recours aux seuls mécanismes contractuels pour créer un PEG GRTgaz unique conduirait à des risques importants sur la sécurité d'approvisionnement, les coûts engagés et la mise en œuvre opérationnelle des engagements de flux. La CRE souhaite qu'un PEG Nord-Sud unique soit créé au plus tard en 2018 en s'appuyant sur le doublement de l'artère de Bourgogne. Dans cette perspective, la CRE demande à GRTgaz de réaliser les études techniques nécessaires pour cet investissement tandis qu'elle réalisera une étude coûts-bénéfice permettant de définir le niveau optimal des investissements à réaliser.

La quasi-totalité des contributeurs estiment que la taille du PEG TIGF n'est pas suffisante pour en faire une place de marché efficace et pérenne et une grande majorité souhaite un grand PEG Sud associant les PEG GRTgaz Sud et TIGF soit effective en 2015. La CRE partage la position des acteurs concernant le PEG TIGF et le couplage de marchés. Elle considère qu'un grand PEG Sud doit être mis en œuvre en 2015 au plus tard, dans la perspective d'une place de marché unique en France à terme. Elle estime qu'un système de type *Trading region*, prévu dans le *Gas target model* pour fusionner des places de marché tout en maintenant différentes zones d'équilibrage, permettrait de répondre à cet objectif et à la demande de TIGF de ne pas mettre en commun avec GRTgaz la gestion des déséquilibres des expéditeurs. La CRE demande à TIGF et GRTgaz de lui proposer, d'ici le 15 octobre 2012, les modalités de création de ce PEG commun.

Enfin la CRE se félicite de la proposition de TIGF et d'Enagas de mettre en place un couplage de marché avec la péninsule ibérique.

17 juillet 2012

Avis sur le projet d'arrêté fixant les tarifs réglementés de vente de gaz en distribution publique de GDF SUEZ

En application de l'article 5 du décret n° 20091603 du 18 décembre 2009, la CRE a été saisie pour avis par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, d'un projet d'arrêté fixant les tarifs réglementés de vente de gaz naturel en distribution publique de GDF SUEZ. Ces barèmes sont réexaminés au moins une fois par an et révisés s'il y a lieu notamment en fonction de l'évolution de la formule tarifaire.

Voir l'avis du 25 septembre 2012, p. 144, en ce qui concerne le cadre juridique applicable.

L'arrêté soumis à l'avis de la CRE prévoit une hausse des tarifs de 2 %.

La CRE relève que l'augmentation des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ évaluée par la formule entre le 1^{er} janvier 2012, date du dernier mouvement tarifaire, et le 1^{er} août 2012 correspond à une hausse moyenne des tarifs de + 4,1 %. La prise en compte des coûts hors approvisionnement nécessiterait une

augmentation supplémentaire des tarifs réglementés de vente de 3,2 %.

Les données dont dispose la CRE la conduisent à considérer que les tarifs n'ont pas été surévalués ni en 2011, ni au premier semestre 2012. En outre, si les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ peuvent diminuer, les prix prévisionnels des produits pétroliers étant à la baisse, l'impact de cette baisse ne permet pas une limitation de la hausse des tarifs à 2 % telle que prévue par le projet d'arrêté.

La hausse des tarifs réglementés de vente prévue par le projet d'arrêté n'est pas suffisante pour couvrir les coûts de GDF SUEZ. En conséquence, la CRE émet un avis défavorable au projet d'arrêté qui lui est soumis.

28 juin 2012

Décision sur la tarification des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel

Conformément aux dispositions des articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie entrés en vigueur le 1^{er} juin 2011, la CRE est compétente pour établir les tarifs des prestations dites « annexes » des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel. La délibération de la CRE fixe les tarifs et les méthodologies d'établissement des tarifs des prestations annexes.

La présente délibération prend particulièrement en compte la question du type de financement des coupures de gaz. Celle-ci est neutre pour les GRD : les coûts associés à ces prestations sont couverts, soit par une facturation au fournisseur du client en situation d'impayés, soit par les tarifs ATRD applicables aux fournisseurs utilisant les réseaux gérés par les distributeurs. Mais elle n'est pas neutre pour les fournisseurs, dans la mesure où le prix de cette prestation n'est pas toujours répercutable ni recouvrable, notamment en cas de difficultés financières du client.

En outre, la CRE :

- conserve le principe selon lequel les coûts de certaines prestations annexes des GRD peuvent être couverts partiellement ou en totalité par les tarifs ATRD ;
- homogénéise la définition, le délai de réalisation et, le cas échéant, le prix de facturation entre tous les GRD de gaz pour les prestations essentielles au bon fonction-

nement du marché ;

- maintient la gratuité de la prestation de mise hors service à l'initiative du fournisseur ;
- diminue le prix de la prestation de coupure pour impayés des GRD de gaz en l'alignant sur le prix de la prestation en électricité, soit 42,09 € HT au 1^{er} septembre 2012 au lieu de 80,08 € HT. Concernant GrDF, le coût de cette baisse sensible de la facturation au bénéfice des clients en situation d'impayés sera financé par une hausse d'environ 0,3 % du tarif de distribution ATRD4 perçu par l'opérateur sur l'ensemble des fournisseurs. Cette hausse devrait être répercutée sur l'ensemble des clients, notamment via les tarifs réglementés de vente.

Par ailleurs la CRE, après consultation des acteurs, a défini les principes d'élaboration et de tarification des prestations annexes réalisées exclusivement par les GRD de gaz naturel.

Ainsi, les évolutions des catalogues de prestations introduites par cette délibération ont pour objectifs de :

- simplifier l'accès des fournisseurs et des clients finals aux prestations des GRD par une homogénéisation progressive des catalogues de prestations entre opérateurs, en termes de définition des prestations proposées et de niveaux de prix pour les prestations essentielles au bon fonctionnement du marché ;
- faire évoluer les prix des prestations par l'application mécanique de formules d'indexation ;
- prendre en compte les demandes spécifiques des GRD concernant l'évolution de leur catalogue.

26 juin 2012

Communication sur les pics de prix du gaz de début février 2012

En application des dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE est en charge d'une mission de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel.

Cette mission de surveillance s'inscrit également désormais dans le cadre du règlement européen dit REMIT, relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie. Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés sur les marchés de gros de l'énergie.

Au titre de cette mission, la CRE analyse de manière systématique les occurrences de pics de prix de l'électricité et du gaz. Elle a donc mené des travaux sur les pics de prix du gaz survenus en février 2012. Ses conclusions figurent dans la partie 2 du dossier L'Europe de l'énergie à l'épreuve du pic de froid de février 2012. Les points d'amélioration et les recommandations de la CRE pour un meilleur fonctionnement du marché du gaz figurent à la fin de la partie 3 de ce même dossier.

29 mai 2012

Orientations sur la création d'une place de marché Nord unique pour les gaz H et B sur le réseau de GRTgaz

Le réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) de GRTgaz situé au Nord de la France est un réseau distinct du gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H).

Faisant suite à la demande d'une majorité des acteurs lors d'une consultation publique, la CRE a demandé en janvier 2011 à GRTgaz de réaliser une étude de faisabilité de la fusion contractuelle des périmètres H et B à l'horizon 2013.

Sur la base des travaux de GRTgaz, la CRE a organisé une consultation publique du 29 mars au 23 avril 2012.

La CRE a l'intention de fusionner au 1^{er} avril 2013 les périmètres d'équilibrage contractuel H et B. Les réseaux étant physiquement distincts, cette fusion devra s'accompagner des mesures permettant d'assurer l'équilibre sur le réseau de gaz B.

Un PEG Nord unique sera créé par agrégation des anciens PEG Nord B et Nord H, les déséquilibres des expéditeurs actifs sur le réseau H et/ou le réseau B de la Zone Nord seront calculés à l'échelle d'un périmètre d'équilibrage unique.

GRTgaz assurera un service de conversion de base H vers B qui ne sera plus facturé directement aux expéditeurs. Par ailleurs, GRTgaz devra continuer de recourir à une prestation de service d'échange de gaz H et de gaz B pour équilibrer physiquement le réseau de gaz B. Les modalités de répercussion du coût de cette prestation seront fixées dans le prochain tarif de transport. Le prestataire du service d'échange de gaz H en gaz B conserve, au titre du contrat de prestation, l'obligation d'alimenter en gaz B ses propres clients raccordés au réseau B.

GRTgaz mettra en œuvre et facturera a posteriori un tarif de conversion contractuelle de gaz B en gaz H à tout expéditeur qui émettrait sur le réseau B à partir du point d'interconnexion de Taisnières B, du stockage de Sédiane B ou des outils physiques de conversion (convertisseur de pointe et adaptateur) une quantité de gaz B supérieure à la consommation totale de ses clients raccordés au réseau B. Une tolérance sera prévue et le tarif devrait avoisiner 1€/MWh.

GRTgaz pourra, en dernier recours et si l'équilibrage physique du réseau B le nécessite, imposer aux expéditeurs qui détiennent des capacités sur les infrastructures physiques du réseau B, de modifier leurs nominations sur ces infrastructures à la hausse ou à la baisse, tout en respectant leur obligation générale d'équilibrage sur le périmètre agrégé H et B.

Le service de conversion physique de gaz B en gaz H sera accessible aux expéditeurs apportant leur propre gaz B depuis le PIR Taisnières B ou le PITP.

Afin de finaliser les modalités opérationnelles de mise en œuvre de cette évolution, la CRE demande à GRTgaz de lui transmettre, au plus tard le 15 septembre 2012, des propositions concernant le niveau de la tolérance associée au tarif de conversion contractuelle B vers H et les règles de modification des nominations des expéditeurs.

10 mai 2012

Communication sur les pics de prix de l'électricité des 9 et 10 février 2012

Conformément aux dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE est en charge d'une mission de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel.

Cette mission de surveillance s'inscrit également désormais dans le cadre du règlement européen dit REMIT, relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de gros de l'énergie. Entré en vigueur le 28 décembre 2011, REMIT interdit les manipulations de marché et les opérations d'initiés sur les marchés de gros de l'énergie.

Au titre de cette mission, la CRE analyse de manière systématique les occurrences de pics de prix de l'électricité et du gaz. Elle a donc mené des travaux sur les pics de prix d'électricité survenus en février 2012.

Ses conclusions d'enquête ainsi que les recommandations qu'elle a formulé à EPEX SPOT sur le plan opérationnel figurent dans la partie 2 du dossier L'Europe de l'énergie à l'épreuve du pic de froid de février 2012.

9 mai 2012

Décision sur les conditions de raccordement et d'accès au réseau public de transport des nouvelles interconnexions mentionnées à l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009

Par cette délibération, la CRE a précisé, en application des dispositions du 8° de l'article L. 134-1 du code de l'énergie, les conditions d'élaboration, par le gestionnaire du réseau de transport, des règles transitoires de raccordement et de la procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau des nouvelles interconnexions mentionnées à l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009, c'est-à-dire des interconnexions avec les réseaux de transport des pays voisins.

Le raccordement de toutes les installations mentionnées à l'article L. 342-5 du code de l'énergie, notamment les nouvelles interconnexions, qui sont techniquement des « circuits d'interconnexion » au sens de cet article, doit respecter les principes d'objectivité, de non-discrimination et de transparence.

Afin de garantir le respect de ces principes, la CRE rappelle aux GRT qu'il conviendrait que les règles régissant les conditions techniques de raccordement fassent l'objet, avant publication, d'une concertation avec les différentes catégories d'utilisateurs et d'une notification à la CRE.

La CRE indique que la procédure de traitement de la demande de raccordement d'une nouvelle interconnexion pourrait s'inspirer de celle appliquée aux demandes de raccordement d'une installation de production.

La CRE rappelle que la spécificité des nouvelles interconnexions justifie de ne pas leur appliquer le tarif d'utilisation de réseau public de transport d'électricité (TURPE), et que la contribution versée par un demandeur de raccordement pour participer aux coûts de raccordement ne peut couvrir qu'au plus les coûts de branchement et d'extension, ce qui exclut les coûts de renforcement du réseau.

Enfin, la CRE précise les conditions dans lesquelles des limitations temporaires de la puissance injectée et/ou soutirée par la nouvelle interconnexion peuvent être prévues dans la convention de raccordement, ainsi que les modalités d'indemnisation du gestionnaire de la nouvelle interconnexion.

29 mars 2012

Communication sur l'application de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009

L'article L. 321-6 du code de l'énergie confie au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité la mission de développer le réseau public de transport afin, notamment, de permettre l'interconnexion avec les réseaux de transport des autres pays européens.

L'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité fixe les critères suivant lesquels une nouvelle interconnexion peut, sur demande, bénéficier, pendant une durée limitée, d'une dérogation à tout ou partie de la régulation en vigueur en termes de dissociation des réseaux de transport et des gestionnaires de ces réseaux, d'accès des tiers, d'approbation des méthodologies de tarification et d'affectation des revenus générés par l'attribution des capacités d'interconnexion.

En application de l'article 17 du règlement n° 714/2009, le régulateur national dispose d'une compétence de principe pour instruire les demandes et décider de l'octroi d'une dérogation.

La délibération précise la procédure d'octroi d'une telle dérogation par la CRE et met ainsi à jour celle du 30 septembre 2010 portant communication sur l'application de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et les modalités d'accès au réseau public de transport d'électricité français de nouvelles interconnexions exemptées. Sont en particulier précisés les éléments devant figurer dans la demande de dérogation et la façon dont la CRE appréciera les critères d'octroi de la dérogation. Ces indications pourront être complétées et adaptées selon les spécificités de chaque demande de dérogation.

Pour l'élaboration de cette délibération, la CRE a notamment pris en compte les avis exprimés par les acteurs du

marché de l'électricité sur les conditions de dérogation, lors de la consultation publique réalisée au cours des mois d'août à septembre 2011.

22 mars 2012

Bilan et orientations pour les travaux des instances de concertation relatifs au fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz

Le Groupe de Travail Consommateurs (GTC), le Groupe de Travail Électricité (GTE) et le Groupe de Travail Gaz (GTG) ont été créés en 2005 par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour définir et suivre la mise en place des règles de fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz. Ils rassemblent l'ensemble des acteurs concernés : représentants des consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux et pouvoirs publics.

Depuis leur création, ces groupes, placés sous l'égide de la CRE, ont permis de définir des procédures opérationnelles partagées par l'ensemble des professionnels du secteur.

Près de cinq ans après l'ouverture totale des marchés à la concurrence, le bilan est positif : les procédures en place (changement de fournisseur, mise en service, résiliation, etc.) ont prouvé leur efficacité et leur robustesse, et ont été traduites dans les systèmes d'information. Les travaux réalisés dans les groupes de travail relèvent maintenant d'une démarche d'amélioration continue (réduction progressive du délai de changement de fournisseur, correction des index de changement de fournisseur, amélioration des données transmises aux responsables d'équilibre...).

Par sa délibération du 22 mars 2012, la CRE a d'une part, dressé un bilan des principaux travaux effectués au sein des instances de concertation en 2010 et 2011 et d'autre part, présenté une nouvelle organisation des instances de concertation mise en place pour traiter avec efficacité l'impact des compteurs évolués sur le fonctionnement des marchés et fixer les orientations pour les travaux des groupes de travail à venir.

En dernier lieu, et malgré des différences liées aux spécificités des deux énergies, la CRE a estimé que le développement de la concurrence et la satisfaction des

consommateurs nécessitent une harmonisation du fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. Cette harmonisation vise en particulier les procédures et le déploiement des compteurs évolués vu des clients. Les groupes de travail concernés devront donc prendre en compte cet objectif dans leurs travaux.

22 mars 2012

Avis sur le choix des offres que le ministre chargé de l'énergie envisage au terme de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW – Première période

Cet appel d'offres suit la procédure dite « accélérée » au sens du décret n° 2002-1434, c'est-à-dire par voie électronique afin de réduire les délais. La notation des candidats est fondée uniquement sur le critère « prix ».

345 dossiers ont été déposés dans les délais impartis, pour une puissance de 68 MW.

Le 15 mars 2012, la CRE a transmis au ministre chargé de l'énergie la liste des 218 projets recevables, classés par prix décroissant, pour une puissance totale de 45 MW et un prix d'achat moyen de 229 €/MW.

La CRE émet un avis favorable à ce choix, qui était lui-même conforme à la liste établie par la CRE.

28 février 2012

Décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF, dit « tarif ATRD3 », est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2008 pour une durée de quatre ans. Le 28 juillet 2011, GrDF a demandé à la CRE la mise en place d'un nouveau tarif d'utilisation de ses réseaux de distribution de gaz naturel.

Conformément aux dispositions des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie, la CRE a défini, après avis du Conseil supérieur de l'énergie du 21 février 2012, un nouveau tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GrDF, dit « tarif ATRD4

», conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à partir du 1^{er} juillet 2012.

Pour établir ce tarif, la CRE a organisé une consultation publique du 11 octobre au 4 novembre 2011 et procédé à l'audition des fournisseurs de gaz naturel sur le réseau de GrDF. En outre, elle a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GrDF et a également auditionné GrDF à plusieurs reprises. En dernier lieu, la CRE a réalisé une étude comparative des tarifs d'acheminement sur les réseaux de distribution de gaz naturel en Europe

Sur la base de ces éléments, la CRE reconduit, en le faisant évoluer et en le complétant, le cadre existant de régulation issu du tarif ATRD3 incitant l'opérateur 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 ses réseaux :

- une période tarifaire d'environ quatre ans, avec une trajectoire tarifaire fixée à l'avance et évoluant au 1^{er} juillet de chaque année ;
- un mécanisme de correction des écarts entre prévisions et réalisations pour certains postes de charges dont l'évolution est difficile à prévoir par GrDF ;
- un mécanisme de suivi de la qualité de service, modifié par la mise en place d'incitations financières pour des indicateurs liés davantage à la qualité du service rendu aux consommateurs finals et une réduction du nombre total d'indicateurs ;
- l'introduction d'un mécanisme incitant GrDF à maîtriser les coûts de ses programmes d'investissement, hors investissements relatifs à la sécurité et à la cartographie ;
- l'introduction d'une clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GrDF sur les années 2014 et 2015.

L'avantage de ce cadre de régulation est de donner davantage de visibilité sur la trajectoire d'évolution du tarif et de contribuer ainsi à réduire les risques supportés par GrDF.

Le tarif ATRD4 défini ainsi par la CRE est conçu pour entrer en vigueur au 1^{er} juillet 2012. Il prévoit une hausse à cette date de 8,0 % en euros courants par rapport au tarif actuel, soit environ 6 % en euros constants. Sur la période 2013 à 2015, la CRE retient une évolution annuelle de la grille tarifaire de GrDF selon un pourcentage de variation égal à « inflation + 0,2 % ».

Compte tenu de la part du tarif d'acheminement sur les réseaux de distribution dans le prix final de vente du gaz naturel, cette hausse conduirait, toutes choses égales par ailleurs, à une augmentation, au 1^{er} juillet 2012, de 2 % du tarif de vente réglementé en distribution publique pour un client domestique moyen consommant le gaz pour se chauffer (client au tarif B1, sur la zone Paris). ■

Les principales décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) en 2012

28 janvier 2013

Novawatt et X/RTE

Demande de mesures conservatoires pour la mise à disposition de données de comptage relative à l'activité d'une entité d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement est un mécanisme de marché dans le cadre duquel les producteurs et les consommateurs proposent de faire varier leurs productions ou leurs consommations afin de permettre à RTE d'équilibrer la production et la consommation sur le réseau, qui doivent être strictement égales à chaque instant.

Pour sécuriser une partie des offres sur ce mécanisme de marché, RTE organise des appels d'offres pour la contractualisation de réserves d'ajustement des producteurs, les réserves rapides et complémentaires. Le 8 novembre 2012, RTE a lancé une consultation qui concernait 200 MW de réserves rapides et 100 MW de réserves complémentaires pour la période du 1^{er} avril 2013 au 31 mars 2014. La date limite de remise des offres était fixée par le règlement de consultation au 29 janvier 2013 à 12 heures.

Le 10 décembre 2012, un producteur et son responsable d'équilibre, qui souhaitent participer à l'appel d'offres RTE, ont adressé à RTE une demande de qualification au titre de la réserve rapide. Les tests permettant de valider les qualifications des installations souhaitant participer à l'appel d'offres RTE pouvaient se dérouler jusqu'au 10 janvier 2013.

Une installation ne disposant pas encore d'un certificat d'aptitude peut l'acquérir soit en participant au mécanisme d'ajustement, sous réserve que le contrôle du réalisé démontre l'aptitude à fournir le produit dans les conditions requises, soit en réalisant avec succès des activations de test à la demande de RTE.

RTE a refusé la qualification du producteur, sans toutefois transmettre les données de comptage sur lesquelles était basée sa décision de refus. Le 25 janvier 2013, le producteur a alors saisi le CoRDIS afin d'obtenir de RTE la communication en urgence, avant la clôture de

l'appel d'offres, de ces données, dans le but de s'assurer sur pièce de son aptitude technique à participer à un tel appel d'offres.

Par décision du 28 janvier 2013, le CoRDIS a d'abord constaté que le litige relevait bien de sa compétence dès lors que l'impossibilité où se trouvait le producteur de participer à l'appel d'offres RTE, qui se terminait le lendemain à 12 heures, était susceptible de porter une atteinte grave et immédiate aux règles régissant l'accès aux réseaux et à leur utilisation et, notamment, au principe de transparence des consultations publiques organisées par un gestionnaire de réseau public.

Il a ensuite constaté que rien ne justifiait que RTE s'oppose à la communication des données de comptage alors même que cela avait été fait par le passé.

Enfin, le CoRDIS a enjoint à RTE de fournir ces données avant le lendemain 9 heures pour mettre fin à une atteinte grave et immédiate au principe de transparence, ce qu'a fait RTE dans le délai imparti.

22 octobre 2012

Parc éolien de Crampon et Parc éolien de Puchot/ERDF

Conditions de raccordement de deux installations de production éolienne au réseau public de distribution d'électricité

Dans cette affaire, le comité de règlement des différends et des sanctions était saisi par deux producteurs éoliens d'un différend lié au raccordement de leurs installations.

Le comité a tout d'abord précisé qu'un mémoire produit par l'une des parties après réception de la convocation à la séance publique du comité doit être écarté des débats en application de l'article 8 la décision du 20 février 2009 relative au règlement intérieur du comité de règlement des différends et des sanctions.

Sur le fond, interrogé sur la transparence du traitement de la demande de raccordement des sociétés, le CoRDIS

a estimé qu'il résulte des dispositions du décret du 23 avril 2008 que, saisi d'une demande de raccordement au réseau public de distribution, le gestionnaire du réseau public de distribution (GRD) est soumis, lors de l'établissement de la proposition technique et financière, à une obligation de traitement transparent et non discriminatoire et, qu'à ce titre, il lui revient de fournir au demandeur tous les éléments lui permettant d'apprécier le bien-fondé des solutions qu'il préconise.

Ainsi, lorsqu'une demande de raccordement implique que le GRD interroge le gestionnaire du réseau public de transport (GRT), le GRD doit veiller à ce que le GRT réponde aux questions qui lui sont posées et s'assurer que de telles réponses lui permettent d'éclairer utilement le candidat au raccordement.

Le CoRDIS a également précisé que la solution de raccordement de référence est celle qui, conformément aux dispositions de l'arrêté du 28 août 2007, minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de branchement et d'extension et qu'ainsi les coûts de réalisation des travaux de renforcement comme les délais de réalisation ne peuvent être pris en compte.

Enfin le CoRDIS a rappelé qu'en application des dispositions de l'article 5 de l'arrêté du 28 août 2007 si une solution différente de la solution de raccordement de référence peut être mise en place, la différence de coût avec la solution de raccordement de référence sera à la charge de celui qui en est à l'initiative c'est-à-dire soit le gestionnaire du réseau soit l'utilisateur.

2 juillet 2012

TOURTELEC/ERDF

Conditions de relève d'un dispositif de comptage

Le comité de règlement des différends et des sanctions était saisi d'une demande relative à l'exécution d'un protocole transactionnel signé entre un producteur et la société ERDF quant aux modalités de relève du dispositif de comptage d'une installation hydro-électrique.

Le CoRDIS a rappelé dans cette décision qu'en application des dispositions de l'article L. 134-19, il ne pouvait trancher que les différends :

- 1° Entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité ;
- 2° Entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages

- de transport et de distribution de gaz naturel ;
- 3° Entre les exploitants et les utilisateurs des installations de stockage de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de gaz naturel liquéfié ;
- 4° Entre les exploitants et les utilisateurs des installations de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone.

Ces différends portent sur l'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats mentionnés aux articles L. 111-91 à L. 111-94, L. 321-11 et L. 321-12, ou des contrats relatifs aux opérations de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone mentionnés à l'article L. 229-49 du code de l'environnement.

Le protocole transactionnel du 5 janvier 2010 ayant pour objet de définir les engagements des parties quant aux conditions matérielles d'exécution de la prestation de relevé des compteurs de la centrale exploitée par la société TOURTELEC, le CoRDIS s'est déclarée incompétente pour connaître d'un différend portant sur son exécution et a indiqué qu'un tel différend relevait de la compétence du juge judiciaire.

10 mai 2012

GDF SUEZ / GRTgaz

Conditions d'affectation et de facturation de l'acheminement de gaz naturel entre le 1^{er} novembre 2009 et le 31 octobre 2010 au PITTM de Fos

Les différends relatifs aux terminaux méthaniers sont rares devant le CoRDIS.

Les terminaux méthaniers sont des infrastructures gazières portuaires qui réceptionnent du gaz naturel liquéfié (GNL) acheminé par bateau et le regazéifient pour l'injecter sur le réseau de transport de gaz naturel. En France, il existe actuellement trois terminaux en service. L'accès à ces infrastructures et leurs tarifs sont régulés (tarifs ATTM fixés par la CRE). Il faut cependant rappeler que, pour les nouveaux terminaux méthaniers, dont il existe à l'heure actuelle deux projets en France, les dispositions de l'article L. 452-6 du code de l'énergie et du décret n°2005-877 du 29 juillet 2005, prévoit la possibilité d'exemption à l'accès régulé des tiers. Ainsi, sous réserve d'obtenir le bénéfice de cette exemption, les opérateurs

de ces nouveaux terminaux fixent eux-mêmes le tarif d'accès.

La société GDF SUEZ avait saisi le CoRDiS du différend qui l'opposait à la société GRTgaz, gestionnaire du réseau de transport gazier, concernant les conditions d'affectation et de facturation de l'acheminement de gaz naturel entre le 1^{er} novembre 2009 et le 31 octobre 2010 au Points d'Interface Transport Terminaux Méthaniers (PITTM) de Fos. En effet, la société GDF SUEZ estimait que la société GRTgaz méconnaissait le principe de correspondance entre les capacités de regazéification souscrites auprès des gestionnaires de terminaux méthanier de Fos Tonkin et Fos Cavaou et celles souscrites au PITTM de Fos.

L'arrêté du 6 octobre 2008, approuvant les tarifs d'utilisation des réseaux de transport à compter du 1^{er} janvier 2009, fixe la formule de calcul des capacités d'entrée sur le réseau de transport au PITTM de Fos que les expéditeurs détenteurs de capacités de regazéification sur les terminaux de Fos Tonkin et de Fos Cavaou doivent obligatoirement souscrire auprès de la société GRTgaz.

Le comité a tout d'abord estimé que, s'agissant de la période du 1^{er} novembre 2009 au 31 mars 2010, pendant laquelle le terminal de Fos Cavaou était en phase d'essais, le fait que la société GRTgaz ait pris en compte les augmentations de capacité dans le calcul d'allocation de capacités au PITTM de Fos avant la mise en service commerciale du terminal de Fos Cavaou a eu pour effet de faire peser sur GDF SUEZ, au titre des capacités qu'il avait réservées dans le terminal de Fos Tonkin, une proportion du tarif relatif à l'utilisation du PITTM Fos sans lien direct avec ses réservations de capacités effectives sur les terminaux de Fos.

Le CoRDiS a ensuite considéré que, s'agissant de la période du 1^{er} avril 2010 au 31 octobre 2010 durant laquelle le terminal de Fos Cavaou était en service commercial partiel à hauteur de 20 % de sa capacité technique maximale, le fait que GRTgaz ait pris en compte la valeur totale de la capacité au PITTM de Fos a eu pour effet de faire peser sur GDF SUEZ le paiement d'une capacité de transport sans lien direct avec les capacités réservées sur le terminal de Fos Cavaou.

Le comité a rappelé que selon les termes de l'annexe de l'arrêté du 6 octobre 2008 et des conditions générales du contrat d'acheminement daté du 25 février 2005, signé

par la société GDF SUEZ et la société GRTgaz, l'attribution de capacités au PITTM Fos à un expéditeur doit correspondre aux capacités de regazéification souscrites dans le cadre d'un service « continu » par ce dernier auprès du gestionnaire de terminal méthanier.

Le gestionnaire de réseau de transport ne saurait en conséquence, au seul motif qu'il a augmenté les capacités disponibles à un point d'interface transport terminal méthanier à une date donnée, attribuer à un expéditeur, pour une période suivant cette mise en service, des capacités de transport sans rapport direct avec les capacités de regazéification réservées par ce dernier pour la même période auprès d'un gestionnaire de terminal méthanier.

1^{er} octobre 2012

ENEL Trade/RTE

Révision des conditions générales de l'accord de participation liant les deux parties

Depuis le 1^{er} juillet 2011, conformément à la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 et le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 fixant les modalités d'accès régulé à l'énergie nucléaire historique, les fournisseurs peuvent demander l'exercice du droit l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à la société EDF, à un prix régulé et pour des volumes déterminés par la CRE. La société RTE avait transmis pour approbation à la CRE, au mois de mai 2011, un projet de révision de la section 2 des Règles relatives au dispositif de responsable d'équilibre, au mécanisme d'ajustement et à la programmation (Règles), afin d'intégrer dans ces Règles les dispositions relatives au mécanisme ARENH.

Le 14 juin 2011, la CRE avait notifié à la société ENEL France, fournisseur rattaché au périmètre d'équilibre de la société ENEL Trade, responsable d'équilibre (RE) de la société ENEL France, le volume d'ARENH cédé par la société EDF, conformément au décret du 28 avril 2011, à partir du 1^{er} juillet 2011. À compter du 17 juin 2011, l'injection dans le périmètre d'équilibre d'ENEL Trade du volume ARENH de X MW avait été mentionnée dans l'application Dat@RTE.

La société ENEL Trade avait saisi le CoRDiS le 21 mai 2012 d'une demande de règlement du différend l'opposant à la société RTE. Elle estimait en effet que, n'ayant reçu notification de la révision des Règles que le 28 juillet 2011,

elle ignorait jusqu'à cette date « *qu'une nouvelle modalité de rattachement à son périmètre d'équilibre de l'électricité injectée avait été mise en place, ce qui l'a conduite à sous-estimer les quantités d'électricité dont elle disposait* » et à acheter des quantités d'électricité sur le marché spot, entre le 1^{er} juillet et le 26 juillet 2011, qui se sont avérées inutiles, lui causant un préjudice net important.

Saisi pour la première fois d'un différend relatif au dispositif ARENH, le CoRDIS a tout d'abord observé que le décret n°2011-466 du 28 avril 2011 ayant été publié au Journal officiel de la République française le 29 avril 2011, il en résultait que, dès cette date, les règles de rattachement de l'ARENH aux périmètres d'équilibre étaient opposables aux responsables d'équilibre, notamment à la société ENEL Trade, et s'imposaient aux cocontractants en application de l'article B.6.1.1 de la section 2 des Règles de l'Accord de participation précité. Le comité a ajouté que la nouvelle rédaction des Règles ne faisait que transposer, sans rien y ajouter, les dispositions du décret du 28 avril 2011.

Le CoRDIS a précisé que la notification prévue par les Règles avait pour objet, non de recueillir le consentement du cocontractant de RTE, mais seulement de permettre soit la mise en conformité de l'Accord de participation avec les nouvelles Règles, ce qu'a d'ailleurs demandé la société ENEL Trade par lettre du 4 août 2011, soit la résiliation de cet accord, et de faire courir un délai pour l'un ou l'autre de ces effets.

L'ensemble des demandes de la société ENEL Trade ont été rejetées par une décision du comité du 1^{er} octobre 2012. ■

Glossaire

3^e paquet énergie

Publié en août 2009, le 3^e paquet énergie vise la mise en place de conditions de concurrence homogènes dans les États membres de l'Union 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 (2009/72/CE et 2009/73/CE), de deux règlements concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité (règlement (CE) n° 714/2009) d'une part, et les conditions d'accès aux réseaux de gaz naturel (règlement (CE) n° 715/2009) d'autre part, ainsi que du règlement (CE) n° 713-2009 créant l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER).

3x20

Voir paquet énergie climat.

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-cadres non contraignantes ;
- participer à l'élaboration de codes de réseau européens de l'électricité et du gaz naturel conformes aux orientations-cadres ;
- 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 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.

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.

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 tarification 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.

Couplage des marchés (enchères explicites, enchères implicites)

Le couplage de plusieurs marchés signifie le traitement commun de leurs courbes d'offre et de demande selon leur pertinence économique, c'est-à-dire l'appariement des ordres d'achat les plus hauts avec les ordres de vente les plus bas, indépendamment du marché où ils ont été placés, mais en tenant compte des capacités d'interconnexion journalières. En d'autres termes, dans les limites de la capacité d'interconnexion rendue disponible, la contrepartie d'une transaction sur une bourse d'échange d'électricité peut provenir d'une bourse étrangère sans que les participants aient l'obligation d'acheter explicitement la capacité correspondante à la frontière concernée. C'est une forme d'enchère implicite, par opposition aux enchères explicites auxquelles les acteurs réalisant des échanges transfrontaliers d'énergie doivent acheter la capacité d'interconnexion correspondante.

Day ahead

Voir Marché *day ahead*.

Distributeur non nationalisé (DNN)

Voir Entreprise locale de distribution

Énergie 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.

Flow-based

Méthode de calcul de capacités d'échanges transfrontaliers fondée sur les flux. Elle permet de tirer parti de l'interdépendance entre les échanges sur plusieurs frontières en dédiant la capacité physique des lignes aux échanges commerciaux ayant le plus de valeur économique (c'est-à-dire où le différentiel de prix est le plus important). Les offres sont en effet acceptées en considérant leur impact sur les lignes en plus de leur prix et de leur volume.

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 (ERGEG)

Le Groupe des régulateurs européens pour l'électricité et le gaz (*European Regulators' Group for Electricity and Gas*, ERGEG) 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'ERGEG 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.

Initiative régionale

Les initiatives régionales ont été mises en place en 2006 par la Commission européenne et le Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG) pour passer progressivement des marchés nationaux à l'échelle européenne, afin de faciliter l'intégration des marchés régionaux de l'électricité et du gaz par le biais d'actions concrètes. La CRE participe activement aux initiatives régionales de quatre des sept régions électriques et deux des trois régions gazières.

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 day ahead

Marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité ou des volumes de gaz livrables le lendemain.

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.

Marché spot

Marché de court terme, incluant les opérations pour livraison à courte échéance.

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.

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.

Orientation-cadre

Élaborées 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.

Paquet énergie-climat

Publié en juin 2009, cet ensemble de 3 directives (2009/28/CE, 2009/29/CE et 2009/31/CE) et une décision (n° 406/2009/CE) vise à la réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) de l'Union et au renforcement de sa sécurité énergétique et de sa compétitivité grâce au développement des sources d'énergie renouvelables. Il est communément associé à l'objectif dit des « 3x20 » : l'accroissement du recours aux énergies renouvelables à 20 % de la consommation d'énergie primaire de l'Union, la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre de 20 % par rapport aux niveaux de 1990 et l'accroissement de son efficacité énergétique de 20 % d'ici 2020.

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 de 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.

Point d'entrée

Point d'un réseau de transport ou de distribution où un expéditeur transport ou distribution met du gaz à disposition d'un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution en exécution d'un contrat d'acheminement transport ou distribution signé avec lui.

Point de livraison

Point d'un réseau de transport ou de distribution où un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution met du gaz à la disposition d'un expéditeur, d'un client final ou d'un autre gestionnaire de réseau.

Point de sortie

Point du réseau de transport de gaz naturel servant d'interface entre un réseau de transport principal et un réseau de transport régional.

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.

Projets d'intérêt commun

Projets de développement d'infrastructures de transport d'électricité et de gaz dont la liste est établie par la Commission européenne après une procédure de sélection. Ces projets pourront notamment bénéficier de procédures d'autorisation facilitées et, si nécessaire, d'incitations particulières et seront éligibles à une aide au financement.

Règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT)

Publié le 8 décembre 2011, le règlement européen N° 1227/2011, dit REMIT (*Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency*) 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 (ENTSOG). 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-cadres 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 finaux 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.

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.

Spot

Voir Marché spot.

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.

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.

Ten-Year Network Development Plan (TYNDP)

Plan décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité publié par ENTSO-E dans le respect de la démarche de planification des

investissements prioritaires dans les infrastructures de transport d'électricité prévue par le 3^e paquet. Ce plan doit être publié tous les deux ans et n'est pas engageant.

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 COMP	Direction générale de la concurrence (Commission européenne)
ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	DG ENER	Direction générale de l'énergie (Commission européenne)
AMF	Autorité des marchés financiers	DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
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	ENTSO-G	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)	ETP	Equivalent temps plein
CAM	Capacity Allocation Mechanisms (code de réseau sur les règles d'attribution des capacités de transport de gaz naturel)	ETPT	Equivalent temps plein travaillé
CASC	Capacity Allocation Service Company (plateforme d'enchères)	EUA	European Union Allowance (quota d'émission de CO ₂ européen)
CE	Commission européenne	GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
CEER	Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)	GRT	Gestionnaire de réseau de transport
CMP	Congestion Management Procedures	GTC	Groupe de travail Consommateurs
CNIL	Commission nationale de l'informatique et des libertés	GTE	Groupe de travail Électricité
CoRDIS	Comité de règlement des différends et des sanctions	GTG	Groupe de travail Gaz
CRE	Commission de régulation de l'énergie	HTA	Haute tension A
CSPE	Contribution au service public de l'électricité	HTB	Haute tension B
CTA	Contribution tarifaire d'acheminement	ITO	Independent Transmission Operator (modèle de séparation patrimoniale « Gestionnaire de de réseau de transport indépendant »)
		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
PEG	Point d'échange de gaz
PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency (règlement concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie)
SI	Système d'information
TaRTAM	Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché
TPN	Tarif de première nécessité
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
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UNIDEN	Union des industries utilisatrices d'énergie

Sommaire détaillé

MESSAGE DU COLLÈGE	2	1.2. En 2012, la CRE a fait évoluer les instances de concertation pour suivre le développement du compteur évolué et mieux impliquer les consommateurs dans les travaux	21
LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE	6	1.3. En attendant l'arrivée des compteurs évolués, l'amélioration continue des processus actuels reste nécessaire	22
1. L'organisation de la CRE	6	2. La CRE est attachée à la concertation dans l'élaboration de ses délibérations et à la transparence de ses travaux	24
1.1. Le collège de la Commission	6	2.1. Les procédures de consultation sont en nombre croissant	24
1.2. Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)	7	2.2. Les principales décisions ont été prises à l'issue d'un processus de consultation	26
2. Les missions de la CRE	8	2.3. Les principaux avis issus des consultations	26
2.1. La régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel	8	2.4. La transparence des travaux de la CRE	28
2.2. La régulation des marchés de l'électricité et du gaz naturel	11	3. La concertation, principe de base de la construction du marché européen de l'énergie	28
3. La CRE et les autres acteurs institutionnels	13	3.1. Un exemple : l'élaboration des codes de réseau	29
3.1. La CRE et le Parlement	13	3.2. L'ajustement : la CRE sensibilise les acteurs français aux conséquences des dispositions européennes sur le fonctionnement du marché national de l'électricité	29
3.2. La CRE et les autres autorités administratives indépendantes	13	3.3. Allocation des capacités de transport de gaz, gestion de la congestion aux interconnexions gazières : la CRE alimente la concertation européenne avec ses travaux en France	30
3.3. La CRE et les instances européennes de régulation	14	► Encadré : Les groupes de travail opérationnels « Procédures et nouveaux services » préparent l'arrivée des compteurs évolués	19
4. Les ressources humaines et les moyens budgétaires	15	► Encadré : La Concertation Gaz et l'évolution des règles d'équilibrage en France	20
► Encadré : La CRE assure la vice-présidence du CEER et contribue à de nombreux groupes de travail des régulateurs européens de l'énergie	14	► Encadré : Parcours du client : à chaque situation sa procédure	20
LA CRE, LA CONCERTATION ET LA TRANSPARENCE	18	► Schéma : Concertations sous l'égide de la CRE et auxquelles contribue la CRE	22
1. Sous l'égide de la CRE, les acteurs du secteur élaborent en concertation les règles du marché	18		
1.1. La CRE est à l'initiative de nombreuses instances de concertation qui ont permis de définir des procédures opérationnelles pour les marchés de l'électricité et du gaz	19		

► Encadré : Les consultations publiques lancées par la CRE en 2012	25
► Encadré : Élaboration du TURPE : l'avis de l'ensemble des parties prenantes est recueilli à tous les stades du processus	26
► Encadré : Une concertation nationale lancée dès 2009 pour définir l'organisation des places de marché gaz	27
Parole à : Elsa Cohen, responsable du secteur consommation de la Confédération syndicale des familles (CSF) et copilote du GTO Procédures et nouveaux services gaz	31

CHIFFRES CLÉS 2012 MARCHÉS DE DÉTAIL DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ

DOSSIER L'EUROPE DE L'ÉNERGIE À L'ÉPREUVE DU PIC DE FROID DE FÉVRIER 2012

1. L'hiver 2012 a été marqué par une vague de froid exceptionnelle et des pics historiques de consommation et des prix de gros	38
1.1. Une vague de froid d'une ampleur et d'une durée particulièrement importantes	38
1.2. Les pointes précédentes de consommation de gaz et d'électricité ont été dépassées	38
1.3. Des pics de prix ont été atteints sur les marchés de gros	40
2. La CRE a enquêté sur les causes des pics de prix	41
2.1. La compétence de surveillance de la CRE s'inscrit désormais dans un cadre européen	42
2.2. Les investigations de la CRE suivent des procédures formelles	44
3. Cet épisode illustre la nécessité d'un marché européen de l'énergie	47

3.1. L'équilibre entre offre et demande doit être assuré en permanence	47
3.2. Les interconnexions électriques jouent un rôle clé	48
3.3. Les infrastructures de gaz ont été aussi très sollicitées	52
► Carte : Températures en Europe le 9 février 2012	38
► Schéma : Consommation de gaz naturel et d'électricité en France pendant la vague de froid	39
► Encadré : La consommation française est très sensible aux changements de température	39
► Schéma : Prix horaires de l'électricité du 8 au 11 février 2012	40
► Schéma : Différentiel de prix spot entre la France et les principales places de marché de gaz européennes	41
► Encadré : Quel impact sur la facture du consommateur ?	41
► Encadré : L'implication de la CRE dans la mise en place de REMIT	44
► Encadré : EPEX SPOT : des recommandations sur le plan opérationnel	46
► Schéma : Marge du système et prix horaires moyen sur les pointes du matin et du soir	47
► Schéma : Utilisation des différents moyens de production de plus de 20 MW en France et émissions de CO ₂ , du 30/01/2012 au 22/02/2012.	48
► Schéma : Prix de gros de l'électricité et utilisation des interconnexions lors du pic de prix du 9 février 2012 à 10 h	50
► Encadré : Le couplage de marché fondé sur les flux : allouer la capacité au plus près des besoins	51

► Encadré : Enquête de la CRE sur les comportements des acteurs lors de l'allocation infra-journalière des capacités sur l'interconnexion France-Suisse	52
► Schéma : Approvisionnement sur les zones GRTgaz le 8 février 2012	53
► Carte : Stockages de gaz en Europe	54
► Tableau : Taux d'utilisation des points d'entrée sur le réseau de GRTgaz le 8 février 2012	54
Parole à : Dominique Maillard, Président du directoire de RTE	55

DOSSIER RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET TERRITOIRES

1. L'Europe de l'énergie s'appuie sur la solidarité de ses réseaux d'électricité	58
1.1. La coopération européenne permet une utilisation plus efficace des interconnexions	58
1.2. L'harmonisation des pratiques des gestionnaires des réseaux renforce la sécurité d'exploitation et facilite l'intégration de nouveaux producteurs	61
1.3. Les nouveaux investissements dans les grands réseaux répondent aux besoins identifiés à l'échelle européenne	63
2. Le réseau français évolue pour s'adapter à de nouveaux besoins	66
2.1. L'investissement dans le réseau national s'articule avec la planification à l'échelle européenne	66
2.2. Une régulation innovante répond au besoin d'augmentation des capacités d'échange transfrontalier	67
3. L'évolution des réseaux d'électricité tient compte des dimensions régionale et locale	69
3.1. Les compétences des collectivités territoriales en matière de développement des réseaux de distribution : des modalités d'exercice renouvelées	69

3.2. La planification des réseaux d'électricité prend en compte les spécificités régionales pour intégrer les énergies renouvelables	71
3.3. Les expérimentations locales de smart grids préparent les réseaux d'électricité de demain	74
► Carte : Les interconnexions électriques transfrontalières françaises	58
► Carte : Les initiatives régionales en électricité	59
► Schéma : De réelles avancées dans l'élaboration des codes de réseau	61
► Encadré : NSCOGI, une initiative à l'échelle d'un territoire particulier	65
► Schéma : Investissements de RTE	67
► Carte : Ambitions des SRCAE au 1 ^{er} septembre 2012 (en MWh)	71
► Encadré : Les spécificités des zones non interconnectées	72
► Encadré : Colloque « Énergies et territoires : une régulation, des régulations », 11 octobre 2012	74
► Encadré : Le compteur Linky, au cœur du démonstrateur de smart grids local GreenLys	76
Parole à : Jean-Jack Queyranne, président du conseil régional de Rhône-Alpes et président de la commission Développement durable et environnement de l'Association des régions de France	77

DOSSIER LES INFRASTRUCTURES DE GAZ, CLÉ DE VOÛTE DU BON FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ FRANÇAIS ET DE L'INTÉGRATION DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE EUROPÉEN

1. Le marché mondial du gaz en 2012	80
2. Les régulateurs européens ont défini un modèle cible pour le marché du gaz	81
2.1. Pourquoi un Gas target model ?	81

2.2. Des places de marché de grande taille favorisent la liquidité du marché, la sécurité d'approvisionnement et la formation de prix attractifs	83	► Schéma : Une déconnexion de prix spot entre le PEG Nord et le PEG Sud depuis mi-avril, atteignant des niveaux historiques.	89
2.3. Des dispositifs sont mis en place pour faciliter la circulation du gaz d'une zone de marché à l'autre.	85	► Encadré : De nouveaux tarifs d'accès aux terminaux méthaniers régulés	91
3. Le marché français évolue en cohérence avec le modèle cible européen	86	► Encadré : Les travaux se poursuivent pour la distribution de gaz	92
3.1. La création de la grande zone Nord en 2009 a marqué une première étape importante en simplifiant l'accès au marché	86	► Encadré : Le projet Gazpar	93
3.2. L'organisation actuelle du marché français n'est pas optimale	87	Parole à : Claude Conrard, président de la commission Pétrole et gaz de l'Union des industries utilisatrices d'énergie (UNIDEN)	95
3.3. La CRE a fixé l'objectif d'une place de marché unique en France en 2018	89	DOSSIER DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES	97
4. De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel pour les quatre prochaines années	90	1. La CRE met en œuvre les appels d'offres et émet des avis sur les tarifs relatifs aux énergies renouvelables	98
4.1. La CRE a renforcé le cadre de régulation incitatif pour les tarifs de transport	91	1.1 Trois appels d'offres ont été instruits par la CRE en 2012	98
4.2. La CRE a fixé les tarifs dans un contexte marqué par la poursuite d'investissements soutenus et la mise en œuvre du 3 ^e paquet	94	1.2. L'instruction des appels d'offres permet à la CRE de capitaliser de l'information sur les filières EnR	99
► Encadré : Zones d'équilibrage et places de marché	83	1.3. La CRE a rendu cinq avis sur des projets d'arrêtés fixant les tarifs d'achat en 2012	104
► Carte : Organisation actuelle du marché européen du gaz	84	2. Le développement des énergies renouvelables a une influence sur les prix de l'électricité sur les marchés de gros	106
► Schéma : Organisation cible du marché européen du gaz	85	2.1. Le développement des énergies renouvelables contribue à la baisse des prix de gros	106
► Carte : Fusion progressive des zones d'équilibrage françaises	86	2.2. Les systèmes de soutien aux énergies renouvelables entraînent l'apparition de prix négatifs	108
► Schéma : Évolution des volumes de gaz négociés livrés en GWh	87	3. Le développement des énergies renouvelables rend nécessaire une évolution des réseaux d'électricité	110
► Carte : La CRE réalisera courant 2013 une étude coûts-bénéfices pour définir le niveau optimal des investissements nécessaires à la création du PEG France.	88	3.1. La CRE encadre les délais et les coûts de raccordement des nouvelles installations de production	110

3.2. La nouvelle cartographie des sites de production requiert des renforcements du réseau	112
3.3. Les signaux tarifaires peuvent-ils diminuer les coûts de la transition énergétique ?	114
► Schéma : La CRE a instruit trois appels d'offres en 2012	98
► Encadré : Les appels d'offres pour les installations de production d'électricité	99
► Schéma : Origine géographique des panneaux solaires photovoltaïques	100
► Encadré : Les différentes technologies de production d'électricité à partir de l'énergie radiative du soleil	102
► Encadré : Les mécanismes de soutien aux renouvelables au Royaume-Uni et en Allemagne	105
► Schéma : Prix day-ahead horaires en Europe les 1 ^{er} et 2 janvier 2012	108
► Tableau : La France a connu des prix day-ahead horaires strictement négatifs pour la première fois au début 2012	109
► Tableau : Niveau des prix négatifs en Allemagne entre 2001 et 2012	109
► Schéma : Prix day-ahead et échanges entre la France et l'Allemagne	110
► Encadré : Le réseau allemand à l'épreuve de la transition énergétique	113
► Encadré : Les effacements : un outil supplémentaire au service de l'équilibre du réseau d'électricité	114
Parole à : Annegret Groebel, responsable du département des relations internationales, Bundesnetzagentur	115

DOSSIER

COÛT DE L'ÉNERGIE, MAÎTRISE DE LA DEMANDE ET LUTTE CONTRE LA PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE 117

1. Les tarifs réglementés de vente de l'électricité pour les ménages pourraient augmenter de 30 % d'ici 2017 118

- 1.1. Les gestionnaires de réseaux devront faire face à la poursuite de la croissance des investissements 118
- 1.2. Le prix de l'ARENH sera un élément déterminant de l'évolution des tarifs 120
- 1.3. L'effort en faveur du développement des énergies renouvelables sera plus intense 122

2. Les prix de vente du gaz devraient profiter d'un contexte de marché favorable 123

- 2.1. La formule tarifaire de GDF SUEZ a été modifiée 123
- 2.2. Certaines offres de marché proposent des prix significativement inférieurs aux tarifs réglementés 124
- 2.3. Malgré des hausses tarifaires, les évolutions en structure et les investissements dans les infrastructures de gaz seront favorables à l'optimisation des coûts d'approvisionnement 125

3. Dans un contexte de hausse des coûts unitaires, la maîtrise de la demande d'énergie et la lutte contre la précarité énergétique sont essentielles 126

- 3.1. Le nombre de bénéficiaires des tarifs sociaux devrait sensiblement augmenter 126
- 3.2. Maîtriser la demande d'énergie pour maîtriser la facture énergétique 128

► **Schéma** : Couverture des coûts par tarif réglementé d'électricité bleu, jaune et vert au 1^{er} août 2012 118

► Schéma : Couverture des coûts des tarifs réglementés de gaz naturel par tarif au 1 ^{er} janvier 2013	118
► Schéma : Investissements prévisionnels de RTE et d'ERDF	119
► Schéma : Poids des énergies renouvelables soutenues dans la part « énergie » de la facture au tarif bleu	122
► Schéma : Composantes d'une facture d'électricité TTC au tarif bleu 2012	122
► Schéma : Évolution prévisionnelle à 2017 du tarif bleu, CSPE incluse, en euros courants	123
► Encadré : La précarité énergétique : comprendre pour agir Colloque du 22 mars 2012	127
► Encadré : La directive européenne du 25 octobre 2012 sur l'efficacité énergétique	128
► Encadré : Décisions du Conseil d'État sur les tarifs réglementés de vente de gaz	129
► Encadré : Les consommateurs peuvent économiser en faisant jouer la concurrence	130
► Tableau : Hausse de la part énergie entre 2012 et 2015 par secteur d'activité	131
► Encadré : Coût de l'électricité et compétitivité des entreprises	132
Parole à : Catherine Grandclément, Caroline Escoffier, sociologues, chercheuses à EDF R&D	133

ANNEXES

Les rapports thématiques de la CRE en 2012	135
Les principales délibérations de la CRE en 2012	139
Les principales décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) en 2012	152
Glossaire	156
Sigles	164
Sommaire détaillé	166



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 © Fotolia, bas © RTE – P. 36 : haut © RTE, bas © Deposit Photos – P.55 : © RTE, J.-L. Dias – P. 56 : haut © RTE, bas © Deposit Photos – P. 77 : © C.Viviant – P. 78 : haut © Deposit Photos, bas © Deposit Photos – P. 96 : haut © ERDF, bas © Deposit Photos – P. 116 : haut © Deposit Photos, bas © Creative Collection – P. 133 : © I. Vautier – C. 4 : haut © RTE, bas © GDF SUEZ

Conception graphique et réalisation : **FROMATIQUES 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. Achevé d'imprimer : juin 2013

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