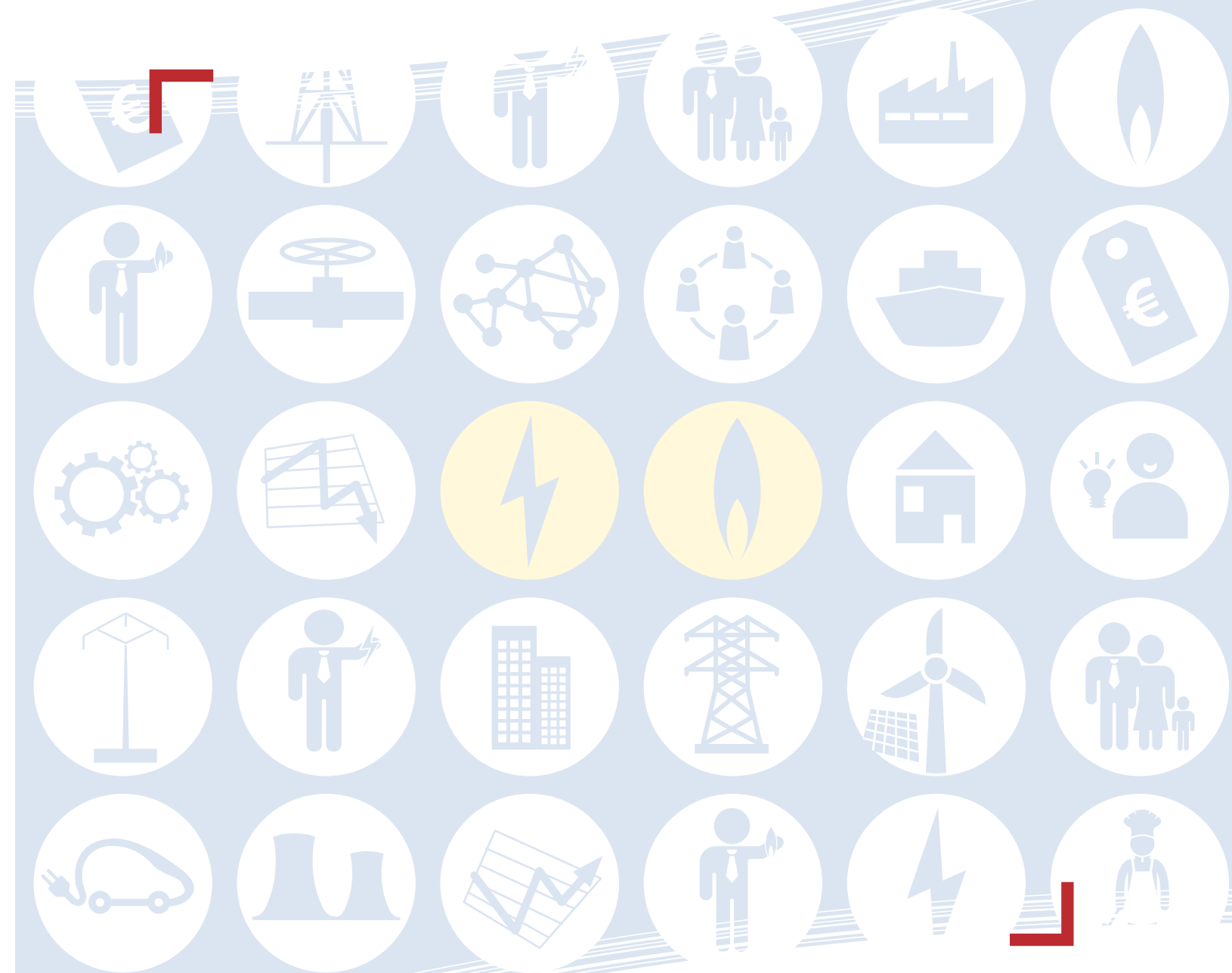




Rapport d'activité

2013



Rapport d'activité

2013

LES PROGRÈS VERS UN MARCHÉ EUROPÉEN DE L'ÉNERGIE INTÉGRÉ, S'ILS APPARAISSENT PLUS LENTS QUE PRÉVUS ET PEU VISIBLES, SONT NÉANMOINS INCONTESTABLES.



Les membres du collège de gauche à droite :

- ✓ Hélène Gassin,
- ✓ Michel Thiollière,
- ✓ Philippe de Ladoucette (président),
- ✓ Jean-Pierre Sotura,
- ✓ Olivier Challan Belval,
- ✓ Catherine Edwige.

LA POLITIQUE EUROPÉENNE MÈNE DE FRONT DEUX GRANDS CHANTIERS, DONT ON NE PEUT QUE CONSTATER LE MANQUE D'HARMONISATION

« Inespérée » confiait Jean Monnet à la fin de sa vie à propos de la construction européenne, étroitement associée dès son origine aux enjeux de l'énergie. Il rappelait également dans ses mémoires « J'ai toujours pensé que l'Europe se ferait dans les crises et qu'elle serait la somme des solutions qu'on apporterait à ces crises ». La politique européenne affronte aujourd'hui une nouvelle épreuve. Elle mène de front deux grands chantiers, dont on ne peut que constater le manque d'harmonisation. Le premier consiste à accorder une place centrale aux enjeux climatiques, notamment avec le développement subventionné de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Le second est d'achever le marché intérieur fondé sur les principes du droit de la concurrence qui garantissent un accès libre, transparent et non discriminatoire aux réseaux d'électricité et de gaz et le libre choix du fournisseur d'électricité et du gaz, tout en assurant la protection du consommateur. Au demeurant, l'essor d'une Europe forte au niveau interne comme au niveau international est déterminant face aux défis énergétiques et à leurs conséquences en termes de compétitivité, de sécurité d'approvisionnement et d'impact sur l'environnement.

La tâche est d'autant plus difficile que de nombreux facteurs d'incertitude affectent le secteur de l'énergie. Les effets conjugués de la crise économique, des retombées de la catastrophe nucléaire de Fukushima et de l'exploitation aux États-Unis

des gaz de schiste ont, d'une façon ou d'une autre, eu des conséquences sur les marchés européen et français de l'énergie.

La crise économique a à la fois diminué la demande d'électricité et fait chuter les prix du CO₂. La tension moindre sur le charbon, en raison de l'utilisation massive aux États-Unis des gaz de schiste pour la production d'électricité, a fait baisser son prix sur le marché international et l'a rendu en Europe plus compétitif que le gaz pour les centrales électriques.

Si l'on ajoute à ces phénomènes le développement important des énergies renouvelables pour respecter les objectifs européens définis dans la directive climat énergie de 2009 et leur arrivée massive sur les réseaux d'électricité, on aboutit à une situation inédite de « surcapacité » en moyenne et de prix de marché bas (parfois négatifs) qui n'avait pas été anticipée par les acteurs du secteur. Ceci diminue, voire annule la rentabilité de certains moyens de production comme les centrales à cycle combiné à gaz (CCCG), dont plusieurs notamment en France ont été mises sous cocon.

Enfin la très forte demande asiatique de GNL absorbe une grande partie des volumes prévus pour approvisionner le sud de l'Europe, qui en est largement dépendante, et provoque ainsi une forte augmentation des prix dans ces régions.



FACE AU NOUVEAU PAYSAGE CONCURRENTIEL, L'INFORMATION DU CONSOMMATEUR, ENCORE TRÈS INSUFFISANTE, VA DEVOIR PROGRESSER».

CCC

Face à ces difficultés, les progrès vers un marché européen de l'énergie intégré, s'ils apparaissent plus lents que prévus et peu visibles, sont néanmoins incontestables. Le travail « au petit point » des régulateurs obtient des résultats significatifs et contribue à assurer la sécurité d'approvisionnement des États membres de l'Union et à garantir la protection des consommateurs pour qu'ils bénéficient d'un fonctionnement efficace des marchés nationaux.

La mise en place des codes de réseau en 2013 marque une étape importante vers l'achèvement du marché intérieur. Cet ensemble de règles communes portent sur les échanges transfrontaliers. Leur objectif est d'améliorer les ressources des systèmes électriques et gaziers. L'enjeu en est d'harmoniser à un niveau technique suffisant la gestion des réseaux d'électricité et de gaz, en tenant compte des spécificités de chaque État membre. Pour remplir cet objectif, les régulateurs nationaux ont un rôle fondamental. Un dispositif de coordination entre eux a été placé depuis 2009 sous l'égide de l'ACER, l'agence de coopération des régulateurs.

Grâce à leurs travaux, les allocations de capacité de transport du gaz ont été harmonisées pour faciliter les échanges aux frontières entre les réseaux voisins. Par ailleurs, conformément aux orientations européennes, la CRE travaille à la mise en œuvre d'une place unique de marché en France pour éviter les différences de prix du gaz entre le Nord et le Sud du territoire.

Des progrès considérables sont également réalisés pour améliorer le marché de l'électricité et pour rendre plus fluides les échanges aux interconnexions entre les États membres. C'est le cas de la France avec ses voisins, l'Angleterre, l'Allemagne et l'Espagne. Le couplage avec l'Italie devrait être effectif dans les prochains mois. La France a présenté un solde d'exportation d'électricité de 47,6 TWh en augmentation de 3,6 TWh par rapport à 2012.

La CRE, qui a fixé en 2013 les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité, fait évoluer le dispositif tarifaire du transport pour inciter RTE à développer les interconnexions. Par ailleurs, soucieuse de promouvoir l'évolution technologique des réseaux nécessaire à leur modernisation, et en particulier à l'intégration de l'énergie produite à partir de sources intermittentes, elle attribue une part plus importante à la recherche et au développement. En outre, avec l'objectif de garantir aux consommateurs un fonctionnement efficace du marché de l'électricité, la CRE renforce le système d'incitations pour améliorer la qualité de service du gestionnaire de réseau de distribution aux utilisateurs et pour diminuer les temps de coupure d'électricité.

Avec l'arrivée annoncée des compteurs de gaz et d'électricité communicants et l'évolution technologique des réseaux d'électricité et de gaz engagée sur l'ensemble du territoire, le marché de l'énergie adoptera certainement un rythme plus dynamique. Les offres se diversifieront. Face à ce nouveau paysage concurrentiel, l'information du consommateur, encore très insuffisante, va devoir progresser pour lui permettre de choisir l'offre la mieux adaptée à ses besoins tout en limitant sa consommation et de diminuer sa facture sans nuire à son confort.

Le marché amorce en 2014 une mutation importante avec la fin des tarifs réglementés du gaz pour une partie des consommateurs professionnels, qui franchira une première étape dès juin 2014 et se poursuivra jusqu'au 1^{er} janvier 2016. Date à laquelle les tarifs réglementés d'électricité pour les professionnels prendront également fin.

SOMMAIRE

02.	MESSAGE DU COLLÈGE
06.	LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE
22.	2013 : LE(S) MARCHÉ(S) DE L'ÉNERGIE
32.	L'ACTION DU RÉGULATEUR SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE
42.	LE TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ
52.	LES RÉSEAUX INTELLIGENTS
62.	LES CONSOMMATEURS
122.	ANNEXES
123.	LES RAPPORTS THÉMATIQUES EN 2013
129.	LES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS EN 2013
137.	LES PRINCIPALES DÉCISIONS DU CoRDIS DE 2013
141.	GLOSSAIRE
151.	SIGLES

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 L. 131-1 du code de l'énergie). Pour l'accomplissement de cette mission, la CRE s'articule autour de deux organes indépendants : le collège de la Commission et le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS). Pour rendre ses décisions, le collège s'appuie sur l'expertise des directions de la CRE, placées sous l'autorité du président et du directeur général.

1.1. LE COLLÈGE DE LA COMMISSION

La loi du 15 avril 2013 a modifié la composition du collège de la CRE pour la quatrième fois en 13 ans. Le code de l'énergie prévoit désormais que le collège de la Commission, qui respecte la parité entre hommes et femmes, est composé de six membres. Les membres autres que le président nommés à compter de l'entrée en vigueur de la loi comprendront :

**LA LOI DU 15 AVRIL 2013
A MODIFIÉ LA COMPOSITION
DU COLLÈGE DE LA CRE
POUR LA QUATRIÈME FOIS
EN 13 ANS.**

- un membre nommé par décret, sur proposition du ministre chargé de l'Outre-Mer, en raison de sa connaissance et de son expérience des zones non interconnectées ;
 - un membre nommé par le président de l'Assemblée nationale et un par celui du Sénat, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques respectivement dans le domaine de la protection des données personnelles et dans celui des services publics locaux de l'énergie ;
 - deux membres nommés par décret, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques, pour l'un dans les domaines de la protection des consommateurs d'énergie et de la lutte contre la précarité énergétique, et pour l'autre dans les domaines de la maîtrise de la demande d'énergie et des énergies renouvelables.
- Les commissaires sont nommés pour une durée de six ans, non renouvelable. Par exception, les membres actuels du collège ont été nommés pour des durées allant de trois à six ans, afin d'assurer le renouvellement par tiers du collège tous les deux ans.



Les membres du CoRDiS

- ✓ Roland Peylet,
- ✓ Monique Liebert-Champagne (présidente),
- ✓ Christian Pers,
- ✓ Françoise Laporte.

Les membres du collège exercent leur fonction à plein temps. Afin de se conformer aux exigences d'indépendance fixées 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. Cette interdiction de prise d'intérêt vaut jusqu'à l'expiration d'un délai de trois ans suivant la fin de leur mandat.

1.2. LE COMITÉ DE RÈGLEMENT DES DIFFÉRENDS ET DES SANCTIONS (CORDIS)

Le CoRDiS, créé 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. Le Comité comprend également depuis 2013 quatre membres suppléants. À l'instar des membres du collège de la CRE, les membres du CoRDiS et leurs suppléants 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.

Le CoRDiS dispose également du pouvoir de sanctionner les manquements mentionnés dans le code de l'énergie et – depuis la loi du 15 avril 2013 – les manquements au règlement du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence des marchés de gros (REMIT). Cette loi a également précisé les modalités de séparation des pouvoirs de poursuite et de sanction au sein du comité.

**LE CoRDiS EST
CHARGÉ DE RÉGLER,
DANS LEURS ASPECTS
TECHNIQUES
ET FINANCIERS,
LES DIFFÉRENDS
ENTRE LES
GESTIONNAIRES DES
RÉSEAUX PUBLICS
D'ÉLECTRICITÉ ET
DE GAZ NATUREL ET
LEURS UTILISATEURS.**



Les membres du comité de direction :

2. LES MISSIONS DE LA CRE

Les missions de 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. L'article L. 134-9 du code de l'énergie – issu de la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (loi NOME) – dispose que la CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions pour les sujets pouvant « avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique » dont la liste sera déterminée par décret en Conseil d'État. Plus de trois ans après l'adoption de la loi, ce décret n'a toujours pas été publié.

2.1. LA RÉGULATION DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL

Depuis la loi du 10 février 2000, les missions dévolues à la CRE n'ont jamais cessé de se développer. La loi NOME et la transposition des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE 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.

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

L'ouverture à la concurrence ne peut s'exercer sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel que si les opérateurs et les consommateurs peuvent accéder à ces réseaux, ouvrages et installations dans des conditions transparentes et non discriminatoires. La CRE contribue à cette exigence et à ce que les réseaux soient sûrs, fiables et performants, pour le bénéfice des consommateurs. Elle promeut l'adéquation des réseaux et l'efficacité

- ✓ *Fadhel Lakhoua, directeur des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros ;*
- ✓ *Anne Monteil, directrice des relations institutionnelles et de la communication ;*
- ✓ *Sophie Pataridzé, directrice des ressources humaines ;*
- ✓ *Jean-Yves Ollier, directeur général ;*
- ✓ *Francis Hauguel, directeur, adjoint au directeur général, chargé des questions administratives ;*
- ✓ *Cécile George, directrice de l'accès aux réseaux électriques ;*
- ✓ *Dominique Jamme, directeur des infrastructures et des réseaux de gaz ;*
- ✓ *Christophe Leininger, directeur du développement des marchés ;*
- ✓ *Philippe Raillon, directeur des relations internationales ;*
- ✓ *Alexandra Bonhomme, directrice juridique.*

énergétique, ainsi que l'intégration de la production d'énergie à partir de sources renouvelables. Les missions de la CRE pour garantir ce droit d'accès sont globalement les mêmes s'agissant du marché du gaz naturel et de celui de l'électricité.

Le principe de non discrimination est la garantie de l'accès au marché pour les nouveaux entrants et du développement d'une juste concurrence au profit du consommateur. La CRE est destinataire des contrats conclus entre les gestionnaires ou opérateurs des réseaux et les utilisateurs, comme des protocoles d'accès aux réseaux d'électricité et aux ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, ainsi qu'aux installations de gaz naturel liquéfié. Elle reçoit notification motivée des refus de conclure des contrats ou protocoles d'accès auxdits réseaux, ouvrages et installations. Concernant l'accès aux réseaux électriques, la CRE émet un avis préalable sur les décisions du préfet refusant d'autoriser la construction d'une ligne directe.

Concernant l'accès aux ouvrages de gaz naturel, elle émet un avis sur les dérogations instituées par décret aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des

installations de gaz naturel liquéfié, ainsi que sur les dérogations apportées aux conditions commerciales d'utilisation des réseaux ou installations.

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

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

Afin d'assurer un fonctionnement optimal des réseaux, la CRE fixe désormais elle-même les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel et les tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux. 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


85
JOURS DE
COMMISSION
EN 2013


182
DÉLIBÉRATIONS
RENDUES
EN 2013
Voir les principales
délibérations en annexes.

LA CRE VEILLE À LA RÉALISATION DES INVESTISSEMENTS NÉCESSAIRES AU BON DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX

en matière d'investissement et qu'il est cohérent avec le plan européen élaboré par les ENTSO, organismes de coopération des gestionnaires des réseaux européens. 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 les 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 L. 111-7 du code de l'énergie).

Pour garantir l'indépendance de ces gestionnaires de réseaux, la CRE approuve, après avis de l'Autorité de la concurrence, les règles comptables de séparation des activités entre production, transport et distribution d'électricité, et autres activités des opérateurs intégrés d'électricité et entre transport,

distribution, stockage de gaz naturel et exploitation d'installation de gaz naturel liquéfié et autres activités des opérateurs intégrés de gaz naturel. Elle exerce une fonction de veille et de surveillance concrétisée par l'exercice éventuel de ses pouvoirs d'enquête et de sanction.

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

La transposition des directives du 3^e paquet dans le code de l'énergie a investi la CRE d'une nouvelle compétence : la certification des gestionnaires de réseaux 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 leur 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 donné à la CRE une compétence de surveillance du marché du CO₂. En coopération avec l'Autorité des marchés financiers (AMF), la CRE surveille sur le marché du CO₂ les transactions effectuées par les fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel européens sur les quotas d'émission européens EUA (*European Union Allowance*), ainsi que sur les unités CER (*Certified Emission Reduction*) et ERU (*Emission Reduction Units*) prévues par le protocole de Kyoto. Elle analyse la cohérence de ces transactions avec les contraintes économiques, techniques et réglementaires de l'activité de ces fournisseurs, négociants et producteurs d'électricité et de gaz naturel.

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 6^e édition a été publiée en décembre 2013 [cf. annexes p.123](#).

Veiller au bon fonctionnement des marchés de détail

En premier lieu, l'article L. 131-2 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 deuxième édition a été publiée en janvier 2014 [cf. annexes p.124](#).

La mission de la CRE de veiller au bon fonctionnement des marchés de détail passe en outre par son intervention dans la fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel.

Jusqu'au 31 décembre 2015, ceux-ci 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, qui a été modifiée par le décret du 16 mai 2013. D'une part, un arrêté pris par les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie après avis de la CRE fixe pour chaque fournisseur la formule tarifaire traduisant la totalité de ses coûts d'approvisionnement en gaz naturel et la méthodologie d'évaluation de ses coûts hors approvisionnement. D'autre part, un arrêté des ministres de l'Économie et de l'Énergie, pris après avis de la CRE – et depuis 2013 à l'issue de la réalisation par celle-ci d'une analyse détaillée – fixe les barèmes des tarifs réglementés de vente de gaz naturel. Ces barèmes sont réexaminés au moins une fois par an et révisés s'il y a lieu, en fonction de l'évolution de la formule tarifaire. Enfin, la procédure de modification à la demande du fournisseur est devenue en 2013 la procédure courante d'évolution du barème, avec une fréquence mensuelle pour les tarifs de GDF SUEZ.



70
ACTEURS
AUDITIONNÉS PAR
LE COLLÈGE
EN 2013



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

Le fournisseur 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.

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

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

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

D'autre part, si les capacités de production ne répondent pas, par le simple jeu des initiatives des opérateurs, aux objectifs de la programmation pluriannuelle de la production d'électricité, le ministre chargé de l'Énergie peut recourir à un appel d'offres, que la CRE a la charge de mettre en œuvre. La CRE propose ainsi la rédaction du cahier des charges qui est arrêté par le ministre de l'Énergie. Elle procède au dépouillement et à l'instruction des offres. Elle émet un avis sur les candidats, parmi lesquels le ministre désigne le ou les candidats retenus. Cette activité est restée soutenue en 2013 [cf. encadré ci-dessous](#).

LE SITE ENERGIE-INFO.FR RÉPOND AUX QUESTIONS QUE SE POSENT LES CONSOMMATEURS PARTICULIERS

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 L. 121-10 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.

En dernier lieu, la CRE propose au ministre de l'Énergie les conditions dans lesquelles s'effectue la vente de l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique (ARENH). En application de la loi NOME, cette vente est ouverte à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental ou des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes. La CRE émet un avis sur le volume global maximal d'électricité nucléaire historique pouvant être cédé, en fonction notamment du développement de la concurrence sur les marchés de la production d'électricité et de la fourniture de celle-ci à des consommateurs finals. Pendant une période transitoire qui s'est achevée le 7 décembre 2013, le prix de l'ARENH était arrêté par les ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie après avis motivé de la CRE. La CRE est désormais compétente pour proposer aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie le

prix de l'ARENH, selon une méthodologie qui doit être fixée par un décret en Conseil d'État en application de l'article L. 336-10 du code de l'énergie.

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 répond aux questions que se posent les consommateurs particuliers. 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.

La CRE est désormais compétente pour proposer aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie le prix de l'ARENH, selon une méthodologie qui doit être fixée par un décret en Conseil d'État.

© EDF-Guillaume Murat



MISE EN ŒUVRE DES DISPOSITIFS DE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES : L'ACTIVITÉ EST RESTÉE SOUTENUE EN 2013

Appels d'offres

Appel d'offres 2013/S 049-07947 du 9 mars 2013 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 kW :

→ **396 DOSSIERS REÇUS**

Appel d'offres 2013/S 058-095352 du 22 mars 2013 portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiment de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW :

→ **594 DOSSIERS DÉPOSÉS**

au titre de la 1^{re} période close le 31 octobre 2013 (10 % des dossiers ouverts avaient été déposés deux fois).

Appel d'offres 2013/S 054-088441 du 16 mars 2013 portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer en France métropolitaine :

→ **4 DOSSIERS REÇUS**

Avis de la CRE sur les tarifs d'achat

● Délibération du 12 septembre 2013 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération.

● Délibération du 23 janvier 2013 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie mécanique du vent dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental et disposant d'un dispositif de prévision et de lissage de la production.

● Délibération du 20 juin 2013 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté tarifaire du 19 mai 2011 fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent le biogaz.

● Délibération du 3 octobre 2013 portant avis sur le projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion du gaz de mine





L'ANALYSE DES COÛTS DES FOURNISSEURS HISTORIQUES D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ

Dans un objectif de transparence accrue sur le marché de détail, et afin d'éclairer en amont les choix du Gouvernement sur les trajectoires d'évolution tarifaire à envisager, la CRE a mené, en 2013, des analyses sur les coûts d'EDF et de GDF SUEZ pour la fourniture des clients aux tarifs réglementés. Elles apportent, tant aux fournisseurs alternatifs qu'aux consommateurs, une transparence et une visibilité indispensables au fonctionnement des marchés de détail.

La première analyse sur les coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ a été rendue publique le 4 avril 2013⁽¹⁾. En électricité, la CRE a réalisé une analyse sur les coûts de production et les coûts de commercialisation d'EDF rendue publique le 4 juin 2013⁽²⁾.

Ces analyses effectuées par la CRE ont vocation à être réactualisées et complétées annuellement. Elles portent notamment sur l'adéquation entre coûts

des opérateurs historiques et niveaux des tarifs réglementés aux consommateurs. Pour le gaz naturel, le décret du 16 mai 2013 a modifié le décret du 18 décembre 2009, qui dispose désormais que la CRE « réalise chaque année une analyse approfondie de l'ensemble des coûts de chaque fournisseur ».

Dans sa délibération du 11 avril 2013 sur ce projet de décret, la CRE a pour la première fois émis un avis nettement défavorable à une extension de ses compétences. Elle a en effet estimé qu'appliquées à l'ensemble des fournisseurs historiques, ces exigences étaient disproportionnées au regard des objectifs de vérification de l'adéquation des tarifs et de transparence, les 22 entreprises locales de distribution représentant moins de 5 % des sites alimentés aux tarifs réglementés de vente de gaz en France. Outre les problèmes méthodologiques posés par l'absence

de dissociation comptable pour certaines de ces entreprises, la CRE a souligné que, compte tenu des ressources limitées dont elle dispose, elle n'était pas en mesure de procéder à des audits et des contrôles annuels sur la totalité des 24 fournisseurs. Elle a rappelé en particulier que ses effectifs et ses moyens n'ont pas été ajustés au fort développement de ses missions et ses activités depuis 2009, avec la transposition des textes européens du 3^e paquet sur l'énergie, la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'énergie et le développement des appels d'offres en matière d'énergies renouvelables. Dans ce contexte, elle a émis un avis défavorable à l'extension de ses missions au-delà des mesures nécessaires pour lui permettre d'exercer les compétences qui lui sont confiées par les textes européens et par la loi.

1 – <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/rapport-d-audit-sur-les-couts-d-appro.-en-gaz-gdf-suez>
2 – <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/analyse-des-couts-de-production-et-de-commercialisation-d-edf>

3. LA CRE ET LES AUTRES ACTEURS INSTITUTIONNELS

3.1. LA CRE ET LE PARLEMENT

L'indépendance 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. 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. Chaque publication de la CRE fait l'objet d'une transmission au Parlement et parfois

même d'une présentation devant la commission compétente. Le président de la CRE a ainsi été auditionné sept fois par l'Assemblée nationale et le Sénat au cours de l'année 2013. Ces auditions ont eu pour objet de présenter l'activité de la CRE, à l'occasion par exemple de la remise du rapport sur les coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité, mais aussi :

- de communiquer des éléments dans le cadre d'une mission d'information, comme cela a été le cas sur la biomasse ;
- 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 2014, 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 sujets, dans le cadre par exemple de la réflexion menée par la commission des affaires économiques de l'Assemblée nationale sur le déploiement du compteur communicant Linky.

3.2. LA CRE ET LES COLLECTIVITÉS TERRITORIALES

En matière d'énergie, les villes et les établissements publics de coopération intercommunale assurent cinq grandes fonctions : ils développent la production à partir d'énergies renouvelables, distribuent – c'est leur mission historique – et consomment l'énergie, ils aménagent leurs territoires et ils sensibilisent les acteurs locaux et la population à la maîtrise de l'énergie. Dans le contexte de la transformation du système énergétique avec notamment le développement de la production décentralisée d'électricité, leur rôle en matière de planification des moyens de production s'est accru. Les collectivités locales sont aujourd'hui à l'initiative de nombreux projets innovants pour contribuer à gérer plus efficacement l'énergie.

Consciente de ce rôle central des différents niveaux de collectivités, la CRE souhaite renforcer ses échanges avec les élus locaux

En 2013, la CRE est allée à la rencontre des élus locaux au travers des diverses associations qui les regroupent (Association des régions de France, Assemblée des départements de France, Association des maires de grandes villes de France, Assemblée des communautés de France). Elle s'est aussi déplacée dans les régions pour y organiser des tables rondes sur le thème des smart grids, en Bretagne, PACA, Rhône-Alpes, et au début de 2014 Nord-Pas-de-Calais > cf. p.90-91. Par ailleurs, des représentants de la CRE participent régulièrement aux débats publics locaux sur les projets d'infrastructures. Par exemple, la CRE a participé en 2013 à deux débats publics locaux organisés par la Commission nationale du débat public concernant les projets de grands gazoducs de Val de Saône et Arc Lyonnais.

La CRE répond aussi aux nombreuses questions que lui adressent chaque année les élus

Enfin, la CRE invite les collectivités territoriales à participer à ses travaux en leur proposant une tribune dans les événements qu'elle organise (forums ou colloques) ou encore en les invitant

à répondre par écrit aux consultations publiques qu'elle organise sur les sujets qui les intéressent.

3.3. 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 avis. Cet avis peut être obligatoire, comme par exemple, en application de l'alinéa 6 de l'article 25 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, dans le cadre de l'approbation des principes de dissociation comptable des ELD. En 2013, la CRE a ainsi saisi l'Autorité de la concurrence pour avis relatif aux principes de dissociation comptable proposés par EDF d'une part, et Sorégies d'autre part.

Par ailleurs, 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. Ainsi, l'Autorité a consulté la CRE en 2008 et en 2011 dans le cadre d'une saisine relative aux pratiques mises en œuvre par EDF dans le secteur des services destinés à la production d'électricité photovoltaïque. L'Autorité a rendu sa décision le 17 décembre 2013, par laquelle elle constate qu'il a été établi qu'EDF a enfreint les dispositions applicables en droit de la concurrence « d'une part, en mettant à la disposition de ses filiales actives dans le secteur photovoltaïque, au surplus dans des conditions financières avantageuses, des moyens matériels et immatériels qui ont permis à ces dernières de bénéficier de son image de marque et de sa notoriété, et, d'autre part, en utilisant les données dont elle dispose en sa qualité de fournisseur historique d'électricité pour faciliter la commercialisation des offres de sa filiale ».



**LE PRÉSIDENT
DE LA CRE A ÉTÉ
AUDITIONNÉ
7 FOIS
PAR L'ASSEMBLÉE
NATIONALE ET LE SÉNAT
AU COURS DE L'ANNÉE 2013**



La CRE participe activement à la construction d'un marché unique de l'énergie au sein des instances européennes de régulation
© EDF – Marc Morceau

LA CRE EST REPRESENTÉE DANS TOUS LES GROUPES DE TRAVAIL EUROPÉENS

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)
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
Procédures et suivi de la mise en œuvre de la législation européenne (ACER/CEER)	Participation	–
Relations internationales (CEER)	Co-présidence	–

En outre, l'Autorité de la concurrence a entendu la CRE le 5 décembre 2013 dans le cadre du projet de décret relatif aux effacements de consommation dans le secteur de l'électricité, cette dernière ayant adressé au Gouvernement deux propositions de décret les 24 juillet et 17 octobre 2013 en application des dispositions des articles L. 271-1 et L. 123-1 du code de l'énergie. L'Autorité de la concurrence, saisie par le ministre de l'Économie et des Finances, a rendu à ce sujet le 20 décembre 2013 un avis, publié le 13 janvier 2014.

3.4. LA CRE ET LES INSTANCES EUROPÉENNES DE RÉGULATION

Outre les contacts bilatéraux quotidiens qu'elle entretient avec ses homologues européens, la CRE participe activement à la construction d'un marché unique de l'énergie au sein des instances européennes de régulation. Elle est ainsi représentée dans tous les groupes de travail du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) et de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) au sein desquels elle travaille à l'élaboration des règles de fonctionnement du marché intérieur. Le CEER est une association à but non lucratif de droit belge au sein de laquelle se sont réunis spontanément les régulateurs des 28 États membres de l'Union européenne (UE), de l'Islande et de la Norvège, ainsi que les régulateurs suisse et de l'Ancienne République Yougoslave de Macédoine, en tant qu'observateurs. Le CEER est la voix des régulateurs nationaux aux niveaux communautaire et international. Il promeut l'assistance, l'échange d'expérience et de bonnes pratiques entre ses membres et permet l'élaboration de positions communes. S'il travaille en étroite collaboration avec l'ACER sur les questions communautaires, il traite également de nombreuses questions complémentaires aux travaux de celle-ci, telles que les questions internationales, les réseaux intelligents, la durabilité et les problèmes relatifs aux clients. La CRE est membre du CEER depuis sa création en mars 2000 et dispose d'un siège de vice-président de l'association.

Par ailleurs, la CRE est membre du Conseil des régulateurs de l'ACER, agence européenne dotée de la personnalité juridique, instituée par le 3^e paquet énergie et opérationnelle depuis mars 2011. 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 s'assure que l'intégration des marchés et l'harmonisation des cadres réglementaires sont effectuées dans le respect des objectifs de la politique énergétique de l'UE. L'Agence adopte ainsi les orientations-cadres pour l'intégration des marchés, dont l'objectif est de fixer des principes destinés à être développés dans les codes de réseau rédigés par les associations de gestionnaires de réseaux de transport européens (ENTSO). Elle dispose également d'une compétence de surveillance des marchés, en coordination avec les régulateurs nationaux et contribue au développement coordonné des infrastructures énergétiques de l'Union.

4. LA CRE, LA CONCERTATION ET LA TRANSPARENCE

La CRE est attachée à la concertation dans l'élaboration de ses délibérations et à la transparence de ses travaux. Ce sont en effet des facteurs 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

23
CONSULTATIONS
PUBLIQUES
LANCÉES EN 2013
SOIT UN NOMBRE STABLE
PAR RAPPORT À 2012

LE RÈGLEMENT INTÉRIEUR DE LA CRE, UN OUTIL AU SERVICE DE LA TRANSPARENCE DES ACTIVITÉS DU RÉGULATEUR

La CRE veille non seulement à assurer la transparence des marchés du gaz et de l'électricité, mais également de ses propres travaux, afin notamment d'assurer leur qualité et leur compréhension par les parties prenantes. Cette transparence a été renforcée avec l'adoption du règlement intérieur de la CRE par une délibération en date du 10 octobre 2013. La nouvelle version du règlement intérieur prévoit en effet que, dans les cas où la publication

n'est pas expressément prévue par les textes, les délibérations adoptées par le collège de la commission sont rendues publiques (en pratique sur son site web), sauf décision contraire du collège. Par ailleurs, en application du deuxième alinéa de l'article 8 de ce même règlement intérieur, une synthèse des études réalisées au soutien des délibérations adoptées par le collège est rendue publique sur le site web de la CRE.

À ce titre, la CRE a par exemple publié la synthèse du rapport réalisé par le cabinet de conseil London Economics dans le cadre de la demande de dérogation déposée par ElecLink au titre de l'article 17 du règlement européen n°714/2009 concernant une interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne¹. Il convient de souligner que, comme le règlement intérieur le précise, ces publications sont effectuées sous réserve des secrets protégés par la loi.

¹ – <http://www.cre.fr/documents/consultations-publiques/demande-de-derogation-d-eleclink-au-titre-de-l-article-17-du-reglement-ce-714-2009-concernant-une-interconnexion-entre-la-france-et-la-grande-bretagne>



65
RÉUNIONS
DE CONCERTATION
DES GROUPES
DE TRAVAIL
DE LA CRE EN 2013
31 EN ÉLECTRICITÉ
34 EN GAZ

de construction du marché de l'énergie, dont la concertation est en effet le principe de base. 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. 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.

Des consultations publiques pour recueillir l'avis des acteurs

Compte tenu de leur caractère structurant, certaines délibérations de la CRE donnent systématiquement lieu à une voire plusieurs consultations publiques. En 2013, cela a par exemple concerné les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz des consommateurs gazo-intensifs, pour la rédaction du projet de cahier des charges de l'appel d'offres portant sur des installations éoliennes offshore ou encore pour le développement des réseaux électriques intelligents en basse tension.

Dans certains cas, le principe de la consultation des parties prenantes par la CRE avant certaines délibérations du régulateur est fixé par le code de l'énergie. Mais la CRE a en plus 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 année, la CRE a ainsi lancé 23 consultations publiques (comme en 2012). 70 acteurs ont été auditionnés par le collège en 2013. Cette consultation peut aussi prendre la forme d'ateliers ou de tables rondes rassemblant les acteurs du secteur.

Un principe de transparence formalisé dans le règlement intérieur

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.123](#). Elle y contribue par ailleurs à travers le service Energie-Info.

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. Ce site web s'inscrit dans la démarche pédagogique déployée par la CRE à travers l'ensemble de ses outils de communication.

Enfin, la modification du règlement intérieur en 2013 vient formaliser le principe de transparence dans les procédures mises en œuvre par le régulateur [cf. encadré p.18](#).

5. 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 gestionnaires de réseaux de transport), 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.

Les 125 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 50 milliards d'euros : 19,5 milliards d'euros pour les tarifs régulés des infrastructures

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.

© CEER Energy



DE NOUVELLES MISSIONS AVEC DES MOYENS RÉDUITS

Deux nouveaux textes publiés en 2013 viennent à nouveau alourdir les missions de la CRE. La loi du 15 avril 2013⁽¹⁾ dite « loi Brottes » a élargi de manière substantielle le périmètre des missions de la CRE. Ainsi, en matière d'effacements de consommation d'électricité, la CRE a désormais pour missions de (i) proposer un décret fixant la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant leur valorisation, (ii) donner son avis sur l'arrêté fixant le montant de la prime versée aux opérateurs d'effacement, et de (iii) proposer chaque année au ministre de l'Énergie

le montant des charges prévisionnelles résultant du versement de la prime. En outre, la CRE a désormais compétence pour proposer au ministre chargé de l'Énergie la méthode de calcul du montant des garanties de capacités comprises dans les contrats d'approvisionnement à long terme de l'électricité. Enfin, le CoRDiS a désormais compétence pour sanctionner les manquements des opérateurs à leur mission de fourniture d'électricité au tarif de première nécessité, ainsi que les manquements (i) aux règles définies par le règlement européen du

25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros ou (ii) de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement du marché de l'énergie. Par ailleurs, la création par cette loi d'un nouveau poste de membre du collège s'impute sur les effectifs de la CRE. Le décret du 16 mai 2013 met quant à lui à la charge de la CRE la vérification des ajustements mensuels du barème des tarifs réglementés de vente de gaz, et une analyse détaillée, chaque année, des coûts des 24 fournisseurs aux tarifs réglementés.

1 – Loi n°2013-615 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.



ÉVOLUTION DU PLAFOND D'EMPLOI DE LA CRE

Équivalent temps plein	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Commissaires	3	3	5	5	5	6	6
Agents	128	128	126	126	125	124	123
Total	131	131	131	131	130	130	129

Le CoRDiS a désormais compétence pour sanctionner les manquements aux règles définies par le règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros (REMIT).
© EDF – Philippe Eranian



130
PERSONNES
EFFECTIF DE LA CRE EN 2013
EN NOMBRE DE POSTES
ETPT (ÉQUIVALENT TEMPS
PLEIN TRAVAILLÉ),
DONT 5 COMMISSAIRES

de transport et de distribution de gaz naturel et d'électricité et les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers ; 23,6 milliards d'euros pour la part fourniture des tarifs réglementés de vente ; et 5,2 milliards d'euros pour la contribution au service public de l'électricité.

L'étude des ressources des autorités européennes de régulation de l'énergie fait apparaître que les huit régulateurs disposant déjà d'effectifs supérieurs à ceux de la CRE (en Allemagne, Espagne, Grande-Bretagne, Hongrie, Italie, Pologne, République tchèque et Roumanie) ont vu ceux-ci augmenter en 2013 pour atteindre 190 à 729 ETP (équivalent temps plein), contre 186 à 593 ETP en 2012.

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 du 13 juillet 2009 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 préalable-ment à ses avis sur les tarifs [cf. encadré p.14](#).

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 par l'intermédiaire d'une contribution spécifique. Cette proposition a été rejetée par la direction du budget.

Au 31 décembre 2013, la CRE comptait 128 agents (hors commissaires), dont 60 femmes et 68 hommes : 47,1% des chargés de mission, 29,4% des chefs de département et 50% des directeurs ou conseillers sont des femmes.

Face à l'évolution de ses missions, le régulateur cherche à se doter de meilleures compétences technico-économiques dans le secteur de l'énergie et de capacités de prospective. En 2013, pour 29 postes ouverts au recrutement, la CRE a reçu plus de 1876 curriculum vitae, correspondant pour une grande partie aux profils recherchés et présentant un très haut niveau de qualification.

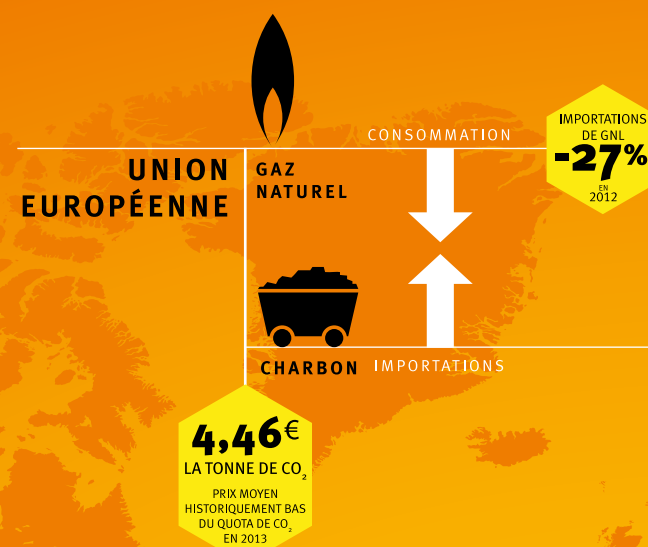
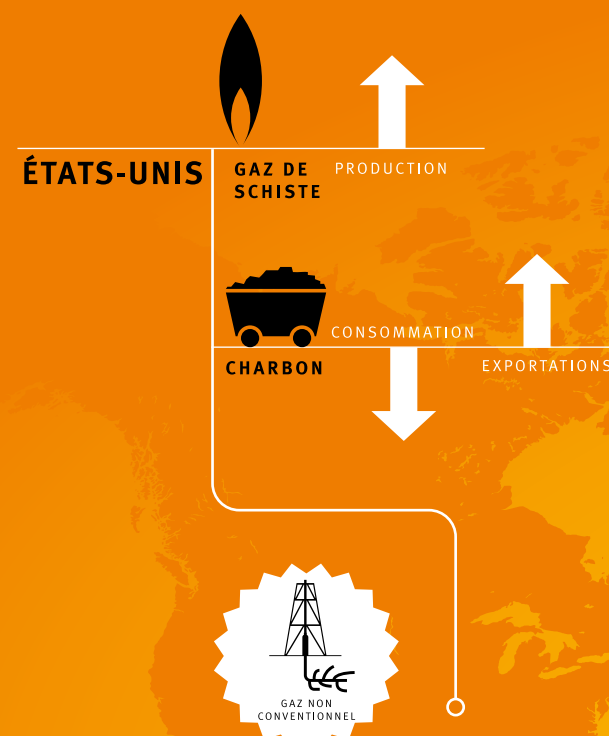
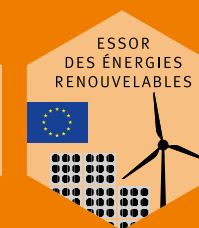
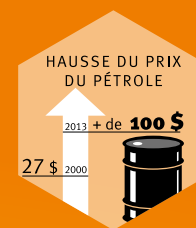
Les collaborateurs de la CRE, majoritairement des agents contractuels de droit public (89% de l'effectif), sont principalement recrutés dans les entreprises. Leur moyenne d'âge est de 34,8 ans. En 2013, 40% des agents ont suivi au moins une action de formation continue pour un budget alloué de 136 000 euros. Au cours de cette même période, 6% de l'effectif ont effectué une mobilité interne.

**LES MISSIONS
ET L'ACTIVITÉ DE
LA CRE SE SONT
CONSIDÉRABLEMENT
ACCRUES DEPUIS
2010. OR SES
EFFECTIFS ET
SON BUDGET DE
FONCTIONNEMENT
ONT RÉGRESSÉ AU
COURS DE LA MÊME
PÉRIODE.**

LE(S) MARCHÉ(S) DE L'ÉNERGIE

En 2013, les équilibres de production et de consommation d'énergie ont été modifiés en profondeur. Le gaz naturel a été l'un des principaux facteurs de changement.

4 CHOCs MAJEURS



Progression
des échanges
internationaux de gaz
entre 2002 et 2012

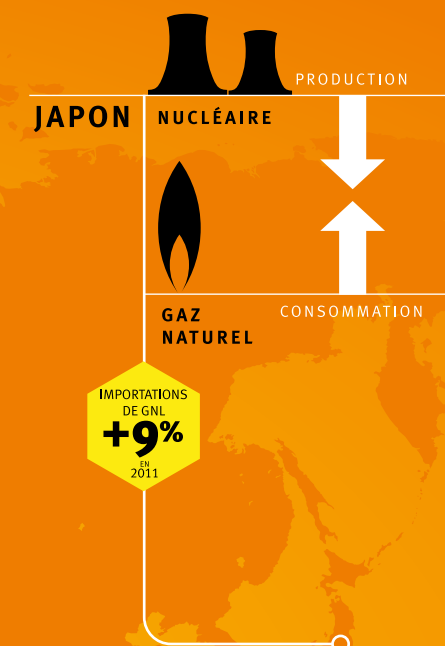
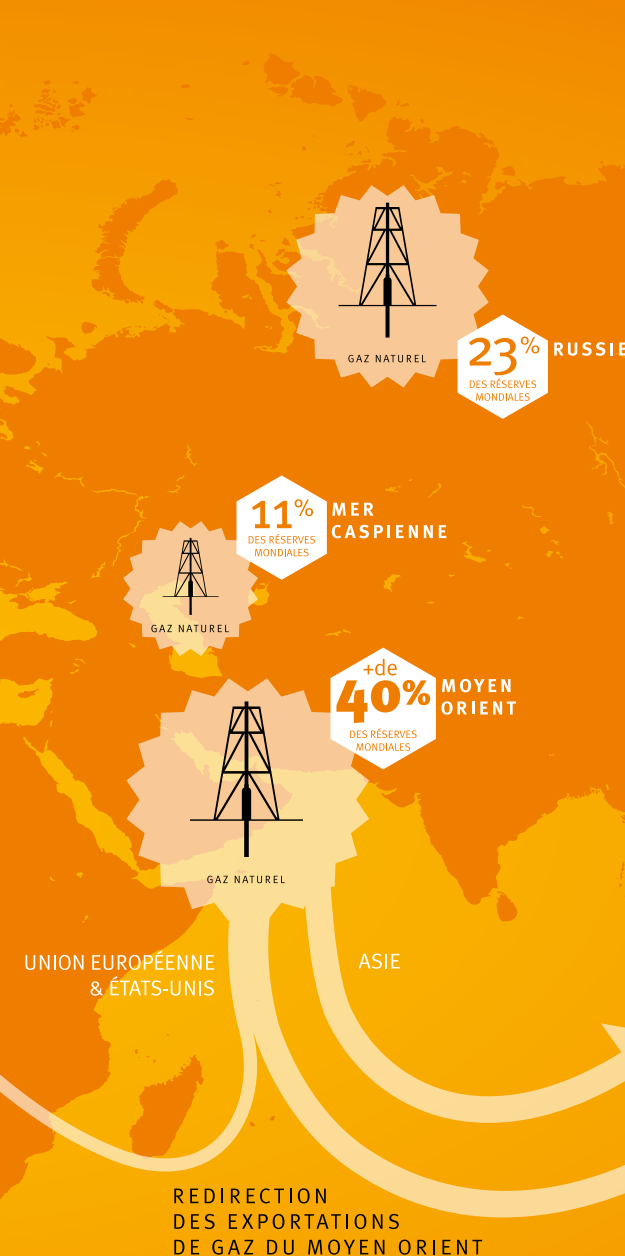
+80%

30%

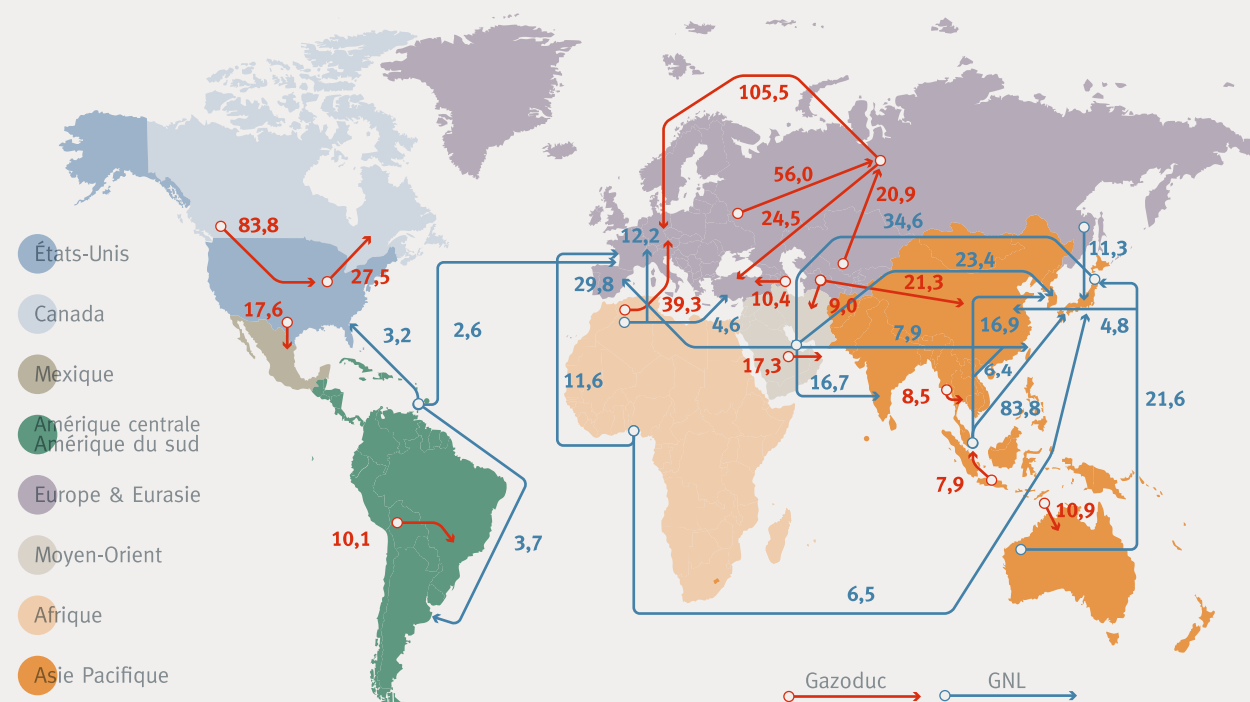
70%

Part des importations
mondiales de GNL
captée par l'Asie

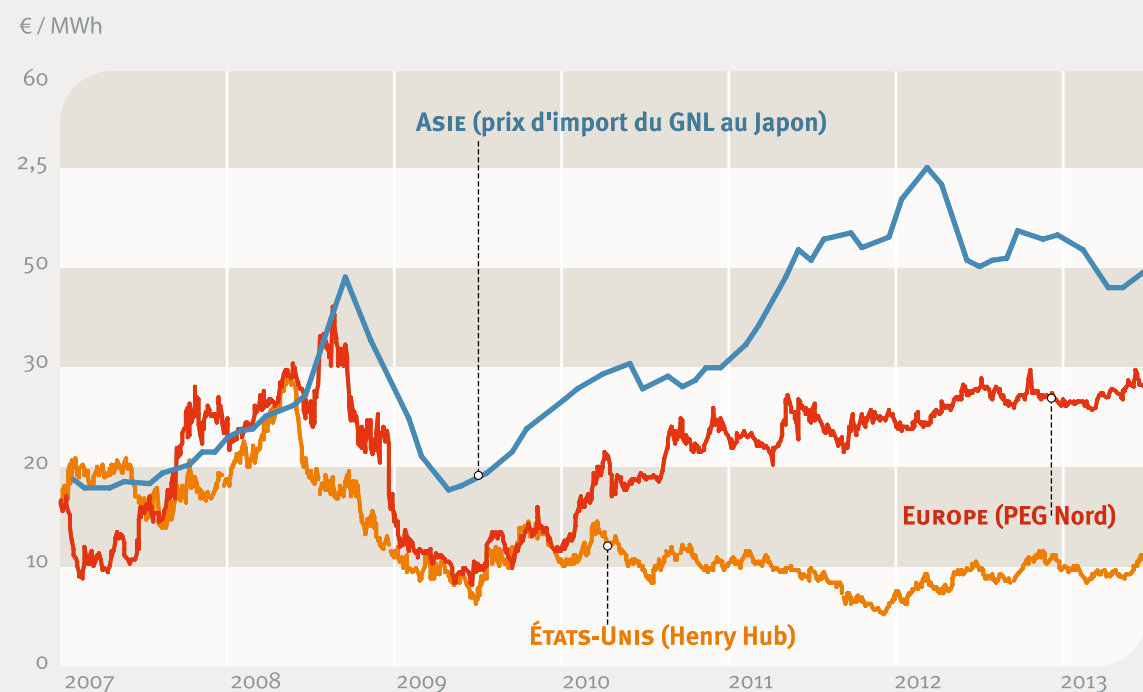
Part du GNL
dans le commerce
international du gaz
en 2012



Principaux flux commerciaux de gaz naturel en 2012 (en milliards de m³)



Prix du gaz en Europe, aux États-Unis et en Asie



1. GÉOPOLITIQUE MONDIALE DE L'ÉNERGIE, LA NOUVELLE DONNE

L'introduction de la concurrence dans l'électricité et le gaz a renforcé l'influence des dynamiques internationales sur le fonctionnement du marché français. Or, ces dernières années, le secteur de l'énergie a été soumis à un ensemble de chocs qui ont touché l'offre et la formation des prix avec quatre événements majeurs : l'augmentation des prix du pétrole au cours des années 2000, qui sont passés de 27 \$ en 2000 à plus de 100 \$ par baril en 2013, la production à grande échelle d'hydrocarbures non conventionnels aux États-Unis, la catastrophe de Fukushima en 2011 et, enfin, le fort développement des énergies renouvelables, notamment en Europe.

Dans le même temps, les équilibres de consommation ont été modifiés en profondeur, avec une croissance très forte des besoins des pays émergents, Asie en tête, et une relative atonie de la consommation des pays industrialisés, largement en raison de la crise économique qui sévit depuis 2008. Le gaz naturel a été l'un des principaux facteurs de changement.

1.1. RÉVOLUTIONS DES MARCHÉS DU GAZ

La révolution des gaz de schiste en Amérique du Nord a radicalement modifié le positionnement des États-Unis sur la scène internationale. Bénéficiant d'une forte chute des prix favorable à leur industrie, ils sont passés en quelques années de la position d'importateur à celle d'exportateur potentiel de gaz. Or les capacités d'exportations de gaz naturel liquéfié (GNL) mises en service dans le monde à la fin des années 2000 étaient en grande partie destinées au marché américain. Cette situation inédite s'est temporairement traduite par un excès d'offre au niveau mondial, qui a favorisé le développement des échanges sur les marchés de gros européens et l'émergence d'un prix de marché inférieur aux prix des contrats d'approvisionnement de long terme, indexés sur les prix du pétrole. Dans ce contexte, les importateurs européens, dé-

tenteurs de contrat de long terme, ont entamé des discussions avec les producteurs pour redéfinir le prix de leurs approvisionnements et y intégrer une part d'indexation sur les prix des marchés de gros européens les plus développés, en complément de l'indexation historique sur le pétrole.

1.1.1. Le développement du GNL et ses conséquences

Les échanges internationaux de gaz ont progressé de près de 80 % entre 2002 et 2012, avec un fort développement du gaz naturel liquéfié (GNL), qui représentait en 2012 environ un tiers du commerce international. L'essentiel des capacités d'exportation (71 %) se situe aujourd'hui au Moyen-Orient et dans le bassin pacifique. Les besoins de l'Asie, qui a capté plus de 70 % des importations mondiales de GNL en 2012, ont connu en parallèle une progression très forte de 2011 à 2012, tirés par le Japon dont les importations ont augmenté de 9 % sur un an, du fait essentiellement de la substitution du gaz au nucléaire à la suite de la catastrophe de Fukushima.

Le Moyen-Orient a été le principal fournisseur à répondre à ce besoin nouveau, en réorientant des flux initialement destinés au bassin atlantique, dont l'Union européenne (UE).

En 2012, les importations de GNL de l'UE ont baissé de 27 % par rapport à 2011. Cette chute des importations de GNL s'est poursuivie en 2013, occasionnant une hausse des prix de gros européens, influencés par les niveaux très élevés des prix asiatiques (17 \$/MBtu en 2013, contre 10 \$ en Europe et 4 \$ en Amérique du Nord). En dépit de niveaux de prix très différents selon les régions, les arbitrages des acteurs de marché entre les diverses sources d'approvisionnement se traduisent par des influences croisées entre l'Asie et l'Europe. L'absence à ce jour de terminaux de liquéfaction permettant aux États-Unis d'exporter leur production de gaz non conventionnels sous forme de GNL limite l'influence des bas prix observés dans ce pays sur les cours du gaz dans d'autres régions du monde. Toutefois, les États-Unis comptent de nombreux projets d'exportation de GNL qui, une fois mis en service, pourraient peser sur les cours.



EN 2012, LES IMPORTATIONS DE GNL DE L'UNION EUROPÉENNE ONT BAISSÉ DE 27 % PAR RAPPORT À 2011.

**L'EUROPE DOIT FAIRE
FACE AU DÉCLIN
DE LA PRODUCTION
DE GAZ EN MER DU
NORD, TOUT EN
S'ENGAGEANT DANS
UNE STRATÉGIE
DE DIVERSIFICATION
DE SES APPROVI-
SIONNEMENTS POUR
RÉDUIRE SA
DÉPENDANCE À
L'ÉGARD DU GAZ
RUSSE.**

**1.1.2. L'Europe, une région à l'écart
de « l'âge d'or du gaz » ?**

En 2011, l'Agence internationale de l'énergie avait prédit un âge d'or du gaz. Sa disponibilité et ses atouts environnementaux devaient porter sa part dans le bouquet énergétique mondial de 21 % en 2011 à 24 % en 2035. La demande est aujourd'hui essentiellement tirée par l'Asie, ainsi que par l'Amérique latine et le Moyen-Orient. La Chine a ainsi atteint le 3^e rang parmi les consommateurs de gaz, derrière les États-Unis et la Russie. Cette tendance devrait se poursuivre dans un contexte de développement de l'activité économique et de recherche de réduction de la pollution atmosphérique occasionnée par l'utilisation massive du charbon.

Avec une consommation en baisse de 2,2 % entre 2011 et 2012, après une chute de 10 % l'année précédente, l'Europe est l'une des rares régions du monde où la demande de gaz ne progresse pas. La baisse de l'activité économique et un moindre recours au gaz pour la production d'électricité en sont les principaux facteurs. Dans le secteur de l'électricité, le gaz subit en effet la concurrence des énergies renouvelables, qui bénéficient d'une priorité d'accès au marché et de tarifs d'achat garantis, mais également celle du charbon devenu très bon marché en raison de l'actuel surplus d'offre sur le marché mondial (les États-Unis sont devenus massivement exportateurs depuis que le gaz non conventionnel s'est substitué au charbon sur leur marché intérieur). À cela s'ajoutent les cours historiquement bas de la tonne de CO₂, qui n'incitent pas à la substitution du charbon par le gaz. Les centrales à gaz voient leur taux d'utilisation décroître, ce qui dégrade leur rentabilité et conduit les opérateurs à mettre certaines d'entre elles en arrêt prolongé.

**1.2. LES NOUVEAUX ÉQUILIBRES
DE PRODUCTION**

Les ressources de gaz conventionnelles sont essentiellement concentrées au Moyen-Orient, en Russie et en Asie centrale. Mais la prise en compte des réserves non conventionnelles fait apparaître une répartition mondiale beaucoup plus équilibrée. Les perspectives à long terme du marché du gaz

seront influencées par les nouveaux équilibres de production. Outre les États-Unis, fortement dotés en ressources gazières non conventionnelles, de nouveaux pays attisent l'intérêt des compagnies internationales pour l'exploitation de leurs ressources offshore en gaz, dans l'Est de la Méditerranée ou en Afrique de l'Est notamment. Détenant 11 % des réserves prouvées de gaz, les pays de la mer Caspienne sont appelés à jouer un rôle croissant dans l'approvisionnement des grandes zones de consommation, les plaçant au cœur d'une compétition entre leur partenaire historique russe, les pays de l'Union européenne et l'Asie. Les pays du Moyen-Orient garderont cependant un rôle clé sur la scène énergétique mondiale dans la mesure où ils disposent de 50 % des réserves prouvées de pétrole et plus de 40 % des réserves conventionnelles de gaz naturel, avec un rôle prépondérant pour le Qatar, premier exportateur mondial de GNL.

L'apparition de nouveaux pays producteurs comme l'Australie ou la Chine, qui disposent de ressources potentielles importantes de gaz de schiste, ne permettra de répondre qu'en partie aux besoins croissants du continent asiatique. Face à ces perspectives de forte augmentation de la production de gaz dans toutes les régions du monde, l'Europe fait figure d'exception. Elle doit faire face au déclin de la production de gaz en mer du Nord, tout en s'engageant dans une stratégie de diversification de ses approvisionnements pour réduire sa dépendance à l'égard du gaz russe. Compte tenu des incertitudes pesant sur le développement des ressources de gaz non conventionnelles en Europe, il est peu probable que la production domestique modifie la donne à moyen terme.

**1.3. LES PERSPECTIVES GÉOPOLITIQUES
ET ÉNERGÉTIQUES RESTENT FORTEMENT
LIÉES AU PRIX DU PÉTROLE**

L'évolution de la place du GNL et la baisse de la demande en Europe ont fortement pesé sur les rapports entre l'Union européenne et ses fournisseurs de gaz, à commencer par la Russie. En effet, en 2009 et 2010, la situation de surabondance de l'offre par rapport aux besoins a conduit

à une remise en cause du rôle des contrats de long terme historiques. Ceux-ci, indexés sur les prix du pétrole, étaient en effet devenus très chers par rapport aux approvisionnements de plus court terme. Les importateurs ont alors souhaité renégocier les tarifs en réduisant la part du pétrole dans les formules de prix. Ainsi, après avoir été très favorables aux fournisseurs jusqu'en 2008, les rapports de force se sont rééquilibrés entre exportateurs et importateurs.

Toutefois, le positionnement de l'Asie donne une nouvelle dimension à la concurrence entre importateurs. L'avenir est donc incertain car, selon les projets d'exportations qui parviendront à maturité, les évolutions à venir peuvent aussi bien aller dans le sens d'un relâchement que d'un renforcement des contraintes pour les importateurs.

Plus généralement, les prix du pétrole devraient continuer à jouer un rôle clé dans les dynamiques énergétiques internationales à moyen terme. Leur niveau conditionne en effet à la fois la valorisation des contrats de long terme d'approvisionnement en gaz, notamment en Asie, et la rentabilité des gaz non conventionnels américains. Si le prix du pétrole devait baisser, la production de gaz de schiste pourrait être fragilisée et le rôle des contrats de long terme renforcé. Cela aurait alors une influence sur la place du charbon. En effet, le bas niveau des prix du gaz aux États-Unis provoque des effets de substitution du gaz au charbon dans le secteur électrique américain et se traduit par une surabondance du charbon sur les marchés internationaux et une baisse des prix mondiaux. Dans ce schéma, le GNL pourrait redevenir plus compétitif qu'il ne l'est actuellement.

Le charbon est devenu très bon marché en raison de l'actuel surplus d'offre sur le marché mondial. À cela s'ajoutent les cours historiquement bas des quotas de CO₂, qui n'incitent pas à la substitution du charbon par le gaz.

© iStock

**2. LE MARCHÉ
EUROPÉEN DE
L'ÉNERGIE PREND
FORME**

2.1. LES GRANDS PRINCIPES

**2.1.1. Inscrite dans la logique du marché
unique, l'ouverture des marchés de l'énergie
repose sur une approche spécifique**

L'ouverture à la concurrence du marché intérieur de l'énergie était implicitement prévue dès le traité de Rome de 1957. Elle relève, en effet, des dispositions générales relatives à la libre circulation des marchandises et à l'établissement d'un régime de concurrence non faussée. La mise en œuvre de ce traité n'ayant pas produit tous ses effets dans le secteur de l'énergie, notamment en raison des spécificités de son fonctionnement, deux premières directives européennes ont été adoptées en 1996 pour l'électricité et en 1998 pour le gaz. Elles posent le principe du libre choix du fournisseur d'électricité et de gaz naturel et organisent d'une part l'ouverture des marchés de production et de fourniture, d'autre part la régulation et les conditions de l'indépendance des monopoles naturels de transport et de distribution. Cette politique s'est traduite, à partir des années 2000, par une augmentation rapide des échanges. La mutualisation des moyens a par ailleurs permis de réaliser des économies en limitant le recours aux moyens de production les plus coûteux.



**L'ASIE A CAPTÉ
PLUS DE
70 %
DES IMPORTATIONS
MONDIALES
DE GNL
EN 2012**





L'enjeu des codes de réseau consiste à faire émerger une vision commune de ce que serait un marché européen efficace et du degré d'harmonisation nécessaire, tout en tenant compte des spécificités nationales ou régionales.

© GrDF – Grégory Brandel



DANS LE SECTEUR DU GAZ, 2013 A ÉTÉ L'ANNÉE DE L'ADOPTION DU PREMIER CODE DE RÉSEAU

Élaborés par les associations européennes de gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité et le gaz (ENTSO-E et ENTSO-G), 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.

La rédaction des codes de réseau prévue par le 3^e paquet législatif se révèle être complexe, en raison de sa dimension stratégique pour les États membres. L'enjeu consiste à faire émerger une vision commune de ce que serait un marché européen efficace et du degré d'harmonisation nécessaire, tout en tenant compte des spécificités nationales ou régionales. La CRE joue un rôle dans les différentes étapes d'élaboration des codes de réseau.

En électricité, elle a largement contribué, au cours de l'année 2013, à l'élaboration des codes relatifs à la gestion et à l'utilisation des interconnexions, au raccordement des utilisateurs, ainsi qu'à la gestion opérationnelle du système électrique par sa participation active à la rédaction des avis de l'ACER et son suivi du processus d'adoption piloté par la Commission européenne.

Dans le secteur du gaz, 2013 a été l'année de l'adoption du premier code de réseau, consacré aux mécanismes d'attribution des capacités de transport de gaz. Publié en tant que règlement de la Commission européenne le 14 octobre, il est le fruit de quatre années de travail, co-dirigé par la CRE en ce qui concerne la contribution de l'ACER.

Un deuxième code de réseau, consacré à l'équilibrage des réseaux de transport, a recueilli un avis favorable à l'issue de la procédure de comitologie, en octobre 2013. Un troisième code, consacré à l'interopérabilité des réseaux de transport, a été achevé par ENTSO-G fin 2013 et doit être adopté en comitologie en 2014. Le prochain code de réseau portera sur l'harmonisation de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz, dont la rédaction a débuté en janvier 2014 sur la base de l'orientation cadre adoptée par l'ACER le 29 novembre 2013, sous la co-direction de la CRE.

TRANSPOSITION : LES ACTIONS DE LA COMMISSION EUROPÉENNE

La Commission européenne veille à ce que les États membres transposent et appliquent la législation européenne. Pour remplir cette mission, elle peut lancer des procédures de recours en manquement et poursuivre devant la Cour de justice de l'Union européenne les États membres qui auraient failli à leurs obligations. En 2013, pas moins de 25 États membres ont fait l'objet de procédures de recours en manquement concernant des dispositions liées au domaine de l'énergie. La majorité d'entre elles concernaient des défauts de transposition des directives 2010/31/UE et 2008/28/CE, portant respectivement sur l'efficacité énergétique des bâtiments et sur les énergies renouvelables.

L'État français a pour sa part fait l'objet de plusieurs procédures de la Commission européenne, et notamment de deux recours en manquement lancés en 2006 pour mauvaise transposition et violation des directives électricité (2003/54/CE) et gaz (2003/55/CE).

Alors que le recours concernant la directive électricité a été classé en début d'année 2012, la Commission européenne a adressé le 31 mai 2012 à la France un avis motivé complémentaire visant le mécanisme de tarifs réglementés appliqué dans le marché français du gaz, soulignant la non-conformité du système de prix réglementés avec les exigences du droit de l'Union européenne.

À ce jour cette procédure est toujours pendante.

Par ailleurs, la Commission a entamé deux procédures liées au respect des règles européennes en matière d'aides d'État dans le secteur de l'énergie. En mars 2013, la Commission a ouvert une procédure formelle d'examen de l'exonération des droits de réseau accordée en Allemagne aux grands consommateurs d'électricité.

En décembre 2013, une enquête a été ouverte sur la conformité du dispositif allemand destiné à financer les sources d'énergies renouvelables, ce dernier semblant donner un avantage sélectif aux entreprises électro-intensives.

En revanche, sur le prix payé par le consommateur final, l'ouverture à la concurrence a eu des effets plus difficiles à discerner. Si, dans un premier temps, certains consommateurs ont pu réaliser des gains significatifs, la période récente se caractérise par une évolution défavorable des facteurs techniques et économiques fondamentaux qui influent sur l'offre et la demande, tels que les prix des combustibles ou la disponibilité des moyens de production. Les prix se sont par ailleurs retrouvés influencés par des choix ambitieux en matière environnementale et par la relance des investissements dans les infrastructures. Enfin, la formation des prix dans de nombreux États membres, et notamment en France, ne reflète toujours que très partiellement le libre jeu du marché.

2.1.2. Les principaux enjeux de la construction du marché européen

La construction d'un marché européen intégré de l'énergie a pour objet de développer la concurrence au bénéfice des consommateurs finals, de garantir

la sécurité d'approvisionnement et de faciliter l'intégration des énergies renouvelables variables. Sa mise en place passe par l'optimisation de la gestion des échanges transfrontaliers en harmonisant les règles aux interconnexions et en promouvant l'investissement grâce aux plans de développement des réseaux. À cet égard, en permettant une convergence progressive des cadres de régulation nationaux vers un modèle d'organisation de référence, la mise en œuvre de codes de réseau européens en cours d'élaboration, renforcera l'articulation des interconnexions et des marchés de gros de l'électricité et du gaz. Elle devrait ainsi contribuer à faire émerger des signaux de prix représentatifs d'un fonctionnement de marché efficace.

Les discussions ont débuté en 2009 et ont conduit à l'adoption du premier code de réseau pour le gaz en octobre 2013 > cf encadré ci-contre. Les autres codes arriveront en phase d'adoption en 2014 et 2015. Néanmoins, les régulateurs et les transporteurs européens se mobilisent dès à présent et anticipent l'application de ces textes dans le cadre de projets pilotes afin de mettre en place

LA MISE EN PLACE D'UN DISPOSITIF SPÉCIFIQUE EN 2013 PERMET DÉSORMAIS AUX ACTEURS D'ÉCHANGER SUR LES MARCHÉS DE GROS NON SEULEMENT DES VOLUMES D'ÉLECTRICITÉ PRODUITE, MAIS AUSSI DES EFFACEMENTS DE CONSOMMATION.

au plus vite les principes d'organisation des marchés portés par les codes de réseau. Deux difficultés doivent toutefois être surmontées : les discriminations en termes d'accès aux réseaux et les différences de réglementation, dès lors qu'elles perturbent les échanges transfrontaliers d'énergie. La CRE, en coopération avec les autres régulateurs et l'ACER, a notamment contribué à lever ces obstacles, en faisant de l'amélioration de l'interopérabilité technique et de l'approfondissement de la séparation entre fournisseur et transporteur d'électricité ou de gaz des axes de travail prioritaires. Le renforcement de la coopération transfrontalière entre autorités de régulation a par ailleurs déjà permis une remarquable simplification de l'accès aux interconnexions.

La réussite de l'intégration des marchés européens de l'énergie repose également sur une politique européenne efficace en matière d'encadrement des aides d'État susceptibles d'affecter les échanges entre États membres, en favorisant certaines entreprises ou certaines productions. La Commission européenne a lancé en 2013 une révision de ses lignes directrices sur les aides d'État relatives à la protection de l'environnement, avec l'objectif de les étendre au secteur de l'énergie, tout en précisant et simplifiant la procédure d'appréciation des aides mises en place par les États. Enfin, la construction des marchés européens doit s'articuler avec l'objectif de promouvoir la sobriété énergétique et la réduction des émissions

de gaz à effet de serre. Le paquet climat-énergie adopté le 23 janvier 2008 par la Commission européenne poursuit à cet égard un triple objectif à l'horizon 2020, le « 3x20 », consistant à réduire de 20% les émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie, tout en augmentant de 20% la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique. La France s'est donné une cible plus ambitieuse en matière d'énergies renouvelables, en fixant à 23% leur part dans la consommation totale d'énergie finale en 2020.

2.1.3. Les chaînes de valeur du gaz et de l'électricité répondent à des logiques différentes

Électricité : une production domestique

En France, la chaîne de valeur de l'électricité se caractérise par une production essentiellement domestique, influencée par le prix des combustibles importés et celui des quotas d'émission des gaz à effet de serre. Cette activité est exportatrice. L'énergie se négocie de gré à gré ou par l'intermédiaire de places de marché, entre lesquelles le couplage optimise progressivement l'allocation des moyens, dans la limite des capacités d'échange transfrontalier d'électricité. La mise en place d'un dispositif spécifique en 2013 permet désormais aux acteurs d'échanger sur les marchés de gros non seulement des volumes d'électricité produite, mais aussi des effacements de consommation. La sécurité d'approvisionnement de court terme du système électrique est assurée par la constitution de réserves et le mécanisme d'ajustement, qui sont régis par des logiques de plus en plus concurrentielles. La mise en place en 2014 d'un mécanisme de capacité permettra l'émergence à moyen terme d'un signal prix favorisant les investissements de production de pointe et le développement des effacements. Les spécificités du marché français et des considérations de politique énergétique ont par ailleurs conduit à l'instauration de dispositifs transitoires régulés : l'ARENH pour la production nucléaire historique et une obligation d'achat pour l'électricité produite par les énergies renouvelables. Le marché de détail reste toujours assez largement dominé par les tarifs réglementés. Ils seront toutefois supprimés à la fin 2015 pour les grands clients professionnels.



Les États-Unis comptent de nombreux projets d'exportation de GNL qui, une fois mis en service, pourraient peser sur les cours du gaz.

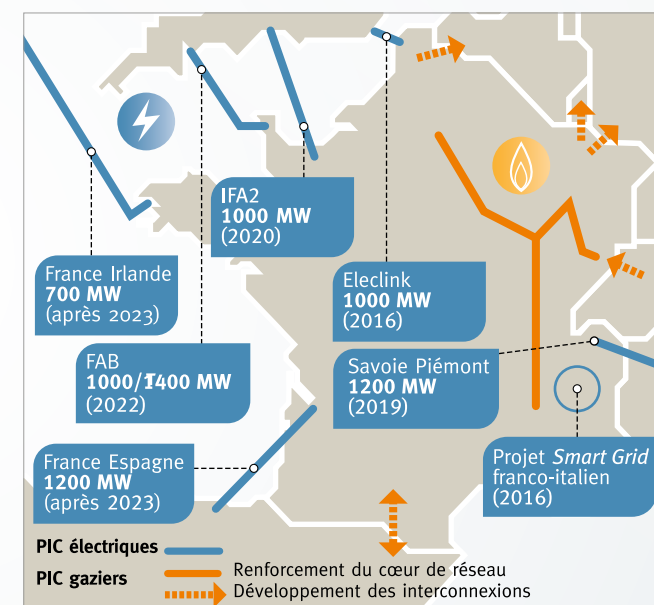
© iStock

LES PROJETS D'INTÉRÊT COMMUN

Le 14 octobre 2013, la Commission européenne a adopté une liste de 248 projets d'infrastructures énergétiques labellisés « projets d'intérêt commun » ou PIC. Ces projets, reconnus comme essentiels

pour la réalisation de la politique énergétique européenne, pourront notamment faire l'objet de procédures accélérées d'octroi des autorisations administratives ou d'accords de répartition transfrontalière des coûts. Ils seront éligibles aux subventions européennes.

En France, neuf projets en électricité ont reçu le statut de PIC : le projet Smart Grid visant à améliorer l'intégration des EnR dans les régions du Sud de la France et du Nord-Est de l'Italie et huit projets d'infrastructures transfrontalières électriques (avec l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie, la Belgique et l'Irlande). Sur ces huit projets, sept sont portés par RTE et un par un investisseur privé (ElecLink). En gaz, les neuf projets sélectionnés doivent faciliter la circulation du gaz sur un axe nord-sud en Europe de l'Ouest. Ils doivent permettre de créer des flux rebours physiques vers la Belgique et l'Allemagne et depuis l'Italie par la Suisse. Ils visent également à renforcer les interconnexions avec l'Espagne et lever les congestions entre le nord et le sud du réseau français de transport.



LE MARCHÉ EUROPÉEN FACE À LA DIVERSITÉ DES ENJEUX NATIONAUX

Malgré une intégration croissante, les marchés de chaque État membre de l'Union européenne restent fortement influencés par l'héritage des politiques nationales et sont confrontés à des problématiques très différentes qui mettent en jeu la sécurité d'approvisionnement.

En raison de la forte pénétration du chauffage électrique, la France se caractérise par une thermosensibilité élevée de la consommation d'électricité. Malgré un parc de production largement surcapacitaire en moyenne, la marge du système à la pointe diminue. Pourtant, en raison de la baisse des prix de gros, les centrales à cycle combiné gaz peinent à trouver un espace économique viable.

Avec un parc de production largement tourné vers le charbon et le gaz, la Grande-Bretagne est confrontée à un déficit de production de base. Elle envisage d'y remédier notamment par la construction de réacteurs nucléaires. Dans un contexte d'incertitude lié aux marchés amont et à la politique de subvention des énergies renouvelables, les producteurs ont souhaité bénéficier d'un système dérogatoire de prix moyen garanti.

En Allemagne, le développement soutenu de la production éolienne dans le nord conduit à des transits d'électricité vers le sud qui saturent le réseau de transport centre-ouest européen. Dans un contexte de sortie du nucléaire, les capacités de production

qui permettraient de rééquilibrer ces flux se révèlent insuffisantes et ont conduit à la constitution d'une réserve stratégique au sud du pays.

Jouer sur la complémentarité des mix de production européens, en renforçant l'intégration des marchés, tant par le développement d'infrastructures que par des mécanismes d'allocation de capacité plus efficaces, constitue la solution première à la sécurité d'approvisionnement. Toutefois, une réflexion à l'échelle européenne est nécessaire sur les moyens de parvenir à une meilleure articulation entre les investissements de production, le potentiel d'effacement et les besoins d'investissements dans les infrastructures de transport.

L'UNE DES AMBITIONS DU 3^e PAQUET LÉGISLATIF EST DE SURMONTER LES DIVERGENCES, DANS LE RESPECT DES CHOIX PROPRES À CHAQUE ÉTAT MEMBRE, POUR FAVORISER L'INTÉGRATION DES MARCHÉS.

Le gaz naturel largement importé

La chaîne de valeur du gaz se caractérise, en amont, par un recours majoritaire aux importations, par gazoducs ou gaz naturel liquéfié, tandis que la part de la production domestique décroît et couvre moins du tiers des besoins de l'Union européenne. Dans ce contexte, les interconnexions transfrontalières jouent un rôle essentiel dans l'approvisionnement de la plupart des États membres : 60 % du gaz consommé traverse au moins une frontière. En France, la quasi-totalité du gaz consommé est importée et plus de 40 % transite par d'autres pays de l'Union européenne.

L'organisation du marché du gaz doit donc permettre de satisfaire les besoins des consommateurs de manière sûre et compétitive en coordonnant efficacement production, importations, transport, stockage et distribution. Historiquement dominés par des contrats de long terme indexés sur le prix du pétrole, les approvisionnements passent de plus en plus par les marchés de gros, encore appelés « hubs gaziers ». Délivrants des signaux de prix révélant la tension entre offre et demande, les hubs sont au cœur du modèle de marché mis en place en Europe. Ce modèle consiste à créer des zones de marché interconnectées de

taille suffisamment importante favorisant la liquidité et l'attractivité du marché de gros. En France, le nombre de zones de marché a été progressivement réduit à trois et doit passer à deux en 2015 avec la fusion des zones de GRTgaz Sud et TIGF. Afin de renforcer encore la concurrence, une zone unique pourrait être mise en place en 2018.

2.2. UNE MISE EN ŒUVRE PROGRESSIVE QUI NÉCESSITE UNE COOPÉRATION ACCRUE

2.2.1. La construction du marché intérieur européen repose sur l'intégration de cadres nationaux hétérogènes

La convergence des cadres nationaux vers un ensemble de règles communes est au cœur de l'achèvement du marché intérieur de l'énergie. Sur le plan technique, la coopération transfrontalière existe depuis longtemps pour la gestion des réseaux, afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement. En revanche, sous l'angle économique, et bien qu'ils reposent tous sur des directives européennes, les modèles de marchés nationaux en place en 2013 présentent une importante diversité, fortement influencés par des problématiques spécifiques à chaque pays (telles que la structure d'approvisionnement, le niveau de développement des

Les modèles de marchés nationaux en place en 2013 présentent une importante diversité, fortement influencés par des problématiques spécifiques à chaque pays
© istock



LE(S) MARCHÉ(S) DE L'ÉNERGIE

infrastructures ou encore les profils de consommation). L'une des ambitions du 3^e paquet législatif est de surmonter les divergences, dans le respect des choix propres à chaque État membre, pour favoriser l'intégration des marchés. Ceci passe notamment par la mise en place de codes de réseau européens > cf encadré p.28 et, en l'absence d'une politique énergétique commune, par une coordination accrue.

2.2.2. Du monopole à la concurrence : une évolution difficile

Les producteurs d'électricité fournissent au marché un produit parfaitement homogène et substituable. Toutefois, le marché européen de l'électricité présente des caractéristiques encore éloignées du modèle de concurrence pure et parfaite. Héritage des monopoles historiques, l'activité de production est très concentrée. Cette concentration est aggravée par des barrières à l'entrée et à la sortie du marché, liées à la complexité des conditions techniques et réglementaires de construction et d'exploitation des ouvrages, au caractère très capitalistique et à la longue durée de vie des actifs, ainsi qu'à l'existence d'effets d'échelle. Cette rigidité du marché résulte également, à plus court terme, de la difficulté à stocker l'électricité.

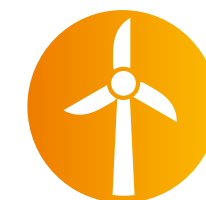
Malgré des progrès significatifs, les capacités d'interconnexion ne permettent pas encore une convergence satisfaisante des prix et les choix d'implantation d'unités de production résultent davantage de considérations politiques que de la confron-

tation économique de l'offre et de la demande. De plus, à l'inverse de la plupart des secteurs, cette industrie ne connaît pas, pour le moment, de rupture technologique de nature à bouleverser la hiérarchie économique. Au contraire, la productivité des filières conventionnelles diminue en raison de contraintes environnementales ou de sûreté plus strictes et les filières alternatives demeurent, pour la plupart, non compétitives. Dans ce contexte, la régulation s'efforce de corriger les inefficacités de marché afin de favoriser l'émulation entre producteurs et de garantir au consommateur de pouvoir bénéficier du meilleur service au meilleur coût.

2.2.3. Les consommateurs gagneraient à une meilleure coordination de la définition et de la mise en œuvre des objectifs de la politique énergétique européenne

Dans le domaine de l'énergie, la stratégie européenne s'articule autour de deux principaux axes politiques : d'une part l'ouverture et l'intégration des marchés, d'autre part la lutte contre les émissions de gaz à effet de serre.

Si la période de relative prospérité du début des années 2000 a permis aux États membres d'envisager des objectifs ambitieux, la crise de 2008 et les évolutions géopolitiques ont soumis le modèle à de nouvelles contraintes. De plus, les différents volets de ces politiques n'ont pas été suffisamment coordonnés, alors même qu'il existe de fortes interactions entre eux.



LA FRANCE S'EST FIXÉ UN OBJECTIF DE 23 % D'ÉNERGIES RENOUVELABLES DANS SA CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE FINALE EN 2020.



Salle des marchés d'EDF
Trading à Londres.
© AFP – Nicolas Asfour

LE MARCHÉ DE GROS SE DÉCOMPOSE EN QUATRE SEGMENTS, AUX OBJECTIFS DIFFÉRENTS

● **Le marché day-ahead** : il permet de satisfaire la demande d'électricité en faisant appel aux ressources les plus économiques. Il est essentiel dans le bon fonctionnement des marchés et permet à chaque acteur d'équilibrer ses positions. Il contribue à faire émerger un prix représentatif du niveau de tension du système ;

● **le marché infra-journalier** : il permet aux acteurs d'ajuster finement leurs positions en tenant compte de nouvelles informations, comme les aléas climatiques, les indisponibilités techniques, etc.

● **le mécanisme d'ajustement** : spécifique au marché de l'électricité, il permet à RTE d'assurer l'équilibre physique du système, d'un point de vue local ou national, et de faire face aux aléas de production ou de consommation ;

● **le marché à terme** : c'est celui qui donne la plus grande visibilité aux acteurs de marché et leur permet de couvrir leurs risques financiers. Le prix qui en émerge a vocation à envoyer un signal à l'investissement.

Ces différents produits sont échangés sur deux types de marché : d'une part, un marché complètement décentralisé fondé sur des contrats bilatéraux et, d'autre part, un marché fondé sur une enchère centralisée qui définit les prix et quantités pour toutes les transactions d'énergie.

En application des articles L. 131-2 et L. 131-3 du code de l'énergie, la CRE surveille, depuis fin 2006, les transactions effectuées par les acteurs actifs sur les marchés de gros français de l'électricité et du gaz et, depuis fin 2010 en coopération avec l'Autorité des marchés financiers (AMF), les transactions sur les quotas de CO₂ effectuées par ces acteurs.

GAZ : LES CONTRATS DE LONG TERME RENÉGOCIÉS

En France, l'essentiel du gaz est importé de Norvège, des Pays-Bas, de Russie et d'Algérie par le biais de contrats de long terme. Ces contrats sont négociés de gré à gré entre les fournisseurs français et les sociétés productrices de ces pays et s'exécutent en général sur des durées longues (20 ou 30 ans). Ils comportent le plus souvent des clauses du type « Take or Pay » : le vendeur garantit la mise à disposition du gaz auprès de l'acheteur qui sécurise ainsi son approvisionnement. En contrepartie, l'acheteur garantit le paiement d'une quantité minimale d'énergie, qu'il en prenne livraison ou non. Ainsi, le vendeur sécurise des débouchés sur une longue période, nécessaires pour investir dans des

activités d'exploration, de production et de transport très capitalistiques.

Le prix des contrats de long terme était traditionnellement indexé sur le cours de produits pétroliers. L'essor des gaz non conventionnels aux États-Unis, la croissance des capacités de liquéfaction de gaz naturel dans le monde et l'émergence des marchés de gros du gaz en Europe a conduit, depuis 2009, à une déconnexion entre le prix de gros du gaz et les prix des contrats de long terme. Cette déconnexion persiste encore en 2013 et a conduit de nombreux fournisseurs européens à renégocier leurs contrats d'approvisionnement auprès des compagnies des pays producteurs.

Ceci a permis d'augmenter la part de l'indexation sur les marchés du gaz et de réduire celle de l'indexation sur les produits pétroliers.

En France, ces renégociations se sont traduites par des révisions successives de la formule des tarifs réglementés de vente de gaz avec une part indexée sur le marché de gros de plus en plus significative : l'arrêté du 27 juin 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel, porte à 45 % la part indexée sur les marchés de gros de gaz naturel dans la formule de calcul des coûts d'approvisionnement de GDF SUEZ. Elle n'était que de 9,5 % en 2011 et de 20 % en 2012.

Le fonctionnement du marché est perturbé par les subventions accordées aux énergies variables. La sécurité d'approvisionnement à court terme a été renforcée de façon efficace, mais des interrogations demeurent sur les incitations à maintenir une adéquation entre l'offre et la demande à moyen terme. Les émissions de gaz à effet de serre ont fléchi sous l'effet de la baisse d'activité, mais les technologies les plus efficaces se sont peu développées. Enfin, les prix de l'énergie ont contribué à une dégradation de la compétitivité de l'Union européenne vis-à-vis du reste du monde, aggravant les facteurs de délocalisation de l'activité industrielle.

Pour l'avenir, les enjeux de compétitivité et d'environnement relèveront non seulement de l'optimisation du fonctionnement du marché intérieur de l'énergie, mais aussi de la prise en compte du contexte mondial. La politique énergétique européenne ne sera économiquement soutenable que si elle préserve la compétitivité des acteurs économiques européens par rapport à leurs concurrents sur le marché mondial. En effet, l'Europe ne saurait se satisfaire des progrès réalisés dans le développement de la concurrence et la préservation de l'environnement au sein de l'Union si cette politique conduit au transfert des activités polluantes hors de sa zone de souveraineté et à l'accroissement des importations de produits manufacturés.

2.3. DE NOUVEAUX ENJEUX ÉNERGÉTIQUES POUR L'EUROPE

2.3.1. L'avenir du nucléaire européen après Fukushima

L'accident nucléaire de Fukushima a eu lieu le 11 mars 2011. Cette catastrophe a entraîné, dans le monde entier, une nouvelle orientation de l'opinion et des politiques à l'égard de l'énergie nucléaire.

Un certain nombre de pays dont l'Allemagne et la Belgique ont décidé d'abandonner à terme la filière de production nucléaire. Ces décisions entraîneront des changements importants dans le mix de production des pays européens avec des effets sur le prix, la sécurité d'approvisionnement et les contraintes environnementales.

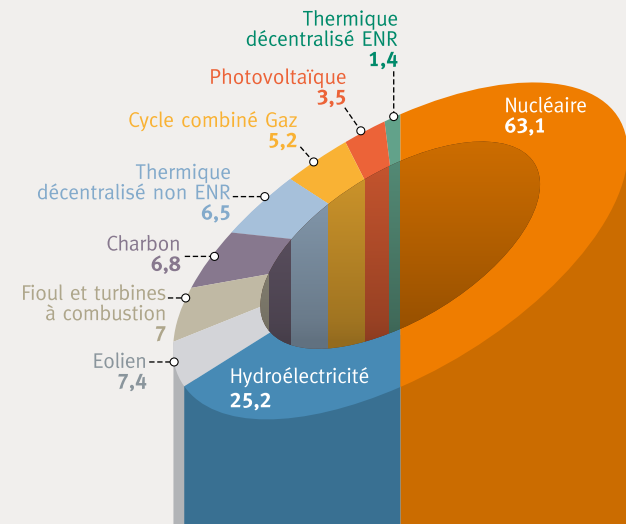
La France envisage, quant à elle, un maintien de cette filière technologique, avec une réduction de son poids dans le mix énergétique dans une mesure qui reste à définir et un renforcement des exigences de sécurité. Comme la CRE a pu le constater dans son analyse des coûts de production d'EDF publiée en juin 2013, les dépenses d'investissement dans le parc nucléaire français devraient augmenter significativement dans les années à venir, notamment du fait de ces exigences. À la suite des recommandations de l'ASN, issues de son rapport sur les évaluations complémentaires de sûreté, EDF estimait en 2012 à 10 Mds€ sur 15 ans le coût des investissements nécessaires



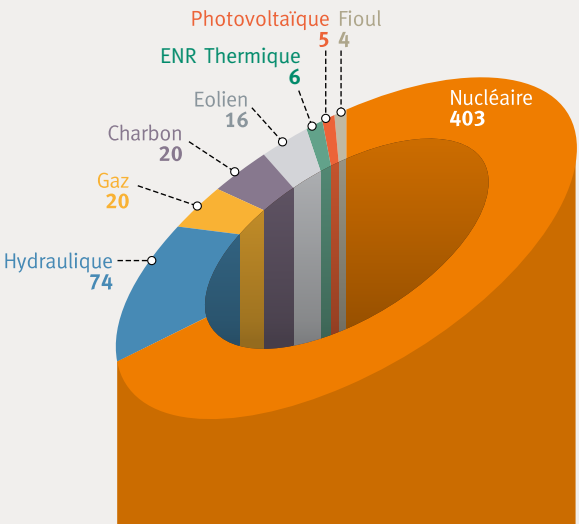
45 %
LA PART INDEXÉE
SUR LES MARCHÉS
DE GROS
DE GAZ NATUREL
DANS LA FORMULE
DE CALCUL DES COÛTS
D'APPROVISIONNEMENT
DE GDF SUEZ.

FRANCE : QUELQUES REPÈRES

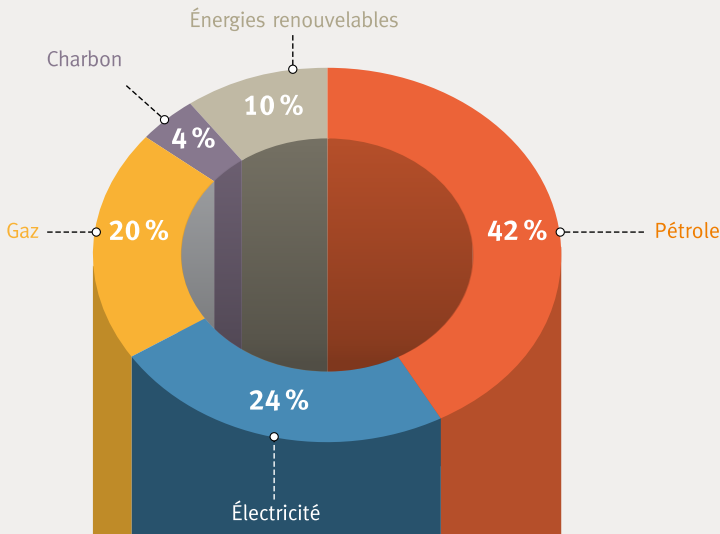
Capacité de production électrique installée
au 1^{er} janvier 2013, en MW



Production électrique en 2013, en TWh



Répartition de la consommation d'énergie finale totale selon la source d'énergie



pour répondre au nouveau référentiel de sûreté – qui comprennent notamment la création d'une force d'action rapide nucléaire et l'installation des générateurs diesel d'ultime secours.

2.3.2. Le système d'échange de quotas de CO₂ n'a pas fait émerger un signal prix suffisant pour influencer les investissements

Depuis 2005, l'Union européenne a mis en place un système d'échange de quotas d'émission (SCE- QE), conçu pour inciter près de 12 000 installations à réduire leurs émissions de CO₂. Or, même si le volume des échanges sur le SCEQE est significatif (environ 9 milliards de tonnes de quotas échangés sur les bourses en 2013), le prix du quota (4,46 €/tCO₂ en moyenne pour 2013) est trop faible pour soutenir la production d'électricité à partir de matières premières moins polluantes, en particulier le gaz par rapport au charbon. Ce phénomène va en s'accroissant depuis 2011. Il n'incite donc pas les investissements dans les technologies faiblement carbonées.

Le bas niveau du prix du carbone peut s'expliquer, d'une part, par le surplus accumulé de quotas en circulation depuis 2009, à la suite de la crise économique qui a entraîné une baisse de la production et des émissions, et d'autre part par l'influence d'autres engagements énergétiques européens, en particulier l'objectif d'accroître la part des énergies renouvelables dans le mix énergétique.

3. EN FRANCE

3.1. BILAN ÉNERGÉTIQUE

3.1.1. Le cas du gaz naturel

Énergie fossile faiblement émettrice de CO₂ et au très bon rendement énergétique, le gaz naturel représente environ 15 % de la consommation d'énergie primaire en France depuis plus de cinq ans. La production de gaz naturel en France étant quasi-nulle, l'approvisionnement du pays repose presque exclusivement sur ses importations, par voie terrestre via des gazoducs ou par voie marine via des méthaniers chargés de GNL. En 2013, 84 % de l'approvisionnement français en gaz provenait d'interconnexions terrestres dont 40 % depuis la Norvège, 16 % depuis les Pays-Bas et 20 % depuis la Russie. Le GNL représentait alors 16 % des importations de gaz, dont 69 % en provenance d'Algérie. Les prévisions de consommation de gaz en France sont désormais revues à la baisse. Plusieurs facteurs sont à l'origine de ce phénomène : la crise économique, qui a limité la consommation, la rentabilité dégradée des centrales à cycle combiné gaz consécutive à une baisse des coûts de production des centrales à charbon et, enfin, les efforts de sobriété énergétique. Ces éléments ont réduit l'attractivité économique du gaz et freiné les projets de centrales à gaz. Les approvisionnements en GNL ont, quant à eux, fortement baissé en Europe, sous l'effet de la forte demande asiatique qui attire

la majorité des méthaniers. Cette situation affecte tout particulièrement la zone Sud de la France qui dépend fortement des arrivées de GNL aux terminaux méthaniers de Fos.

3.1.2. Le cas de l'électricité

Au 1^{er} janvier 2013, la capacité de production électrique installée s'élevait en France à 126 GW, en hausse de 1,6 % par rapport au 1^{er} janvier 2012. La capacité de production thermique à flamme était en légère hausse, le raccordement de centrales à cycle combiné gaz (+0,7 GW) venant compenser les réductions des capacités des centrales au charbon (-0,1 GW) et des installations thermiques décentralisées (-0,4 GW). Les capacités éolienne et photovoltaïque affichaient les hausses respectives de +0,7 GW et +1,1 GW.

En 2013, la production d'électricité a atteint 550 TWh, en hausse d'environ 10 TWh par rapport à 2012. La production nucléaire est restée stable, et a pesé pour 74 % de la production totale d'électricité, tandis que celle issue des centrales hydrauliques a augmenté de 11 TWh, pour représenter 14 % de la production électrique. La baisse de production issue de la filière gaz (-5 TWh) a été partiellement compensée par la hausse de la production issue du charbon (+3 TWh). Enfin, les productions éolienne et solaire ont augmenté de 1 TWh chacune, comptant respectivement pour 3 % et 1 % du mix de production. Aux frontières, le solde exportateur net s'est accru de 13 %, pour s'établir à 50,2 TWh,

FONCTIONNEMENT DES INTERCONNEXIONS :
TOUJOURS PLUS DE TRANSPARENCE

En complément de la surveillance fine qu'elle assure en permanence sur le fonctionnement des interconnexions en électricité, la CRE publie depuis juillet 2013 un rapport mensuel sur l'utilisation et la gestion des interconnexions électriques aux frontières françaises. Ce rapport présente six indicateurs phares du fonctionnement des interconnexions, ainsi que les «faits marquants» analysant les phénomènes spécifiques du mois concerné. Les analyses présentées font le lien entre utilisation efficace des interconnexions, projets de mise en place des modèles cibles européens et fondamentaux de marché.

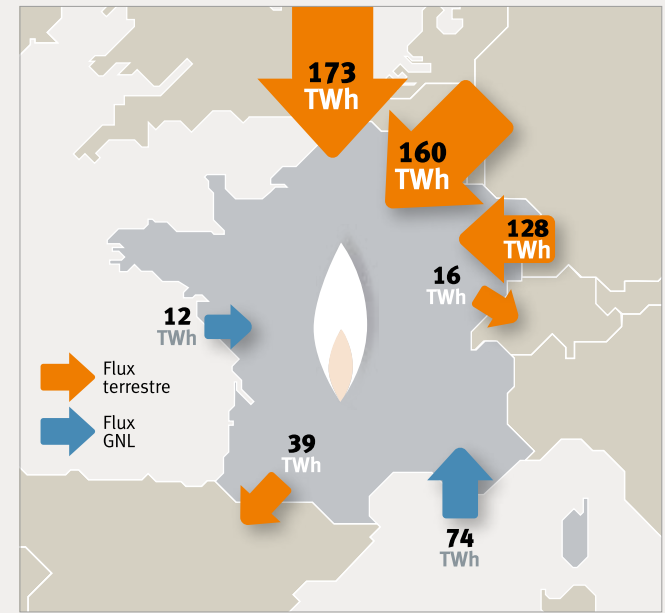
notamment du fait d'une meilleure disponibilité de l'interconnexion avec l'Angleterre. Les échanges sur les autres frontières sont restés stables, la France demeurant importatrice nette depuis l'Allemagne.

3.1.3. La place de l'électricité et du gaz dans la consommation d'énergie finale

En 2012, la consommation d'énergie finale totale s'élevait à 154 Mtep, en baisse de 0,5 % par rapport à l'année précédente. On constate une large prédominance du pétrole dans le mix de la consommation d'énergie finale. Toutefois, après une progression quasi-continue de 1986 à 2002, sa part a commencé à décliner, avant de chuter très nettement avec la crise de 2008 (-3,6 % et -3,2 % respectivement en 2009 et 2010). En 2012, la consommation de pétrole s'est retrouvée au même niveau qu'en 1985 (65 Mtep). La consommation de gaz a fortement augmenté depuis les années 80 pour atteindre son apogée en 2005, à 35 Mtep, soit +98,8 % depuis 1981. Elle a

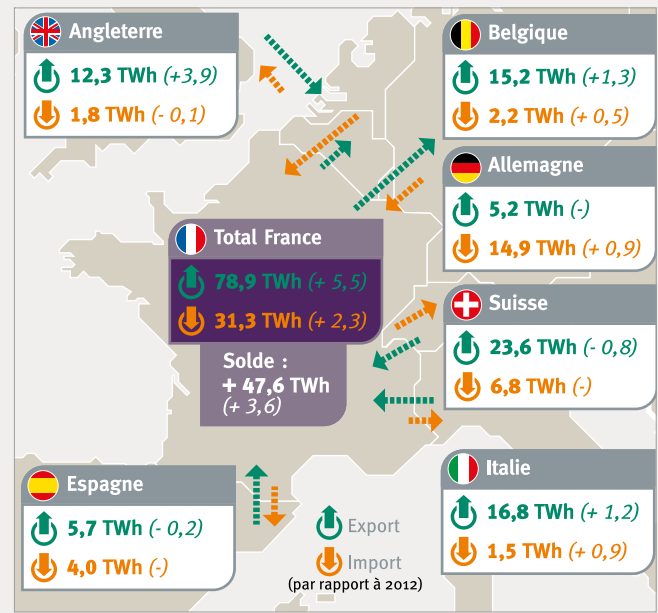

+3 TWh
HAUSSE
DE LA PRODUCTION
D'ÉLECTRICITÉ
ISSUE
DU CHARBON
EN FRANCE EN 2013

Flux de gaz aux frontières en 2013



En 2013, les conditions de marché dans les différentes régions du monde ont conduit à ce que les flux de GNL s'orientent principalement vers l'Asie. Les faibles entrées de gaz sur les terminaux méthaniers français (-20 % par rapport à 2012) ont été compensées par une augmentation des flux sur les gazoducs venant du nord et de l'est de l'Europe (+5 % par rapport à 2012). Les flux de gaz vers l'Espagne ont également augmenté (+10 %), les terminaux méthaniers de ce pays étant également peu utilisés.

Flux d'électricité aux frontières en 2013



S'agissant des échanges d'électricité, la France a présenté en 2013 un solde exportateur net de 47,6 TWh, en augmentation de 3,6 TWh par rapport à 2012. Comme en 2012, la France a été exportatrice nette sur l'ensemble de ses frontières, excepté avec l'Allemagne. Pour cette frontière, le solde net est passé de -8,8 TWh en 2012 à -9,7 TWh en 2013. L'amélioration du solde exportateur tient d'une part à une meilleure disponibilité de l'interconnexion avec l'Angleterre, avec un solde net de +10,5 TWh, en augmentation de 4 TWh par rapport

à 2012, et d'autre part, à une augmentation des exportations sur la frontière belge, en raison de la hausse des prix belges consécutive à l'indisponibilité prolongée de 2 des 6 groupes nucléaires du pays. Sur les autres frontières, la situation est restée relativement stable, avec un haut niveau d'exportation vers la Suisse et l'Italie (respectivement +16,8 et +15,3 TWh). Sur la frontière espagnole enfin, le solde net est également demeuré stable et exportateur, légèrement inférieur à 2 TWh.

EN 2013, LA CRE A APPRUVÉ LE COUPLAGE DES MARCHÉS DE L'ÉLECTRICITÉ DE LA RÉGION NORD-OUEST DE L'EUROPE, ET, EN PARTICULIER, SON EXTENSION ENTRE LA FRANCE ET LA GRANDE-BRETAGNE

commencé à reculer à partir de 2006 pour atteindre 32 Mtep en 2012 (-11,9 % sur cette période). Le gaz représentait alors 20 % de la consommation finale en énergie.

Quant à la consommation d'électricité, la crise économique a marqué un coup d'arrêt à sa croissance ininterrompue depuis trois décennies. En 2012, elle était au niveau de 2010 (38 Mtep) et représentait 24,7 % de la consommation finale d'énergie, à comparer à une moyenne de 19 % dans l'Union européenne. Ce poids plus important s'explique par un taux d'équipement en chauffage électrique de la France plus élevé que la moyenne européenne. La consommation française en électricité est ainsi beaucoup plus sensible aux aléas climatiques, notamment en hiver.

3.2. LES AVANCÉES DU MARCHÉ DE L'ÉNERGIE EN FRANCE EN 2013

3.2.1. Le marché français poursuit son intégration dans le marché européen

L'ambition de la législation européenne est de créer un marché intégré de l'électricité et du gaz, faisant des marchés nationaux des composantes d'un ensemble à dimension européenne. La qualité de l'intégration des réseaux en constitue un paramètre déterminant, qui implique de surmonter les obstacles liés aux différences de règles ou de pratiques de part et d'autre des frontières. Ainsi le 3^e paquet accorde une place particulière à

l'harmonisation des mécanismes d'allocation des capacités et à la gestion des congestions sur les réseaux de transport.

En électricité, les initiatives régionales sont un outil d'amélioration de la convergence des mécanismes d'utilisation des interconnexions françaises vers le modèle cible défini au niveau européen. En 2013, la CRE a notamment approuvé le couplage des marchés de l'électricité de la région Nord-Ouest de l'Europe, et, en particulier, son extension entre la France et la Grande-Bretagne. La CRE a également approuvé de nouvelles règles pour l'allocation infra-journalière sur les interconnexions suisse et allemande. Ces nouvelles règles introduisent l'allocation implicite continue sur l'interconnexion France-Suisse à travers des échanges en continu sur la bourse de l'électricité.

En gaz, la CRE s'est engagée aux côtés de GRTgaz et de TIGF dans un processus de mise en œuvre de deux textes clés de façon progressive et coordonnée avec les régulateurs et les gestionnaires de réseaux de transport des pays voisins. Les travaux relatifs au code de réseau harmonisant les mécanismes d'attribution des capacités de transport ont démarré en 2013 sur les points d'interconnexion avec la Belgique et l'Allemagne. Ils se poursuivront en 2014. Après plus d'un an de travail, la CRE a publié en juin 2013 une délibération sur les modalités d'application des nouvelles mesures de gestion de la congestion contractuelle adoptées par la Commission européenne en octobre 2012.

3.2.2. Les interconnexions permettent aujourd'hui une fluidité des échanges, même si certaines restent encore éloignées du modèle cible

Le développement et la bonne gestion des capacités d'interconnexion contribuent à la fluidité des échanges et donc à l'amélioration du fonctionnement des marchés de l'électricité. Aux frontières françaises, l'amélioration de la gestion des interconnexions aux différentes échéances temporelles permet de répondre à plusieurs objectifs : réduction des coûts d'approvisionnement, intégration des énergies variables et contribution à la sécurité d'alimentation. À ce titre, les importations d'électricité peuvent jouer un rôle déterminant lors du passage des pointes de consommation pendant la période hivernale. L'année 2014 constituera une année charnière avec l'achèvement de projets majeurs cohérents avec le modèle cible, en particulier le couplage de marchés avec l'Angleterre, l'Espagne et l'Italie. S'agissant du développement de nouvelles capacités d'interconnexion, RTE maintient ses efforts d'investissements. En 2013, les capacités d'échanges avec l'Italie ont augmenté de 100 MW grâce aux travaux d'optimisation de réseaux réalisés dans la région d'Albertville en 2012. Une augmentation supplémentaire de 500 MW est attendue sur cette frontière en 2014 avec l'achèvement des travaux sur le réseau interne italien. Par ailleurs, les travaux sur l'interconnexion France – Espagne se sont poursuivis en 2013, année qui a vu l'achèvement de la percée du tunnel sous les Pyrénées et la fin des travaux de génie civil du côté français.

FRONTIÈRE FRANCE-ALLEMAGNE : UNE INTERCONNEXION MIEUX UTILISÉE GRÂCE AU COUPLAGE

Depuis novembre 2010, le mécanisme de couplage de marchés mis en place à la suite de l'approbation de la CRE permet de mieux utiliser la capacité d'interconnexion disponible sur la frontière France-Allemagne et d'accroître les échanges entre les deux pays. Si 48 % du temps en 2013, la capacité disponible était suffisante pour que les prix convergent, il arrive néanmoins que celle-ci soit insuffisante*. C'est la raison pour laquelle la CRE travaille à la mise en œuvre d'une nouvelle méthode de calcul de la capacité, plus dynamique, qui permettra d'affecter davantage de

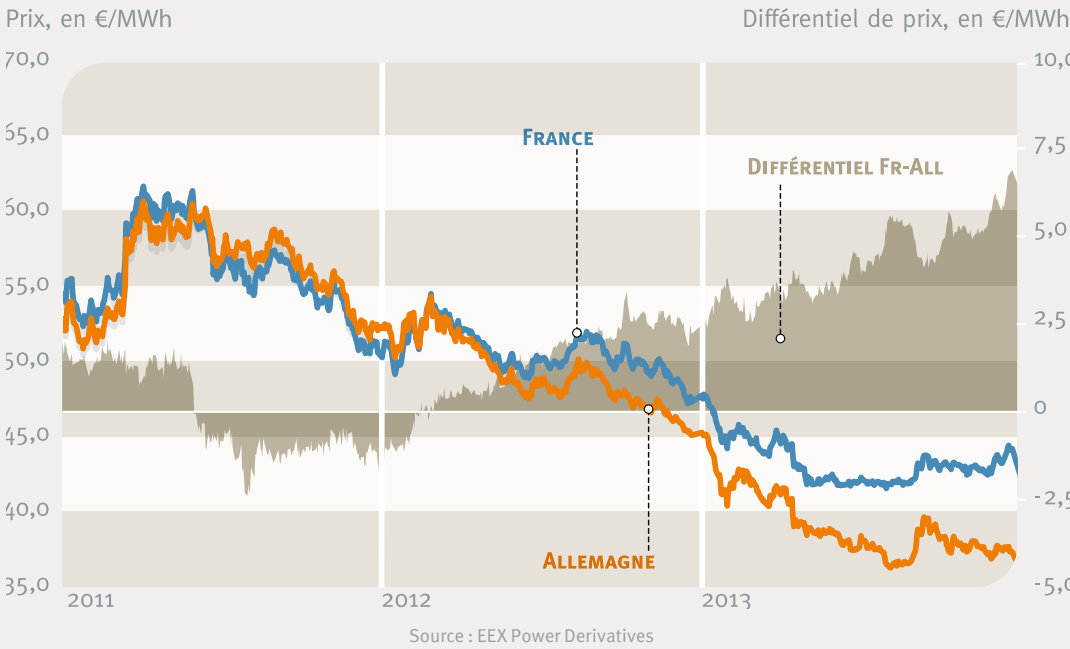
capacité d'interconnexion là où les échanges sont les plus pertinents : le flow-based.

La frontière France-Allemagne bénéficie également d'un mécanisme de gestion efficace de la capacité en infra-journalier, une échéance qui permet d'utiliser la capacité résiduelle pour gérer les aléas qui peuvent survenir à l'approche du temps réel, comme la variation du niveau attendu de production éolienne ou solaire.

*Néanmoins, sur les heures complémentaires, le différentiel de prix a été significativement réduit par les échanges transfrontaliers.

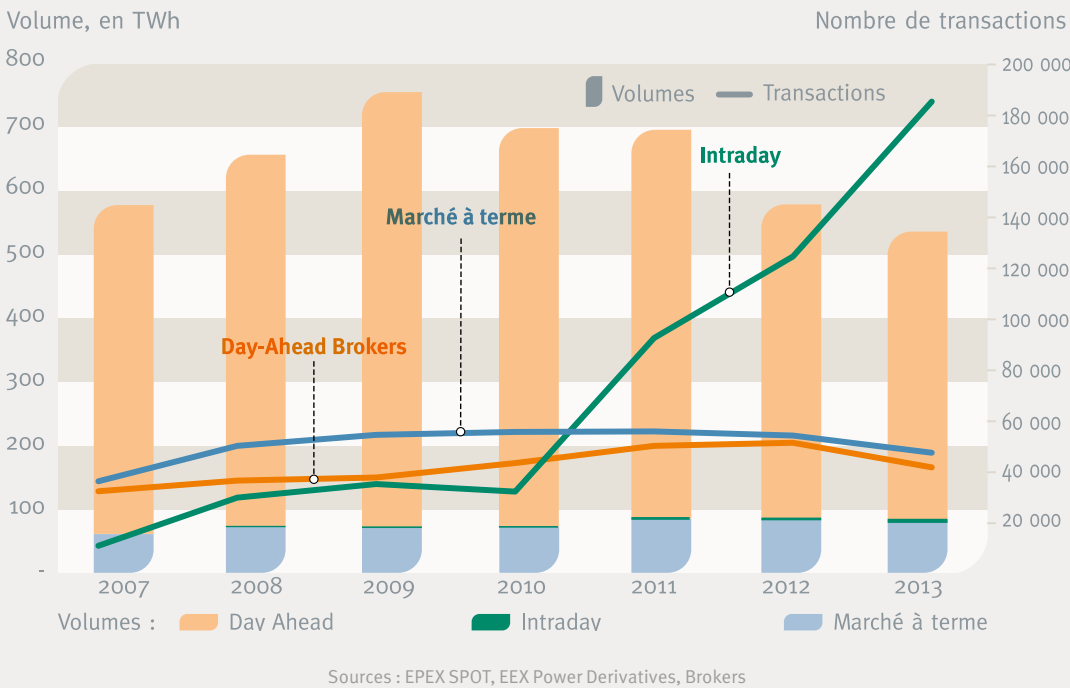
L'ÉCART DE PRIX ENTRE LES MARCHÉS DE GROS FRANÇAIS ET ALLEMAND S'EST ACCRU

Cours des produits calendaires base Y+1 en France et en Allemagne



LA LIQUIDITÉ DU MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS EST TRÈS FAIBLE

Évolution de la liquidité du marché de gros français de l'électricité



Par rapport à l'année précédente, l'écart de prix entre les marchés spot français et allemand s'est accru de 26 % en faveur de l'Allemagne, à près de 5,5 €/MWh en moyenne sur 2013. La baisse des prix est plus marquée en Allemagne, où l'impact de la baisse des cours du charbon et du CO₂ a été plus important. Cette accroissement de l'écart des prix moyens entre les deux pays témoigne par ailleurs d'une saturation plus fréquente de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Allemagne, malgré le couplage de marchés. Ainsi, le taux de convergence des prix horaires entre la France et l'Allemagne est passé à 48 % en 2013, contre 63 % sur l'année 2012. L'électricité importée d'outre-Rhin détermine régulièrement les prix de marché en France, sur les heures de pointe notamment, avec pour conséquence une baisse du prix moyen français. Par ailleurs, lorsque la capacité d'interconnexion disponible entre l'Allemagne et la France est suffisante, certains épisodes de prix négatifs en France peuvent trouver leur origine outre-Rhin, où la production d'électricité d'origine renouvelable est parfois très élevée.

3.3. DIFFICULTÉS ET ENJEUX

3.3.1. Des prix de marché très nettement orientés à la baisse depuis 2011

Les prix de marché ont poursuivi leur chute en 2013. Sur le marché spot, l'électricité se valorise en moyenne à 43,2 €/MWh en base et 55,0 €/MWh en pointe. Ces prix sont respectivement en baisse de 9 % et 8 % par rapport à 2012. Les baisses sont encore plus importantes sur le marché à terme, où les prix des produits Y+1 en base et en pointe se sont contractés de 14,5 % et 16,5 % : ils s'établissent respectivement à 43,3 €/MWh et 56,6 €/MWh. Ces évolutions sur les marchés de gros de l'électricité s'expliquent par d'importantes évolutions du contexte macro-économique, comme la baisse de la demande en Europe en raison de la crise économique, le développement du gaz non conventionnel aux États-Unis, avec pour effet indirect une baisse des prix du charbon, et des prix du CO₂ très déprimés. Ces évolutions macroéconomiques et l'essor massif des énergies renouvelables subventionnées ont structuellement placé le système électrique de la plaque ouest-européenne en situation de surcapacité, tirant les prix de marché vers le bas.

3.3.2. ...qui créent un contexte défavorable à l'exploitation des centrales existantes et aux investissements

Du fait du niveau actuel des prix de marché, la production et la rentabilité des centrales thermiques

En 2013, la France a été exportatrice nette sur l'ensemble de ses frontières, excepté avec l'Allemagne – Photo : Liaison internationale France Suisse Allemagne 2x400 000 V. © RTE – Laurent Baratier

COÛTS DE PRODUCTION ET DE COMMERCIALISATION D'EDF : L'ANALYSE DE LA CRE

La CRE a publié en juin 2013 son « Analyse des coûts de production et de commercialisation d'EDF dans le cadre des tarifs réglementés de vente d'électricité ».

Cette étude détaille l'ensemble des coûts de fourniture d'EDF constatés sur la période 2007-2012 et prévisionnels sur la période 2013-2015, dans un objectif de transparence accrue et afin d'éclairer en amont les choix du Gouvernement sur les trajectoires d'évolution tarifaire à envisager.

Il ressort de cette analyse qu'EDF supporte des coûts comptables de production constitués pour environ 75 % de coûts fixes, notamment en raison de la nature industrielle de l'entreprise qui détient un parc de production d'électricité très important, principalement constitué de centrales nucléaires dont la construction, l'exploitation et le démantèlement constituent des activités à très forte intensité capitalistique.

Ce coût comptable de production d'EDF, regroupant les charges de capital (+2,9 %/an) qui reflètent le poids des investissements dans les comptes par le biais des amortissements, les charges fixes d'exploitation (+5,1 %/an) qui correspondent notamment à la masse salariale de l'entreprise et aux achats de prestations de maintenance, et les charges variables d'exploitation (+5,1 %/an) majoritairement dues aux combustibles consommés, a augmenté sur la période 2007-2012 de 4,5 %/an. Cette tendance haussière est appelée à perdurer à l'horizon 2015, selon les prévisions transmises par EDF à la CRE.

Les coûts commerciaux ont évolué de 6,3 %/an sur la période 2007-2015, notamment en raison du développement de nouveaux systèmes d'information et de la création du dispositif de certificats d'économie d'énergie.

fonctionnant au gaz et au fioul se dégradent, leurs coûts de production étant désormais trop élevés pour être retenues dans l'ordre de préséance économique. Par ailleurs, les prix du marché à terme sont aujourd'hui trop bas pour inciter au développement de nouveaux moyens de production. Au surplus, ce marché ne donne structurellement une visibilité sur le prix qu'à un horizon limité de trois ans, insuffisant pour opérer des choix d'investissement dans des moyens de production.

Tous ces facteurs ont contribué à créer une tension notable sur les investissements dans les nouveaux moyens de production en Europe. La situation des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) en France illustre bien cette tendance. Alors que la programmation pluriannuelle des investissements 2009-2020 recensait 20 CCCG en développement ayant obtenu l'autorisation d'exploiter, on constate aujourd'hui un gel complet des investissements dans cette filière, jugée non rentable dans les conditions actuelles, tandis que la mise en arrêt prolongé des installations existantes est envisagée, voire déjà effective pour certaines d'entre elles.

3.3.3 ...et contribuent à l'apparition de situations paradoxales tant pour les producteurs que pour les consommateurs

Du fait du développement significatif des énergies renouvelables en Allemagne et en France et de la situation de surcapacité de cette dernière depuis la mise en service du parc électronucléaire, le sys-

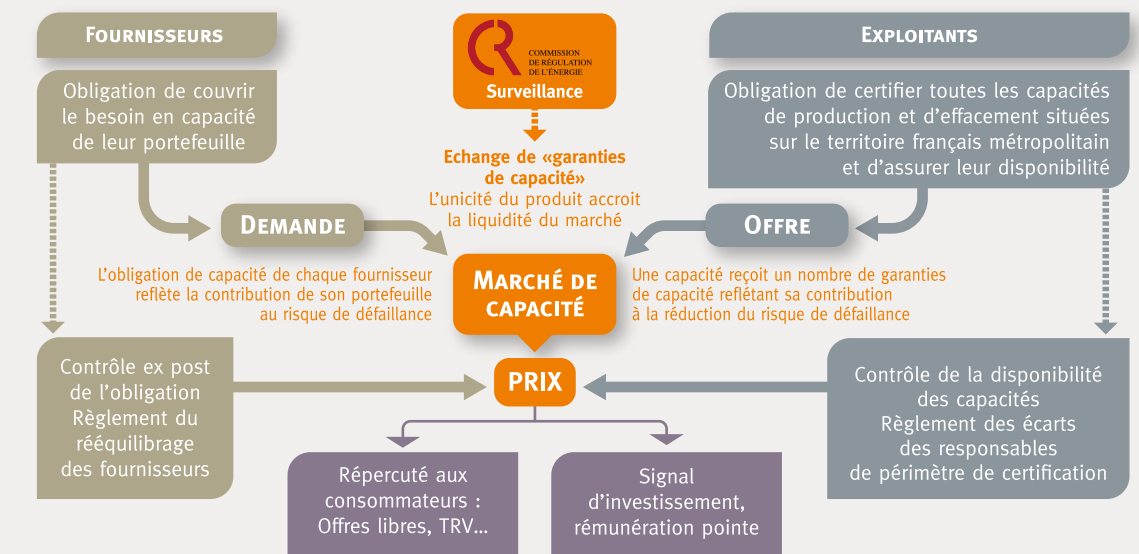
tème électrique européen est désormais placé, en moyenne, dans une situation de surcapacité. Par ailleurs, le contexte mondial particulier du secteur qui caractérise la période 2011-2013 et une crise économique persistante, contribuent significativement à déprimer les prix de marché.

Cette situation fait apparaître deux paradoxes. En premier lieu, alors que les prix de marché sont orientés à la baisse, les factures des consommateurs connaissent dans toute l'Europe, et notamment en France et en Allemagne, des hausses très significatives. Celles-ci sont dues pour une très large part à l'augmentation des taxes et contributions nécessaires pour subventionner les énergies renouvelables et d'autres dispositifs, comme la péréquation tarifaire, c'est-à-dire l'application d'un tarif unique sur l'ensemble du territoire national. Elles s'expliquent aussi par un renchérissement des coûts de production.

En second lieu, et malgré la surcapacité moyenne globale, de nouveaux investissements seront bientôt nécessaires pour maintenir la sécurité d'approvisionnement, qu'il s'agisse de moyens de production spécifiques pour satisfaire une demande en forte croissance à la pointe, ou de capacités de production ou d'effacement flexibles pour absorber la part grandissante des énergies variables dans le mix de production.

Le contexte actuel, défavorable aux investissements, est donc susceptible à moyen terme de faire peser un

MARCHÉ DE CAPACITÉ : OBJECTIFS ET PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT



La mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité en France s'appuie sur une double constatation. Tout d'abord, la croissance de la demande française à la pointe pourrait, à moyen terme, faire porter au système électrique un risque important pour sa sécurité d'approvisionnement. Deuxièmement, les moyens de pointe, utilisés pendant un nombre faible et très aléatoire d'heures dans l'année lors des périodes de tension du système, ne bénéficient pas de revenus suffisamment importants et stables pour motiver les investissements dans ces moyens, qu'ils soient de production ou d'effacement.

La notion de sécurité d'approvisionnement du système électrique est au cœur du dispositif du mécanisme de capacité. Son principe structurant est qu'il rémunère la puissance disponible des capacités de production, et non pas l'énergie effectivement produite, qui, elle, continuera à être valorisée sur les marchés de l'énergie. Toute capacité contribue par sa disponibilité à la réduction du risque de défaillance, puisqu'en cas de tension du système, elle peut être mobilisée au besoin. Le mécanisme de capacité rémunère cette assurance pour le système. Une fois certifiées, les capacités contribuant à la sécurité d'approvisionnement à la pointe pourront recevoir une rémunération pour leurs « mégawatts disponibles », en complément des revenus qu'elles tirent des marchés de l'énergie.

Ce revenu, indépendant de leur activation effective pour une année donnée, permet en particulier de stabiliser les revenus par essence très volatils des capacités de pointe et d'offrir un espace économique aux effacements.

Le mécanisme de capacité fait porter la responsabilité de la sécurité d'approvisionnement moyen terme, et donc son coût, sur les fournisseurs. Il introduit pour eux l'obligation de disposer de certificats de garanties de capacité, à hauteur de la consommation à la pointe de leur portefeuille de clients. Ces certificats sont acquis en développant des capacités propres ou en les achetant auprès des exploitants de capacité. Les fournisseurs peuvent s'approvisionner en certificats quatre ans avant l'année de livraison et équilibrer leurs positions au gré de l'évolution de leur portefeuille et de leur prévisions de consommation. Cette approche décentralisée et dynamique permet de révéler un prix de la capacité avec une anticipation importante favorable aux investissements, et jusqu'à très court terme, favorisant l'émergence de potentiels de maîtrise de la consommation mobilisables dans de très courts délais. Le coût de l'approvisionnement en capacité pour les fournisseurs est par ailleurs répercuté sur les consommateurs finals, à travers les tarifs réglementés de vente et les offres libres des fournisseurs, préservant ainsi le fonctionnement de la concurrence sur le marché de détail.



-9 %
**BAISSE DU PRIX
DE L'ÉLECTRICITÉ
EN BASE SUR
LE MARCHÉ SPOT
PAR RAPPORT À 2012**

RÉSEAUX ÉOLIENS EN MER : L'INITIATIVE DES MERS DU NORD

Les pays autour des mers du Nord prévoient d'augmenter sensiblement à la fois le niveau d'interconnexion entre eux et les capacités de production offshore. En effet, ces dernières pourraient atteindre 38 GW en 2020, un volume qui pourrait doubler, voire tripler en 2030. Ce développement suscitera un besoin d'infrastructures de transport offshore, pour acheminer l'énergie produite vers les centres de consommation et pour les flux transfrontaliers. Aujourd'hui, ces deux besoins sont satisfaits par des

infrastructures séparées. L'initiative des mers du Nord (North Seas Countries Offshore Grid Initiative) examine l'utilité et la possibilité de mutualiser la réponse par des infrastructures combinant raccordement et interconnexion. En 2013, l'initiative s'est ouverte à des représentants d'acteurs de marché, par l'organisation de Focus Groups sur des sujets spécifiques. Le premier Focus Group, sur l'organisation du marché, a été accueilli à la CRE le 19 avril 2013, avec des représentants de l'Agence

internationale de l'énergie (AIE), de la Fédération européenne des négociants en énergie (European Federation of Energy Traders - EFET), de l'association européenne du secteur électrique Eurelectric, d'Europex (Association européenne des bourses de l'énergie), de l'association européenne de l'énergie éolienne (European Wind Energy Association - EWEA) et de la Fédération internationale des consommateurs industriels d'énergie (International Federation of Industrial Energy Consumers in Europe - IFIEC).



3 QUESTIONS À...

OLIVIER APPERT
PRÉSIDENT D'IFP
ÉNERGIES NOUVELLES,
PRÉSIDENT DU CONSEIL
FRANÇAIS DE L'ÉNERGIE

2013 a été une année charnière qui a vu se dessiner de nouveaux équilibres mondiaux dans l'énergie, avec un rôle important du gaz. Pouvez-vous nous en livrer quelques clés ?

Les fondamentaux du secteur énergétique restent en place : progression de la demande liée à la croissance de la population et du niveau de vie, en particulier dans les pays émergents, dépendance forte vis-à-vis des énergies fossiles, défi du changement climatique. Cependant, ces toutes dernières années, le monde a été confronté à un nouveau paradigme créé par la révolution des shale gas et shale oil aux États-Unis, par l'accident de Fukushima et par les révolutions arabes. Ces événements récents ont renforcé le rôle du gaz dans le mix énergétique mondial : l'Agence internationale de l'énergie parle même de l'âge d'or du gaz. Ainsi, la production de gaz aux États-Unis a augmenté de 35 % depuis 2005 et les prix intérieurs ont baissé. Ce pays devrait prochainement devenir exportateur de GNL. L'arrêt du nucléaire au Japon après l'accident de Fukushima a fait bondir les importations japonaises de gaz. La consommation chinoise, elle, a augmenté de 55 % entre 2010 et 2013.

« L'EFFONDREMENT DU PRIX DU CO₂ SUR LE MARCHÉ ETS NE PERMET PAS AU GAZ DE JOUER SON RÔLE DANS LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE. »

Les révolutions arabes ont impacté la production en Libye et en Égypte : le climat d'insécurité et l'instabilité politique pénalisent l'investissement dans la région, source de tensions futures.

L'Europe semble se tenir à l'écart de cet « âge d'or » du gaz que connaissent d'autres régions du monde. Quelles en sont les raisons et les conséquences ?

On peut même se poser la question de savoir si l'âge d'or du gaz n'a pas déjà eu lieu en Europe. En effet, depuis son apogée en 2008, la demande gazière en Europe (EU 28) a chuté de plus de 10 %. L'essentiel de cette baisse (70 %) est imputable au secteur électrique dont la consommation de gaz a baissé de 25 % sur cette période. Cette baisse considérable s'explique d'abord par la crise économique qui a pesé sur la demande d'électricité. Dans le même temps, la part de renouvelable dans la production d'électricité est passée de 15 % en 2000 à 24 % en 2012 au détriment des autres moyens de production. Enfin, le gaz a perdu sa compétitivité par rapport au charbon. Alors que le prix du gaz a augmenté en Europe de 36 % depuis 2009, le prix du charbon a baissé (- 32 % ces deux dernières années), impact indirect de la révolution des shale gas aux États-Unis. L'effondrement du prix du CO₂ sur le marché ETS ne permet pas au gaz de jouer son rôle dans la transition énergétique. Il est paradoxal que les utilités européennes aient été

contraintes dans ce contexte de fermer ou mettre sous cocon depuis 2008 50 GW de capacités de production à partir de gaz dont certaines très modernes.

Comment dès lors le secteur gazier peut contribuer à la transition énergétique ?

En ce sens, la crise russo-ukrainienne nous confirme l'urgence d'engager des améliorations pragmatiques du système énergétique actuel. Puisque les marchés existent (électricité, gaz, CO₂), il faut faire en sorte qu'ils fonctionnent normalement, c'est-à-dire que les signaux prix soient influencés par les coûts. La réforme de l'ETS est un enjeu aussi important qu'urgent. Puisque la contrainte majeure de toute politique énergétique est la lutte contre le changement climatique, les émissions de CO₂ doivent constituer le seul objectif contraignant. Il faut assurer un développement contrôlé et durable des EnR en phase avec les besoins réels. Concernant plus spécifiquement le gaz, il est indispensable de mettre en œuvre toute mesure pour assurer la sécurité des approvisionnements (développement des fournitures flexibles et des interconnexions, etc.). Ainsi, une politique européenne de l'énergie devrait permettre demain au gaz naturel de jouer pleinement son rôle dans le cadre de la transition énergétique. ►



EN OCTOBRE 2013, LA CRE A ÉVALUÉ QUE LE SOUTIEN AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES REPRÉSENTERA 60,2 % DES CHARGES DE SERVICE PUBLIC AU TITRE DE 2014, SOIT 3,7 MD€.

risque sur la sécurité d'approvisionnement. Une solution possible à ce paradoxe peut consister à mettre en place un mécanisme de capacité **cf. encadré p.43**. En complément du marché de l'énergie, ce mécanisme vise à fournir les signaux économiques pertinents pour atteindre le niveau de sécurité d'approvisionnement décidés par les pouvoirs publics.

3.3.4. La stratégie de développement des énergies renouvelables doit mieux s'adapter aux contraintes économiques et techniques du système électrique

Dans son rapport de juillet 2013 sur « La politique de développement des énergies renouvelables », la Cour des Comptes a évalué le soutien cumulé au développement des filières de production d'électricité et de chaleur à plus de 14 Md€ entre 2005 et 2011. Les trois mesures les plus significatives, mais aussi les plus coûteuses pour les consommateurs-contribuables, sont la contribution au service public de l'électricité (CSPE), le crédit d'impôt développement durable (CIDD) et la TVA à taux réduit pour les travaux d'amélioration des logements anciens.

En octobre 2013, la CRE a évalué que le soutien aux énergies renouvelables représentera 60,2 % des charges de service public au titre de 2014, soit 3,7 Md€. Le soutien à la filière photovoltaïque (2,4 Md€) explique à lui seul 39 % du total de ces charges. Sans modification du cadre réglementaire, les charges de service public liées aux énergies renouvelables sur la période 2014-2020 pourraient être plus de dix fois supérieures à celles

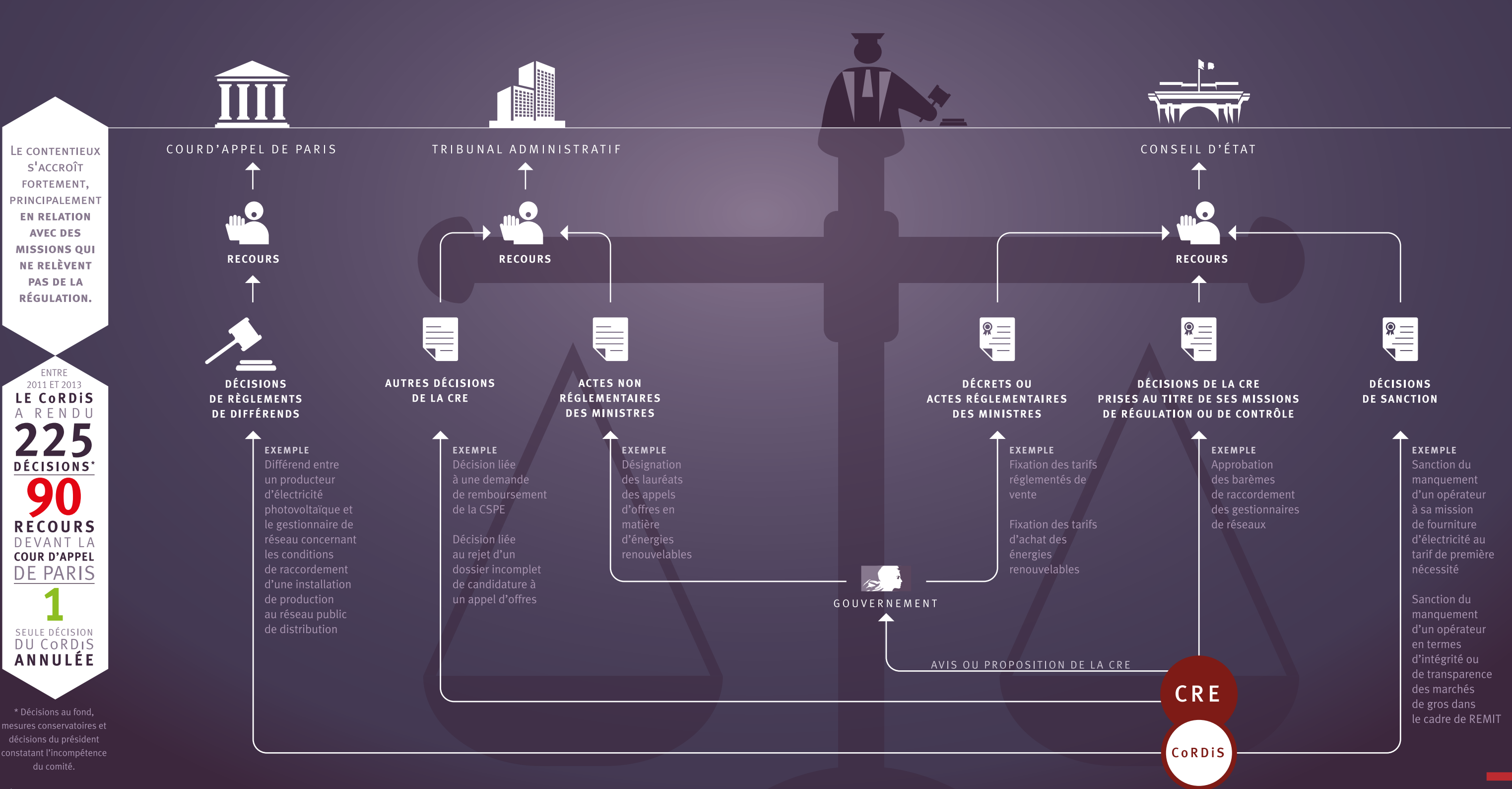
constatées sur la période 2005-2011. En outre, l'arrivée massive des énergies renouvelables, telles que l'éolien et le solaire photovoltaïque, fait apparaître de nouveaux enjeux pour le système électrique, du fait des variations de la production d'électricité qu'elles impliquent et de la priorité d'accès au réseau dont elles bénéficient.

En effet, le caractère variable d'une partie de leur production implique un besoin de flexibilité croissant. Or, les contraintes d'exploitation du parc de production sont peu flexibles (centrales nucléaires et charbon). Les centrales à gaz, plus flexibles, sont actuellement pénalisées du fait du prix particulièrement bas du charbon et du CO₂. Ce contexte influence à la baisse les prix de gros et peut occasionnellement conduire à l'apparition de prix négatifs. Le bon fonctionnement du marché nécessiterait que soient prises des dispositions pour garantir la sécurité d'approvisionnement et l'équilibre économique du système face à ces aléas, notamment à travers une réforme des subventions aux énergies renouvelables et des exigences accrues d'anticipation et de modulation de la production des installations concernées, telles que la responsabilisation d'équilibre de ces producteurs.

Enfin, à l'instar des systèmes de prévision et de supervision des énergies renouvelables mis en place par le gestionnaire de réseau de transport, la planification et l'exploitation des réseaux de distribution doivent aujourd'hui évoluer pour prendre en compte la double problématique spatiale et temporelle de la production photovoltaïque, diffuse et variable.

L'ACTION DU RÉGULATEUR SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE

Le nombre de contentieux liés à l'activité de la CRE est en forte croissance. Ils concernent des décisions prises par le Gouvernement après avis de la CRE, les décisions de la CRE dans l'exercice de ses pouvoirs propres et les décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIs). Ils relèvent de la compétence de diverses juridictions.



* Décisions au fond, mesures conservatoires et décisions du président constatant l'incompétence du comité.

LES CONTENTIEUX LIÉS À L'ACTIVITÉ DE LA CRE SE SONT DÉVELOPPÉS AU COURS DES DERNIÈRES ANNÉES. CETTE ÉVOLUTION EST POUR PARTIE INHÉRENTE AU PROCESSUS D'OUVERTURE DES MARCHÉS.

Le développement des énergies en réseau en France a été historiquement marqué par une certaine activité contentieuse, qui tient à l'importance des enjeux économiques et à la sensibilité des questions tarifaires, notamment en période de crise. Il a donné lieu à plusieurs grands arrêts du Conseil d'État dans la première moitié du XX^e siècle : Compagnie Nouvelle du gaz de Déville-les-Rouen, du 10 janvier 1902, à propos du pouvoir de modification unilatérale des contrats administratifs ; Compagnie générale d'éclairage de Bordeaux, du 30 mars 1916, sur le bouleversement de l'économie du contrat de concession, en relation avec la hausse du prix du charbon survenue pendant la guerre ; Société du Journal l'Aurore, du 25 juin 1948, sur les principes de non-rétroactivité des actes réglementaires et d'égalité entre les usagers du service public, conduisant à l'annulation de l'arrêté ministériel fixant le prix de vente de l'électricité.

Les contentieux liés à l'activité de la CRE se sont développés au cours des dernières années. Cette évolution est pour partie inhérente au processus d'ouverture des marchés. Elle tient également à une certaine instabilité réglementaire dans l'encadrement des tarifs de vente de gaz et d'électricité et les dispositifs de soutien au développement des énergies renouvelables. Ces contentieux concernent des décisions prises par le Gouvernement après avis de la CRE, les décisions de la CRE dans l'exercice de ses pouvoirs propres – qui se sont étendus au cours des dernières années – et les décisions du Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS). Ainsi, l'action de la CRE s'exerce de façon croissante sous le contrôle du juge. Ce contrôle a eu pour effet, d'une part, de préciser ou de conforter les procédures d'élaboration des décisions du CoRDIS et du collège, et d'autre part d'encadrer l'exercice de certains pouvoirs de la CRE, en particulier en matière tarifaire.

1. UN CONTENTIEUX EN FORTE CROISSANCE

Les recours liés à l'activité de la CRE relèvent de la compétence de diverses juridictions, selon les domaines concernés : le Conseil d'État, les tribunaux administratifs et la Cour d'appel de Paris (1.1). Le contentieux s'accroît fortement, principalement en relation avec des missions qui ne relèvent pas de la régulation : demandes de remboursement de CSPE et recours des candidats aux appels d'offres pour le développement des énergies renouvelables. Il convient en outre de distinguer les recours contre les décisions de la CRE elle-même de ceux contre les décisions prises après avis ou proposition de la CRE (1.2). L'activité du CoRDIS a quant à elle été affectée par le moratoire photovoltaïque de 2010 (1.3).

1.1. LA DIVERSITÉ DES JUGES COMPÉTENTS POUR CONNAÎTRE DES CONTENTIEUX LIÉS À L'ACTIVITÉ DE LA CRE

1.1.1. Les recours contre les décisions de la CRE : un contentieux partagé entre juridictions administratives et juridictions judiciaires

La CRE fait partie des autorités administratives indépendantes – comme l'Autorité de la concurrence, l'Autorité de régulation des communications électroniques et des postes (ARCEP) et l'Autorité des marchés financiers (AMF) – dont le contentieux est partagé entre juridictions administratives et juridictions judiciaires.

Le Conseil d'État est compétent pour juger en premier ressort les recours dirigés contre les décisions prises par la CRE au titre de ses missions de contrôle ou de régulation – en application de l'article R. 311-1 du code de justice administrative, qui fixe la même règle de compétence pour 11 autres autorités administratives indépendantes, dont l'autorité de la concurrence, l'ARCEP, la CNIL et l'AMF. Le Conseil d'État est également compétent pour connaître des recours contre les décisions de sanction du CoRDIS⁽¹⁾.

Le Conseil d'État est compétent pour juger les recours contre les décisions prises par la CRE au titre de ses missions de contrôle ou de régulation ainsi que les recours contre les décisions de sanction du CoRDIS.
© Conseil d'État



L'ACTION DU RÉGULATEUR SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE

Les **tribunaux administratifs** sont compétents depuis 2010 pour juger les recours contre les décisions de la CRE qui ne relèvent pas de ses missions de contrôle ou de régulation⁽²⁾. Le Conseil d'État a fait une première application de cette règle de compétence en 2012, en jugeant que les recours par lesquels un contribuable demande le remboursement d'une fraction de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) et le paiement d'intérêts moratoires ne pouvaient être regardés dirigés contre une décision prise par les « organes de la Commission au titre des missions de contrôle ou de régulation confiées à cette autorité »⁽³⁾. La Haute juridiction a en conséquence renvoyé le jugement de l'affaire en cause au tribunal administratif de Paris⁽⁴⁾. En 2013, le Conseil d'État a étendu l'application de ces dispositions aux décisions par lesquelles la CRE estime que le dossier d'un candidat à un appel d'offres en matière d'énergies renouvelables ne sera pas instruit, faute d'être complet⁽⁵⁾. La grande majorité des recours présentés contre les décisions de la CRE relève de ces deux exceptions, et s'est ainsi vu transférée de la compétence du Conseil d'État à celle des tribunaux administratifs. **Les contentieux devant les tribunaux administratifs reflètent la part croissante prise dans l'activité de la CRE par les missions ne relevant pas du contrôle ni de la régulation au détriment de ses missions premières, dans un contexte de forte contrainte budgétaire.**

Enfin, la **Cour d'appel de Paris** est quant à elle compétente pour connaître des recours contre les décisions et mesures conservatoires prises par le CoRDIS en matière de règlement de différends⁽⁶⁾.

L'ORGANISATION JURIDICTIONNELLE EN FRANCE

En France, l'organisation juridictionnelle, c'est-à-dire l'organisation des tribunaux, se caractérise par la séparation entre, d'une part, l'ordre judiciaire et, d'autre part, l'ordre administratif.

En principe, la juridiction judiciaire est compétente pour trancher les différends de nature civile et commerciale et juger des infractions pénales. La juridiction administrative est, quant à elle, compétente pour annuler ou réformer les décisions, qu'elles soient individuelles ou de portée générale, prises par les autorités publiques dans l'exercice de pouvoirs relevant de la puissance publique.

À l'intérieur de ces ordres de juridiction, les tribunaux et les cours sont agencés selon une structure pyramidale, avec des juridictions de première instance, d'appel et une juridiction de cassation pour chaque ordre, chargée de contrôler et d'harmoniser l'application de la loi telle qu'elle est mise en œuvre par les autres juges (qu'on appelle les « juges du fond »). Il s'agit de la Cour de cassation pour l'ordre judiciaire et du Conseil d'État pour l'ordre administratif. Le Conseil d'État est également juge de premier et dernier ressort des recours contre les décrets, les actes réglementaires des ministres, et les décisions prises par les autorités administratives indépendantes dans l'exercice de leurs pouvoirs de contrôle ou de régulation.

1 – Article L. 134-34 du code de l'énergie.
2 – Cette compétence est issue du décret n°2010-164 du 22 février 2010 relatif aux compétences et au fonctionnement des juridictions administratives. Auparavant, le paragraphe 4° de l'article R. 311-1 du code de justice administrative donnait compétence générale au conseil d'État pour connaître en premier et dernier ressort « des recours dirigés contre les décisions administratives des organismes collégiaux à compétence nationale », sans exception.

Recours contre les décisions de la CRE		2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Conseil d'État	Enregistrés	2	60	9	3	12	15	2
	Désistements	0	1	9	12	0	5	1
	Rejets	2	5	2	0	29	10	3
	Annulations	1	0	3	0	6	1	0
	Renvois devant le tribunal administratif	0	0	1	1	1	8	4
Tribunal administratif	Enregistrés (hors renvois)	0	0	0	0	0	44	36
	Rejets			0	0	0	0	1
	Annulations	0	0	0	0	0	0	3

IL CONVIENT DE
DISTINGUER LES
RECOURS
CONTRE LES
DÉCISIONS DE
LA CRE ELLE-MÊME
DE CEUX CONTRE
LES DÉCISIONS
PRISES APRÈS AVIS
OU PROPOSITION
DE LA CRE.

3 – Conseil d'État, 5 mars 2012, Société Ciments Calcia, n° 346410.
4 – En application de l'article 312-1 du code de justice administrative, qui dispose que : « Lorsqu'il n'en est pas disposé autrement par les dispositions de la section 2 du présent chapitre ou par un texte spécial, le tribunal administratif territorialement compétent est celui dans le ressort duquel a légalement son siège l'autorité qui, soit en vertu de son pouvoir propre, soit par délégation, a pris la décision attaquée ou a signé le contrat litigieux ».
5 – Conseil d'État, 10 juin 2013, Société Bigben Interactive, n°366082.

1.1.2. Les recours contre les décisions prises après avis ou proposition de la CRE

L'activité contentieuse concerne également des décisions prises par les ministres ou par décret après avis ou proposition de la CRE. Ce contentieux relève du **Conseil d'État** en premier et dernier ressort lorsqu'il concerne des décrets ou des actes réglementaires des ministres, tels que les arrêtés ministériels relatifs aux tarifs réglementés de vente de gaz ou d'électricité ou aux tarifs d'achat des énergies renouvelables. Les **tribunaux administratifs** sont compétents pour connaître des recours contre les décisions ministérielles ne présentant pas un caractère réglementaire, telles que la désignation des lauréats des appels d'offres en matière d'énergies renouvelables.

1.2. LES RECOURS DEVANT LES JURIDICTIONS ADMINISTRATIVES EN FORTE CROISSANCE

1.2.1. Les recours devant les juridictions administratives contre les décisions de la CRE : une forte croissance liée aux missions qui ne relèvent pas de la régulation

Les décisions de la CRE donnent lieu à un contentieux important. Plus de 100 recours ont été enregistrés devant le Conseil d'État entre 2007 et 2013, et 80 devant les tribunaux administratifs depuis que ces derniers ont compétence pour connaître de certaines décisions de la CRE.

Le nombre de recours connaît de fortes variations, de quelques unités en 2007, 2009 et 2010, à plusieurs dizaines en 2008 et en 2013. Cette amplitude est liée à l'effet de séries de recours, dans des matières qui, le plus souvent, ne relèvent pas des missions de régulation de la CRE : les demandes de remboursement de la CSPE (plus de 50 recours en 2008⁽⁷⁾, 31 en 2013 et 93 au premier trimestre 2014) et les recours des candidats aux appels d'offres photovoltaïques dont les dossiers ont été rejetés comme incomplets par la CRE (12 recours en 2012).

Cette croissance du contentieux est liée dans une moindre mesure aux missions de régulation de la CRE. Elle concerne quelques domaines dans lesquels les acteurs du marché ont des positions très contrastées – comme les barèmes de raccordement et les effacements de consommation.

Le nombre d'annulations de décisions de la CRE prononcées à la suite de ces procédures est faible : 11 depuis 2007, soit environ 10 % par rapport aux recours. Parmi celles-ci, on compte 5 annulations de décisions d'approbation des barèmes de raccordement des gestionnaires de réseaux, qui découlent de l'illégalité de l'arrêté ministériel ayant donné à la CRE la compétence d'approuver ces barèmes et trois jugements du tribunal administratif de Paris⁽⁸⁾ annulant les décisions de la CRE rejetant des candidatures incomplètes dans le cadre de l'appel d'offres portant sur les installations photovoltaïques de plus de 250 kWc.

Recours contre les décisions prises sur avis ou proposition de la CRE	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Enregistrés	0	3	5	9	6	11	8
Désistements	0	0	0	3	1	0	2
Rejets	2	1	0	2	1	1	6
Suspensions					1	1	
Annulations	1	1	0	1	3	4	9

1.2.2. Les recours contre les décisions prises après avis ou sur proposition de la CRE : un développement lié aux arrêtés ministériels sur les tarifs réglementés de vente

Les recours devant le Conseil d'État contre les décisions prises après avis ou sur proposition de la CRE se sont accrus depuis 2011, pour une large part en relation avec les tarifs réglementés de vente de gaz – qui ont donné lieu à 2 ordonnances de suspension en référé et à 7 annulations.

Les gels et le plafonnement des augmentations des tarifs réglementés de vente de gaz ont conduit à la suspension et à l'annulation des arrêtés ministériels des 29 septembre 2011⁽⁹⁾ et 26 septembre 2012⁽¹⁰⁾, puis à l'annulation des arrêtés des 27 juin 2011 et 18 juillet 2012⁽¹¹⁾ – qui avaient tous donné lieu à des avis défavorables de la CRE. Le maintien d'une différenciation entre les tarifs résidentiels et professionnels, qui avait été critiqué par la CRE, a été la cause de l'annulation partielle des arrêtés du 22 décembre 2011 et du 21 décembre 2012⁽¹²⁾, ainsi que de l'annulation des arrêtés du 15 avril 2013, qui fixaient rétroactivement les tarifs pour les 3^e et 4^e trimestres de 2012 à l'issue des annulations précédentes⁽¹³⁾.

La CRE ne reçoit pas systématiquement communication des recours présentés devant les tribunaux administratifs contre les décisions ministérielles désignant les lauréats des appels d'offres en matière d'énergies renouvelables. Elle n'a donc pas une mesure précise de l'évolution de ce contentieux.

1.2.3. Le CoRDiS et les recours contre ses décisions : un pic d'activité lié au moratoire photovoltaïque

Ce sont également les contentieux en série qui ont conduit à une forte augmentation du nombre de saisines du CoRDiS. Le comité a en effet fait face en 2011 à une explosion du nombre de saisines, liée au moratoire sur le bénéfice de l'obligation d'achat pour les installations photovoltaïques.

Le CoRDiS a rendu 225 décisions⁽¹⁴⁾ entre 2011 et 2013. Depuis 2011, 90 recours contre ces décisions ont été présentés contre ses décisions devant la cour d'appel de Paris, qui, sauf dans un cas, n'a prononcé que des décisions de rejet.

2. DES PROCÉDURES ET DES RÈGLES DE FOND ENCADRÉES PAR LES JUGES

Le contrôle du juge encadre l'action de la CRE, tant d'un point de vue procédural que sur le fond.

2.1. LE CoRDiS ET LE COLLÈGE DE LA CRE : COMPÉTENCES ET PROCÉDURE

2.1.1. Les procédures devant le CoRDiS

La création du CoRDiS en 2007 a répondu à l'exigence de séparation des fonctions, d'une part d'enquête et de poursuite, et d'autre part de sanction, au sein de la CRE. À la suite d'une décision du Conseil constitutionnel du 2 décembre 2011 (n° 2011-200 QPC, Banque Populaire Côte d'Azur), les modalités de cette séparation ont été précisées par la loi du 15 avril 2013 : l'article L. 133-1 du code de l'énergie dispose désormais que le membre du CoRDiS qui a prononcé une mise en demeure dans une affaire ne participe pas au délibéré sur la décision de sanction.

Le CoRDiS n'a pas compétence pour se prononcer sur la légalité d'un décret, sauf illégalité manifeste. Ainsi, à la suite de la publication du décret du 9 décembre 2010 suspendant pendant trois mois la conclusion de nouveaux contrats d'achat d'énergie photovoltaïque, le CoRDiS, saisi de 230 demandes, a suspendu leur instruction en attendant que le Conseil d'État se prononce sur le recours dont il était saisi contre ce décret.

6 – Articles L. 134-24 du code de l'énergie et L. 229-51 du code de l'environnement.
7 – On compte également en 2008 : 10 recours relatifs aux décisions de la CRE portant approbation des barèmes de raccordement des gestionnaires de réseaux. Ces décisions relèvent des missions de régulation de la CRE.
8 – Tribunal administratif de Paris, 26 novembre 2013.
9 – Ordonnance du juge des référés du 28 novembre 2011, ANODE, n° 353554 ; décision du 10 juillet 2012, GDF SUEZ, n° 353356.
10 – Ordonnance du juge des référés du 29 novembre 2012, ANODE, n° 363572 ; décision du 30 janvier 2013, ANODE, n°363571.
11 – CE, 30 janvier 2013, ANODE, n° 352206 ; CE, 30 janvier 2013, GDF SUEZ, n° 362165.
12 – CE, 2 octobre 2013, ANODE, n° 357037 ; et CE, 30 décembre 2013, ANODE, n° 366496.
13 – CE, 30 décembre 2013, ANODE, n° 369574.
14 – Décisions au fond, mesures conservatoires et décisions du président constatant l'incompétence du Comité.

LE CODE DE L'ÉNERGIE DISPOSE DÉSORMAIS QUE LE MEMBRE DU CoRDiS QUI A PRONONCÉ UNE MISE EN DEMEURE DANS UNE AFFAIRE NE PARTICIPE PAS AU DÉLIBÉRÉ SUR LA DÉCISION DE SANCTION.

Le comité s'est en revanche reconnu compétent pour se prononcer sur la pertinence de la procédure de raccordement édictée par ERDF, et l'a écartée dans des différends où elle était inappropriée (CoRDiS, 19 novembre 2010, Léonard Valentini, confirmé par CA Paris, 3 novembre 2011, n°2011/0900).

Par ailleurs, s'il est compétent pour constater le non-respect de l'obligation faite au gestionnaire de réseau de transmettre une proposition technique et financière dans un délai de trois mois à compter de la réception d'une demande complète de raccordement (CoRDiS, 26 septembre 2011, GAEC de Saint-Doué), il n'est pas juge du contrat, et il ne lui appartient pas de se prononcer sur l'existence d'une faute et d'un préjudice ouvrant droit à réparation (CoRDiS, 21 janvier 2011, Macouria).

Le CoRDiS a par ailleurs été amené à se prononcer sur le statut des travaux des instances de concertation mises en place par la CRE, en considérant que la procédure élaborée au sein de ces instances « constitue un usage communément admis par la profession qui n'est pas dépourvu, à ce titre, de valeur normative ». En conséquence, le CoRDiS et les juridictions pourraient se fonder sur ces usages (CoRDiS, 26 septembre 2007, Poweo c/GRDF).

2.1.2. Le collège de la CRE : compétence et procédure

Le juge administratif a précisé le champ des compétences du collège de la CRE. Ainsi, s'agissant des travaux de la CRE pour permettre le développement de l'effacement diffus dans le cadre du mécanisme d'ajustement géré par RTE, le Conseil d'État a estimé que la CRE avait compétence pour décider d'une expérimentation en la matière et formuler des recommandations relatives aux modalités de cette expérimentation. Il a cependant précisé, d'une part que ces recommandations, compte tenu de leur caractère impératif, étaient susceptibles de recours, d'autre part la CRE ne pouvait décider, en l'absence de base juridique le permettant, que l'appréciation économique d'une offre puisse porter sur ses effets indirects sur la collectivité dans son ensemble. Elle a en conséquence annulé la délibération de la CRE sur ce point (CE, 3 mai 2011, Voltalis, n° 331858). La loi du 15 avril 2013 est depuis lors venue clarifier le régime juridique des effacements de consommation.

Le Conseil d'État a par ailleurs annulé plusieurs délibérations de la CRE approuvant les barèmes des opérations de raccordement facturées par les gestionnaires de réseaux de distribution. Il a en effet jugé que l'arrêté ministériel qui avait confié cette compétence à la CRE méconnaissait la portée de la délégation consentie par le législateur au pouvoir

réglementaire. La loi dispose en effet que les principes généraux permettant de fixer la contribution due au gestionnaire de réseau maître d'ouvrage des travaux de raccordement sont arrêtés conjointement par les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie, sans permettre aux ministres de renvoyer à la CRE la prérogative d'approuver ces barèmes (CE, 23 décembre 2011, Fédération française des installateurs électriciens, n° 316596). Le Conseil d'État vérifie en outre le respect des règles de procédure par le collège ou par les autorités qui le consultent.

Il a ainsi jugé, à propos de la CRE, que lorsque des dispositions législatives ou réglementaires prévoient la consultation d'un organisme avant l'intervention d'une décision, cet organisme doit être mis à même d'exprimer son avis sur l'ensemble des questions soulevées par cette décision. Le juge contrôle, au cas par cas, si le délai laissé à cet organisme a été suffisant pour lui permettre de rendre son avis (CE, 15 février 2012, SIPPAREC, n° 332640).

Le Conseil d'État fait une appréciation pragmatique des conditions dans lesquelles le collège de la CRE est amené à se prononcer, dans des délais le plus souvent très tendus. Ainsi, dans un cas où la CRE n'avait disposé que de quelques jours pour rendre son avis sur l'arrêté relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz au 1^{er} janvier 2012, le juge a relevé qu'elle avait pu dans ce délai auditionner les parties prenantes et vérifier l'adéquation entre la nouvelle formule et l'évolution des coûts supportés par la société GDF SUEZ, en disposant d'une information suffisante,

issue notamment du rapport sur les coûts d'approvisionnement de la société GDF SUEZ qu'elle a remis au Gouvernement le 28 septembre 2011 (CE, 2 oct. 2013, ANODE, n° 357037). S'agissant de l'arrêté fixant les tarifs réglementés de vente de gaz au 1^{er} janvier 2013, le Conseil d'État a relevé que, même si « la CRE n'a pas pu examiner les contrats ou projets de contrat résultant de renégociations récentes ou en cours menées par GDF SUEZ, cette société lui a toutefois fourni les indications sur les effets attendus des modifications des clauses d'indexation sur le marché des contrats concernés ». Le Conseil d'État a donc considéré que « la CRE disposait d'une information suffisante pour rendre son avis, qu'elle a, au demeurant, rendu sous la réserve de l'annonce d'un audit conduit, au cours du premier trimestre 2013, sur la base des contrats conclus » (CE, 30 décembre 2013, ANODE, n° 366496).

Le Conseil d'État se prononce également sur les conditions dans lesquelles la CRE procède à des consultations. Ainsi a-t-il considéré dans le cas de TURPE 3 que la CRE, qui avait procédé à deux séries de consultations publiques en 2008, portant sur les principes de la tarification envisagée puis sur les projets d'évolutions tarifaires, sur la base de documents exposant de façon suffisamment précise les évolutions envisagées, avait pu formuler une nouvelle proposition après le rejet de la première par les ministres sans procéder à une nouvelle consultation ouverte à l'ensemble des acteurs du marché de l'électricité. Le Conseil d'État a estimé qu'elle était en mesure de formuler sa proposition en connaissance des répercussions que les acteurs du marché étaient en mesure d'escompter, et de

LE CONSEIL D'ÉTAT FAIT UNE APPRÉCIATION PRAGMATIQUE DES CONDITIONS DANS LESQUELLES LE COLLÈGE DE LA CRE EST AMENÉ À SE PRONONCER, DANS DES DÉLAIS LE PLUS SOUVENT TRÈS TENDUS.

Décisions du CoRDiS	2009	2010	2011	2012	2013	Total
Saisines	15	13	261	33	16	338
Décisions (fond et mesures conservatoire)	7	10	39	120	59	235
Désistements	1	0	1	66	4	72
Décision du président du CoRDiS constatant l'incompétence du comité	5	2	3	1	3	14

Recours contre les décisions du CoRDiS		2009	2010	2011	2012	2013
Cour d'appel	Recours	1	2	20	57	35
	Désistement	0	0	3	2	20
	Irrecevabilité	0	0	0	3	3
	Rejet	2	4	6	9	22
	Annulation	0	0	0	0	1
Cour de cassation	Pourvoi	0	0	1	1	4
	Désistement	0	0	0	0	0
	Rejet	0	0	0	0	0
	Cassation	0	0	0	1	0

Le CoRDiS s'est reconnu compétent pour se prononcer sur la pertinence de la procédure de raccordement édictée par ERDF.
© ERDF – François Chevreau



L'ACTION DU RÉGULATEUR SOUS LE CONTRÔLE DU JUGE



Dans le contentieux relatif à TURPE 3, le Conseil d'État a été conduit pour la première fois à faire usage de la procédure de recours à un consultant.
© iStock



LA JURISPRUDENCE DU CONSEIL D'ÉTAT A CONTRIBUÉ À DÉFINIR LE CADRE D'ANALYSE UTILISÉ PAR LA CRE POUR ÉLABORER SES AVIS SUR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ NATUREL.

15 – « Lorsqu'une question technique ne requiert pas d'investigations complexes, la formation de jugement peut charger la personne qu'elle commet de lui fournir un avis sur les points qu'elle détermine. Le consultant, à qui le dossier de l'instance n'est pas remis, n'a pas à opérer en respectant une procédure contradictoire à l'égard des parties. L'avis est consigné par écrit. Il est communiqué aux parties par la juridiction. »

transmettre aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les éléments permettant de l'évaluer – sans être tenue de procéder à une nouvelle consultation, ni de donner suite à la demande de certains opérateurs de réunir un groupe de travail sur la prise en compte des provisions pour renouvellement, ou de faire usage du pouvoirs d'exiger de certains opérateurs la production d'éléments supplémentaires. Il a par ailleurs contrôlé le caractère suffisant de la motivation de la proposition de la CRE (CE, 28 mars 2012, Direct Energie, n°330548).

2.2. LES MOYENS DE CONTRÔLE DU JUGE

La complexité des questions en jeu dans les contentieux relatifs aux décisions prise par la CRE, ou sur proposition ou après avis de la CRE, ont conduit le juge administratif à recourir à des moyens innovants pour exercer son contrôle. Le Conseil d'État a ainsi sollicité l'avis du Conseil de la concurrence sur la couverture par les tarifs réglementés de vente de gaz des coûts moyens complets des distributeurs, avant de se prononcer sur les recours contre ces tarifs, sous l'empire du régime antérieur à celui de la formule tarifaire instituée par le décret du 18 décembre 2009 (CE, 7 juillet 2006 et 10 décembre 2007, Poweo, n° 289012). Ainsi, dans l'affaire Voltalis, relative aux effacements de consommation, le Conseil d'État a-t-il fait usage de ses pouvoirs d'investigation procédant à une « enquête à la barre », en entendant les conseils des parties lors d'une séance d'instruction.

Dans le contentieux relatif à TURPE 3, le Conseil d'État a été conduit pour la première fois à faire usage de la procédure de recours à un consultant prévue par l'article R. 625-2 du code de justice administrative⁽¹⁵⁾. Les requérants soutenaient que le coût moyen pondéré du capital (CMPC) retenu par la CRE était manifestement surévalué, dès lors qu'il avait été calculé comme si tous les actifs avaient été financés par des fonds propres ou par de la dette, alors qu'ils ont été financés en grande partie par du « passif non financier » ne faisant supporter aucune charge financière à la société ERDF, et que les provisions pour renouvellement des ouvrages concédés constituées jusqu'au 31 décembre 2005 ayant été intégralement couvertes par les tarifs antérieurs, la prise en compte, pour la détermination de la base d'actifs régulés (BAR), d'actifs financés par ces provisions se traduisait par une double rémunération illégale. La réponse à ces moyens dépendait de la question de savoir, d'une part, comment apprécier le CMPC lorsque les actifs d'une société comprennent des biens propriété du concédant et ont pour contrepartie, à son passif, non seulement des capitaux propres et des emprunts, mais également des comptes spécifiques aux concessions, et, d'autre part, quels sont les retraitements à opérer en cas de passage d'une approche comptable des charges de capital à une approche économique, fondée sur le CMPC. Il a estimé qu'il s'agissait d'une question technique sur laquelle il y avait lieu de demander l'avis d'un consultant (CE, 28 mars 2012 et 23 mai 2012, Direct Energie, n°330548).

2.3. UN ENCADREMENT RENFORCÉ DES TARIFS RÉGLEMENTÉS ET DES TARIFS D'UTILISATION DES RÉSEAUX

Les décisions du Conseil d'État sur les tarifs réglementés de vente et les tarifs d'utilisation des réseaux illustrent l'importance et l'approfondissement du contrôle du juge en matière de régulation de l'énergie. Bien qu'il s'agisse d'un contrôle restreint, c'est-à-dire d'un contrôle limité à l'erreur de droit et à l'erreur manifeste d'appréciation, il encadre strictement les décisions tarifaires, en ce qui concerne tant les méthodologies de calcul et la vérification de la couverture des coûts, la segmentation et le traitement des différentes catégories d'utilisateur.

2.3.1. Les tarifs réglementés de vente

Le Conseil d'État a été fréquemment saisi de recours contre les arrêtés ministériels fixant les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz, pris après avis de la CRE. Sa jurisprudence a contribué à définir le cadre d'analyse utilisé par la CRE pour élaborer ses avis sur ces tarifs. De façon réciproque, le Conseil d'État s'appuie sur les avis de la CRE pour se prononcer sur la légalité des arrêtés tarifaires. La jurisprudence du Conseil d'État s'est construite avec l'évolution du cadre législatif et réglementaire.

Une analyse dynamique, en trois temps, de la couverture des coûts

Pour les tarifs réglementés de vente de gaz naturel, dans un cadre législatif et réglementaire qui se bornait initialement à poser la règle générale de couverture des coûts de l'opérateur, le Conseil d'État a adopté un raisonnement dynamique en trois temps pour se prononcer sur le respect de cette règle. Il a jugé qu'il appartient aux ministres compétents, à la date à laquelle ils prennent leur décision :

- 1° de permettre au moins la couverture des coûts moyens et complets des opérateurs tels qu'ils peuvent être évalués à cette date ;
- 2° de prendre en compte une estimation de l'évolution de ces coûts sur l'année à venir ;
- 3° d'ajuster ces tarifs s'ils constatent qu'un écart significatif s'est produit entre tarifs et coûts, du fait d'une sous-évaluation des tarifs, au moins au

cours de l'année écoulée, afin de compenser cet écart dans un délai raisonnable.

Le juge avait une interprétation souple de la façon dont les ministres pouvaient répercuter ces évolutions. Ils pouvaient « *légalement tenir compte de la situation économique générale, et plus particulièrement de celle des ménages, pour moduler l'évolution des prix de vente du gaz en distribution publique, sans être tenus de répercuter intégralement, dans les tarifs qu'ils fixent, les variations, à la hausse ou à la baisse, des coûts complets moyens de fourniture du gaz ainsi distribué* » (CE, 10 décembre 2007, Poweo, n° 289012). Cette approche a été transposée aux tarifs réglementés de vente d'électricité (CE, 1^{er} juillet 2010, Poweo, n° 321795).

Gaz naturel : le contrôle du respect de la formule tarifaire

Le Conseil d'État a adapté ce cadre d'analyse au régime de fixation des tarifs réglementés de vente de gaz naturel issu du décret du 18 décembre 2009, qui fixe de manière beaucoup plus précise que le régime antérieur les coûts qui doivent être couverts, en renvoyant leur fixation à une formule tarifaire mathématique, fixée par arrêté de ministres chargés de l'Énergie et de l'Économie. Le Conseil d'État a jugé que, pour fixer le premier des trois termes de l'analyse tarifaire (la couverture des coûts moyens complets à la date de la décision), les ministres n'avaient pas d'autre choix que d'appliquer la formule tarifaire instaurée par le décret. Le montant ainsi obtenu pouvait toujours être ajusté en fonction de 2° l'estimation de l'évolution des coûts sur l'année à venir et 3° le rattrapage de l'écart entre les tarifs et coût au cours de l'année écoulée. Ce rattrapage n'est plus limité aux écarts défavorables au fournisseur, mais concerne aussi ceux qui sont défavorables au client. La faculté de modulation en fonction de la situation économique générale disparaît. Le Conseil d'État précise que dans le cas où la formule tarifaire ne reflète plus correctement les coûts, il appartient aux ministres de la modifier. Mais ils ont en revanche l'obligation d'appliquer la formule tarifaire en vigueur (CE, 10 juillet 2012, SA GDF SUEZ). C'est sur ce fondement que quatre arrêtés tarifaires ont été annulés.

**LE JUGE
ADMINISTRATIF
PEUT PRONONCER
L' INJONCTION
DE RÉTABLIR DANS
UN DÉLAI QU' IL FIXE,
UN TARIF RÉGLEMENTÉ
DE VENTE CONFORME
À L' OBLIGATION
DE COUVERTURE
DES COÛTS.**

LA CRE A ÉLABORÉ UNE NOUVELLE MÉTHODOLOGIE DE DÉTERMINATION DE LA RÉMUNÉRATION DU CAPITAL D'ERDF AFIN DE TENIR PLEINEMENT COMPTE DES SPÉCIFICITÉS DU RÉGIME DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ.

Électricité : un double contrôle de la couverture des coûts et de la contestabilité

Le cadre d'analyse du Conseil d'État a également évolué en ce qui concerne l'électricité, pour tenir compte des dispositions issues de la loi NOME du 7 décembre 2010 visant à organiser, sur une période transitoire de 5 ans, la résorption de l'écart historique (ou « effet de ciseau ») existant entre le niveau des tarifs réglementés de vente et le coût de l'électricité distribuée à un tarif de marché. En conséquence, le Conseil d'État, en plus de son analyse en trois temps de la couverture des coûts, vérifie que la hausse n'est pas manifestement insuffisante pour assurer une certaine convergence tarifaire avec les prix de marché, même si cet écart n'est pas instantanément résorbé. Ce double contrôle est effectué pour chaque couleur tarifaire (CE, 24 avril 2013, Poweo, n° 352242). Dans toutes ses décisions récentes sur les tarifs réglementés de vente, le Conseil d'État s'est appuyé sur les avis de la CRE pour apprécier la couverture des coûts et, dans le cas de l'électricité, la convergence tarifaire.

Le contrôle de la différenciation tarifaire

Les dispositions législatives applicables aux tarifs prévoient qu'ils peuvent être différenciés en fonction des « caractéristiques intrinsèques de la fourniture », appréciées par catégorie dans le cas de l'électricité, et de façon globale pour le gaz

naturel. Le Conseil d'État s'est prononcé sur la pertinence des distinctions établies sur la base de ces dispositions :

- il a annulé les tarifs réglementés de vente d'électricité au motif (i), d'une part, pour les bleus, que les distinctions opérées entre le « clients domestiques », les « clients domestiques collectifs et agricoles », les « clients professionnels et services publics non communaux », les « services publics communaux et intercommunaux », ainsi que pour l'éclairage public et pour diverses fournitures, n'étaient pas fonction de l'impact du site de consommation sur le dimensionnement des infrastructures de réseau ou du réseau auquel ce site est raccordé, ni de caractéristiques de consommation de l'électricité différentes, (ii) d'autre part, pour les verts et les jaunes, que le pouvoir réglementaire n'avait fixé aucun critère pour justifier la segmentation entre ces tarifs et, en leur sein, entre les différentes options tarifaire (CE, 22 octobre 2012, SIPPAREC) ;
- s'agissant du gaz naturel, le Conseil d'État a annulé trois arrêtés tarifaires en tant qu'ils opéraient une différenciation entre clients résidentiels et professionnels sans rapport avec l'objet du tarif (CE, 2 octobre et 30 décembre 2013, ANODE).

Les effets dans le temps des décisions du Conseil d'État

Les décisions du Conseil d'État peuvent dans certains cas intervenir assez rapidement après les arrêtés tarifaires attaqués : deux mois dans le cas des demandes de suspension en référé, et au plus tôt quatre mois pour une décision d'annulation. Le juge des référés a estimé qu'« un gel durable des tarifs réglementés de GDF SUEZ est de nature à créer un phénomène de “ciseau tarifaire” selon lequel les coûts complets de ces opérateurs seraient supérieurs aux tarifs réglementés de GDF SUEZ, affectant leurs marges et compromettant leur présence sur le marché de la distribution du gaz ainsi que l'objectif public d'ouverture de ce marché à la concurrence ». Par conséquent, la condition d'urgence était remplie et justifiait, dès lors qu'il existait un doute sérieux sur la légalité du tarif, la suspension de celui-ci (juge des référés du Conseil d'État, 28 novembre 2011, ANODE).

La Cour d'appel de Paris est compétente pour connaître des recours contre les décisions et mesures conservatoires prises par le CoRDiS en matière de règlement de différends.

© Fotolia



Cette capacité d'intervention rapide permet au juge de contribuer de façon efficace à la préservation et au développement de la concurrence sur les marchés de l'énergie.

Le juge administratif peut prononcer l'injonction de rétablir dans un délai qu'il fixe, un tarif conforme à l'obligation de couverture des coûts. Cette injonction vaut pour l'avenir lorsqu'il se prononce en référé et suspend l'arrêté attaqué, ou rétroactivement lorsqu'il prononce l'annulation de l'arrêté attaqué (pour la période d'application de l'arrêté attaqué). Les annulations de tarifs réglementés de vente ont ainsi donné lieu à de nombreux rattrapages rétroactifs de facturation.

Le Conseil d'État n'a pas mis en œuvre, dans ces décisions, la jurisprudence qui lui permet de moduler dans le temps les effets de l'annulation de la décision lorsque celle-ci pourrait avoir des conséquences manifestement excessives (CE, 11 mai 2006, AC).

2.3.2. Les tarifs d'utilisation des réseaux

Le Conseil d'État encadre également de façon assez étroite la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux, qui est depuis 2011 une compétence de la CRE.

Le contrôle de l'absence de discrimination tarifaire

Le juge administratif veille au respect du principe de non-discrimination dans la répartition

des coûts entre les catégories d'utilisateurs. Le Conseil d'État a jugé que les dispositions législatives et réglementaires applicables en la matière, qui transposaient les exigences de la directive 2003/54 du 26 juin 2004, faisaient obstacle à ce qu'un régime tarifaire contienne des dispositions qui, en réservant le même traitement à l'ensemble des consommateurs d'électricité utilisateurs du réseau, conduiraient à faire supporter à certains de ces consommateurs, en raison des particularités objectives de leurs prélèvements d'électricité, un coût manifestement supérieur aux coûts supportés par les autres consommateurs, à moins que cet effet ne puisse être évité dans l'intérêt de l'équilibre général du système et ne soit pas disproportionné à l'objectif poursuivi. Il y a lieu, pour apprécier si un utilisateur du réseau subit une discrimination, de tenir compte des coûts spécifiques que peuvent entraîner, pour le gestionnaire de ce réseau, les caractéristiques de l'usage du réseau par cet utilisateur (CE, 18 juillet 2008, SNCF, n° 291602).

Le contrôle de la méthodologie retenue par la CRE

Par ailleurs, au terme de plus de trois années de procédure, le Conseil d'État a annulé le 28 novembre 2012 les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité, dits TURPE 3, en ce qui concerne la distribution. Le Conseil d'État a estimé que la méthodologie retenue par la CRE pour déterminer la rémunération du capital d'ERDF était erronée en droit car elle ne tenait pas compte



Le Conseil d'État a précisé que si la CRE constatait qu'un écart significatif s'était produit ou était susceptible de se produire entre le revenu autorisé du gestionnaire de réseau et ses coûts globaux, il lui appartenait, d'office ou à la demande de l'opérateur intéressé, de modifier le niveau et la structure des tarifs.

© GrDF - Grégory Brandel

des caractéristiques spécifiques de la comptabilité des concessions de distribution d'électricité. Dans sa décision, le Conseil d'État a considéré « qu'en s'abstenant[, etc.], pour déterminer le coût moyen pondéré du capital, de prendre en considération les "comptes spécifiques des concessions", qui correspondent aux droits des concédants de récupérer gratuitement les biens de la concession en fin de contrat, dont le montant, au passif du bilan de la société ERDF, était de 26,3 milliards d'euros au 31 décembre 2008, ainsi que les "provisions pour renouvellement des immobilisations", dont le montant était de 10,6 milliards d'euros, la CRE et les ministres ont retenu, ainsi que cela ressort du rapport du consultant du 13 juillet 2012, une méthode erronée en droit et, ainsi, méconnu les dispositions précitées du premier alinéa du II de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et l'article 2 du décret du 26 avril 2001 ». Le Conseil d'État a jugé que l'absence de toute prise en compte, pour le calcul du coût moyen pondéré du capital d'ERDF, des comptes spécifiques des concessions et des provisions pour renouvellement, constituait une erreur de droit.

À la suite de cette décision, la CRE a élaboré une nouvelle méthodologie de détermination de la rémunération du capital d'ERDF afin de tenir pleinement compte de ces spécificités du régime des concessions de distribution d'électricité

➤ cf. dossier p.60.

Le contrôle de la couverture des coûts

Dans sa décision du 7 novembre 2013 rejetant le recours de la société TIGF contre la délibération de la CRE du 22 novembre 2011 portant mise à jour des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, le Conseil d'État a précisé sa jurisprudence sur les tarifs de réseaux.

Il a tout d'abord jugé que la couverture des charges d'exploitation et d'investissement du gestionnaire de réseau devait s'apprécier globalement, et non poste par poste. En outre, le régulateur peut tenir compte « des gains de productivité attendus d'un gestionnaire de réseau efficace » et ne couvrir les charges que dans cette limite.

Enfin, le Conseil d'État a précisé que si la CRE constatait qu'un écart significatif s'était produit ou était susceptible de se produire entre le revenu autorisé et ses coûts globaux, il lui appartenait, d'office ou à la demande du gestionnaire de réseau intéressé, de modifier le niveau et la structure des tarifs. Il a en particulier considéré que le fait que certains postes de charges fassent l'objet d'un ajustement automatique à travers le compte de régularisation des charges et produits (CRCP) ne permettait pas au régulateur de s'affranchir de cette obligation.



3 QUESTIONS À...

PHILIPPE MARTIN,
PRÉSIDENT DE LA SECTION
DES TRAVAUX
PUBLICS DU CONSEIL
D'ÉTAT

Le Conseil d'État, comme juge administratif, a une place de plus en plus importante dans le domaine de l'énergie.

Comment expliquez-vous cela ?

Le juge administratif constate une montée en puissance des contentieux relatifs à l'énergie. Il existe une part d'imprévisibilité dans le développement des contentieux dans un domaine ou un autre. Je pense néanmoins que, en ce qui concerne l'énergie, cela est lié à l'état de transition dans lequel se trouve la libéralisation des marchés aujourd'hui. La concurrence se développe, mais une régulation publique forte est maintenue en même temps. Le jeu entre les objectifs de l'Union européenne et la régulation nationale crée des tensions. Les nouveaux entrants ont recours au juge compétent pour essayer d'accentuer l'évolution vers l'objectif final et pour défendre leurs intérêts économiques. En outre, il existe une recherche de marge de manœuvre de l'autorité politique par rapport aux facteurs économiques. Par exemple, dans les premiers arrêts Poweo en 2006 et en 2007, le Conseil d'État avait reconnu à l'État une certaine marge pour fixer les tarifs de vente de gaz naturel en tenant compte de la situation économique générale. La logique a évolué avec le décret du 18 décembre 2009 qui insiste sur l'indexation des tarifs sur une formule tarifaire.

« DE NOMBREUX SUJETS VONT APPARAÎTRE AUTOUR DE L'ORGANISATION DE LA DÉCROISSANCE DU NUCLÉAIRE, DE L'ENCOURAGEMENT AU DÉVELOPPEMENT DES RENOUVELABLES OU ENCORE DE LA RECHERCHE DE LA MAÎTRISE DE L'ÉNERGIE. »

Ce décret a donc réduit les marges de manœuvre de l'autorité publique. Mais la tentation du Gouvernement de réguler les tarifs a persisté, ce qui a accentué les contentieux. De toutes les façons, il me semble que le nombre de contentieux va continuer d'augmenter avec l'intervention de plus en plus importante du régulateur sectoriel.

Quelles grandes tendances peut-on relever dans l'évolution récente de la jurisprudence du Conseil d'État sur l'énergie ?

Dès le début, nous avons réfléchi dans une logique à la fois de droit concurrentiel et de régulation. Les contentieux portant sur les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été fondateurs. Dans les arrêts Poweo, la notion de couverture des coûts moyens complets a été interprétée à la lumière du droit de la concurrence. L'objectif étant que les tarifs réglementés ne soient pas des prix prédateurs. Les requérants, eux, auraient souhaité nous faire adopter une logique pure d'indexation des tarifs sur les variations des coûts du fournisseur historique. Le décret de 2009 et sa modification en 2013 ont rapproché la logique tarifaire d'une logique d'indexation, me semble-t-il. La jurisprudence s'est donc construite dans la logique concurrentielle entre le fournisseur historique et les nouveaux entrants. Le débat va maintenant se porter davantage sur l'application de ce dernier décret.

Une autre évolution dans la pratique du Conseil d'État dans l'énergie est aussi la volonté de contrôler le raisonnement économique qui sous-tend les décisions. Par exemple, concernant les tarifs, les décisions du Conseil d'État ont pris en compte les trois dimensions temporelles : la couverture des coûts actuels, les coûts prévisionnels et le rattrapage des coûts passés. Dans le contentieux relatif au TURPE, nous avons dû prendre en compte le modèle économique particulier de la concession. Nous sommes également allés très loin pour comprendre la logique des catégories tarifaires de l'opérateur historique. Les tarifs d'obligation d'achat ont aussi donné lieu à de nombreux contentieux.

Comment voyez-vous l'avenir des questions liées à l'énergie au Conseil d'État ?

Je crois que le droit de l'énergie va se développer selon deux axes : celui du développement de la concurrence et de la régulation d'une part et celui de la transition énergétique d'autre part. La mise en œuvre de la transition énergétique n'est pas encore totalement définie. Nous n'en sommes qu'au début et les règles vont se complexifier. De nombreux sujets vont apparaître autour de l'organisation de la décroissance du nucléaire, de l'encouragement au développement des renouvelables ou encore de la recherche de la maîtrise de l'énergie. ►

LE TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

En 2013, après 5 consultations publiques et de nombreuses auditions des acteurs concernés, la CRE a fixé le TURPE 4

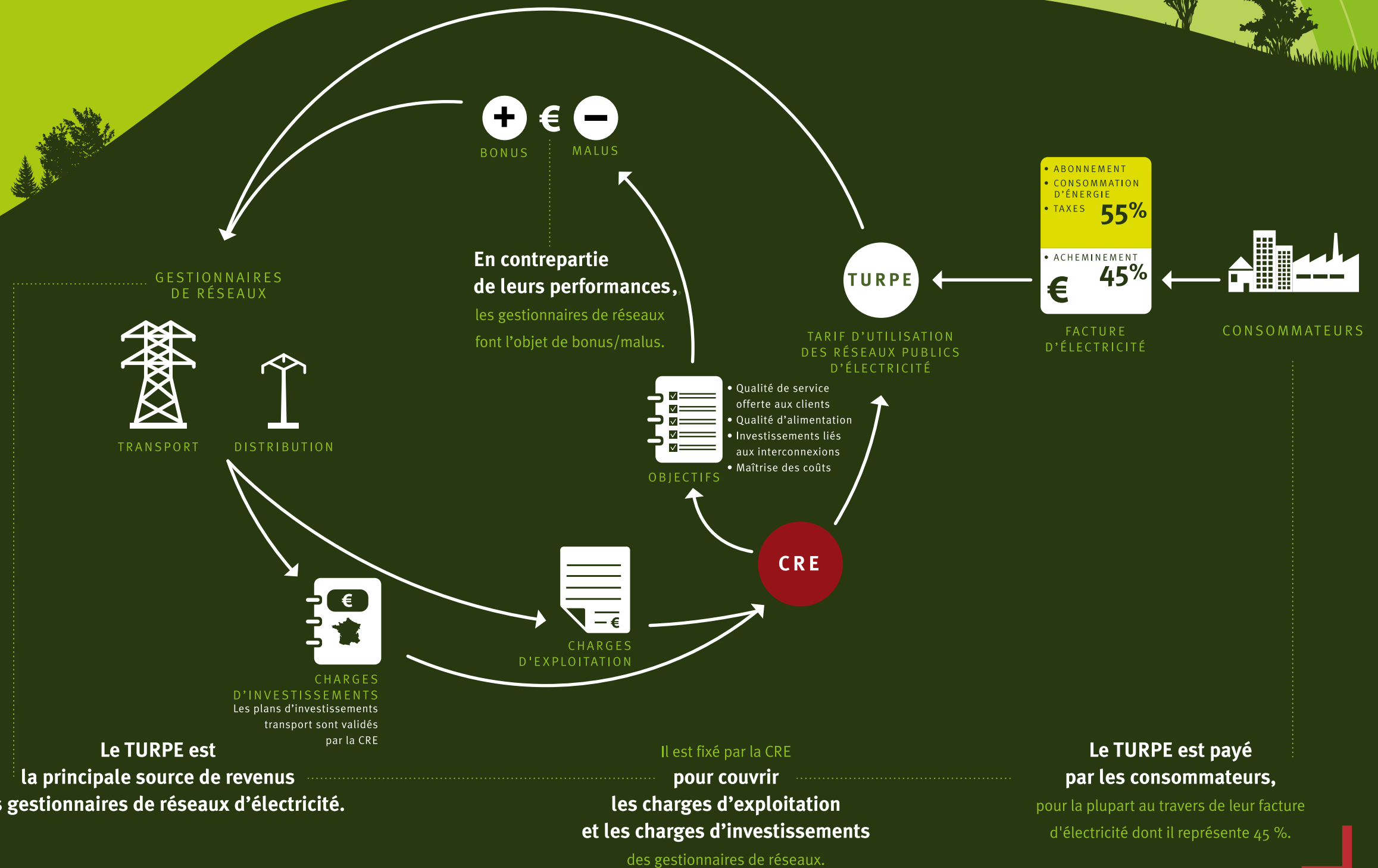
+2,4%
POUR LE TRANSPORT
AU 1^{ER} AOÛT 2013

+3,6%
POUR LA DISTRIBUTION
AU 1^{ER} JANVIER 2014

Le TURPE est la principale source de revenus des gestionnaires de réseaux d'électricité.

Il est fixé par la CRE pour couvrir les charges d'exploitation et les charges d'investissements des gestionnaires de réseaux.

Le TURPE est payé par les consommateurs, pour la plupart au travers de leur facture d'électricité dont il représente 45 %.



Les charges des gestionnaires de réseaux à tarifier

RTE – En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Charges de capital	1 568	1 646	1 727	1 824
Charges nettes d'exploitation	2 753	2 756	2 778	2 866
Annuité du compte de régulation des charges et des produits	-82	-82	-82	-82
Apurement du compte régulé de financement des interconnexions	-54	-54	-54	-54
Charges nettes à tarifier	4 185	4 266	4 369	4 555

ERDF – En M€ courants	2014	2015	2016	2017
Charges de capital	3 698	3 879	4 052	4 240
Charges nettes d'exploitation (hors accès au réseau public de transport)	5 607	5 738	5 850	6 020
Accès au réseau public de transport	3 438	3 529	3 636	3 646
Annuité du solde des incitations	-6	-6	-6	-6
Charges nettes à tarifier	12 736	13 140	13 531	13 900

Les recettes issues du TURPE permettent aux gestionnaires de réseaux de couvrir les coûts dont ils ont la charge pour l'exploitation des réseaux (maintenance, relève des compteurs, dépannages...) et couvrir les charges de capital (amortissement et rémunération) liées aux investissements dans les réseaux.

Les délibérations de la CRE

Objet	Délibération de la CRE	Entrée en vigueur	Expiration ou durée	Autorité compétente	Commentaire
HTA / BT (Réseaux de distribution)	29 mars 2013	1 ^{er} août 2009 rétroactif	31 juillet 2013	Ministres sur proposition de la CRE	Tarif fixé rétroactivement pour se substituer au tarif annulé par le Conseil d'État (couverture des charges comptables).
	28 mai 2013	1 ^{er} août 2013	31 décembre 2013	CRE	Prolongation de l'approche du tarif précédent (couverture des charges comptables) jusqu'à la fin de 2013.
	12 décembre 2013	1 ^{er} janvier 2014	Environ 4 ans	CRE	Nouveau tarif de distribution fixé selon une nouvelle méthodologie.
HTB (réseaux de transport)	3 avril 2013	1 ^{er} août 2013	Environ 4 ans	CRE	Tarif fixé selon le calendrier et la méthodologie initialement prévus.

Par ailleurs, la forte implication des parties prenantes dans les processus de concertation montre une fois de plus tout l'intérêt que suscitent les tarifs d'acheminement de l'électricité.

1.1. UNE ANNÉE 2013 TRÈS MOUVEMENTÉE POUR LES TARIFS D'ACHEMINEMENT DE L'ÉLECTRICITÉ

La CRE a engagé dès 2010 les travaux de préparation de TURPE 4, initialement destiné à englober dans une même décision les réseaux de transport et de distribution et à s'appliquer à compter du 1^{er} août 2013. Le processus tarifaire a été fortement marqué par la décision du Conseil d'État du 28 novembre 2012, sur un recours du SIPPEREC, au terme de plus de trois années de procédure, d'annuler TURPE 3 en ce qui concerne les réseaux de distribution. Cette annulation a conduit à dissocier le transport et la distribution, et à élaborer en 2013 trois décisions tarifaires successives concernant la distribution.

L'annulation de TURPE 3 distribution par le Conseil d'État a conduit la CRE à dissocier le transport et la distribution et à élaborer en 2013 trois décisions tarifaires successives concernant la distribution.

1 – Dans les deux cas, hors prise en compte des écarts éventuels entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées pour les postes de charges et de produits inclus dans le périmètre du compte de régulation des charges et des produits (CRCP).

Les travaux de réhabilitation de la ligne 220 kv Margeride-Pratclaux (juin 2013) permettront de développer la capacité d'accueil de production EnR dans le Sud de l'Auvergne.
© RTE-Philippe Grollier




**LA CRE
A MENÉ
5
CONSULTATIONS
PUBLIQUES DEPUIS
LE MOIS
DE JUILLET 2010
POUR ÉLABORER
LES NOUVEAUX TARIFS
DE TRANSPORT ET
DE DISTRIBUTION
D'ÉLECTRICITÉ**

À la suite de l'annulation du TURPE 3 pour la distribution, il appartenait à la CRE de proposer aux ministres compétents d'approuver de nouveaux tarifs de distribution pour s'appliquer rétroactivement sur la période courant du 1^{er} août 2009 jusqu'au 31 juillet 2013, calculés en tenant compte des motifs exposés dans la décision du Conseil d'État. Celle-ci imposait que ces nouveaux tarifs soient adoptés conformément à la procédure en vigueur en 2009 et qu'ils entrent en application avant le 1^{er} juin 2013.

Compte tenu des procédures applicables – qui imposent la tenue d'une consultation publique, un délai pour l'approbation de la proposition de la CRE par les ministres et la saisine du Conseil supérieur de l'énergie (CSE) – la décision du Conseil d'État a contraint en pratique la CRE à élaborer les termes de ces nouveaux tarifs dans un délai de deux mois.

Dans un délai aussi court, il était impossible pour la CRE de mener les travaux permettant d'adapter la méthode de rémunération communément utilisée par la plupart des régulateurs européens aux principes développés par le Conseil d'État dans sa décision. Ces travaux n'étaient pas non plus compatibles avec le calendrier d'élaboration initial des tarifs qui devaient succéder au TURPE 3 et qui devaient entrer en vigueur le 1^{er} août 2013.

La CRE a donc décidé de proposer aux ministres un tarif rétroactif qui se fondait essentiellement sur une couverture des charges comptables du gestionnaire de réseau. Cette méthode n'avait pas la préférence de la CRE, en raison de son absence de caractère incitatif. Mais cet inconvénient disparaît

dans le cas d'un tarif rétroactif. C'était par ailleurs la seule méthode envisageable dans les délais qui lui étaient donnés pour élaborer ce tarif. Afin de disposer du temps nécessaire à l'élaboration d'une méthode pérenne, la CRE a décidé de différer l'entrée en vigueur du TURPE 4 pour les réseaux de distribution (dit « TURPE 4 HTA/BT ») au 1^{er} janvier 2014 et de prolonger en conséquence du 1^{er} août 2014 au 31 décembre 2013 l'approche transitoire fondée sur la couverture des charges comptables.

Le calendrier d'élaboration du TURPE 4 transport (dit « TURPE 4 HTB ») n'a quant à lui pas été modifié. Ce tarif est entré en vigueur le 1^{er} août 2013 pour une durée d'environ quatre ans.

1.2 LE TURPE AU CŒUR DES PRÉOCCUPATIONS DES PARTIES PRENANTES

Pour élaborer les nouveaux tarifs de transport et de distribution d'électricité, la CRE a mené cinq consultations publiques depuis le mois de juillet 2010 et auditionné les acteurs concernés en juin 2012, décembre 2012 et juillet 2013. Ces concertations ont suscité une forte implication des parties prenantes, comme en témoigne la trentaine de contributions reçues en moyenne à chaque consultation publique.

Les associations de consommateurs, les fournisseurs, les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), les syndicats de salariés et plusieurs syndicats professionnels ont participé activement à ce processus de consultation et ont exprimé des positions parfois très différentes sur

LA RÉGULATION INCITATIVE POUR QUOI FAIRE ?

La régulation incitative consiste en l'attribution d'un bonus ou l'application d'une pénalité à un opérateur en fonction de l'atteinte ou non d'objectifs fixés ex ante. Si la performance de l'opérateur est inférieure à l'objectif fixé, une pénalité lui est appliquée. Inversement si sa performance est supérieure à l'objectif fixé, un bonus lui est attribué.

Cette incitation est intégrée au tarif d'acheminement qui constitue la principale source de revenus des gestionnaires de réseaux. Elle vise à l'amélioration de la performance des opérateurs dans les domaines des investissements, de la maîtrise des coûts, de la qualité de service offerte à leurs clients (par la réduction des délais de mise en service et raccordement notamment) et de la qualité d'alimentation (par la réduction des durées de coupure).

certaines sujets. Par exemple, certaines versions du TURPE sont différenciées temporellement, c'est-à-dire qu'elles connaissent des variations de prix selon les saisons, les jours de la semaine et/ou les heures de la journée. Or, les acteurs ont eu des appréciations très contrastées sur le degré de différenciation temporelle adéquat. Le niveau des investissements et de la qualité d'alimentation, ainsi que le niveau et les incitations portant sur les charges d'exploitation, ont également fait l'objet de débats.

L'entrée en vigueur du code de l'énergie (article L. 134-9) a également introduit une autre nouveauté dans l'élaboration du tarif avec la consultation du Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions tarifaires.

2. LE CADRE TARIFAIRE OFFRE AUX GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX LA CAPACITÉ DE SOUTENIR DURABLEMENT UNE TRAJECTOIRE D'INVESTISSEMENT À LA HAUSSE

Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ont la responsabilité de réaliser les investissements nécessaires au bon fonctionnement des réseaux dont ils ont la

charge, conformément aux dispositions des articles L. 321-6 et L. 322-8 du code de l'énergie. En contrepartie, les recettes tarifaires régulées par la CRE leur assurent une rémunération des capitaux investis qui tient compte du degré de risque de l'activité.

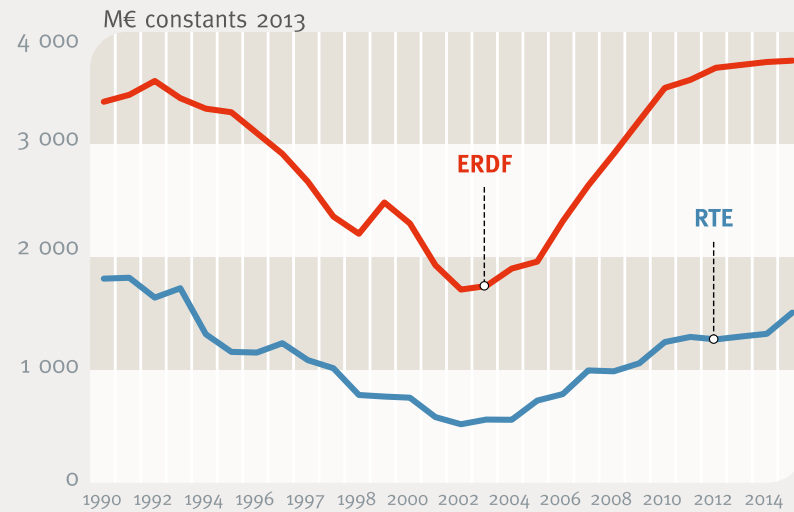
Depuis 2008, les montants consacrés aux investissements par ERDF et RTE sont en constante progression. Par rapport aux montants d'investissement réalisés sur la précédente période tarifaire (2009-2012), les investissements prévus par ERDF (hors projet Linky) et RTE sur la période du TURPE 4 (2013-2016 dans le cas du transport et 2014-2017 dans le cas de la distribution) sont respectivement en augmentation de 27 % et 40 % en euros courants. Cette tendance reflète la volonté d'accompagner les évolutions nécessaires du système électrique.

Les particularités comptables et financières d'ERDF, soulignées par le Conseil d'État, ont conduit à adapter le calcul de la rémunération du capital par rapport à l'approche tarifaire définie dans le cadre du TURPE 2 et retenue pour RTE dans le cadre du TURPE 4 HTB.

Par ailleurs, compte tenu des enjeux associés au développement de nouvelles infrastructures transfrontalières, la CRE a décidé de mettre en place des mesures incitatives appropriées pour favoriser l'intégration des marchés et la sécurité d'approvisionnement, conformément à la directive 2009/72/CE.

**LE CODE DE L'ÉNERGIE PRÉVOIT QUE
LA CRE CONSULTE LE CONSEIL SUPÉRIEUR DE
L'ÉNERGIE PRÉALABLEMENT À SES DÉCISIONS
DANS LE CADRE DE L'ÉLABORATION DU TURPE.**

Depuis 2008, les montants consacrés aux investissements par ERDF et RTE sont en constante progression



Par rapport aux montants d'investissement réalisés sur la précédente période tarifaire (2009-2012), les investissements prévus par ERDF (hors projet Linky) et RTE sur la période du TURPE 4 (2013-2016 dans le cas du transport et 2014-2017 dans le cas de la distribution) sont respectivement en augmentation de 27 % et 40 % en euros courants.

L'INSERTION DES NOUVELLES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DÉCENTRALISÉE NÉCESSITE DES TRAVAUX DE RENFORCEMENT DES RÉSEAUX.

2.1. DES TRAJECTOIRES D'INVESTISSEMENTS EN CONSTANTE PROGRESSION

Après une baisse quasi continue depuis le début des années 90 et l'atteinte d'un minimum en 2004, ERDF et RTE sont entrés dans un nouveau cycle d'investissement. L'augmentation des besoins d'investissement est expliquée par plusieurs facteurs.

Sur le réseau de distribution

S'agissant du réseau de distribution, un premier enjeu majeur est l'amélioration de la qualité d'alimentation. Les perspectives d'investissement en faveur de la qualité présentées par ERDF sont orientées à la hausse. Ces investissements sont dirigés vers les actions qui concourent à la fois au renouvellement, à la fiabilisation et à la sécurisation des réseaux. ERDF indique ainsi qu'il prévoit d'affecter prioritairement ses investissements dans les réseaux HTA au travers d'enfouissements ciblés de réseau aérien et du renouvellement de réseaux souterrains vétustes.

Par ailleurs, le développement de la production décentralisée modifie profondément la structure des réseaux électriques. Ceux-ci ont en effet été conçus à l'origine pour acheminer l'électricité produite de façon centralisée vers les zones de consommation. Ainsi, l'insertion des nouvelles installations de production décentralisée nécessite des travaux de renforcement afin de permettre un fonctionnement bidirectionnel des réseaux électriques. Enfin, en complément de ces investissements et

afin de mieux répondre aux enjeux liés aux nouveaux modes de production et de consommation, les gestionnaires des réseaux de distribution sont également engagés dans des démarches de modernisation des réseaux.

Cette modernisation passe par une plus grande automatisation de l'exploitation du réseau, ce qui concourt notamment à l'amélioration de la qualité d'alimentation. Elle concerne également les dispositifs de comptage.

Sur le réseau de transport

La transformation du mix énergétique aux niveaux européen et français entraîne une plus grande volatilité et une plus large amplitude des flux d'électricité entre le Nord et le Sud tant au niveau européen que national. Pour accompagner ces évolutions, RTE doit donc accélérer le développement de nouvelles lignes d'interconnexion transfrontalières et renforcer le réseau très haute tension pour assurer la fluidité des transits inter-régionaux. La sécurisation de l'alimentation électrique des zones présentant des fragilités électriques ou se caractérisant par une croissance de la consommation très dynamique est le deuxième enjeu auquel se trouve confronté RTE. Ce dernier prévoit ainsi d'ici 2020 de sécuriser l'alimentation électrique de la Bretagne, de la région PACA, du sud des Pays de Loire, de la Vendée, ainsi que celle de plusieurs métropoles régionales.

Enfin, RTE consacrera environ 400 M€ par an au renouvellement des équipements en fin de vie.



○ Contrairement au cas du réseau de transport d'électricité, la loi ne donne aucune compétence de décision à la CRE s'agissant du niveau des investissements dans les réseaux de distribution. C'est la trajectoire prévisionnelle des investissements communiquée par ERDF qui sert à déterminer le niveau du tarif.

© GRDF – Philippe Houssin

LA RÉPARTITION DES COMPÉTENCES EN MATIÈRE D'INVESTISSEMENT : QUI FAIT QUOI ?

En matière de transport, la CRE approuve chaque année le programme d'investissements du gestionnaire de réseau. Elle examine également le schéma décennal d'investissements qui décrit les principales infrastructures à réaliser dans les dix ans, ainsi que tous les projets devant être mis en service dans les trois ans.

L'article L. 321-6 du code de l'énergie dispose que si le gestionnaire de réseau de transport ne réalisait pas un projet d'investissement qui, en application du schéma décennal, aurait dû être réalisé dans un délai de trois ans, la CRE pourrait le mettre en demeure de se conformer à cette obligation ou lancer un appel d'offres visant à faire réaliser le projet par un tiers.

En matière de distribution, le droit européen et la loi n'ont pas confié à la CRE de compétence pour apprécier la pertinence de la trajectoire d'investissement présentée par ERDF. En revanche, les conférences départementales, qui réunissent les autorités concédantes et ERDF sous l'égide du préfet, sont chargées depuis la loi du 7 décembre 2010 (article L. 2224-1 du code général des collectivités territoriales) d'élaborer un programme prévisionnel de tous les investissements envisagés sur les réseaux publics de distribution.

En 2013, la CRE a été amenée à préciser plusieurs points :

- Contrairement au cas du réseau de transport d'électricité, la loi ne lui donne aucune compétence de décision s'agissant du niveau des investissements dans les réseaux de distribution. Cette compétence appartient au gestionnaire de réseau, ERDF, en concertation avec les collectivités concédantes dans le cadre des conférences départementales organisées sous l'égide des préfets.

- Ce n'est pas le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE) qui détermine le niveau des investissements. C'est, au contraire, la trajectoire prévisionnelle des investissements communiquée par ERDF qui sert à déterminer le niveau du tarif.

- Si les investissements réalisés s'écartent de la trajectoire prévisionnelle communiquée par ERDF, le niveau des charges liées aux investissements couvertes par le tarif est ajusté automatiquement. En effet, ces charges (amortissements et rémunération du capital) sont incluses dans le périmètre du compte de régulation des charges et des produits (CRCP).



Mis à part les postes de transformation qui font l'interface avec le réseau de transport, les ouvrages des réseaux publics de distribution appartiennent aux collectivités territoriales, et non aux gestionnaires de réseaux de distribution.
© ERDF – François Chevreau

LA CRE A ÉLABORÉ UNE NOUVELLE MÉTHODOLOGIE DE DÉTERMINATION DE LA RÉMUNÉRATION DU CAPITAL D'ERDF AFIN DE TENIR PLEINEMENT COMPTE DES SPÉCIFICITÉS DU RÉGIME DES CONCESSIONS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ.

2.2. UNE NOUVELLE MÉTHODOLOGIE DE CALCUL DES CHARGES DE CAPITAL DES DISTRIBUTEURS POUR TENIR COMPTE DE LA DÉCISION DU CONSEIL D'ÉTAT

2.2.1. Que dit la décision du Conseil d'État ?

Par une décision du 28 novembre 2012 (Société Direct Energie et Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC)), le Conseil d'État a annulé le tarif TURPE 3 en ce qui concerne les réseaux de distribution, en considérant que la méthode retenue pour déterminer la rémunération du capital d'ERDF était entachée d'erreur de droit. Le Conseil d'État a relevé qu'en calculant le coût moyen pondéré du capital (CMPC) comme si le passif d'ERDF avait été composé de 40 % de capitaux propres et de 60 % de dettes, la CRE s'était totalement abstenue de prendre en compte les postes de passif « comptes spécifiques des concessions » et « provisions pour renouvellement des immobilisations », qui représentaient pourtant des montants très importants. L'erreur de droit réside pour le Conseil d'État dans l'absence de toute prise en compte de ces postes de passifs – qui sont propres au régime français des concessions de distribution – dans la méthodologie retenue par la CRE pour calculer le CMPC.

2.2.2. Quelles sont ces spécificités concessives du modèle français de distribution et quelle est leur traduction dans le bilan comptable d'ERDF ?

Une première spécificité du régime concessif français est que, mis à part les postes de transformation qui font l'interface avec le réseau de transport, les ouvrages des réseaux publics de distribution appartiennent aux collectivités territoriales, et non aux gestionnaires de réseaux de distribution.

En outre, la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux, si elle est confiée à ERDF dans la majorité des cas, peut relever des autorités concédantes pour certains travaux sur les réseaux – principalement sur les réseaux de basse tension en zone rurale.

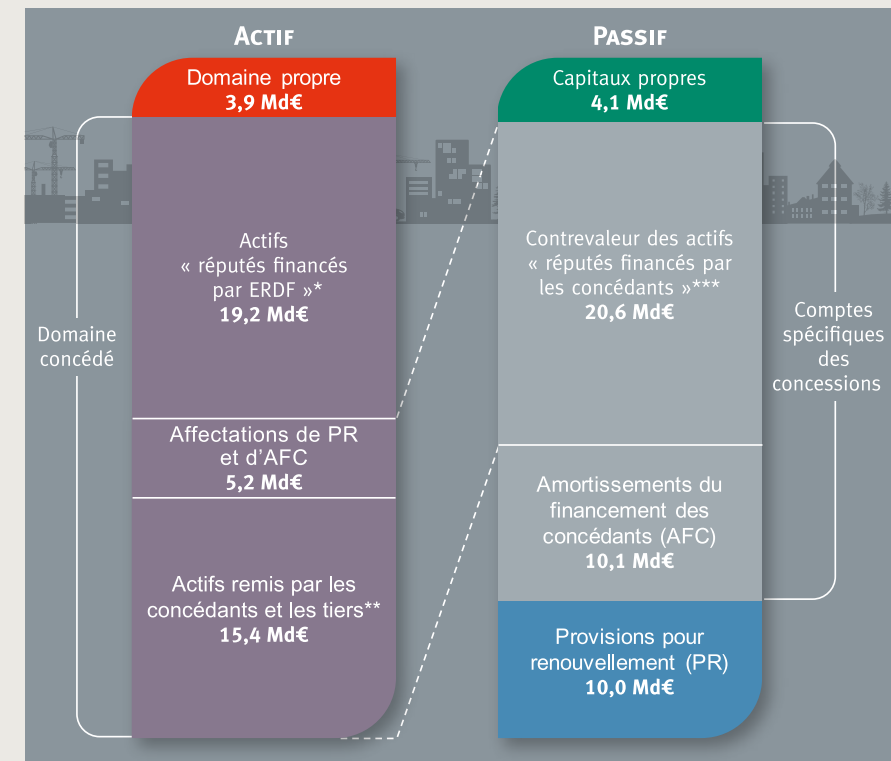
Ces spécificités patrimoniales et opérationnelles ont des conséquences comptables. Le bilan d'ERDF présente la particularité de comporter des capitaux propres très faibles et aucune dette financière. En revanche, il comporte des comptes spécifiques des concessions ainsi que des provisions pour renouvellement.

À la fin de l'année 2012, les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement représentaient 40,7 Md€, soit la majeure partie du passif du haut de bilan d'ERDF qui s'élevait à environ 45 Md€ [cf. encadré ci-contre](#).

Ces deux postes recouvrent deux catégories de ressources :

- d'une part des ouvrages remis gratuitement par les concédants et les tiers ;
- d'autre part des préfinancements (provisions pour renouvellement et amortissement du financement des concédants) qui sont *in fine* affectés à des investissements et qui sont comptablement considérés comme un financement des concédants.

Les emplois et ressources à long terme (« haut de bilan ») d'ERDF (montants à fin 2012) :



* Les actifs « réputés financés par ERDF » correspondent au montant du financement du concessionnaire non amorti, tel que présenté dans les comptes sociaux d'ERDF.
** Cette distinction entre, d'une part, les actifs remis par les concédants et les tiers et, d'autre part, les affectations de provisions pour renouvellement et d'amortissements du financement des concédants résulte d'une analyse extracomptable.
*** Il s'agit de biens « réputés financés par les concédants » car lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement des concédants constitués au titre du bien remplacé sont considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. Ce montant peut également être qualifié de « droits des concédants sur les actifs existants ».

2.2.3. Quelles sont les conséquences sur la méthodologie de calcul des charges de capital ?

La méthode utilisée habituellement pour rémunérer un gestionnaire de réseau consiste à appliquer à une base d'actifs régulés (BAR) un taux de rémunération unique, qui couvre à la fois le coût de la dette et le coût des capitaux propres, lesquels sont estimés en tenant compte du risque associé à l'activité.

Cette approche de rémunération d'une BAR présente en effet l'avantage de faire un lien direct entre le niveau de rémunération et le service rendu aux utilisateurs puisque la qualité et la continuité de ce service rendu dépendent pour l'essentiel de la quantité de réseau disponible.

Néanmoins, dans le cas d'ERDF, le bilan comptable est très particulier car il inclut des postes au passif propres à l'économie concessive que sont les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement. Or, ces postes de passif présentent la particularité de ne pas générer de frais financiers pour ERDF. Par ailleurs le bilan d'ERDF ne présente aucune dette financière clas-

sique. La méthode de calcul des charges de capital a donc été adaptée pour prendre en compte cette absence de frais financiers, tout en maintenant une approche de rémunération d'une BAR.

De façon synthétique, cette approche consiste à distinguer trois composantes pour déterminer le coût du capital :

- une rémunération au taux sans risque des capitaux propres. La définition de capitaux propres utilisée dans le cadre du tarif de distribution s'écarte de la définition comptable, afin de rémunérer uniquement les capitaux propres qui sont utilisés pour financer des actifs de réseaux. Par exemple des capitaux propres qui seraient placés en actifs financiers ne seraient pas rémunérés ;
- une rémunération de la base d'actifs régulés à taux de marge sur actif de 1,65 % après impôt sur les sociétés (ou 2,5 % avant impôt) fixée en fonction du degré de risque associé à l'activité ;
- une couverture des frais financiers, le cas échéant. Ceux-ci sont aujourd'hui égaux à zéro.

Par ailleurs, le tarif couvre également la totalité des dotations aux amortissements des actifs et des dotations aux provisions pour renouvellement, confor-



Dans sa décision tarifaire TURPE 4, la CRE a introduit des mesures incitatives visant à encourager RTE à réaliser des projets d'interconnexion et à leur bonne utilisation.

Photo : Ligne de grande portée 400 000 Volts Bassecourt-Mambelin en liaison avec la Suisse.

© RTE – Laurent Baratier



LE TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX PUBLICS D'ÉLECTRICITÉ

ERDF DOIT AMÉLIORER SA PERFORMANCE POUR RESPECTER LES DÉLAIS DE MISE EN SERVICE ET DE RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS.

- un bonus/malus en fonction des échanges d'énergie réalisés. Le bonus octroyé sera d'autant plus élevé que les flux constatés seront supérieurs à ceux prévus par RTE ;
- La somme de ces composantes ne pourra pas excéder un montant jugé raisonnable par la CRE au regard de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité.

Les incitations financières seront versées après la mise en service des infrastructures, ce qui revient à introduire implicitement une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais. En effet, le coût du capital étant déjà couvert par la rémunération de la BAR au coût moyen pondéré du capital, l'incitation constitue pour RTE un bénéfice supplémentaire qui génère d'autant plus de valeur pour le transporteur qu'il parvient à les obtenir tôt.

Enfin, il convient de souligner qu'une mauvaise performance en termes de maîtrise de coût ou des flux d'échanges d'énergie très inférieurs à ceux initialement prévus par RTE peuvent conduire à annuler la prime fixe.

3. UN CADRE TARIFAIRE INCITANT À L'AMÉLIORATION DE LA QUALITÉ

La CRE contribue à la mise en place de réseaux sûrs, fiables et performants au bénéfice des consommateurs, au travers de mesures incitant à améliorer la qualité d'alimentation et la qualité de service.

Dans le domaine de la qualité de service, la CRE a introduit de nouvelles incitations financières pour améliorer la relation d'ERDF avec les utilisateurs du réseau (consommateurs, fournisseurs, producteurs). Le distributeur doit améliorer sa performance pour respecter les délais de mise en service et de raccordement des producteurs. À titre illustratif, la CRE a fixé à ERDF un objectif cible pour 2017 de 94 % de mises en service devant être réalisées dans les délais demandés par les utilisateurs. Ce taux était estimé à 84 % environ en 2011. Une meilleure performance que l'objectif cible donnera lieu à un bonus. Une performance moins élevée que l'objectif cible entraînera un malus.

Le niveau d'exigence concernant les délais de réponse aux réclamations des utilisateurs a également été relevé : une incitation financière porte désormais sur le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours, au lieu de 30 jours pour TURPE 3.

La CRE a relevé le niveau d'exigence concernant les délais de réponse aux réclamations des utilisateurs : une incitation financière porte désormais sur le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours, au lieu de 30 jours pour TURPE 3.

© ERDF – William Beaucardet



LA CRE A FIXÉ À ERDF UN OBJECTIF CIBLE DE **94 %** DE MISES EN SERVICE DEVANT ÊTRE RÉALISÉES DANS LES DÉLAIS DEMANDÉS PAR LES UTILISATEURS, POUR 2017.

mément à l'article L. 341-2 du code de l'énergie qui dispose que les tarifs doivent couvrir notamment l'ensemble des coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

En conclusion, la CRE a retenu une méthode qui couvre la totalité des amortissements et des provisions pour renouvellement (et, le cas échéant, des charges financières) et procure à ERDF une rémunération raisonnable pour ses investissements :

- les investissements financés uniquement par capitaux propres seront rémunérés à 8,6 % (avant impôt sur les sociétés) ;
- les investissements financés par dette et par capitaux propres seront rémunérés à un niveau qui dépendra du coût de la dette et de la répartition des fonds entre dettes et capitaux propres ;
- pour les investissements financés par les passifs de concession ERDF recevra un taux de rémunération de 2,5 % avant impôt sur les sociétés.

2.3. DES INCITATIONS FINANCIÈRES AU DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS POURRONT ÊTRE MISES EN PLACE

Le développement et la bonne utilisation des interconnexions sont les premières conditions de l'émergence d'un marché européen intégré. Les interconnexions permettent également l'optimisation des ressources du système électrique dans un contexte de fort développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Enfin, elles participent

à la consolidation de la sécurité d'approvisionnement et à la sûreté du système électrique.

Toutefois, les projets d'interconnexion se distinguent des autres investissements que réalise RTE. Ils requièrent des efforts spécifiques de la part du gestionnaire de réseau de transport qui doit surmonter les difficultés liées à la coordination avec ses homologues, à l'obtention des autorisations, à l'acceptabilité locale et aux défis techniques à relever pour franchir les obstacles naturels.

Dans sa décision tarifaire TURPE 4, la CRE a introduit des mesures incitatives visant à encourager RTE à réaliser des projets d'interconnexion et à leur bonne utilisation. Ce mécanisme incitatif est en accord avec les orientations de politique énergétique car il contribue au développement des capacités d'échanges aux frontières. Il accompagne les perspectives nationales et européennes de développement du réseau à moyen et long terme.

Pour plus de lisibilité, l'incitation a été décomposée en plusieurs éléments distincts :

- une prime fixe incitant à la réalisation du projet. La prime fixe vise à inciter à réaliser le projet le plus rapidement possible. Elle est fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité ;
- un bonus/malus en fonction des coûts. Le bonus/malus relatif aux coûts sera d'autant plus intéressant pour RTE qu'il sera parvenu à diminuer ses dépenses d'investissement sur ce projet, par rapport à son budget initial ;



En complément de la durée des coupures, leur fréquence fait dorénavant l'objet d'un suivi pour la distribution et d'une incitation financière dans le cas du transport. De plus, les coupures pour travaux sont désormais prises en compte dans le périmètre des incitations.

© ERDF – William Beaucardet



**LA CRE
A MULTIPLIÉ PAR
10
LE MONTANT
DES INDEMNITÉS
VERSÉES PAR ERDF
AUX CONSOMMATEURS
RÉSIDENTIELS EN CAS DE
COUPURE DE PLUS
DE 6 HEURES. CE MONTANT
EST PASSÉ D'UN EURO
EN MOYENNE, COMME
ORIGINELLEMENT PRÉVU
PAR LA RÉGLEMENTATION,
À 10 EUROS.**

De plus, la CRE a étendu la régulation incitative de la qualité de service aux entreprises locales de distribution (ELD) et à EDF SEI.

Concernant la qualité d'alimentation, la durée et la fréquence des coupures font l'objet d'un suivi

Pour ces nouveaux tarifs de transport et de distribution, la CRE a décidé de renforcer l'incitation portant sur la durée moyenne de coupure en augmentant les pénalités financières à verser en cas de dépassement de durée.

Concernant le transport, la CRE a décidé de maintenir, comme dans le TURPE₃, la durée moyenne de coupure de référence à 2,4 minutes. Les pénalités financières appliquées à RTE ont été fixées à 10,4 M€ par minute de coupure contre 9,6 M€ par minute dans le cadre des précédents tarifs.

Pour la distribution, la durée moyenne de coupure de référence a été fixée à 68 minutes pour 2014. Elle diminuera d'une minute par an pour atteindre l'objectif de 65 minutes en 2017. Les pénalités appliquées au distributeur ERDF sont passées de 4 millions d'euros à 4,3 millions d'euros par minute de coupure. De plus, les coupures pour travaux sont désormais prises en compte dans le périmètre des incitations.

La CRE a enfin multiplié par 10 le montant des indemnités versées par ERDF aux consommateurs en cas de coupure de plus de 6 heures. Ce montant est passé d'un euro en moyenne, comme originellement prévu par la réglementation, à 10 euros pour un consommateur résidentiel.

En complément de la durée des coupures, leur fréquence fait dorénavant l'objet d'un suivi pour la distribution et d'une incitation financière dans le cas du transport.

LA CRE RENFORCE L'INCITATION À MAÎTRISER LES CHARGES D'EXPLOITATION JUGÉES CONTRÔLABLES

La CRE veille à ce que les gestionnaires de réseaux offrent le service le plus performant au meilleur coût. C'est pourquoi les mesures incitatives portant sur l'amélioration de la qualité d'alimentation et de service sont accompagnées d'incitations à la maîtrise des coûts. Ainsi, dans le cadre du TURPE 3, la CRE avait mis en place une incitation à la maîtrise des charges d'exploitation de RTE et d'ERDF fondée sur la fixation d'un niveau cible de productivité.

En cas d'atteinte de ce niveau de productivité, les gestionnaires de réseaux conservaient 50 % des gains résultant des efforts additionnels de productivité. En cas de non atteinte de la cible, les gestionnaires de réseaux assumaient 100 % de la contreperformance. Dans le cadre du TURPE 4, la CRE a reconduit et renforcé cette incitation en octroyant aux gestionnaires de réseaux 100 % des gains résultant des efforts additionnels de productivité.



©ERDF-Guillaume Murat

LE TARIF D'UTILISATION
DES RÉSEAUX PUBLICS
D'ÉLECTRICITÉ

LA QUALITÉ EN ÉLECTRICITÉ, UNE NOTION COMPLEXE

Le terme de « qualité de l'alimentation en électricité » recouvre trois notions différentes :

- **la qualité de l'onde de la tension.** Elle est affectée par les fluctuations de fréquence, les fluctuations rapides de la tension (à-coups de tension, flicker, creux de tension), les fluctuations lentes de la tension, les déséquilibres, les surtensions impulsionnelles et les harmoniques ;

- **la continuité d'alimentation.** Elle est affectée par les interruptions fortuites (coupures longues supérieures à 3 minutes, coupures brèves entre 1 seconde et 3 minutes ou coupures très brèves inférieures à 1 seconde, également appelées microcoupures) et les interruptions programmées (liées par exemple à des travaux sur les réseaux) ;

- **la qualité de service.** Elle caractérise la relation entre le gestionnaire de réseau et le fournisseur ou l'utilisateur des réseaux (délais de raccordement, tenue des horaires de rendez-vous, délais de réponses aux réclamations, qualité de la relève, etc.)

Comme dans la plupart des pays européens, les incitations mises en place par la CRE portent sur la continuité d'alimentation et la qualité de service. La qualité de l'onde de tension est un domaine traité en partie par la réglementation.

S'agissant de la continuité d'alimentation, l'indicateur le plus souvent utilisé est celui de la durée moyenne de coupure. Comme de nombreux régulateurs européens, la CRE a exclu du périmètre des incitations les coupures lors des événements exceptionnels.



Sur la période TURPE 4, les pertes électriques représentent en moyenne 10 % des charges à couvrir par le tarif pour ERDF (soit environ 1 290 M€ par an) et 15 % pour RTE (soit environ 630 M€ par an).

© RTE – William Beaucardet

4. UN CADRE TARIFAIRE PROPICE À L'INNOVATION ET À LA MODERNISATION DES RÉSEAUX

La CRE attache une importance particulière à la modernisation des réseaux. Elle a donc introduit un cadre favorable à la recherche et au développement et a mis en place un dispositif de suivi du volume des pertes électriques, afin de suivre plus finement la performance énergétique des réseaux.

4.1. RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT (R&D)

Les réseaux électriques connaissent de nombreuses mutations liées notamment au développement des énergies renouvelables et aux nouveaux usages de l'électricité, ainsi qu'aux enjeux de maîtrise de l'énergie. De nouvelles technologies doivent être mises en place pour moderniser les réseaux d'électricité et répondre à ces nouveaux défis > cf. dossier p.78.

Dans le prolongement des travaux qu'elle mène sur le sujet des smart grids, la CRE porte une attention toute particulière à l'innovation. Elle a ainsi introduit un cadre de régulation destiné à soutenir les activités de recherche et développement (R&D) d'ERDF et de RTE.

La CRE a ainsi accepté une augmentation significative des budgets de R&D de ERDF et de RTE qui pré-

voient d'y allouer respectivement environ 58 M€ et 27 M€ de charges d'exploitation en moyenne par an entre 2014 et 2017.

Les budgets alloués à la R&D et non utilisés par les opérateurs seront restitués aux utilisateurs. Ce mécanisme est destiné à inciter les opérateurs à réaliser les projets annoncés et à éviter que les gains d'efficacité ne se fassent au détriment de l'innovation.

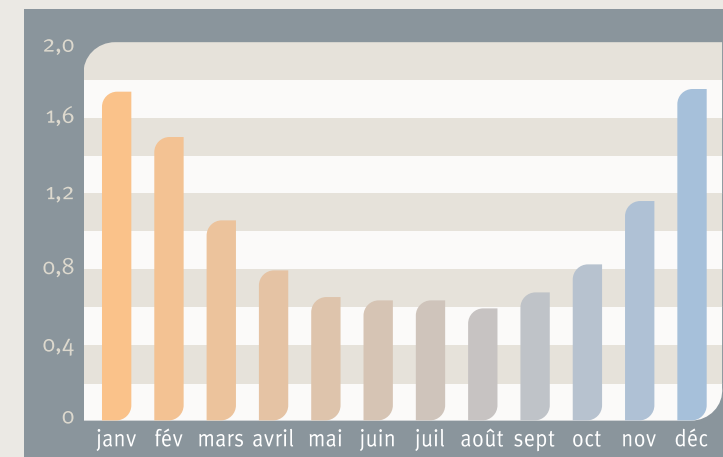
4.2. EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE DES RÉSEAUX

Les pertes électriques constituent un poste de charge important couvert par le TURPE : sur la période TURPE 4, elles représentent en moyenne 10 % des charges à couvrir par le tarif pour ERDF (soit environ 1 290 M€ par an) et 15 % pour RTE (soit environ 630 M€ par an).

Compte tenu également des enjeux liés à l'amélioration de l'efficacité énergétique, la CRE s'est interrogée sur la pertinence de mettre en place dans TURPE 4 une incitation à la maîtrise des volumes de pertes. Il est ressorti de son analyse que, si les gestionnaires de réseaux disposent de quelques leviers pour contenir les volumes de pertes, plusieurs facteurs remettent en cause la pertinence d'un dispositif pour les inciter financièrement à réduire le taux de pertes.

Ainsi, la définition d'un taux de pertes cible s'avère particulièrement délicate. Comment prendre en compte l'influence du développement de la production décentralisée, des nouveaux usages de l'électricité ou encore des conditions climatiques

Profil saisonnier des coûts de réseaux induits par les utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA :



Le profil de répartition des coûts induits par les utilisateurs raccordés aux réseaux basse tension pour des puissances souscrites inférieures à 36 kVA varie selon les différents mois de l'année (les valeurs en ordonnée ont donc seulement une valeur relative les unes par rapport aux autres).

sur l'évolution du taux de pertes réalisé ? À ce jour, on constate un manque de visibilité important sur les marges de manœuvre en termes de maîtrise des volumes de pertes par les gestionnaires de réseaux, et tout particulièrement par ERDF. Or, il est essentiel, pour qu'un dispositif de régulation incitative permette réellement de récompenser ou de sanctionner le gestionnaire de réseau, que les cibles et les indicateurs de performance soient définis de manière appropriée.

La CRE souhaite cependant être attentive aux actions menées par les gestionnaires de réseaux pour maîtriser le volume de pertes et a mis en place pour la période TURPE 4 un dispositif de suivi de ces actions. Il permettra de collecter l'information nécessaire permettant, le cas échéant, d'établir un dispositif d'incitation financière à la maîtrise des volumes de pertes pour les prochaines périodes tarifaires.

5. UNE MEILLEURE PRISE EN COMPTE PAR LES TARIFS DES COÛTS SAISONNIERS

L'élaboration du TURPE 4 a été l'occasion de mener des travaux approfondis sur la structure du tarif, c'est-à-dire sur la répartition des coûts de réseaux entre les différents utilisateurs. Une attention toute particulière a été portée à l'amé-

COMPTEUR LINKY : TURPE 4 PRÉVOIT LA POSSIBILITÉ DE DÉFINIR UN CADRE DE RÉGULATION SPÉCIFIQUE

Le développement du compteur évolué d'électricité Linky constitue une étape essentielle du développement des smart grids, qui va nécessiter une adaptation de la régulation.

La CRE a rappelé dans sa délibération tarifaire TURPE 4 distribution, comme elle l'indiquait déjà dans sa consultation publique de novembre 2012, qu'elle est disposée à accueillir favorablement la demande d'ERDF de disposer d'un cadre de régulation adapté. Il s'agit d'assurer une couverture progressive des coûts du déploiement des nouveaux compteurs en la faisant coïncider dans le temps avec la réalisation des gains attendus découlant des coûts d'investissement ou de fonctionnement évités grâce au compteur évolué. Cette couverture des coûts sera aussi assurée par l'attribution d'une prime de rémunération dépendant d'objectifs de performances en termes de coûts, de délais et de qualité de service. Ce dispositif tarifaire fera l'objet, le cas échéant, d'une délibération tarifaire ad hoc.



LES TARIFS DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL ONT ÉGALEMENT CHANGÉ EN 2013

Les tarifs de transport de gaz naturel ATRT₅ de GRTgaz et de TIGF sont entrés en vigueur au 1^{er} avril 2013 et prévoient un cadre tarifaire pour une durée d'environ quatre ans. Ils font l'objet d'une mise à jour chaque année au 1^{er} avril pour intégrer en particulier les variations de charges d'énergie, qui constituent un poste de dépenses important des gestionnaires de réseaux, et les évolutions de structure du marché du gaz.

L'évolution tarifaire au 1^{er} avril renforce l'intégration au sein du marché européen du gaz

Les tarifs d'entrée sur les réseaux français de transport de gaz naturel sont aujourd'hui plus élevés que dans la

plupart des pays voisins. Afin de favoriser l'intégration du marché français au sein du marché européen, la CRE a décidé que ces tarifs seront gelés en euros constants jusqu'à la fin des tarifs ATRT₅.

Vers une place de marché unique en France

Il existe aujourd'hui trois places de marché en France, en zones GRTgaz Nord et Sud ainsi qu'en zone TIGF.

La CRE a décidé de la création d'une place de marché commune aux zones GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015 et a annoncé la perspective d'une place de marché unique en 2018.

En vue de la création d'une place de marché dans le Sud de la France en 2015, la CRE a réduit le tarif à l'interface entre les zones GRTgaz Sud et TIGF ainsi que l'écart entre les tarifs aux points d'interface transport stockage en zone GRTgaz Sud et en zone TIGF.

Hausse tarifaire de GRTgaz et de TIGF

Au 1^{er} avril 2014, les tarifs d'utilisation de GRTgaz et de TIGF augmenteront en moyenne respectivement de 3,9 % et de 7,7 % par rapport aux tarifs actuellement en vigueur. Ces hausses sont principalement dues à la baisse des souscriptions des capacités de transport de la part des expéditeurs, et à la hausse des dépenses d'énergie chez TIGF.

LES NOUVEAUX TARIFS PRENNENT EN COMPTE DE FAÇON PLUS PRÉCISE LA DIFFÉRENCIATION DES COÛTS DE RÉSEAUX ENTRE ÉTÉ ET HIVER.

lioration des signaux tarifaires horosaisonniers, pour lesquels le prix du kilowattheure varie selon la saison et/ou l'heure de la journée.

TURPE 4 marque une rupture avec les tarifs précédents en introduisant des tarifs à différenciation temporelle pour les domaines de tension HTB2 et HTB1. Ils sont devenus obligatoires pour tous les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB2 et HTB1 dès le 1^{er} août 2013.

Pour ce faire, la CRE a élaboré une nouvelle méthodologie de construction des tarifs, fondée sur la prise en compte de coûts horaires d'utilisation des réseaux. Ces travaux ont mis en évidence que ceux-ci sont plus différenciés entre l'été et l'hiver qu'ils ne le sont entre les heures pleines et les heures creuses de la journée. Ceci s'explique notamment par le fait que la capacité des réseaux, qui engendre des charges fixes, est notamment définie en fonction des pointes qui ont généralement lieu en hiver [cf. graphique p.75](#).

Les nouveaux tarifs prennent donc en compte de façon plus précise la différenciation des coûts de réseaux entre été et hiver. Ce rééquilibrage des coûts de réseaux sur l'année a conduit, dans la nouvelle méthodologie d'élaboration des tarifs, à affecter une part plus importante des coûts de réseaux aux utilisateurs dont le profil de consommation est fortement saisonnalisé, c'est-à-dire très différent en été et en hiver.

Dans le cas du transport par exemple, un des utilisateurs qui soutirent le plus sur le domaine de tension HTB1 est ERDF, par le biais de ses postes sources. Or les soutirages du distributeur sont beaucoup plus saisonnalisés que les soutirages des autres utilisateurs du réseau de transport (industriels pour l'essentiel). Par conséquent, la consommation moyenne des utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB1 est relativement plus saisonnalisée que la consommation moyenne des utilisateurs raccordés au réseau de transport. Le coût moyen d'utilisation des réseaux augmente donc pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB1 et diminue pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB2.

De même, dans le domaine de tension BT, la prise en compte de coûts horaires d'utilisation des réseaux a impliqué des évolutions de la structure des tarifs de distribution et donc de la répartition des coûts de réseaux entre les différentes catégories d'utilisateurs.

Ainsi, pour une même plage de puissance souscrite, le coût moyen du tarif d'acheminement à différenciation temporelle proposé aux utilisateurs raccordés en basse tension a augmenté davantage que celui des tarifs d'acheminement sans différenciation temporelle.



3 QUESTIONS À...

CATHARINA SIKOW-MAGNY,
CHEF DE L'UNITÉ RÉSEAUX
ET INITIATIVES RÉGIONALES,
DIRECTION DU MARCHÉ
INTÉRIEUR DE L'ÉNERGIE,
DIRECTION GÉNÉRALE
DE L'ÉNERGIE DE LA
COMMISSION EUROPÉENNE

De nouvelles orientations sont entrées en vigueur en 2013 pour promouvoir le développement des infrastructures énergétiques en Europe. Dans quel but ?

L'achèvement du marché intérieur de l'énergie revêt une importance capitale pour atteindre au meilleur coût les objectifs climatiques européens : les gains liés à la pleine intégration des marchés de l'énergie des États membres ont été estimés entre 40 et 70 milliards d'euros par an à l'horizon 2030. Si l'harmonisation des réglementations nationales a déjà permis de réaliser des progrès significatifs dans cette direction, nous avons constaté que des efforts supplémentaires devaient être faits afin que les infrastructures nécessaires au bon fonctionnement du marché intérieur soient mises en place sans délai. Les nouvelles orientations relatives aux réseaux transeuropéens d'énergie (TEN-E) introduisent une approche radicalement différente pour pallier les difficultés rencontrées par le passé. Nous disposons désormais d'un processus et de principes harmonisés pour recenser les projets d'infrastructures d'intérêt commun à l'ensemble des États membres de l'Union. À ce jour, 248 projets d'intérêt commun (PIC) ont été identifiés.

« LES INCITATIONS VISANT À RÉDUIRE LES DÉLAIS DE RÉALISATION, MAÎTRISER LES COÛTS ET AMÉLIORER L'UTILISATION EFFECTIVE DES INTERCONNEXIONS VONT DANS LE BON SENS. »

Quels sont les outils mis en place pour garantir leur réalisation ?

Premièrement, les PIC pourront bénéficier de procédures administratives simplifiées grâce à l'établissement d'un guichet unique dans chaque État membre. Le règlement TEN-E impose en outre que la durée des procédures d'octroi des autorisations n'excède pas trois ans et demi. Cependant, les citoyens devront être systématiquement consultés avant que le tracé définitif de ces projets ne soit arrêté. Deuxièmement, ce nouveau cadre introduit de nouvelles mesures réglementaires touchant au financement des PIC. D'une part, il introduit la possibilité d'une répartition transfrontalière des coûts d'investissements, sur la base de l'analyse des coûts et bénéfices de chaque projet pour l'ensemble des États membres selon une méthodologie harmonisée. S'il s'avère qu'un projet n'est pas économiquement viable à l'échelle d'un des États membres sur lequel est construit l'ouvrage, le promoteur du projet de cet État membre peut demander la mise en œuvre du dispositif d'allocation transfrontalière des coûts. Les opérateurs des autres États membres pour lesquels ce projet a une incidence positive peuvent ainsi être amenés à participer à son financement, dans la limite des bénéfices qu'ils en retireront. Plusieurs demandes d'allocation transfrontalière de coûts ont déjà été déposées et sont en cours d'examen par les régulateurs concernés.

Ce premier exercice permettra un retour d'expérience sur l'intérêt de ce dispositif. D'autre part, des incitations financières supplémentaires pourront être accordées par les régulateurs aux projets plus risqués. L'ACER prépare actuellement un guide de bonnes pratiques destiné à harmoniser les méthodes mises en œuvre par les régulateurs nationaux pour analyser les risques qui peuvent être associés à des PIC. Enfin, les PIC pourront bénéficier d'un soutien financier grâce à la mobilisation d'un fonds européen (Connecting Europe Facility) de 5,85 milliards d'euros pour la période budgétaire 2014-2020. Toutefois, ceci ne vaut que pour des projets qui ne seraient pas réalisés sans aide communautaire, qui ne seraient pas à 100 % commercialement viables, mais présenteraient des externalités positives à échelle communautaire ou régionale, comme par exemple en termes de sécurité d'approvisionnement.

Comment ces développements juridiques s'articulent-ils avec les politiques des États membres, notamment en France ?

Le travail effectué par le régulateur français paraît très intéressant. La CRE se montre volontaire pour favoriser le développement des interconnexions. Les incitations visant à réduire les délais de réalisation, maîtriser les coûts et améliorer l'utilisation effective des interconnexions vont dans le bon sens.

SMART GRIDS

L'implication de la CRE dans le sujet des réseaux intelligents découle de la compétence que lui confère la loi pour veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz naturel, au bénéfice du consommateur.

LES INTERLOCUTEURS DE LA CRE

La CRE
joue un rôle moteur dans le développement des smart grids.

Elle a initié en 2010 un programme de travail ambitieux visant à créer des synergies entre les nombreux acteurs du domaine.



Faciliter
l'intégration des EnR sur le réseau électrique

Définir
des orientations et formuler des recommandations à l'ensemble de la filière

LES THÉMATIQUES DE TRAVAIL

Prévoir
le cadre de régulation adapté au comptage évolué

Contribuer
à l'évolution du cadre institutionnel et de la gouvernance dans les territoires

EFFACEMENT

Anticiper
le développement à grande échelle du véhicule électrique



Fédérer et accompagner
les initiatives locales innovantes qui contribuent à **moderniser** le système énergétique



1. LES SMART GRIDS, UN LEVIER DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

La transition énergétique repose notamment sur la réduction de la consommation d'énergie et l'évolution du mix de production avec l'essor des énergies renouvelables, en grande partie décentralisées. Elle doit aussi prendre en compte les nouveaux usages de l'électricité qui émergent, comme les véhicules électriques et les pompes à chaleur. Pour s'adapter à ces évolutions, les réseaux d'énergie devront être modernisés pour devenir plus flexibles. En intégrant les technologies de l'information et de la communication, les réseaux intelligents, appelés aussi smart grids, permettent une meilleure interaction entre les différents acteurs du système électrique. Ils sont un levier pour accompagner la mise en œuvre de la transition énergétique, tout en répondant aux objectifs fondamentaux assignés aux réseaux de : sécurité, stabilité, fiabilité et qualité d'alimentation et de service.

1.1. LES SMART GRIDS ACCOMPAGNENT LA DIVERSIFICATION DU MIX ÉNERGÉTIQUE

Le débat sur la transition énergétique a porté notamment sur la diversification du mix énergétique et sur la façon de combiner intelligemment l'ensemble des sources d'énergies disponibles

(électricité de source renouvelable et nucléaire, gaz naturel, chaleur, etc.) tout en tenant compte des enjeux environnementaux et des questions de sécurité d'approvisionnement énergétique et de coût.

Afin d'assurer une gestion et une optimisation dynamique de l'ensemble de ces énergies en fonction des conditions de marché et au plus près de la demande finale, les réseaux se modernisent. Ainsi, à l'instar des réseaux d'électricité, les réseaux de gaz, les réseaux de chaleur et de froid et les réseaux d'eau deviennent plus intelligents grâce au déploiement des technologies de l'information et de la communication.

1.1.1. Essor des énergies renouvelables : des impacts sur les réseaux en basse tension mieux gérés grâce aux smart grids

Les réseaux publics d'électricité possèdent des capacités limitées d'injection de puissance. Ainsi, dans le contexte actuel de relative saturation des capacités d'accueil de la production sur le réseau électrique, tout raccordement d'une nouvelle installation de production peut nécessiter des mesures de renforcement du réseau. Les installations de production d'énergies renouvelables (EnR), qui sont majoritairement raccordées aux réseaux publics de distribution, font émerger des contraintes spécifiques (élévation de la tension, risques d'îlotage, c'est-à-dire risque qu'une partie du réseau soit provisoirement déconnectée du

Les installations de production d'énergies renouvelables, qui sont majoritairement raccordées aux réseaux publics de distribution, font émerger des contraintes spécifiques. Leur développement entraîne une modification de la structure, de la planification et de la gestion du système électrique.

© ERDF — François Chevreau



réseau principal, perturbation de l'onde de la tension). En passant d'un fonctionnement centralisé et unidirectionnel à un fonctionnement décentralisé et bidirectionnel, leur développement entraîne une modification de la structure, de la planification et de la gestion du système électrique.

En raison des délais de renforcement et des délais de traitement des demandes de raccordement, les nouvelles installations de production sont placées en file d'attente. La première demande de raccordement bénéficie ainsi de toute la capacité disponible et les demandes suivantes sont traitées en tenant compte de la capacité utilisée par les demandes placées avant sur la file d'attente.

Dans ce contexte, la CRE, qui a pour mission de garantir la transparence et l'accès non discriminatoire au réseau, encadre l'élaboration et la mise en œuvre de procédures de traitement des demandes de raccordement par les gestionnaires de réseaux publics de distribution. En avril 2013, à la suite de deux consultations publiques, elle a fait évoluer cet encadrement initialement établi en juin 2009 et novembre 2010, pour mieux prendre en compte les intérêts des acteurs, dans un cadre législatif, réglementaire et technique en constante évolution.

À court et moyen termes, les solutions de smart grids pourront contribuer efficacement à une meilleure intégration des EnR sur les réseaux. Des outils et des systèmes dédiés (onduleurs et

charges contrôlables, stockage de l'électricité, etc.) conduiront à une gestion plus dynamique et plus souple des réseaux, en permettant par exemple un meilleur contrôle de la tension sur les réseaux, diminuant ainsi les besoins de renforcements.

Les nouvelles technologies de l'information et de la communication permettront également de disposer d'une évaluation de l'état du réseau, de concevoir des architectures et un pilotage intelligent des réseaux et de modéliser et simuler les flux d'énergie acheminés, pour améliorer la conduite et la gestion prévisionnelle du système électrique.

1.1.2. L'émergence des smart gas grids

De la même façon que les réseaux d'électricité, les réseaux de distribution de gaz doivent s'adapter à l'évolution du paysage énergétique et à de nouveaux usages. Ainsi, s'ils transportent déjà du biométhane, « gaz vert » produit à partir des déchets grâce à la méthanisation, ils devront permettre de véhiculer et de stocker de l'énergie renouvelable produite à partir d'électricité (hydrogène) ou de gaz (production de gaz synthétique). Les villes expérimentent aussi des modes de mobilité durable avec le gaz naturel pour véhicule et le biométhane carburant.

L'intégration des technologies de l'information et de la communication sur les réseaux de gaz pour en faire des « smart gas grids » permet d'améliorer leur efficacité et de rendre les consommateurs



19 FÉVRIER 2013
FORUM DE LA CRE
SUR LES SMART GAS GRIDS
en présence d'Anthony Mazzenga
(chef du pôle Stratégie,
Délégation Stratégie Régulation
de GrDF), Pierre Germain (associé
à ECube Strategy Consultants)
et Bruno Charles (chargé
de la démarche prospective
en matière énergétique
et du pilotage et de l'animation
des outils du développement
durable du Grand Lyon).

LE GROUPE DE TRAVAIL « INJECTION BIOMÉTHANE »

Dans le cadre de la structuration de la filière biométhane, la CRE participe au groupe de travail « Injection Biométhane ». Cette instance de concertation est copilotée par GrDF et l'Ademe et réunit les principaux acteurs de la filière dont les porteurs de projets, les bureaux d'étude, les équipementiers, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution,

la Fédération nationale des collectivités concédantes et régies (FNCCR) et la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC). Ce groupe de concertation a soumis à la CRE, pour délibération, une procédure définissant des règles de priorité en matière d'injection dans les réseaux de gaz. La CRE a mené une consultation publique sur cette procédure en décembre 2013 et a publié sa

délibération le 24 avril 2014. La CRE participe également, dans le cadre de ce groupe de travail, à la réflexion engagée sur le rebours, solution technique permettant aux producteurs de biométhane d'accroître les quantités de gaz injectées en accédant aux capacités disponibles en amont de leur zone de distribution lorsque celle-ci est « saturée ».

Le pilotage rationnel de l'énergie est un enjeu capital pour des territoires urbains en expansion qui cherchent à accroître leur pouvoir d'attraction tout en adoptant des modes de fonctionnement économiquement et écologiquement durables.

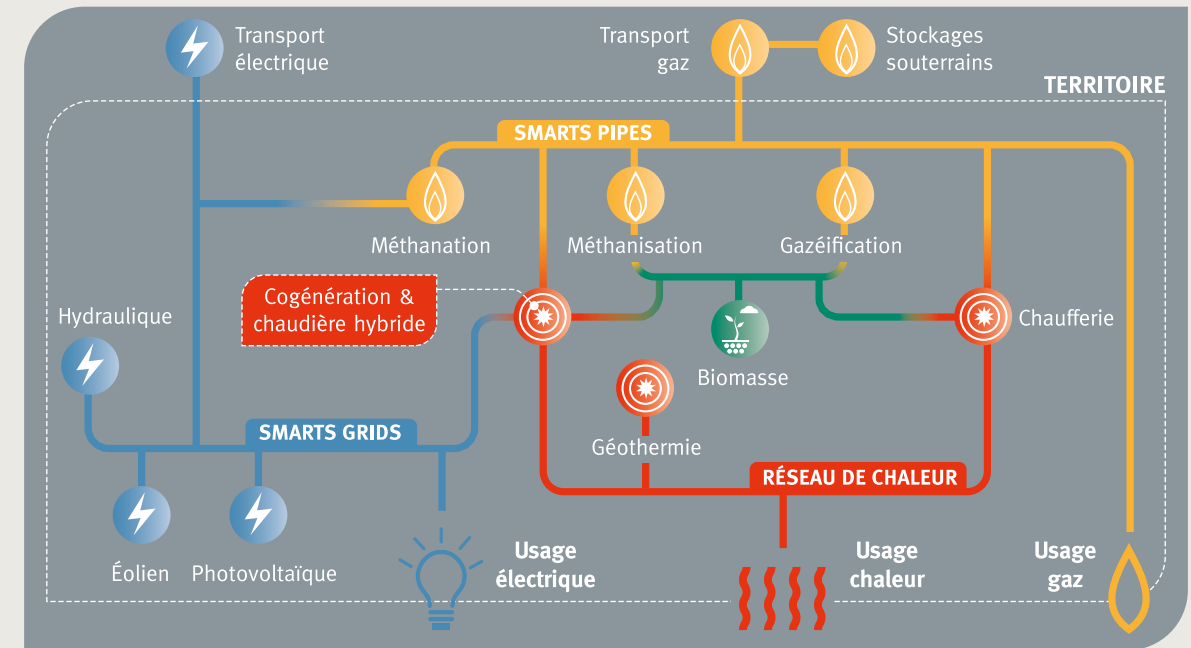
© iStock

UN DES ENJEUX DES SMART GRIDS RÉSIDE DANS LA COMPLÉMENTARITÉ DES RÉSEAUX DE GAZ ET DES RÉSEAUX D'ÉLECTRICITÉ.

plus conscients de leur consommation d'énergie. Ainsi, le projet de comptage évolué Gazpar de GrDF, principal gestionnaire de réseau de distribution de gaz en France, est une des premières briques des smart gas grids. Du côté du distributeur, le compteur évolué de gaz vise à l'optimisation de l'exploitation grâce à une meilleure connaissance de l'état des flux sur les réseaux et à l'amélioration de la qualité de service. Pour le consommateur, il constituera un véritable outil de maîtrise de la demande en énergie. En outre, les nouvelles infrastructures intégreront des fonctionnalités et des systèmes d'information géographiques capables de cartographier, mesurer et surveiller le réseau.

Enfin, un des enjeux réside dans la complémentarité des réseaux de gaz et des réseaux d'électricité. En effet, les réseaux de gaz doivent se diversifier par rapport à leur fonction traditionnelle d'acheminement du gaz jusqu'aux clients finals. Ils sont aujourd'hui amenés à intervenir en soutien des réseaux de distribution d'électricité grâce à la production décentralisée dans les bâtiments par cogénération, micro-cogénération et pompes à chaleur gaz. De plus, avec la technologie « power to gas », les réseaux de gaz pourront soutenir le réseau d'électricité dont la capacité de stockage est limitée. Cette technologie consiste à utiliser l'électricité renouvelable excédentaire pour produire de l'hydrogène par électrolyse (ou du gaz par méthanation) et à le réinjecter dans les réseaux de gaz. Elle sert également à pallier la variabilité des énergies renouvelables.

Les réseaux d'énergie intelligents, une des clés pour l'optimisation des infrastructures territoriales



Source : GRDF

L'apport d'intelligence sur les réseaux permet désormais d'envisager une utilisation plus efficace des ressources, fondée sur la complémentarité des différentes énergies et la synergie des différents réseaux.

1.1.3. Les « smart networks » : la mutualisation des réseaux à l'échelle de la ville

Les différents réseaux de fluides nécessaires au bon fonctionnement des territoires (électricité, gaz, chaleur, froid, eau potable, eaux usées, télécoms) ont jusqu'ici été envisagés comme indépendants les uns des autres par les gestionnaires de réseaux, les urbanistes et les aménageurs. Mais l'apport d'intelligence sur les réseaux permet désormais d'envisager une utilisation plus efficace des ressources, fondée sur la complémentarité des différentes énergies et la synergie des différents réseaux. Le pilotage rationnel de l'énergie en fonction de l'état du système est un enjeu capital pour des territoires urbains en expansion qui cherchent à accroître leur pouvoir d'attraction tout en adoptant des modes de fonctionnement économiquement et écologiquement durables.

De multiples technologies apparaissent aujourd'hui pour mettre en œuvre ces nouvelles interactions. Accessibles à un nombre croissant de consommateurs finals, elles permettent de choisir

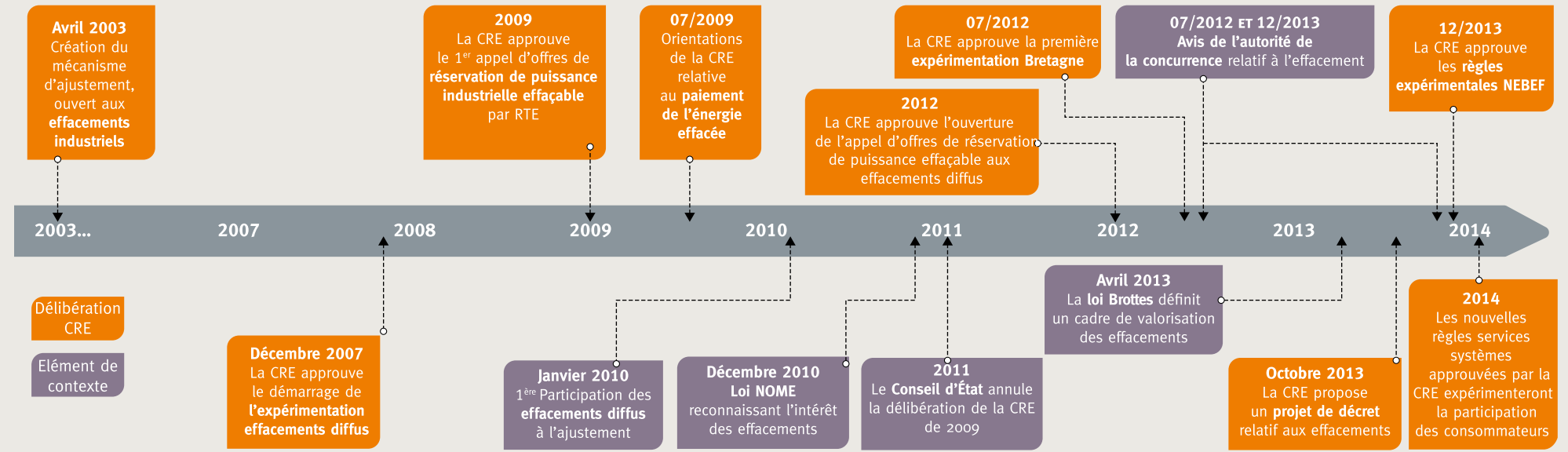
entre les différentes énergies de réseau (électricité, gaz, chaleur, froid) en fonction de l'état du système et des prix de marchés qui se développent. C'est le cas par exemple des pompes à chaleur hybrides. Ces installations combinent une chaudière à condensation et une petite pompe à chaleur électrique. Cette dernière est utilisée en priorité. Mais lorsque le froid s'intensifie, sa performance énergétique, qui varie en fonction de la température extérieure, baisse. La chaudière à condensation prend alors le relais. Ce basculement d'un mode de chauffage à l'autre permet au particulier de réduire sa facture. La chaudière hybride soulage le réseau électrique pendant les grands froids et offre des possibilités intéressantes d'effacement électrique à l'échelle de la collectivité.

Au premier semestre 2014, la CRE a consacré ses forums sur les smart grids aux réseaux de chaleur et de froid intelligents et aux réseaux d'eau intelligents afin d'examiner les conditions d'une gestion et d'une optimisation dynamique de l'ensemble des énergies en fonction des conditions de marché, de l'état du système et au plus près de la demande finale.



2003-2013, les avancées de l'effacement

Avec l'ensemble des acteurs du secteur, la CRE a mené depuis 2003 de nombreux travaux pour promouvoir le développement de solutions d'effacement, en mettant en place des dispositifs de valorisation des capacités d'effacement proposées au système (cf. frise).



La CRE est convaincue de l'intérêt du développement de la gestion de la demande à grande échelle pour le système électrique, car elle permettra de mieux gérer les pointes de consommation.

© RTE – Stéphane Herbert



LES EFFACEMENTS : UN OUTIL AU SERVICE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

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 d'adapter le niveau de consommation en fonction des besoins du système ou des niveaux de prix.

Le développement des effacements permet ainsi d'apporter davantage de flexibilité au réseau électrique pour faire face aux aléas de court terme (notamment l'intermittence des énergies variables), et de disposer de capacité additionnelle pour sécuriser l'alimentation électrique à plus long terme, lors des pointes de consommation par exemple.

Encore limité, le recours aux effacements de consommation est amené à se développer, et ce d'autant plus que les consommateurs peuvent désormais valoriser leur flexibilité sur l'ensemble des maillons de la chaîne du système électrique – et à constituer un outil supplémentaire, sinon indispensable, au service de la transition énergétique.

1.2. LES NOUVEAUX USAGES MODIFIENT LA FAÇON DE GÉRER LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

L'essor de nouveaux usages et appareils, tels que la pompe à chaleur, le véhicule électrique ou les équipements de haute technologie et la hausse de la consommation électrique qui en découle soumettent les réseaux d'électricité à de fortes contraintes. Or la construction de nouvelles infrastructures pour renforcer le réseau et faire face à ce surcroît de consommation soulève des questions d'acceptabilité sociale et de soutenabilité des investissements. L'optimisation de la gestion des réseaux existants grâce aux smart grids est donc une solution pour garantir l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité.

1.2.1. Les smart grids amélioreront la gestion de la demande et la maîtrise de la pointe électrique

Pour assurer la sécurité du système électrique, l'équilibre entre production et consommation doit être maintenu à chaque instant. Jusqu'à présent, cet équilibre était principalement obtenu en adaptant l'offre d'énergie à la demande, aux meilleures conditions d'approvisionnement et de coûts. Aujourd'hui, le fort développement des énergies renouvelables variables, difficilement pilotables, ne permet plus de gérer le système électrique de cette façon. L'ajustement doit donc se faire non seulement par l'offre, mais aussi

par la demande. C'est la raison pour laquelle la consommation doit être gérée de façon « active ». Des dispositifs de gestion de la demande sont disponibles depuis de nombreuses années. Ainsi, les tarifs Tempo ou Effacement Jour de Pointe (EJP) incitent le client à consommer durant les périodes de l'année ou les heures de la journée les plus avantageuses pour le système électrique. Si la gestion de la demande existe donc depuis longtemps, elle prend aujourd'hui une dimension nouvelle en plaçant le consommateur au cœur du système électrique. De nouveaux produits et services de gestion de l'énergie se développent et des solutions innovantes, accessibles et prometteuses d'économies lui sont d'ores et déjà proposées comme le pilotage des appareils, l'effacement de la consommation > cf. encadré p.84, ou encore la consommation synchronisée avec la production d'énergie renouvelable.

La CRE est convaincue de l'intérêt du développement de la gestion de la demande à grande échelle pour le système électrique. Elle permettra de mieux gérer les pointes de consommation en évitant le démarrage de centrales thermiques et donc en limitant les émissions de CO₂, d'accroître la sécurité d'approvisionnement, de limiter les tensions sur le réseau électrique et de réduire les congestions et enfin de réduire le recours à des investissements dans les centrales de pointes coûteuses.



© iStock

NEBEF : TOUS LES CONSOMMATEURS POURRONT VALORISER LEURS EFFACEMENTS SUR LE MARCHÉ DE GROS DE L'ÉLECTRICITÉ

La loi du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre, dite « loi Brottes » a modifié le code de l'énergie pour préciser le cadre législatif nécessaire à la mise en œuvre d'un régime pérenne de l'effacement de consommation. Les limites du cadre législatif – qui ne comportaient aucune disposition sur la valorisation des effacements et sur la compensation de l'énergie effacée – avaient conduit le conseil d'État à annuler, le 3 mai 2011, la délibération de la CRE du 9 juillet 2009 sur l'intégration des effacements diffus au sein du mécanisme d'ajustement.

En juillet 2013, après une consultation publique, la CRE a transmis au Gouvernement un projet de décret relatif à la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de gros de l'électricité et le mécanisme d'ajustement.

Dans l'attente de la publication de ce décret et de l'élaboration de règles pérennes, l'article 14 de la loi du 15 avril 2013 prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité organise une expérimentation du dispositif. Le lancement de cette expérimentation de NEBEF (notifications d'échanges de blocs d'effacement) a été approuvé le 28 novembre 2013 par la CRE, après deux ans de travaux auxquels elle a largement contribué par ses décisions et orientations.

C'est dans ce cadre que la première vente directe sur le marché de gros de l'électricité d'un effacement de consommation a eu lieu, le 8 janvier 2014. Entre 8 h et 10 h du matin, la société Smart Grid Energy a activé la coupure de certains usages électriques proposée par ses clients et réduit temporairement leur consommation à hauteur de 33,6 MW.

L'expérimentation constitue une étape clé dans l'ouverture de l'ensemble des mécanismes de marché aux consommateurs, conformément aux orientations de la directive efficacité énergétique de la Commission européenne de 2012. À terme, les consommateurs devront ainsi pouvoir valoriser la flexibilité de leur consommation dans des conditions de participation identiques à celle des autres sources d'approvisionnement (groupes de production, importations), que ce soit sur le marché des réserves d'équilibrage ou sur le marché de gros.

Depuis la création du mécanisme d'ajustement en 2003, la CRE s'implique pleinement dans la réalisation de cet objectif en levant progressivement les barrières empêchant de valoriser pleinement cette source de flexibilité. En 2014, elle continue donc de travailler avec l'ensemble des acteurs pour poursuivre cette dynamique et inscrire de manière pérenne la valorisation des effacements sur les marchés de l'électricité.

IL FAUT PRENDRE EN COMPTE L'APPEL DE PUISSANCE ÉLECTRIQUE SUPPLÉMENTAIRE QUI DÉCOULERA DE LA RECHARGE DES VÉHICULES ÉLECTRIQUES.



LES RÉSEAUX INTELLIGENTS

1.2.2. Les smart grids permettront de mieux gérer la recharge du véhicule électrique

Dans le cadre du plan national pour le développement des véhicules électriques et hybrides lancé en 2009, la France s'est fixé l'objectif d'atteindre deux millions de ces véhicules en 2020, soit environ 5 % du parc à cette date. Ceci implique de prendre en compte l'appel de puissance électrique supplémentaire qui découlera de la recharge des véhicules électriques. Les premières études menées par les gestionnaires de réseaux indiquent très nettement que leur recharge s'ajoutera aux autres usages du quotidien, souvent pendant les heures de forte consommation. Ceci induira un accroissement notable de la consommation d'électricité à la pointe. Le développement à grande échelle du véhicule électrique pourrait donc avoir des conséquences très importantes sur le plan économique, en raison des coûts de renforcement du réseau requis. Il en aura également sur le plan environnemental à cause de l'appel de centrales de production thermiques en cas de recharge en période de pointe ou dans les zones non interconnectées où les énergies fossiles sont majoritaires.

L'intégration des bornes de recharge au réseau est donc un enjeu central du développement du parc de véhicules électriques. Elle pose encore de nombreuses questions juridiques et techniques. Afin d'en limiter les impacts sur le système électrique et donc les coûts, des dispositifs de pilotage de la

recharge seront mis en œuvre grâce aux technologies de smart grids. Le choix du moment de la recharge ainsi que de la puissance de recharge utilisée seront optimisés en fonction de l'ensemble des contraintes engendrées sur le système électrique. Ces contraintes portent, notamment, sur le dimensionnement du réseau privé, sur le dimensionnement du réseau public de distribution et sur l'équilibre entre production et consommation d'électricité. Il semble donc important que l'utilisateur soit sensibilisé à ces contraintes, ce qui suppose notamment qu'il réagisse, directement ou via l'asservissement de ses équipements, à des signaux prix qui lui seront transmis.

Devant la multiplicité des éléments interconnectés (réseau public de distribution, réseau privé, borne de recharge, véhicule électrique, outil de gestion de parc automobile, etc.), l'interopérabilité des modes de recharge et des équipements techniques de pilotage de la charge apparaît comme un prérequis au développement d'une gestion active de la recharge des véhicules électriques.

2. LA CRE À L'ÉCOUTE DES TERRITOIRES

Dans le contexte actuel marqué par les débats sur la transition énergétique et la décentralisation, le rôle joué par les collectivités territoriales dans le système énergétique est en train d'être redéfini.

Le choix du moment de la recharge ainsi que de la puissance de recharge utilisée seront optimisés en fonction de l'ensemble des contraintes engendrées sur le système électrique.

© ERDF – Abib Lahcène



LA FRANCE S'EST FIXÉ L'OBJECTIF D'ATTEINDRE 2 MILLIONS DE VÉHICULES ÉLECTRIQUES

EN 2020, SOIT ENVIRON 5 % DU PARC À CETTE DATE.



○ Audition de Philippe de Ladoucette
devant le Conseil national du débat sur
la transition énergétique, 6 juin 2013
© Bernard Suard-MEDDE-MLET

LA CRE ET LE DÉBAT NATIONAL SUR LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

En raison des missions qui lui sont confiées par la loi, la CRE a activement pris part aux conférences organisées sur la transition énergétique qui ont ponctué le débat national en 2013. Elle a ainsi participé le 28 février 2013 à la 2^e conférence régionale sur la transition énergétique organisée par la Région Île-de-France « Transition énergétique et décentralisation : Régions, départements, EPCI, Communes, vers une 'Gouvernance Facteur 4' ? ».

Le 27 mai 2013, la CRE prenait la parole à Grenoble dans le cadre de l'atelier-débat de Rhône Alpes Energie Environnement « Collectivités territoriales, énergies et réseaux : Quelle gouvernance et quels moyens pour atteindre nos objectifs ? »

Le 31 mai 2013, c'est au salon Salon Energ'îles qu'elle a pris part à une table ronde : « Comment organiser la transition énergétique des îles ? ».

Le 6 juin 2013, le président de la CRE a également été auditionné par le Conseil national du débat sur la transition énergétique, en tant que grand témoin des marchés de l'électricité et du gaz dans le cadre du groupe de travail sur le thème de la gouvernance qui a examiné la répartition des responsabilités, et notamment le rôle des collectivités territoriales, de l'État et de l'Europe dans la transition énergétique.

La CRE était aussi présente lors de la restitution-synthèse des Outre-mer des débats régionaux de la transition énergétique le 10 juillet 2013.

Enfin, le président de la CRE est intervenu lors de la Conférence parlementaire sur la transition énergétique du 5 décembre 2013, présidée par Alain Gest, député de la Somme, et Jean-Marc Pastor, sénateur du Tarn.

BRETAGNE : DES INITIATIVES POUR AMÉLIORER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

Gestion de la pointe : l'appel d'offres de RTE

La Bretagne ne produit que 10 % de l'électricité qu'elle consomme, le reste lui parvenant par une unique ligne de transport à très haute tension. En cas d'incident important sur le réseau ou de pics de consommation, cette région est donc exposée à des coupures.

Afin de sécuriser son alimentation en électricité, la CRE a approuvé la mise en œuvre pour l'hiver 2012-2013 d'une expérimentation permettant d'abaisser de 10 à 1 MW le seuil de participation des capacités à un appel d'offres organisé par RTE sur le mécanisme d'ajustement. Cet appel d'offres a pour but de mettre à disposition de RTE des capacités de production d'électricité ou d'effacement de consommation mobilisables pour résorber en cas de besoin les congestions locales sur le réseau breton en hiver.

Grâce aux règles dérogatoires du mécanisme d'ajustement approuvées par la CRE en 2012 et reconduites en 2013, de nouvelles capacités ont ainsi pu être identifiées et être mises à la disposition de RTE : 22 MW pour l'hiver 2012-2013, et 33 MW pour l'hiver 2013-2014, sur les 70 MW au total retenus par RTE. Au-delà d'un abaissement du seuil de participation au mécanisme d'ajustement, l'expérimentation teste d'autres

méthodes de mesure et de certification des capacités, ce qui élargira à terme le gisement des capacités valorisables sur les marchés. L'expérimentation Bretagne constitue ainsi un laboratoire en conditions réelles pour tester des évolutions nécessaires. La reconduction du dispositif, après un premier hiver 2012-2013 prometteur, a été saluée par l'ensemble des acteurs du secteur.

Réduction de la consommation et augmentation de la production d'énergie locale : le projet Val d'énergie
Le conseil régional de Bretagne a lancé un appel à projets pour la création de boucles énergétiques locales que la CRE suit avec intérêt. Il s'agit, à l'échelle du territoire, d'associer la maîtrise de la demande en énergie, la valorisation des énergies renouvelables et une meilleure adéquation entre les besoins et la production locale d'énergie.

La communauté de communes du Val d'Ille (Ille-et-Vilaine) met ainsi en œuvre le projet Val d'énergie (outil de suivi et de réduction de la consommation d'énergie, développement d'installations photovoltaïques, méthanisation et biomasse) pour créer un territoire à énergie positive.

» cf. interview p.101

Leur proximité avec les consommateurs et la transversalité de leurs compétences en matière d'urbanisme, de logement ou encore de mobilité en font des acteurs-clés de la mise en œuvre de la politique de l'énergie à l'échelon local. À cet égard, elles sont à même d'adopter l'approche intégrée que requièrent les réseaux intelligents pour faire évoluer le système énergétique actuel.

2.1. LA CRE MÈNE UN DIALOGUE AVEC LES ACTEURS LOCAUX

Dans l'objectif de veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux d'énergie, la CRE est engagée dans une démarche d'échanges, de partage et de retour d'expérience avec les territoires français porteurs de projets de smart grids. Elle a donc mis en place, dès 2010, un processus d'animation et de réflexion avec l'ensemble des acteurs concernés sur les thèmes de l'évolution des réseaux d'énergie vers des réseaux intelligents, du développement des initiatives locales et de l'évolution de la régulation qui en découle. L'action de la CRE a comporté la création d'un site Internet dédié, qui recense l'ensemble des projets sur le territoire français, l'organisation de forums thématiques et, plus récemment, l'organisation

d'un « tour de France » de quelques régions parmi les plus dynamiques dans le développement des réseaux intelligents.

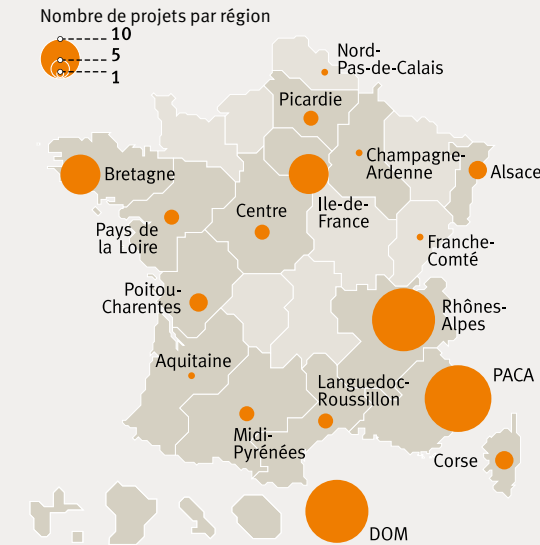
2.1.1. Les projets se multiplient sur le territoire français

Les collectivités territoriales s'intéressent de façon croissante aux innovations technologiques que recouvrent les smart grids, car la convergence des différents types de réseaux pourrait apporter une amélioration de la qualité du service rendu à leurs usagers et une diminution de leurs dépenses. C'est pourquoi les projets en matière de réseaux intelligents se multiplient rapidement en France. La CRE a pour volonté de fédérer et de faire prospérer ces initiatives innovantes qui contribuent à moderniser le système énergétique. Elle a recensé sur son site Internet dédié <http://www.smartgrids-cre.fr> plus d'une centaine de projets. Ces projets présentent des expérimentations sur le terrain et à différentes échelles qui visent notamment à faciliter l'insertion des véhicules électriques et l'intégration des énergies renouvelables au réseau d'électricité. Sont ainsi étudiés en conditions réelles les apports du stockage ou encore les dispositifs de gestion de la demande.

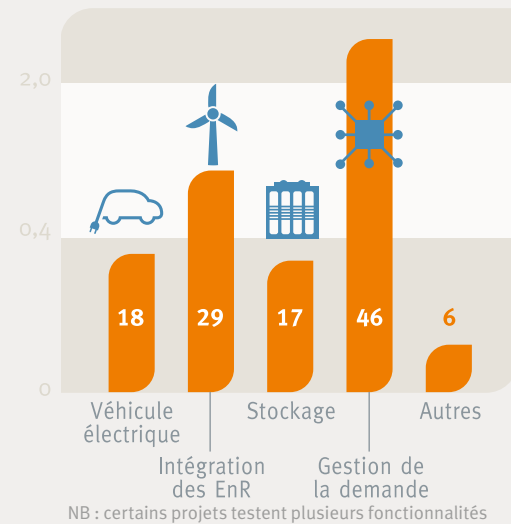


LA CRE
A RECENSÉ SUR
SON SITE
WWW.SMARTGRIDS-CRE.FR
PLUS DE
100
PROJETS.

100 projets de smart grids sur le territoire français...



... qui expérimentent les fonctionnalités de demain



2.1.2. Le « tour de France » de la CRE

Des entretiens avec les services des collectivités locales

Au cours de l'année 2013, la CRE a mené une série d'entretiens avec les services des collectivités territoriales pour connaître leurs projets, les succès et les freins rencontrés et déterminer leurs attentes vis-à-vis du régulateur. En plus des échanges menés avec les gestionnaires de réseaux, les fournisseurs, les industriels et les universitaires, la CRE s'est ainsi entretenue avec les services techniques des villes de Lambesc (13), Courbevoie (92), Paris (75) et Le Cannet (06), mais également avec les communautés urbaines de Nantes (44) et de Dunkerque (59), les métropoles de Rennes (35), de Brest (29) et de Lyon (69), les conseils généraux de Seine-Saint-Denis (93), des Alpes-Maritimes (06) et des Yvelines (78), les conseils régionaux de Provence-Alpes-Côte d'Azur et de Bretagne et les syndicats d'électricité de la Loire (SIEL) et de la Vendée (Sydev).

Des tables rondes en région

Après avoir engagé le débat sur le sujet de la territorialité le 11 octobre 2012 avec le colloque « Énergies et territoires : une régulation, des régulations », la CRE a ouvert au premier semestre 2013 une série de tables rondes régionales consacrées à la gouvernance des réseaux d'énergie intelligents ➤ cf. encadré p.91. Le régulateur se déplace

en région pour aller à la rencontre des initiatives locales et dialoguer avec les élus de collectivités fortement impliquées sur l'ensemble des sujets de l'énergie et porteuses de projets de smart grids. L'objectif de ces tables rondes est de construire avec les collectivités territoriales la régulation de demain pour qu'elle accompagne la capacité d'innovation locale.

Des échanges fructueux

Ces échanges ont montré que les collectivités souhaitent s'investir dans des projets de smart grids, car ceux-ci constituent de réelles opportunités de développement de leurs territoires (production locale d'électricité, nouveaux quartiers durables et performants énergétiquement, développement d'emplois dans les nouvelles technologies, etc.). Les conditions de mise en œuvre des différentes initiatives doivent cependant être améliorées. Il s'agit entre autres de déterminer un modèle économique des smart grids. Ou encore, de définir une gouvernance claire en matière d'énergie dans les territoires pour que la mise en œuvre des politiques locales soit facilitée.

En effet, alors que les compétences sur ce sujet sont souvent communales, les logiques d'aménagement territorial s'organisent à des niveaux différents en fonction des sujets (bornes de recharge des véhicules électriques dans les zones urbaines et en proche périphérie, implantations des data centers au niveau départemental, compteurs Linky à l'échelon national, etc.).

TABLES RONDES EN RÉGION : LE « TOUR DE FRANCE » DE LA CRE

► 28 MAI 2013 – LA RÉGION ÎLE-DE-FRANCE

Éric Legale, directeur Issy Media à la ville d'Issy-les-Moulineaux, Marie-Christine Servant, directeur de la Mission numérique au conseil général des Yvelines, et Pierre Veltz, président-directeur général de l'Établissement public d'aménagement de Paris-Saclay, ont exposé les projets menés par leur collectivité et ont participé à la réflexion prospective que la CRE mène sur l'évolution des compétences des collectivités en matière d'énergie.

► 18 JUIN 2013 – LA RÉGION PACA

Philippe Mussi, conseiller régional de Provence-Alpes-Côte d'Azur, Yves Prufer, directeur adjoint Environnement et Énergie à la métropole Nice-Côte d'Azur, et Jean Dieterlen, conseiller municipal délégué chargé des énergies nouvelles à la mairie de la Croix-Valmer.

► 4 NOVEMBRE 2013 – LA RÉGION BRETAGNE

Dominique Ramard, vice-président délégué à l'énergie et au climat au conseil régional de Bretagne, Daniel Cueff, conseiller régional de Bretagne, délégué à l'écologie urbaine et au foncier et président de la Communauté de communes du Val d'Ille, délégué à l'énergie et à l'agriculture maraîchère de proximité, Henri Le Breton, président du Syndicat départemental d'énergies du Morbihan, Luc Le Guron, maire de l'Île d'Houat, et Alain Masson, 2^e adjoint au maire de Brest, délégué au Développement durable et administration générale, 1^{er} vice-président de Brest Métropole Océane chargé du Développement durable et des grands projets, Annick Bonneville, directrice adjointe à la Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement de Bretagne.

► 10 DÉCEMBRE 2013 – LA RÉGION RHÔNE-ALPES

Bruno Charles, vice-président chargé du Développement durable et de la Prospective énergétique au Grand Lyon, Karine Dognin-Sauze, vice-présidente chargée de l'Innovation et des Nouvelles technologies au Grand Lyon, Benoît Leclair, vice-président délégué à l'énergie et au climat au Conseil régional de Rhône-Alpes, Stéphane Siebert, adjoint en charge du Développement durable à la ville de Grenoble, et Bernard Laget, Membre du bureau du Syndicat intercommunal d'énergies de la Loire.

CETTE DÉMARCHE S'EST POURSUIVIE EN 2014 AVEC L'ORGANISATION D'UNE TABLE RONDE EN RÉGION NORD-PAS-DE-CALAIS LE 28 JANVIER. D'AUTRES DÉPLACEMENTS DE LA CRE SONT À L'ÉTUDE EN ALSACE, EN POITOU-CHARENTES, EN MIDI-PYRÉNÉES OU ENCORE DANS LES ZONES INSULAIRES.



En PACA, la commune de la Croix-Valmer (Var) mène le projet Janus pour optimiser l'énergie à la maille locale grâce aux EnR et au stockage à hydrogène avec l'objectif de devenir autonome en énergie.

© Fotolia

En outre, les collectivités souhaitent que les choix opérés dans le cadre de la transition énergétique tiennent compte des spécificités locales en matière d'énergie.

Enfin, avec le développement des smart grids, une masse très importante de données est disponible (données concernant le patrimoine réseau, données agrégées de consommation, données de qualité notamment). Les collectivités souhaiteraient y avoir accès afin d'éclairer leurs choix dans le développement de leurs projets (construction de nouveaux quartiers, installations de production d'énergies renouvelables, etc.).

2.2. LES TERRITOIRES ENTRE AUTONOMIE ET SOLIDARITÉ

Certains territoires français développent des boucles énergétiques locales pour devenir autonome sur le plan énergétique. Cependant, rester raccordé aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité continue de présenter de multiples avantages, en matière de sécurité d'approvisionnement notamment.

2.2.1. L'exemple des péninsules électriques : Bretagne et PACA

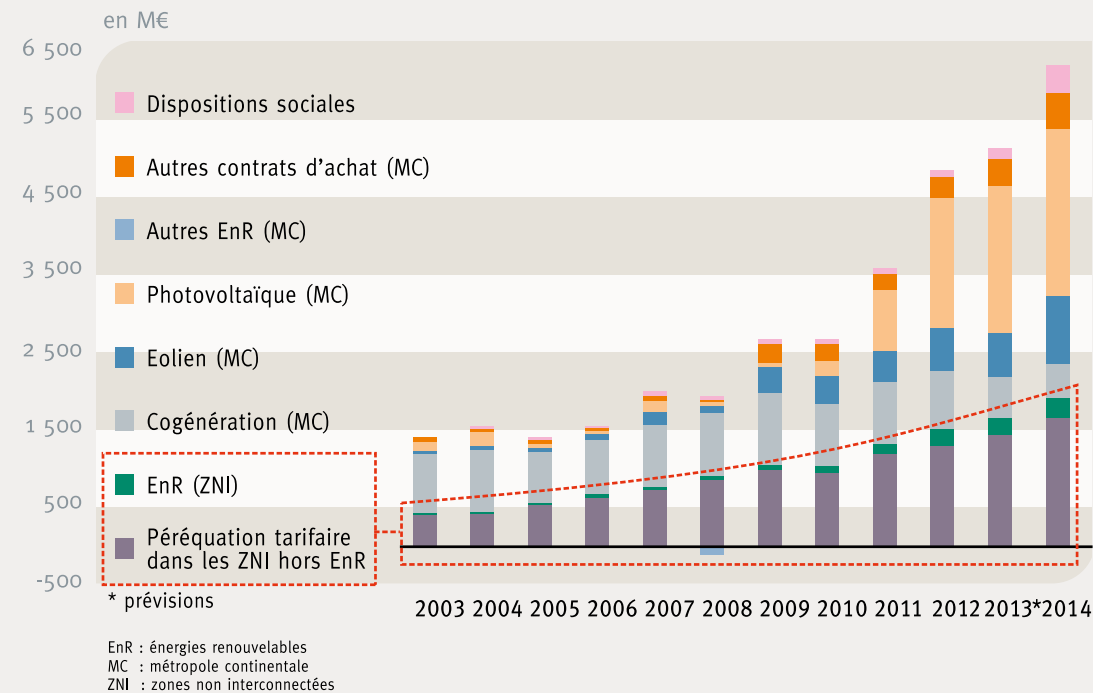
La région Provence-Alpes-Côte d'Azur comme la région Bretagne constituent des « péninsules électriques ». Ces territoires ne sont alimentés

que par une seule ligne de transport en très haute tension à 400 kV. En outre, les deux régions ne produisent sur leur territoire que 10% de l'électricité qu'elles consomment. Enfin, les sites de production d'électricité y sont fortement éloignés des centres de consommation. Pour ces raisons, ces territoires sont exposés à des risques de coupure en cas d'incident important sur la ligne de transport d'électricité. Ils sont également plus fragiles face aux pics de consommation, notamment en hiver, et risquent des délestages voire un black-out. La CRE s'est déplacée dans les deux régions et travaille avec les conseils régionaux sur ces problématiques.

Autonomie ne signifie pas autarcie

L'autonomie des territoires en matière d'énergie n'est pas pour autant synonyme d'autarcie. En effet, ces deux « péninsules énergétiques » ont besoin d'être raccordées aux réseaux d'électricité et de gaz nationaux et européens afin d'être toujours alimentées en énergie, en cas de production d'origine renouvelable faible voire nulle ou de pic exceptionnel de consommation par exemple. Les réseaux de transport nationaux comme le grand réseau européen renforcent la sécurité d'approvisionnement en Europe et assurent une utilisation optimale de l'énergie produite à chaque instant. La sécurité et la stabilité globale du système reposent sur la solidarité des réseaux d'électricité.

Évolution des charges de service public de l'électricité au titre d'une année



Les prévisions de croissance démographique et d'amélioration du niveau de vie dans les ZNI laissent présager de manière certaine la persistance d'une tendance haussière des charges de service public liées à la péréquation tarifaire dans ces régions.

2.2.2. 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. Et la Corse, dont l'alimentation est assurée en partie par deux câbles sous-marins (SARCO pour Sardaigne-Corse et SACOI pour Sardaigne-Corse-Italie), est elle aussi classée en zone non interconnectée (ZNI). Ces territoires présentent des spécificités.

S'agissant de « petits réseaux isolés d'énergie »⁽¹⁾, les opérateurs n'ont par exemple pas l'obligation d'y séparer leurs activités de production, de gestion du réseau (transport, distribution, équilibrage) et leurs activités commerciales.

L'électricité consommée dans chacune de ces zones non interconnectées doit être produite localement et dans le cadre d'un marché non concurrentiel. Leur caractère insulaire, les contraintes géographiques (situation de double insularité de Marie-Galante et des Saintes par exemple, extrême isolement des communes de l'intérieur en Guyane, etc.), la relative faiblesse des infrastructures portuaires et routières, etc., expliquent un prix de revient du mégawattheure produit très supérieur à celui obtenu dans l'Hexagone. Dans ces zones, les tarifs de vente de l'électricité pour les particuliers

sont pourtant identiques à ceux de la métropole continentale. C'est le principe de la péréquation tarifaire, un mécanisme de solidarité nationale. 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 une taxe dont s'acquitte tout consommateur d'électricité : la contribution au service public de l'électricité (CSPE).

La péréquation tarifaire représente un tiers des charges de service public, soit environ 2 Md€. Ces charges augmentent en moyenne de 15 % par an. Les prévisions de croissance démographique et d'amélioration du niveau de vie dans les ZNI laissent présager de manière certaine la persistance d'une tendance haussière. Les actions de maîtrise de la demande en énergie ne pourront que diminuer le rythme d'accroissement

cf. encadré ci-dessus.

1 – Au sens de l'article 44 de la directive électricité n°2009/72/CE, c'est-à-dire des réseaux qui ont une consommation inférieure à 3 000 GWh et qui peuvent être interconnectés avec d'autres réseaux pour une quantité inférieure à 5 % de leur consommation annuelle.

L'ÎLE DE LA RÉUNION : UN CONTEXTE PARTICULIER

Le coût unitaire moyen de production sur la zone est de 174 €/MWh avec une disparité importante selon les moyens appelés. La majorité de la production est assurée par les centrales bagasse/charbon, pour un prix de revient de 134 €/MWh. La production à la pointe est réalisée par les turbines à combustion (TAC) pour un coût unitaire très élevé de 582 €/MWh. Ce coût peut être rapproché de celui du photovoltaïque, pour lequel il existe une obligation d'achat, de 476 €/MWh en moyenne.

Le parc de production thermique est en cours de renouvellement et d'extension. La centrale du Port (211 MW), exploitée par EDF SEI, va être déclassée

suite à son remplacement fin 2013 par une nouvelle installation gérée par EDF PEI. Un appel à manifestation d'intérêt a été lancé par EDF SEI à l'été 2013 pour la construction et l'exploitation d'une TAC de 50 MW fonctionnant, pour partie, au bioéthanol. Par ailleurs, les autorités locales cherchent à promouvoir la conversion des centrales bagasse/charbon en centrales bagasse/biomasse. Dans ce cadre, le développement de la canne combustible est fortement soutenu.

À La Réunion, le seuil de 30 % de puissance variable dans la puissance totale transitant sur le réseau est déjà atteint, ce qui contraint le dévelop-

pement du parc EnR. Dans ce cadre, les solutions incluant des dispositifs de stockage, dont le coût au MWh est bien plus élevé, sont promues. Les autorités locales cherchent par ailleurs à développer l'ensemble des filières : la géothermie (projet de 10 à 20 MW en réponse à l'appel à manifestation d'intérêt lancé par l'Ademe fin 2011), l'hydraulique, les énergies marines comme celles issues de la houle (deux projets en expérimentation pour 8 MW) et de l'énergie thermique des mers (4 MW), la micro-gazéification, les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) marines (50 MW) ou encore les STEP hydrauliques couplées à une batterie lithium-ion (projet Enerstock).

En outre, une attention forte est accordée à la maîtrise de l'énergie. À court-moyen terme, la climatisation à l'eau naturellement froide (SWAC - *seawater air conditioning*) pourrait se substituer à la production électrique de froid. Deux projets sont à l'étude à Saint-Denis et à Saint-Pierre.



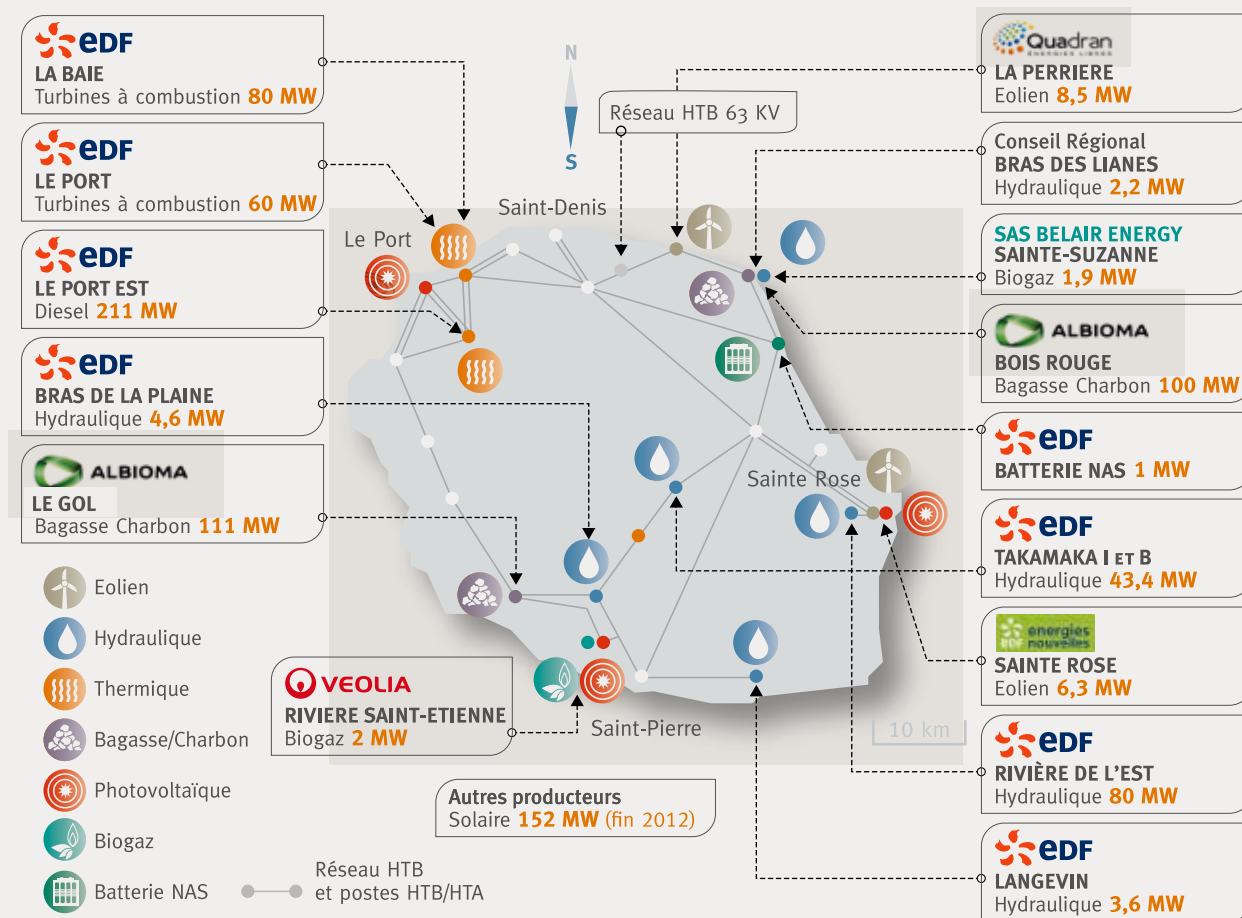
**LES ÉNERGIES
RENOUVELABLES
REPRÉSENTENT
35 %
DE LA PUISSANCE
INSTALLÉE SUR L'ÎLE
DE LA RÉUNION.
ELLES ONT COUVERT 34 %
DE LA CONSOMMATION
D'ÉNERGIE EN 2012.**

AUTOCONSOMMATION ET PRODUCTION DÉCENTRALISÉE

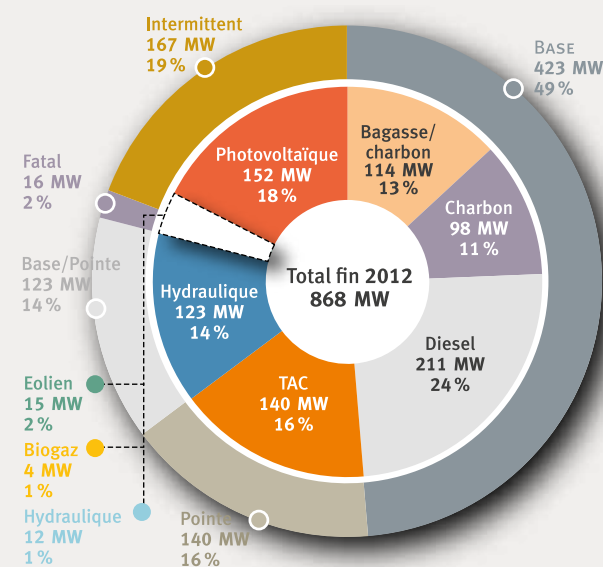
Réduire les flux sur les réseaux publics de transport et de distribution en produisant et en consommant simultanément sa propre électricité : le sujet de l'autoproduction-consommation est à l'étude dans le cadre de la préparation de la loi sur la transition énergétique. Le développement des moyens de production d'énergie décentralisés pourrait en effet favoriser l'essor de l'autoproduction-consommation (définie, au sens physique du terme, comme une réduction des flux d'électricité en injection et en soutirage sur les réseaux) et ainsi entraîner des gains économiques potentiels pour les réseaux.

Ces derniers doivent toutefois encore être évalués avec précision : en l'absence de stockage, l'autoproduction-consommation ne peut, dans la plupart des cas, être totale, et le recours au réseau demeure indispensable. L'autoproduction-consommation (définie, au sens contractuel du terme, comme le fait de ne pas acheter une partie de sa consommation auprès d'un fournisseur d'électricité) n'est cependant pas, à l'heure actuelle, économiquement avantageuse pour les producteurs d'énergie de sources renouvelables. Compte tenu du niveau élevé des tarifs d'achat par rapport au coût de l'électricité au détail, il est concrètement plus intéressant de vendre au tarif d'achat l'électricité produite et de la racheter au détail pour la consommer, plutôt que de consommer sa propre production. La compatibilité des mesures de soutien à la production d'énergie de sources renouvelables avec l'autoproduction-consommation devrait donc constituer un thème important du groupe de travail créé par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC), et auquel la CRE participera tout au long du premier semestre de l'année 2014.

Le système électrique réunionnais, source EDF SEI

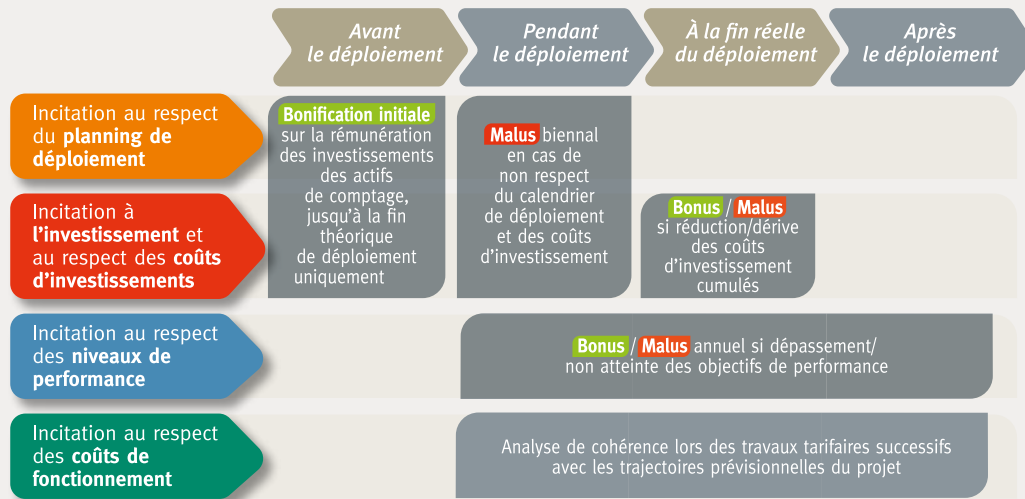


Bilan de la puissance électrique installée à fin 2012 à La Réunion



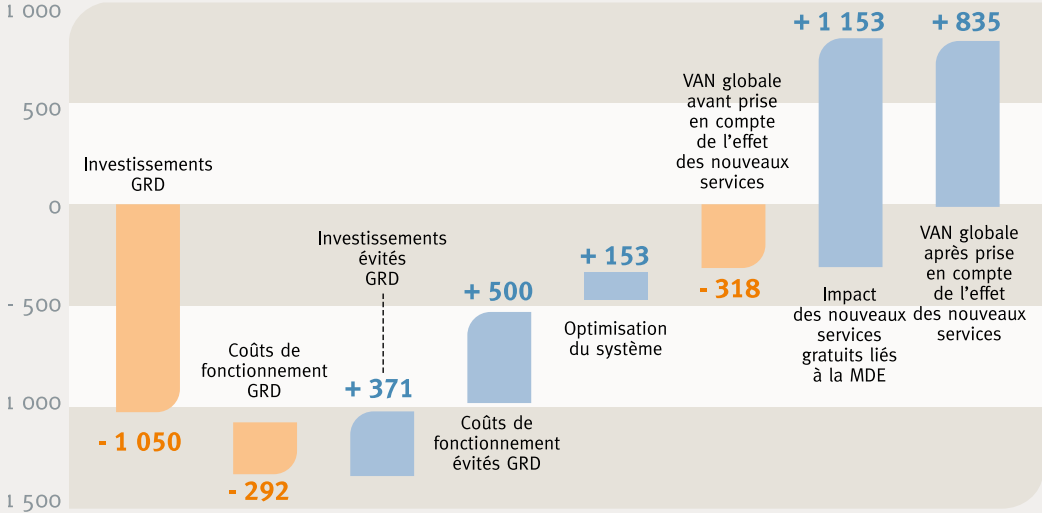
GAZPAR, LE PROJET DE COMPTAGE ÉVOLUÉ DE GRDF

Le mécanisme de régulation incitative envisagé par la CRE



Source : délibération de la CRE du 13 juin 2013 portant orientations sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de GrDF.

Décomposition de la valeur économique du projet Gazpar par postes de gain et de coût



Source : étude technico-économique menée par les cabinets Poyry - Sopra en 2013

3. LA CRE PRÉPARE LA RÉGULATION DE DEMAIN

Alors que le marché de l'énergie se dessine au niveau européen, se développe en parallèle grâce aux perspectives ouvertes par les smart grids un renouveau de l'action décentralisée en termes de gestion de l'énergie. Ceci n'est pas sans poser de questions quant à la gouvernance des politiques de l'énergie de demain : quel cadre de coordination entre les acteurs locaux ? Comment éviter de créer des inégalités entre les territoires ? Comment articuler les compétences et les initiatives locales avec celles du régulateur ? La régulation de demain devra prendre en compte l'ensemble de ces dimensions. Afin de s'y préparer, la CRE travaille à la convergence entre les problématiques des réseaux électriques intelligents et ses activités de régulation. Elle se donne comme objectif de définir des orientations à destination des acteurs régulés et de formuler des recommandations à l'ensemble de la filière.

3.1. LA 1^{RE} ÉTAPE : LE DÉPLOIEMENT DU COMPTAGE ÉVOLUÉ

Le déploiement de systèmes de comptage évolués est un objectif fixé à la fois au niveau européen (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, directive 2012/27/UE du 25 octobre 2012 relative à l'efficacité énergétique) et au niveau français

(articles L. 341-4 et L. 453-7 du code de l'énergie). La CRE s'est impliquée très en amont pour prévoir le cadre de régulation adapté au comptage évolué, dès 2000 pour l'électricité et 2009 pour le gaz.

3.1.1. Le comptage évolué en gaz : Gazpar

En route pour le déploiement

L'année 2013 a marqué une étape déterminante pour le projet de compteurs évolués de GrDF. Sur proposition du régulateur (1^{re} délibération du 13 juin 2013), les ministres chargés de l'Énergie et de la Consommation ont en effet indiqué, le 25 juillet 2013, qu'ils étaient « favorables à ce que le projet de compteurs communicants se concrétise selon le calendrier et les étapes prévues par GrDF » et que leur « décision d'approbation définitive [etc.] sera[it] prise dès que les résultats de l'appel d'offres auront permis de confirmer les conditions économiques d'acquisition des matériels et des services et le bénéfice pour les consommateurs ». Les résultats des appels d'offres ont été rendus publics en février 2014.

La proposition de la CRE était fondée sur la mise à jour de l'étude technico-économique de 2011 destinée à évaluer les coûts et les bénéfices à long terme du dispositif pour le marché et pour les consommateurs et sur une consultation publique menée entre avril et mai 2013. L'étude montre que, sur une période d'analyse de vingt ans, le bilan économique du projet industriel de GrDF présente

une valeur actualisée nette (VAN) de -318 M€ avant la prise en compte des gains de maîtrise de la demande en énergie (MDE). Après intégration de ces gains, le projet devient nettement positif, avec une VAN de + 835 M€.

Une nécessaire mise à jour du tarif de distribution

La confirmation du lancement du projet nécessite la mise à jour du tarif ATRD4 de GrDF et l'élaboration d'un cadre spécifique de régulation comme prévu par une seconde délibération du 13 juin 2013 donnant les orientations de la CRE sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de GrDF. En effet, du fait du caractère exceptionnel du projet dans ses dimensions techniques, industrielles et financières, la CRE considère que GrDF devrait être responsabilisé et incité à la bonne réussite du projet en termes de performances et de respect des coûts et des délais. Il devrait, à ce titre, assumer les conséquences financières d'éventuelles dérives.

Dans ce contexte, il est envisagé de lui attribuer une prime de rémunération de 200 points de base s'ajoutant au taux principal de rémunération des actifs de comptage (compteurs, modules radio et concentrateurs) mis en service entre le début et la fin théorique de déploiement sur une durée de vingt ans, dans la limite de la durée de vie de ces actifs.

Cette prime de rémunération serait un élément du mécanisme global incitant l'opérateur à respecter



**DU FAIT
DU CARACTÈRE
EXCEPTIONNEL
DU PROJET
GAZPAR**
DANS SES DIMENSIONS
TECHNIQUES,
INDUSTRIELLES
ET FINANCIÈRES, LA CRE
CONSIDÈRE QUE
GRDF DEVRAIT ÊTRE INCITÉ
À LA BONNE RÉUSSITE
DU PROJET EN TERMES
DE PERFORMANCES
ET DE RESPECT DES COÛTS
ET DES DÉLAIS.



La CRE a rappelé dans son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel publié en septembre 2013 que le pilotage du projet Linky, qui recouvre notamment le pilotage opérationnel, le pilotage stratégique, le pilotage des achats nécessaires à ce projet, ainsi que l'ensemble de la communication autour de ces aspects, relève de la seule responsabilité d'ERDF.

© ERDF – Cédric Helsy

les objectifs du projet dans toutes ses dimensions (calendrier, coûts, performance). GrDF bénéficierait de l'intégralité de la prime de rémunération s'il atteignait tous les objectifs de délais, de coûts et de performance du système. En revanche, toute dérive de la performance globale de l'opérateur viendrait diminuer, voire annuler, cette bonification de rémunération. Une très mauvaise performance pourrait conduire non seulement à une perte de la prime de rémunération, mais également à une diminution de la rémunération de base des actifs de comptage, voire à une suppression de la rémunération au-delà de certains seuils. Afin de recueillir les avis des acteurs du marché, la CRE a lancé en janvier 2014 une consultation publique sur le cadre de régulation spécifique au projet de comptage évolué de GrDF et le traitement tarifaire associé.

3.1.2. Le comptage évolué en électricité : Linky

À la suite de la proposition de la CRE énoncée dans sa délibération du 7 juillet 2011, la décision de généraliser le système de comptage évolué a été annoncée par le Gouvernement en septembre 2011. Elle a été publiée au *Journal officiel* le 10 janvier 2012. La délibération de la CRE soulignait l'importance pour la compétitivité de l'industrie française d'un lancement rapide du projet. En 2013, le calendrier de déploiement du projet de compteurs évolués d'ERDF a été précisé. ERDF a lancé un avis de marché fin juillet 2013 pour un début de déploiement en septembre 2015.

Si la CRE se réjouit de l'avancée du projet, dont le déploiement aurait déjà dû être engagé, elle ne peut que constater que ce nouveau calendrier ne permettra pas de respecter l'objectif fixé par la directive européenne 2009/72/CE d'avoir équipé au moins 80 % des clients avant 2020. La CRE a rappelé dans son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel publié en septembre 2013 que le pilotage du projet Linky, qui recouvre notamment le pilotage opérationnel, le pilotage stratégique, le pilotage des achats nécessaires à ce projet, ainsi que l'ensemble de la communication autour de ces aspects, relève de la seule responsabilité d'ERDF. Après avoir été saisie en octobre 2012 par ERDF d'une demande de traitement tarifaire spécifique, la CRE a engagé des travaux sur le cadre de régulation qui s'appliquera au projet Linky.

3.2. D'AUTRES INITIATIVES POUR ADAPTER LA RÉGULATION AU DÉVELOPPEMENT DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS

3.2.1. Les travaux européens alimentent les réflexions françaises

Deux sujets occupent aujourd'hui particulièrement les réflexions européennes sur les smart grids. Il s'agit, d'une part, de la sécurité et de la confidentialité des données, conditions indispensables à la sûreté du système électrique et à la



UNE CONSULTATION PUBLIQUE POUR DÉFINIR LE CADRE TECHNIQUE, ÉCONOMIQUE ET JURIDIQUE DES SMART GRIDS

La CRE a organisé, du 4 novembre au 8 décembre 2013, une consultation publique pour définir le cadre technique, économique et juridique des smart grids. La consultation a remporté un franc succès auprès d'un large panel d'acteurs, ce qui montre leur forte mobilisation sur ce sujet. Elle a recueilli 83 contributions de la part des gestionnaires de réseaux, des fournisseurs d'énergie, des industriels et des organisations syndicales. Avec 22 réponses, la participation des collectivités territoriales et de leurs établissements publics (parmi lesquels les syndicats départementaux d'énergie) est très importante. La CRE a analysé avec attention l'ensemble des contributions et publié une synthèse des réponses au début de l'année 2014.

confiance du consommateur et, d'autre part, des nouveaux modèles économiques et de l'évolution du rôle des gestionnaires de réseaux.

Sécurité et confidentialité des données

La CRE est, depuis le début d'année 2013, le représentant du CEER (Conseil des régulateurs européens de l'énergie) au groupe d'experts de la Commission européenne sur la sécurité et la confidentialité des données. À ce titre, elle a activement participé à l'élaboration d'une méthode d'évaluation de la protection des données à appliquer dans le cadre des déploiements de technologies de smart grids. Ces travaux se poursuivent en 2014 avec l'élaboration d'un recueil des meilleures techniques disponibles en matière de cybersécurité. En outre, la CRE coopère avec la CNIL sur les dossiers qui présentent des enjeux de protection des données personnelles.

Modèles économiques

L'année 2013 a aussi été l'occasion de reprendre au niveau européen les réflexions sur les modèles d'affaires des smart grids. La CRE a ainsi contribué à la rédaction du rapport du CEER présentant les différentes approches en matière de régulation des réseaux électriques intelligents en Europe. Ce partage de bonnes pratiques entre régulateurs est complété par le suivi de plusieurs initiatives européennes, telles que le projet GRID4EU ou encore les travaux du Centre commun de recherche de la

Commission européenne (*Joint Research Centre*). La CRE a également poursuivi en 2013 son implication dans les travaux relatifs à l'interopérabilité des systèmes de comptage évolués et des réseaux électriques intelligents menés par les instances de normalisation européenne (Comité européen de normalisation - CEN, Comité européen de normalisation électrotechnique - CENELEC et Institut européen des normes de télécommunication - ETSI). Ces nombreuses activités menées au niveau européen alimentent les travaux français sur les supports futurs de régulation.

3.2.2. Le régulateur et les acteurs de terrain partagent leurs réflexions

Les questions de financement et d'investissement sur les réseaux (via le TURPE), les fonctionnalités et la normalisation des smart grids, ainsi que l'encadrement des expérimentations sont des sujets sur lesquels la CRE a souhaité associer plus étroitement l'ensemble des acteurs impliqués (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, producteurs, industriels, acteurs des technologies de l'information et de la communication, collectivités territoriales, syndicats d'énergie, ministères, centres de recherche, etc.). Dans cette optique, elle a organisé en 2013 des ateliers de travail sur plusieurs des thématiques centrales comme l'insertion des véhicules électriques aux réseaux électriques, la gestion active de la demande, le développement du stockage ou encore les modèles d'affaires. Pour compléter ce dispositif

LA CRE A ENGAGÉ DES TRAVAUX SUR LE CADRE DE RÉGULATION QUI S'APPLIQUERA AU PROJET LINKY.

QUARTIER SOLAIRE INTELLIGENT : LA CRE SUIT LE PROJET **NICE GRID**

La CRE a renforcé en 2013 son suivi des expérimentations de smart grids afin de préparer la conception ou l'adaptation de la régulation sans attendre l'achèvement des expérimentations qui prendront plusieurs années.

Dans ce cadre, elle s'est particulièrement intéressée à l'avancée du projet Nice Grid. Ce démonstrateur de quartier solaire intelligent, retenu dans le cadre du premier programme d'investissements

d'avenir de l'Ademe, s'appuie sur des technologies innovantes pour tester les différentes fonctionnalités des réseaux électriques de demain : intégration d'une forte proportion de production photovoltaïque, utilisation du stockage à différents niveaux du réseau, gestion active de la demande et optimisation de l'équilibre production-consommation à l'échelle d'un quartier.

Le consortium Nice Grid a invité la CRE à son comité scientifique, lui demandant ainsi de donner son

avis sur les choix techniques et scientifiques prévus.

L'expérimentation Nice Grid est par ailleurs la brique française du projet européen GRID4EU, qui offre un premier niveau d'agrégation et d'analyse des résultats de six démonstrateurs en Europe et dont la CRE suit avec intérêt les avancées techniques et économiques. Elle a à ce titre participé à son comité consultatif (Advisory board) qui s'est tenu le 3 décembre 2013 à Stockholm.

LA CRE PUBLIERA UN RAPPORT TOUTS LES DEUX ANS PORTANT À LA FOIS SUR LES MOYENS CONSACRÉS À L'INNOVATION ET SUR LES RÉSULTATS DES TRAVAUX MENÉS.

d'échange d'information, la CRE a lancé à la fin 2013 une large consultation publique portant sur ces thèmes **cf. encadré p.99**.

Parallèlement, la CRE a renforcé son suivi des projets de smart grids. Dans ce cadre, elle organise des rencontres régulières avec les différents acteurs et porteurs de projets afin de se tenir informée des avancées de leurs expérimentations. Elle travaille aussi en concertation avec l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe) sur les expérimentations menées dans le cadre des appels à manifestation d'intérêt (AMI) financés par les investissements d'avenir. Tous ces échanges ont donné l'occasion aux différents acteurs impliqués dans des expérimentations de faire un retour d'expérience. Ils ont ainsi pu faire part des questions qui se posent localement et

auxquelles une réponse des pouvoirs publics est nécessaire pour faire avancer le développement des projets sur le terrain.

3.2.3. L'importance d'un cadre de régulation favorable à la recherche et au développement

Les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité sont concernés au premier chef par les défis liés à l'intégration des énergies renouvelables, au développement des nouveaux usages de l'électricité et à la maîtrise de la demande en énergie. Dans ce contexte, les travaux de recherche et développement (R&D) des gestionnaires de réseaux joueront un rôle essentiel. C'est pourquoi la CRE a mis en place, dans ses décisions tarifaires relatives aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, un cadre visant à soutenir les travaux d'innovation des opérateurs. En outre, elle réalisera un suivi de leurs travaux de R&D et publiera un rapport tous les deux ans portant à la fois sur les moyens consacrés à l'innovation et sur les résultats des travaux menés, afin de les partager avec les acteurs du secteur.

Une grande partie des programmes de R&D envisagés au cours de la période tarifaire TURPE 4 par ERDF et par RTE concernent la thématique des smart grids. Les axes de ce programme ont été rendus publics dans les délibérations tarifaires de la CRE sur TURPE 4 **cf. dossier p.60**.



3 QUESTIONS À...

SYLVIE MINGANT, RESPONSABLE DE SERVICE - DIRECTION DE L'ÉCOLOGIE URBAINE BREST MÉTROPOLÉ Océane

Quels sont les initiatives et projets mis en œuvre sur votre territoire ?

Brest Métropole Océane (210 000 ha) est la communauté urbaine la plus intégrée de France. Elle sera métropole de plein exercice à partir du 1^{er} janvier 2015, ce qui lui permettra de développer plus avant ses compétences. Parmi elles, l'énergie est parfaitement prise en compte dans ses politiques publiques. La boucle énergétique « Brest rive droite » est un exemple d'initiative ambitieuse dans le domaine. Elle vise à rechercher une alternative au renforcement du réseau électrique lié à la densification urbaine tout en développant les économies d'énergies, les EnR et les réseaux intelligents. L'un des objectifs principal est de réduire ou de lisser la consommation d'électricité et d'énergie fossile en période de pointe. C'est donc très clairement un terrain d'expérimentation dans le domaine des réseaux intelligents. Pour y parvenir, nous mettons en œuvre plusieurs actions innovantes. Une étude préalable a ainsi été menée dans le cadre du futur éco quartier des Capucins, dont la première étape sera de construire des bâtiments « smart ready ». À terme, les outils déployés sur les bâtiments devront permettre un pilotage intelligent des installations de consommation et de production du quartier. Par ailleurs, dans le cadre de la

« CETTE APPROPRIATION DES ENJEUX DE L'ÉNERGIE PAR LE CITOYEN EST UNE CONDITION INDISPENSABLE À LA RÉUSSITE GLOBALE DU PROJET. »

réhabilitation de l'ancien atelier de l'arsenal de Brest sur ce même site, les bâtiments seront équipés de panneaux solaires photovoltaïques. L'un de ces sites autoconsommara 90 % de sa production et réinjectera sur le réseau les 10 % restants qui sont consommés par le cinéma multiplexe voisin. Enfin, nous accompagnons le déploiement de l'effacement diffus chez les particuliers.

Votre collectivité a fait des avancées significatives avec ERDF et GrDF en termes d'obtention des données de consommation pour la planification de ses projets énergétiques. Pouvez-vous nous en dire plus sur ce sujet ?

Les concessionnaires d'énergies, ainsi que les concessionnaires d'aménagement et l'agence locale de l'énergie sont de véritables partenaires associés depuis l'origine de ce projet de boucle énergétique locale. Nous menons avec eux un travail collaboratif indispensable qui offre à chacun une vision multiénergies. Celle-ci se concrétise par des conventions opérationnelles passées avec ERDF, GrDF et Dalkia Nord Finistère (DNF) qui nous permettent par exemple, avec ERDF, de connaître les données de consommation par secteur. Le concessionnaire a ainsi analysé le potentiel de réduction de consommation d'électricité grâce à sa substitution par l'énergie apportée par le réseau de chaleur. Il nous a également incité à modifier le raccordement électrique initial de notre future salle Arena pour soulager le réseau existant.

En outre, la collectivité ayant choisi pour le chauffage de privilégier le gaz associé au solaire thermique ou au bois, GrDF a facilité le déploiement de son réseau pour alimenter un autre projet d'aménagement de 1700 logements. Le gestionnaire de réseau de gaz et Brest Métropole Océane ont de plus mené une opération conjointe de thermographie par drone afin de sensibiliser les consommateurs aux déperditions d'énergie. Cette appropriation des enjeux de l'énergie par le citoyen est une condition indispensable à la réussite globale du projet. Enfin, avec Dalkia Nord Finistère, nous avons un projet de stockage aérien d'énergie thermique du réseau de chaleur (à 85 % issu de la valorisation des déchets sur le site de l'université).

En quoi vos échanges avec la CRE vous ont-ils permis d'avancer sur ces sujets ?

Les discussions avec la CRE aux différentes étapes du projet de boucle énergétique locale nous ont permis de conforter nos orientations notamment pour les réseaux intelligents. Ce secteur innovant est méconnu et nous avons besoin d'un centre ressource à l'écoute qui puisse appuyer fortement nos démarches. Par ailleurs, l'intérêt de la CRE pour le projet légitime très clairement nos actions en interne et vis-à-vis de nos partenaires. ▶

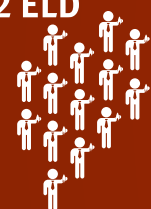
LES CONSOMMATEURS

UN MARCHÉ DE L'ÉNERGIE COMPLEXE À APPRÉHENDER

Les particuliers et les petits professionnels restent encore très hésitants à franchir le pas du changement de fournisseur. L'insuffisance de leur information explique en partie le rythme très lent de l'ouverture à la concurrence.

TARIFS RÉGLEMENTÉS

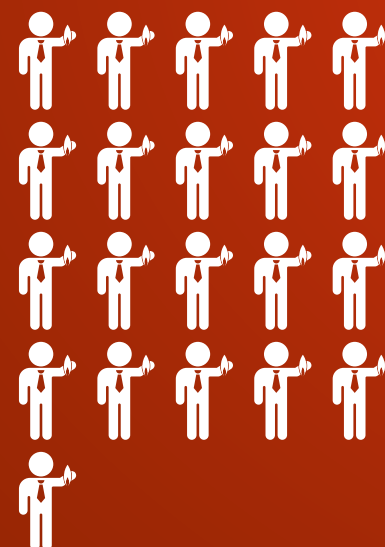
proposés par **1 FOURNISSEUR**
HISTORIQUE ET
22 ELD



75%
DES SITES

25%
DES SITES

OFFRES DE MARCHÉ
proposées par **21 FOURNISSEURS**



77%

DE LA CONSOMMATION
DES SITES
RÉSIDENTIELS
SONT APPROVISIONNÉS AUX TARIFS
RÉGLEMENTÉS

19%

DES SITES
NON RÉSIDENTIELS
SONT APPROVISIONNÉS AUX TARIFS
RÉGLEMENTÉS



TARIFS RÉGLEMENTÉS

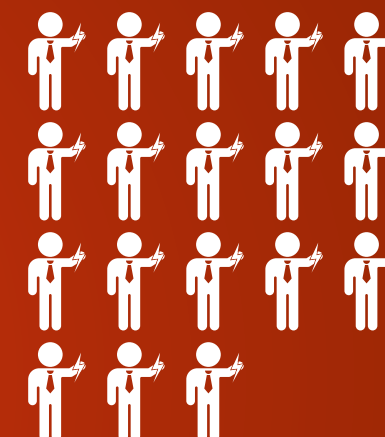
proposés par **1 FOURNISSEUR**
HISTORIQUE ET
160 ELD



91%
DES SITES

9%
DES SITES

OFFRES DE MARCHÉ
proposées par **18 FOURNISSEURS**



91%

DE LA CONSOMMATION
DES SITES
RÉSIDENTIELS
SONT APPROVISIONNÉS AUX TARIFS
RÉGLEMENTÉS

58%

DES SITES
NON RÉSIDENTIELS
SONT APPROVISIONNÉS AUX TARIFS
RÉGLEMENTÉS



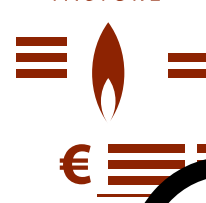
Marché de détail du gaz

CHIFFRES AU
31/12/2013

Marché de détail de l'électricité

CHIFFRES AU
31/12/2013

FACTURE



-10%

PLUS FORTE DIFFÉRENCE
AU 31/12/2013

ENTRE UNE OFFRE DE MARCHÉ
ET LE TARIF RÉGLEMENTÉ

DE VENTE (TTC) POUR UN CLIENT

RÉSIDENTIEL TYPE

Gaz :

CLIENT DE TYPE B1 QUI UTILISE
LE GAZ POUR SON CHAUFFAGE.

Électricité :

CLIENT MOYEN CONSOMMANT
2 400 kWh/an.

FACTURE



-5%



Les consommateurs conservent une vision très imprécise des modalités pratiques du changement de fournisseur.
© EDF – Julia Baier



LES CONSOMMATEURS SONT ENCORE TRÈS PASSIFS FACE À L'OUVERTURE DU MARCHÉ. SEULES 17 % DES PERSONNES INTERROGÉES ONT FAIT LA DÉMARCHÉ DE SE RENSEIGNER.

Source : Baromètre Energie-Info 2013 publié par la CRE et le médiateur national de l'énergie, basé sur une enquête téléphonique auprès d'un échantillon représentatif de 1503 foyers français.

L'édition 2013 du baromètre Energie-Info sur l'ouverture des marchés a confirmé une nouvelle fois l'intérêt des Français pour les questions relatives à la consommation d'énergie. Alors que la crise économique se poursuit, près de 8 foyers sur 10 déclarent que la consommation d'énergie constitue pour eux un sujet de préoccupation important en raison de l'augmentation des coûts de l'électricité et du gaz.

Les particuliers et les petits professionnels restent néanmoins encore très hésitants à franchir le pas du changement de fournisseur. L'insuffisance de leur information explique en partie le rythme très lent de l'ouverture à la concurrence. Même si des initiatives sont prises pour les encourager à s'intéresser aux offres de marché, le tarif réglementé de vente reste très largement dominant.

1. LE MARCHÉ CONNAÎT UNE OUVERTURE PROGRESSIVE FREINÉE PAR UN DÉFAUT D'INFORMATION DES CONSOMMATEURS

Six ans après l'ouverture effective du marché de l'énergie aux particuliers, le 7^e baromètre annuel Energie-Info sur l'ouverture des marchés indique que les connaissances des consommateurs sur le marché de l'énergie sont insuffisantes, malgré une légère amélioration. Ainsi 53 % des Français savent qu'ils peuvent changer de fournisseur d'électricité et 55 % de fournisseur de gaz, soit une augmentation de respectivement 5 et 7 points par rapport à 2012.

Cette progression est toute relative. Les écarts demeurent toujours très importants selon la catégorie socioprofessionnelle du chef de ménage⁽¹⁾. Les PCS+ sont en effet correctement informées, à 64 % pour l'électricité et à 65 % pour le gaz naturel, tandis que les PCS- le sont à 51 % pour l'électricité et à 52 % pour le gaz naturel. Quant aux retraités, leur information en la matière est encore plus limitée, avec seulement 47 % pour l'électricité comme pour le gaz naturel.



POURQUOI OUVRIR À LA CONCURRENCE LES MARCHÉS DE L'ÉNERGIE ?

La construction d'un marché européen intégré de l'énergie découle de décisions européennes⁽¹⁾ s'inscrivant dans le cadre du « marché unique », qui prévoit la libre circulation des biens, des personnes et des services dans l'Europe des 27. Le passage de plusieurs marchés nationaux indépendants les uns des autres à un marché unique vise à améliorer la compétitivité du secteur de l'énergie, en rationalisant la production, le transport et la commercialisation, au bénéfice des consommateurs. L'objectif principal de cette politique est d'assurer une sécurité d'approvisionnement de l'énergie à un prix abordable pour tous les consommateurs, dans le respect de la protection de l'environnement et de la promotion d'une concurrence saine (cf. Dossier 1 – Marchés, paragraphe 2.1.).

Dans ce contexte, les métiers de la production, du transport, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité et du gaz naturel ont été séparés en activités distinctes. La concurrence a été introduite en début et en fin de chaîne. Pour ce qui concerne la commercialisation (la fourniture d'énergie), les consommateurs peuvent mettre en concurrence plusieurs fournisseurs et choisir l'offre qui leur convient le mieux, en termes de tarifs et de services.

1 – Directives européennes du 19 décembre 1996 et du 26 juin 2003, transposées en droit national français par les lois du 10 février 2000 et du 9 août 2004 pour l'électricité et directives européennes du 22 juin 1998 et du 26 juin 2003, transposées en droit national français par les lois du 3 janvier 2003 et du 9 août 2004 pour le gaz.

L'enquête d'Energie-Info montre aussi que les consommateurs conservent une vision très imprécise des modalités pratiques du changement de fournisseur. Par exemple, seuls 28 % des foyers savent qu'EDF et GDF SUEZ sont deux entreprises distinctes et concurrentes. Et 70 % des personnes interrogées croient, à tort, qu'en cas de changement de fournisseur, c'est ce dernier qui se chargera du relevé de compteur. Cette erreur révèle la confusion largement répandue entre fournisseur et distributeur de gaz ou d'électricité. En effet, seulement 63 % des enquêtés connaissant ERDF ou GrDF savent que ce sont des distributeurs, 26 % croyant qu'il s'agit de fournisseurs et 11 % étant incapables de s'exprimer sur leur rôle.

L'enquête montre également que le consommateur est encore très passif face à l'ouverture du marché. Bien que 54 % se disent bien informés, cette impression cache en réalité un manque de curiosité. Seuls 17 % ont fait la démarche de se renseigner. Chez les particuliers, 23 % sont passés en offre de marché pour le gaz et 8 % pour l'électricité. Cette décision est avant tout motivée par la recherche d'un tarif plus compétitif et de prestations de services plus intéressantes. Les déménagements et les litiges avec les fournisseurs sont également des motifs de changement.

Bien que jugée favorablement, l'ouverture des marchés de l'énergie n'est pas encore perçue comme apportant des bénéfices aux consommateurs. Il apparaît nettement que le prix, la qualité des services et une information pédagogique renforcée sont les leviers indispensables pour changer leur attitude encore très passive.

Sur les tarifs réglementés de vente eux-mêmes, l'enquête Energie-Info montre que les consommateurs en ont une connaissance incertaine. Seules 38 % des personnes interrogées déclarent en avoir entendu parler. Elles en donnent d'ailleurs une définition souvent erronée. 81 % d'entre elles savent qu'ils sont fixés par les pouvoirs publics. Mais 45 % pensent encore qu'ils sont proposés par tous les fournisseurs.

En revanche, 65 % des personnes interrogées savent qu'après avoir quitté les tarifs réglementés, il est possible d'y revenir à tout moment. Ils sont majoritairement perçus comme étant au même prix que les offres de marchés (35 %) ou moins chers (31 %). Les 23 % restants les déclarent plus chers. Ces imprécisions n'engagent pas les consommateurs à sauter le pas vers le marché.

CONSOMMATEURS : UN MARCHÉ DE L'ÉNERGIE COMPLEXE À APPRÉHENDER

1 – Les professions et catégories socioprofessionnelles supérieures (PCS+) comprennent les cadres, professions intellectuelles supérieures, professions intermédiaires et contremaîtres. Les professions et catégories socioprofessionnelles inférieures (PCS-) comprennent les employés, personnels de service, ouvriers et ouvrières agricoles.



L' OBSERVATOIRE DES MARCHÉS DE DÉTAIL, QUE LA CRE PUBLIE TOUS LES TRIMESTRES, PROPOSE LE CLASSEMENT DES OFFRES DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS EN FONCTION DE LEUR PRIX, DU MOINS CHER AU PLUS ÉLEVÉ.

2. DES INITIATIVES SONT PRISES POUR DÉVELOPPER LA CAPACITÉ DE CHOIX DU CONSOMMATEUR

Le consommateur se trouve aujourd'hui face à des offres diversifiées. Ceci sera d'autant plus vrai avec le déploiement prochain des compteurs communicants. Ceux-ci permettront aux fournisseurs d'établir une facturation sur la consommation réelle et non à partir d'une consommation estimée établie sur la base d'historiques de comptage. Il leur permettra également de construire des offres et des services adaptés de plus en plus finement aux besoins des consommateurs, qui eux-mêmes évoluent en fonction des nouveaux usages tou-

jours plus nombreux. Le choix du consommateur sera alors déterminant pour adapter son mode de vie et réduire ainsi sa facture. Pour faire face à toutes ces évolutions, l'information du consommateur est essentielle pour qu'il devienne pleinement acteur du marché. Les initiatives en la matière restent cependant ponctuelles et gagneraient à être relayées par une campagne d'information plus large.

2.1. DES EFFORTS DE PÉDAGOGIE SONT ENTREPRIS PAR LA CRE ET LE MÉDIATEUR NATIONAL DE L'ÉNERGIE

La CRE a entrepris, en collaboration avec les services du médiateur national de l'énergie, d'aider les consommateurs à se repérer dans un marché plus complexe. Energie-Info.fr, leur site « grand public » commun, fournit aux consommateurs, particuliers comme entre-

Le site Energie-Info a enregistré 934 442 visites en 2013, soit plus de 57 % d'augmentation de la fréquentation par rapport à 2012.
© EDF – Julia Baier

Les associations de consommateurs accompagnent les particuliers au quotidien par des conseils ou de l'aide à la résolution des litiges.
© EDF – Nicolas Buisson



CONSUMMATEURS :
UN MARCHÉ DE
L'ÉNERGIE COMPLEXE
À APPRÉHENDER

prises, des renseignements pratiques précis sur leurs différentes démarches. Le comparateur d'offres, par exemple, aide l'internaute à choisir l'offre la plus attractive en fonction de sa consommation d'énergie. Il s'adresse aux particuliers et aux professionnels qui souscrivent une puissance électrique inférieure ou égale à 36 kVA ou consomment moins de 300 000 kWh de gaz naturel par an.

En outre, dans l'observatoire des marchés de détail que la CRE publie tous les trimestres, les offres de marché des fournisseurs sont classées en fonction de leur prix, du moins cher au plus élevé. Celui-ci montre que, sur le marché du gaz naturel, les fournisseurs alternatifs proposent des offres dont le prix est substantiellement inférieur au tarif réglementé. Sur l'année 2013, l'offre de marché la moins chère a été en moyenne inférieure de 10 %⁽²⁾ (environ 120 € par an) au tarif réglementé de vente pour un client de type B1 qui utilise le gaz pour son chauffage. En électricité, l'offre de marché la moins chère a été en moyenne inférieure de 4 %⁽³⁾ (environ 16 € par an) au tarif réglementé de vente pour un client moyen consommant 2 400 kWh/an.

La fin des tarifs réglementés de vente pour les professionnels accroîtra également le besoin d'information des consommateurs concernés. La CRE participera aux travaux visant à adapter le comparateur d'offres à leurs besoins. Parallèlement, la CRE a commencé à mener des actions d'information auprès des fédérations et des regroupements d'entreprises sur ce sujet.

2.2. LES ASSOCIATIONS DE CONSOMMATEURS JOUENT UN RÔLE DE PREMIER PLAN

Les associations de consommateurs accompagnent les particuliers au quotidien par des conseils ou de l'aide à la résolution des litiges. C'est pourquoi, dès 2005, la CRE, dont la mission générale est de veiller au bon fonctionnement du marché pour le bénéfice du consommateur final, a souhaité les associer à ses travaux. Les associations de consommateurs contribuent largement à la réussite des travaux de concertation et prennent toute leur place dans les processus de consultation de la CRE. Elles partagent ainsi leur expérience du terrain et accroissent en retour leur connaissance sur le fonctionnement effectif du marché. La complexité de certains enjeux et l'asymétrie d'information avec les opérateurs du secteur impliquent de renforcer l'accompagnement des associations de consommateurs. À cet égard, la CRE organise régulièrement des réunions avec elles sur les thèmes d'actualité et les évolutions des marchés de l'électricité et du gaz naturel.

En outre, avec la fin des tarifs réglementés de vente pour certains consommateurs professionnels, ces derniers pourraient voir leur représentation élargie au sein des groupes de travail de la CRE.

« Le seul comparateur crédible est celui mis en ligne par le médiateur national de l'énergie et la CRE. »

Alain Bazot, président de l'UFC-Que Choisir, Décryptages n°39

2 – Tout type d'offres confondu (offres à prix indexés sur le tarif réglementé de vente et offres à prix fixe).

3 – À partir du montant annuel de la facture de ces offres évalué à chaque fin de trimestre.



GROUPEMENT D'ACHAT D'ÉNERGIE : L'EXEMPLE DE L'UNIHA

UniHA est le réseau coopératif d'achats groupés de 58 établissements hospitaliers publics français. Il est devenu le premier acheteur public français, réalisant en 2012 1,885 milliard d'euros d'achats au service de ses adhérents et générant 63 millions d'euros de gains sur achats.

Fin septembre, il a été annoncé que le groupement UniHA, associé à l'Ugap (centrale d'achat public), au ministère de la Défense, à des adhérents de la Fepah (fédération des

établissements hospitaliers) et à la Haute autorité de santé, avait notifié des accords-cadres à sept fournisseurs : EDF, Eni, ES Energie, Gas Natural Fenosa, Gaz de Bordeaux, GDF SUEZ et Tegaz.

Il s'agit à ce jour de l'un des plus importants appels d'offres en gaz naturel qui ait été publié. Il représente un volume de 2 TWh pour une centaine de sites.

Le groupement a notifié l'accord-cadre aux fournisseurs retenus le 23 septembre 2013. Les marchés

subséquents, mettant enfin en concurrence les fournisseurs retenus dans l'accord-cadre, ont été publiés et les fournisseurs sélectionnés entre octobre et décembre. La livraison effective a débuté le 1^{er} janvier 2014.

Cette opération devrait rapporter un gain (au stade de l'accord-cadre) d'au moins 12 millions d'euros par an par rapport au niveau du tarif réglementé (soit -13 %) faisant passer la facture des établissements hospitaliers concernés de 94 M€/an à 82 M€/an.

2.3. LES CONSOMMATEURS SE REGROUPENT POUR MIEUX ACHETER LEUR ÉNERGIE

Les associations de consommateurs avaient rejeté l'ouverture complète du marché en 2007 en raison de l'impossibilité pour les consommateurs de retourner aux tarifs réglementés de vente une fois leur éligibilité exercée.

Depuis, la loi NOME du 7 décembre 2010 a contribué à modifier cette perception en intégrant le principe de réversibilité, c'est-à-dire la possibilité pour une entreprise ou un particulier de quitter les tarifs réglementés pour signer un contrat avec un fournisseur alternatif puis de revenir au tarif réglementé de l'opérateur historique. Une association de consommateurs, l'UFC-Que Choisir, a mis en œuvre une action d'achat groupé de gaz sous forme d'enchères inversées permettant aux particuliers d'obtenir une baisse importante de tarif. Après un appel d'offres lancé en juillet 2013 auprès des fournisseurs nationaux afin de « dynamiser la concurrence », cette démarche, qui s'est achevée en janvier 2014, a abouti, selon l'association, à 70 000 souscriptions. Ces consommateurs ont ainsi pu bénéficier, en changeant de fournisseur, d'une baisse de plus de 15 % par rapport au tarif réglementé de novembre 2013. La CRE salue la réus-

site de cette opération. Elle regrette en revanche qu'un seul fournisseur ait accepté d'y participer. Cet exemple, dont le retentissement médiatique a été de grande ampleur, fera significativement progresser la concurrence sur le marché du gaz. Les gros consommateurs peuvent également choisir de mutualiser l'approvisionnement de leurs sites en se regroupant. Ainsi, UniHA, réseau d'achats groupés des hôpitaux publics en France, associé à d'autres organisations, a signé en septembre 2013 des accords-cadres avec sept fournisseurs, pour un volume de 2 TWh **> cf. encadré ci-dessus**.

Enfin, de plus en plus de clients se fournissent directement sur le marché de gros en optimisant eux-mêmes leur approvisionnement, sans passer par un intermédiaire.

AUJOURD'HUI CONSOMMATEUR, DEMAIN « CONSOMM'ACTEUR », LA VISION EUROPÉENNE DU CONSOMMATEUR D'ÉNERGIE DE 2020

La prise en considération et l'implication du consommateur dans le dialogue européen relatif à l'énergie sont au cœur des préoccupations de la CRE. Au sein du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER), elle préside le groupe de travail sur les consommateurs et le marché de détail et s'investit pleinement dans les débats au niveau européen pour rendre le marché plus favorable à leur égard. La CRE a joué un rôle moteur dans l'élaboration de la Vision 2020 pour les consommateurs d'énergie européens du Bureau européen des unions de consommateurs (BEUC) et du CEER.

La place des consommateurs dans la législation européenne sur l'énergie

La législation européenne relative à l'ouverture du marché de l'électricité et du gaz offre à tous les consommateurs la liberté de choisir leur fournisseur d'énergie. Pour « garantir le plein effet des mesures de protection des consommateurs », d'importantes responsabilités ont été confiées aux autorités nationales de régulation dans le cadre du 3^e paquet sur l'énergie. Celles-ci veillent à ce que les droits des consommateurs à bénéficier d'un marché compétitif et efficace en matière d'énergie soient garantis au sein des États membres.

Les consommateurs européens se trouvent au centre des préoccupations des régulateurs nationaux, car ils sont les premiers à ressentir et à bénéficier des avantages liés à l'ouverture du marché de l'énergie. Créer et entretenir un réel dialogue, auquel le consommateur serait amené à participer davantage, est l'une des priorités que s'est fixée l'UE pour 2020 et à laquelle la CRE, en tant que régulateur, participe activement.

C'est dans ce contexte qu'a été adoptée le 13 novembre 2012 à Londres par les régulateurs nationaux de l'énergie représentés au sein du CEER et l'ensemble des associations de consommateurs du BEUC la Déclaration de la Vision 2020 pour les consommateurs européens d'énergie

La participation du consommateur au dialogue énergétique européen aujourd'hui et demain

Cette déclaration commune définit les grands principes de fiabilité, d'accessibilité financière, de simplicité et de protection et responsabilisation sur lesquels devraient se construire dès aujourd'hui les relations entre l'industrie de l'énergie et les consommateurs. Ces principes, largement soutenus par les associations nationales et

les organisations européennes regroupant les entreprises, les consommateurs ou les médiateurs dans le secteur de l'énergie, tendent à garantir l'accès à l'approvisionnement en énergie, à simplifier les démarches administratives et à clarifier les prix sur les factures de consommation.

• Des démarches administratives plus simples

La législation européenne adoptée dans le cadre du 3^e paquet précise que le changement de fournisseur d'énergie doit s'opérer dans un délai de trois semaines. Ces délais sont d'ores et déjà respectés en France, bien avant la mise en œuvre du 3^e paquet et devraient à l'avenir être raccourcis. L'objectif serait de permettre aux consommateurs de changer de fournisseur en 24 heures comme cela est possible aujourd'hui avec les opérateurs de télécommunication. La simplification des démarches administratives s'appliquerait aussi dans l'éventualité d'un différend avec le fournisseur d'énergie, à la saisine par le consommateur du régulateur ou du médiateur, comme c'est le cas de la France.

• Une information plus claire et transparente sur les caractéristiques des offres

Les consommateurs français bénéficient déjà de la possibilité de comparer les offres proposées par les différents fournisseurs d'énergie sur energie-info.fr. À l'avenir, de nouvelles informations pourraient figurer sur les factures. À titre d'exemple, les « offres vertes » pourraient permettre aux consommateurs de connaître de façon simple et fiable quelles sources d'énergie sont utilisées par les fournisseurs, quel est le coût répercuté sur la facture et quelle est la quantité d'émissions de CO₂ correspondante.

• Plus de confiance et d'implication

La sécurité de l'accès à l'approvisionnement en énergie est l'une des garanties sur lesquelles s'est construit le marché intérieur européen. La confiance dans les réseaux devrait être accompagnée d'une implication croissante du consommateur. Le développement dans le futur des compteurs intelligents devrait renforcer sa participation, notamment en lui permettant par exemple de contrôler sa consommation et d'avoir une influence sur sa facture. Le renforcement de la confiance devrait être poursuivi en veillant, comme cela est requis par la législation européenne existante, à garantir la confidentialité et la sécurité des données collectées auprès des consommateurs.



FACE À LA DIVERSITÉ DES OFFRES COMMERCIALES, L'INFORMATION DES CONSOMMATEURS EST ESSENTIELLE

Les offres à prix fixe

Sur le segment des clients résidentiels, les offres à prix fixe ont connu un fort développement à partir de 2012, notamment en gaz. La majorité des offres de gaz naturel proposées à un client consommant 17 000 kWh/an sont des offres à prix fixe (13 offres sur les 19 proposées)⁽¹⁾. En électricité, 10 offres sur les 21 proposées à un client consommant 8 500 kWh/an sont à prix fixe⁽²⁾.

Les prix hors taxes des offres à prix fixes n'évoluent pas sur la durée du contrat, soit en général un ou deux ans. Ces offres se différencient des offres indexées, dont le prix suit les évolutions des tarifs réglementés de vente ou d'autres indices de marchés de gros spécifiés dans le contrat.

Les offres à prix fixe apportent donc une stabilité de prix sur la durée du contrat. Les clients résidentiels gardent la possibilité de résilier à tout moment leur contrat en offre à prix fixe pour revenir aux tarifs réglementés de vente, même avant le terme du contrat.

Certaines offres à prix fixe proposent des prix compétitifs. En électricité, la meilleure offre pour un client consommant 8 500 kWh/an est 4 % inférieure au tarif réglementé à date. En gaz, elle est 10 % inférieure au tarif réglementé pour un client consommant 17 000 kWh/an.

Les offres « bi-énergies »

Certaines de ces offres sont la combinaison d'une offre au tarif réglementé pour l'une des deux énergies et d'une offre de marché pour la seconde ou rassemblent deux offres de marché. Séduisantes pour les consommateurs qui souhaitent simplifier leurs démarches avec un seul interlocuteur, voire un seul contrat et une seule facture pour les deux énergies, elles peuvent être mal comprises. Certains ignorent parfois qu'en optant pour ces offres « bi-énergies », ils quittent le tarif réglementé, comme l'a noté à plusieurs reprises le médiateur national de l'énergie.

1 – Source comparateur d'offres energie-info.fr au 31 décembre 2013 pour un client résidentiel vivant à Paris en option B1 en gaz naturel.

2 – Source comparateur d'offres energie-info.fr au 31 décembre 2013 pour un client résidentiel vivant à Paris en option Heures Pleines/Heures Creuses et une puissance souscrite de 9kVA en électricité.

3. DES BARRIÈRES AU DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE SONT APPELÉES À DISPARAÎTRE

La loi relative à la nouvelle organisation du marché de l'électricité et la loi relative à la consommation consacrent la fin des tarifs réglementés pour les clients professionnels et ouvrent de nouvelles possibilités aux fournisseurs alternatifs de développer leur parts de marchés.

3.1. LE DÉVELOPPEMENT DE LA CONCURRENCE A ÉTÉ FREINÉ PAR L'ÉCONOMIE DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE

Le niveau du tarif réglementé demeure le point de référence économique à partir duquel les fournisseurs bâtissent leurs offres commerciales. Pour que ces dernières soient attractives et que la concurrence se développe, il faut que le tarif réglementé soit « contestable », c'est-à-dire que

les fournisseurs alternatifs qui s'approvisionnent à l'ARENH et sur le marché de gros soient capables de proposer à leurs clients des offres compétitives par rapport à lui. Cette contestabilité s'est améliorée avec les hausses récentes des tarifs réglementés.

3.1.1. Construction tarifaire et décomposition de la facture en électricité

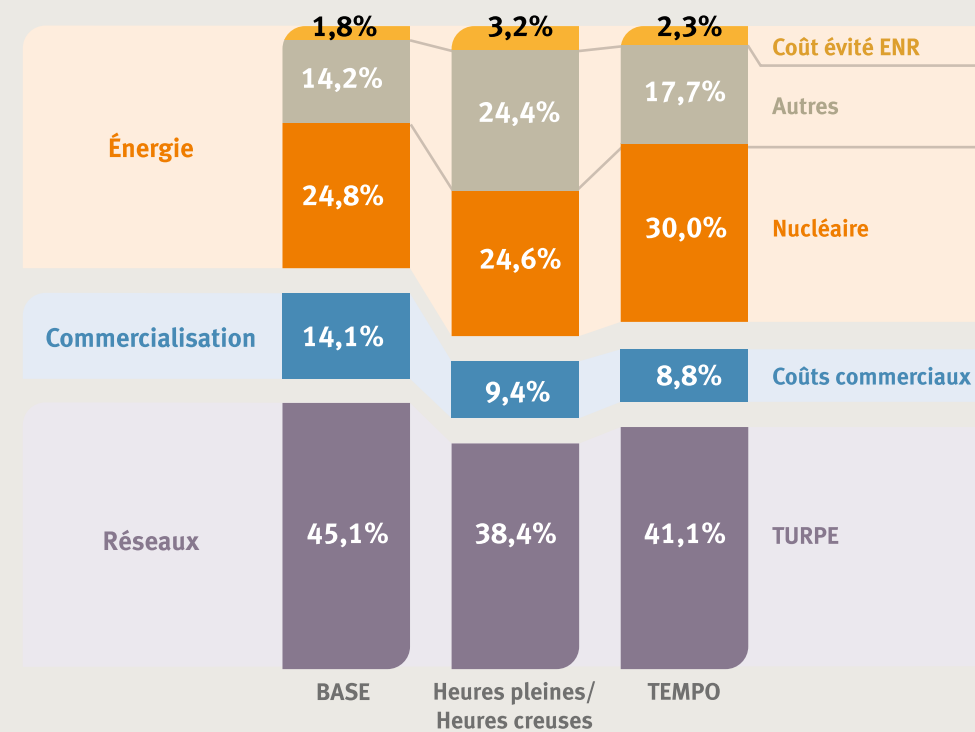
Les tarifs réglementés de vente d'électricité sont établis de manière à couvrir les coûts de production, les coûts d'approvisionnement, les coûts d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution et les coûts de commercialisation que supportent EDF et les distributeurs non nationalisés pour fournir leurs clients, ainsi qu'une marge raisonnable⁽⁴⁾.

La CRE a rendu, le 25 juillet 2013, son avis sur le mouvement tarifaire du 1^{er} août 2013, qui prévoyait une hausse de 5 % en moyenne pour les tarifs bleus, de 2,7 % en moyenne pour les tarifs jaunes et de 0 % en moyenne pour les tarifs verts. Ce mouvement tarifaire, s'il ne permet pas de couvrir les coûts comptables de production tels qu'évalués par la CRE pour l'année 2013, améliore significativement la contestabilité en moyenne des tarifs.

4 – Article L. 337-6 du code de l'énergie.

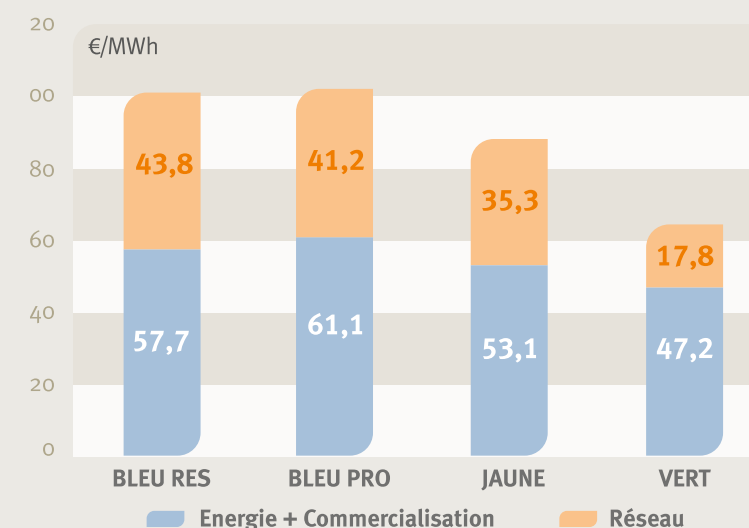


Composantes théoriques d'une facture hors taxes aux tarifs réglementés pour les clients au tarif bleu résidentiel au 1^{er} août 2013



Source : EDF - Analyse : CRE

Niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité hors taxes suite au mouvement du 1^{er} août 2013

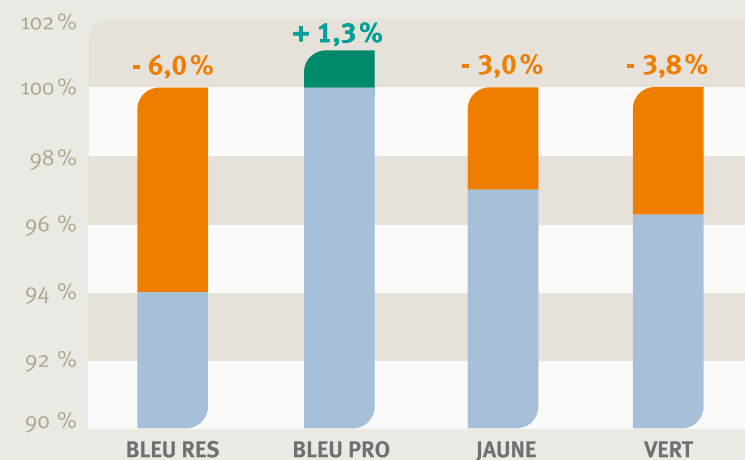


Source : EDF



COUVERTURE DES COÛTS PAR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE ET CONTESTABILITÉ DE CES TARIFS EN ÉLECTRICITÉ

Couverture des coûts comptables d'EDF par les tarifs bleu résidentiel, bleu professionnel, jaune et vert au 1^{er} août 2013



Source : EDF

Les tarifs réglementés de vente d'électricité doivent à minima couvrir les coûts de production comptables des opérateurs historiques. Les coûts de production et de commercialisation

d'EDF considérés sont les coûts prévisionnels de l'année 2013 tels qu'estimés par la CRE. Les coûts d'acheminement sont calculés à partir de la grille tarifaire du TURPE en vigueur au 1^{er} août 2013.

Contestabilité du tarif réglementé de vente d'électricité

Hausse à effectuer sur le tarif réglementé de vente en vigueur au 1^{er} août 2013 pour assurer sa contestabilité en moyenne

Prix de marché	46 €/MWh	48 €/MWh	50 €/MWh	52 €/MWh	54 €/MWh
Bleu résidentiel	-0,3%	0,2%	0,7%	1,2%	1,6%
Bleu professionnel	-5,5%	-4,9%	-4,2%	-3,5%	-2,8%
Jaune	-1,7%	-1,1%	-0,3%	0,3%	1,0%
Vert	-0,5%	0,3%	1,2%	2,0%	2,8%

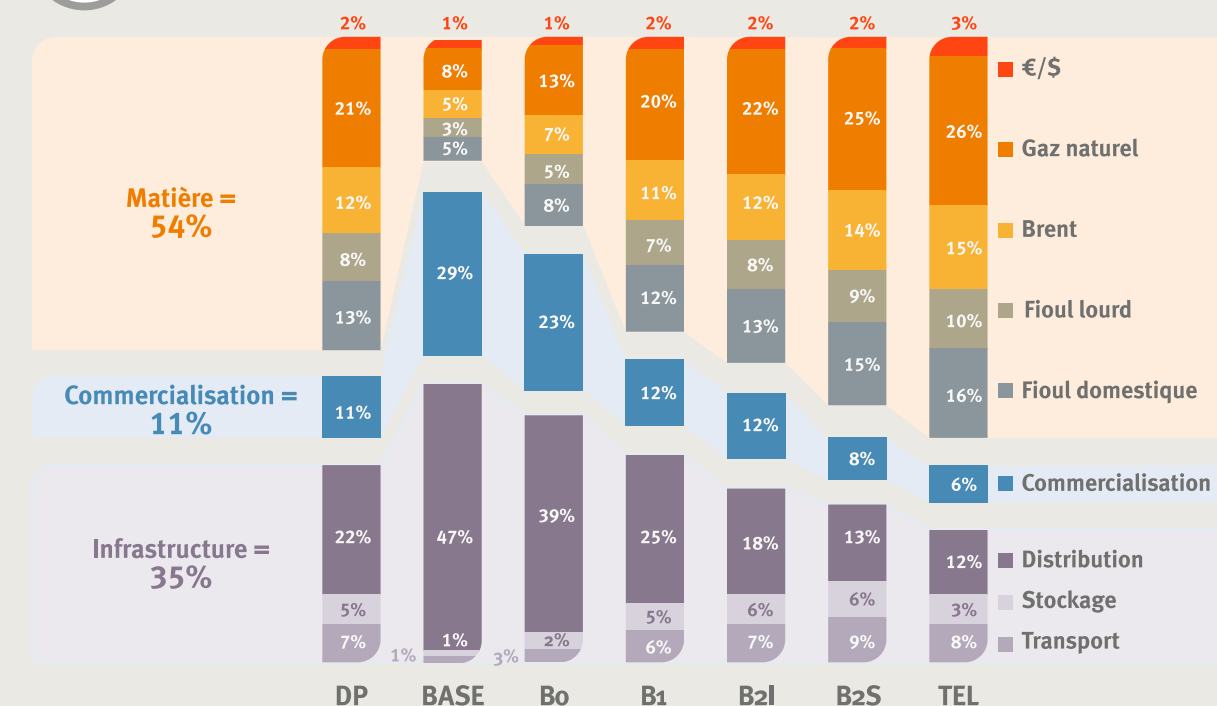
Dans la mesure où les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent pour partie à l'ARENH et pour le reste sur les marchés de l'électricité, le niveau des prix de marché influe sur leur capacité à proposer des offres permettant de concurrencer le tarif réglementé de vente.

À la suite de la hausse du 1^{er} août 2013, les tarifs réglementés sont contestables ou proche de la contestabilité. Le prix de l'ARENH fixé à 42 €/MWh en 2013 est inférieur

au prix de l'électricité moyen qui est à 52,5 €/MWh en base. Cette contestabilité devrait s'améliorer en 2014 du fait de la diminution des prix sur les marchés de l'énergie.



Composantes d'une facture hors taxes aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF SUEZ en moyenne sur l'année 2013



Source : GDF SUEZ - Analyse : CRE

3.1.2. Construction tarifaire et décomposition de la facture en gaz

La loi prévoit que « les tarifs réglementés de vente du gaz naturel couvrent les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et les coûts hors approvisionnement. Ils comportent une part variable liée à la consommation effective et une part forfaitaire calculée à partir des coûts fixes de fourniture du gaz naturel⁽⁵⁾ ».

La facture du consommateur au tarif réglementé se décompose en quatre grands postes : la matière (coût d'achat du gaz), les infrastructures, la commercialisation et les taxes.

La composante matière est calculée à partir d'une formule indexée sur le prix du gaz naturel sur le marché de gros, un panier de produits pétroliers et le taux de change euro/dollar.

La composante infrastructure est calculée à partir des tarifs d'accès aux réseaux de transport et de distribution définis par la CRE et des tarifs d'utilisation des stockages, non régulés.

La composante commercialisation est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes aux tarifs réglementés et les deux termes précédents⁽⁶⁾.

3.1.3. Les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz seront supprimés pour les professionnels

La loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation prévoit que les tarifs réglementés de vente pour les consommateurs non résidentiels seront progressivement supprimés à partir de 2014. En gaz, la suppression se fera par étapes, selon le type de consommateur. Aux échéances mentionnées dans le tableau, les contrats concernés seront résiliés de fait **cf. encadré p.116**.

Le consommateur devra donc avoir signé auparavant un nouveau contrat en offre de marché avec un fournisseur de son choix. Le consommateur n'ayant pas souscrit d'offre de marché à l'échéance sera réputé avoir accepté les conditions contractuelles d'une offre de marché que son fournisseur lui aura adressée trois mois avant l'échéance et vers laquelle il basculera automatiquement.

En électricité, à partir du 1^{er} janvier 2016, l'ensemble des clients souscrivant des puissances supérieures à 36 kVA – correspondant aux tarifs

CONSUMMATEURS :
UN MARCHÉ DE
L'ÉNERGIE COMPLEXE
À APPRÉHENDER

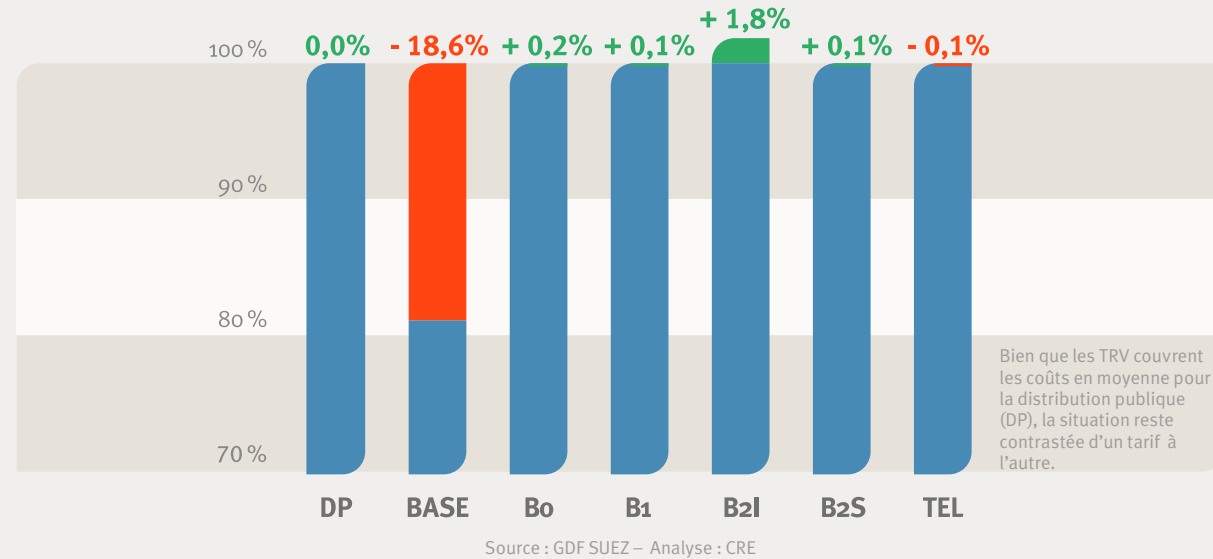
5 – Article L. 445-3 du code de l'énergie.

6 – Du fait de la sous-couverture des coûts pour certains tarifs, la composante commercialisation des tarifs présentée peut être inférieure aux coûts réels de commercialisation de GDF SUEZ.



COUVERTURE DES COÛTS PAR LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE ET CONTESTABILITÉ DE CES TARIFS EN GAZ NATUREL

Couverture des coûts, y compris une marge commerciale raisonnable, par tarif au 1^{er} juillet 2013

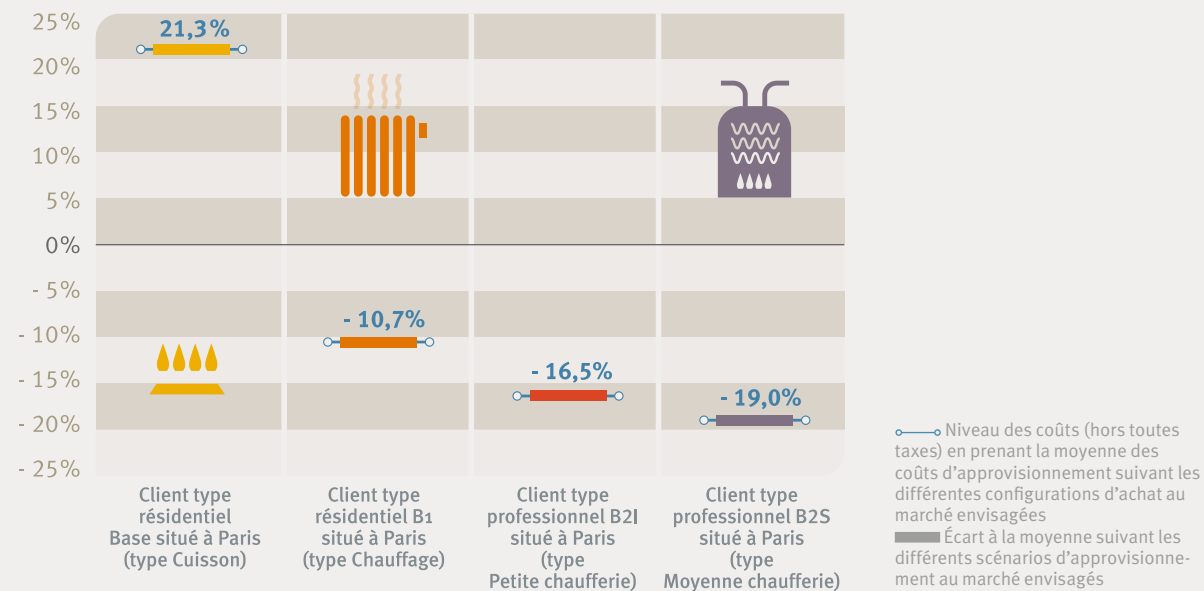


La CRE a réalisé une analyse théorique des coûts supportés par les fournisseurs dans le cadre de la construction de leurs offres libres en gaz. Elle les a comparés aux coûts supportés par GDF SUEZ pour la vente de gaz aux tarifs réglementés de vente⁽⁷⁾. Les résultats présentés ci-dessous indiquent que les coûts supportés par les fournisseurs alternatifs pour approvisionner un client type Base sont supérieurs aux coûts inclus dans les

tarifs réglementés de vente de GDF SUEZ. Par conséquent, ces tarifs ne sont pas contestables. Cela s'explique par la sous-couverture du tarif Base, comme le met en évidence le graphique ci-dessus. En revanche, les résultats indiquent que les autres tarifs étudiés sont contestables.

7 – Et non aux coûts réellement supportés par GDF SUEZ pour chacune des options du tarif réglementé.

Niveau des coûts (matière et hors matière), estimés suivant différentes stratégies d'approvisionnement, supportés par un fournisseur alternatif alimentant différents clients types (situés à Paris) par rapport aux tarifs réglementés de vente de GDF SUEZ en vigueur (hors toutes taxes) du 1^{er} avril 2012 au 31 mars 2013



jaunes et verts – ne bénéficieront plus des tarifs réglementés de vente d'électricité. L'article 25 de la loi relative à la consommation a étendu à l'électricité les dispositions prévues pour accompagner la suppression des tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

La CRE accompagne le processus d'extinction des tarifs réglementés

La fin des tarifs réglementés de vente représente une évolution importante vers une ouverture réelle du marché des professionnels à la concurrence. Elle nécessite un accompagnement législatif et réglementaire.

La loi ne traite pas de la question importante de l'accès des fournisseurs aux données relatives aux clients aujourd'hui fournis aux tarifs réglementés. Cette situation favorise les fournisseurs historiques. La CRE a saisi pour avis l'Autorité de la concurrence à ce sujet.

Il est essentiel qu'aucun obstacle technique ne vienne freiner le processus de sortie des tarifs réglementés de vente et que les modalités pratiques en soient partagées par l'ensemble des acteurs. Les instances de concertation placées sous l'égide de la CRE devront examiner les procédures qui s'appliqueront au moment de la sortie des TRV et proposer les évolutions nécessaires à la réussite de ces échéances. Un groupe de travail dédié a été mis en place sur les modalités de communication et d'information vers les consommateurs concernés. Les premières propositions sont attendues avant la fin du 1^{er} semestre 2014.

La CRE a également engagé des actions d'information vers les fédérations et les regroupements d'entreprises et un travail d'élaboration d'outils d'information et de comparaison des offres en partenariat avec le médiateur national de l'énergie.

3.2. LE DISPOSITIF DE L'ARENH DEVRAIT PRENDRE FIN EN 2025

La loi portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (dite « loi NOME »), votée le 7 décembre 2010, et son décret d'application du

28 avril 2011, ont instauré le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique d'EDF (ARENH). Créé pour pallier l'existence d'une barrière à l'entrée pour les fournisseurs n'ayant pas accès à l'électricité de base⁽⁸⁾, ce dispositif a pour objectif de soutenir le développement de la concurrence.

Dans la limite d'un certain volume, c'est-à-dire environ 25% de la production d'électricité nucléaire d'EDF, la loi donne aux fournisseurs alternatifs le bénéfice d'accéder à cette production à des conditions économiques équivalentes à celles d'EDF. La loi prévoit la disparition du dispositif de l'ARENH en 2025. À cette échéance, les acteurs auront dû trouver d'autres moyens pour s'approvisionner en électricité de base de manière compétitive, en construisant par exemple de nouvelles capacités de production ou en concluant des contrats de long terme avec des producteurs.

3.3. LES TARIFS À EFFACEMENT DEVRAIENT ÊTRE RELANCÉS POUR L'ENSEMBLE DES FOURNISSEURS

Le système électrique français se caractérise par une consommation de pointe très élevée. Cette pointe connaît une progression depuis 40 ans. Elle est génératrice d'investissements supplémentaires dans les réseaux et la production et nécessite le recours à des moyens de production émetteurs de CO₂. Dans ce contexte, la France a mis en place dès les années 80 des tarifs incitant les consommateurs à réduire leur consommation lors des périodes de forte demande. Ces tarifs à effacement sont proposés aux entreprises et aux ménages par EDF et les entreprises locales de distribution. Ils sont plus élevés que les tarifs standard pendant quelques jours par an et offrent en contrepartie un niveau avantageux le reste de l'année. Techniquement, EDF utilise un signal hertzien (« le signal 175 Hz ») pour informer ses clients des jours pendant lesquels l'électricité leur sera facturée plus chère et les inciter à s'effacer.

Or, malgré l'intérêt de tels tarifs pour maîtriser la pointe électrique, le volume d'effacement disponible n'a cessé de diminuer depuis 1996, passant de 6 GW à 2 GW. Cette réduction s'explique en

LA FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE REPRÉSENTE UNE ÉVOLUTION IMPORTANTE VERS UNE OUVERTURE RÉELLE DU MARCHÉ DES PROFESSIONNELS À LA CONCURRENCE.

8 – « Sans régulation de la base produite par le parc historique, les fournisseurs concurrents d'EDF n'ont pas les moyens de concurrencer l'opérateur historique par des offres compétitives aux consommateurs finals. » Rapport de la Commission sur l'organisation du marché de l'électricité, Champsaur, avril 2009 : p.10

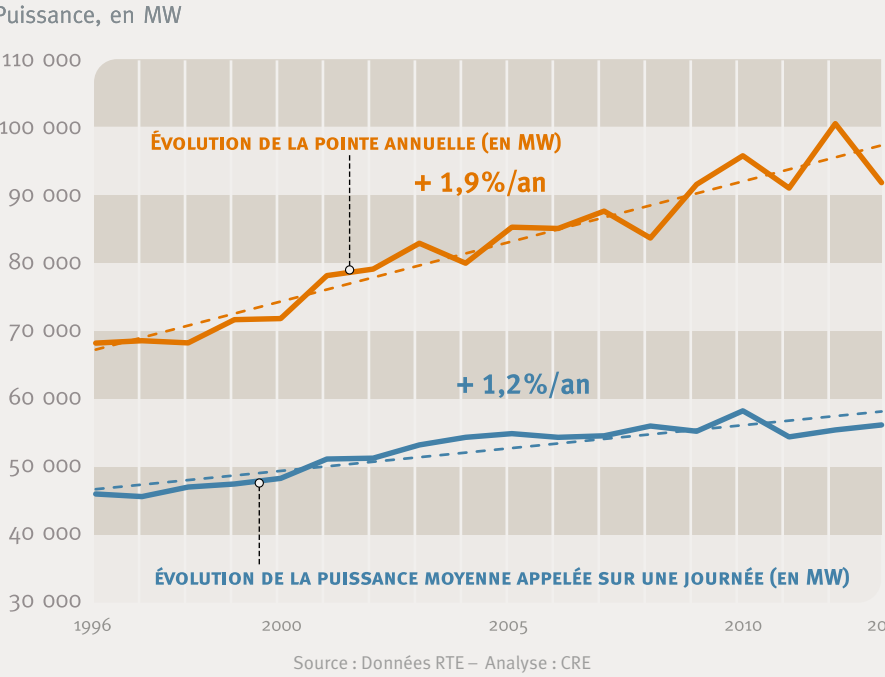


Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel s'éteindront le 1^{er} janvier 2015 pour les consommateurs non résidentiels dont le niveau de consommation est supérieur à 200 MWh/an, comme par exemple les bureaux de plus de 1 600 m².
© iStock

L'EXTINCTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ NATUREL POUR LES CLIENTS NON RÉSIDENTIELS : UN CALENDRIER EN PLUSIEURS ÉTAPES

Date de fin des TRV	Catégories professionnelles concernées	Exemples
Trois mois après la promulgation de la loi consommation soit le 18 juin 2014	- Très gros consommateurs professionnels raccordés au réseau de transport - Entreprises locales de distribution dont le niveau de consommation est supérieur à 100 000 MWh/an	
1 ^{er} janvier 2015	Consommateurs non résidentiels dont le niveau de consommation est supérieur à 200 MWh/an Syndicats de copropriété, éventuellement représenté par le syndic ou le propriétaire unique d'un immeuble à usage principal d'habitation (bailleur social) dont le niveau de consommation est supérieur à 200 MWh/an	Supermarchés, bureaux dont la surface dépasse 1 600 m², établissements scolaires (collèges/lycées), maisons de retraite, bâtiments hospitaliers, sites industriels Grandes copropriétés dont la consommation moyenne peut atteindre 1 GWh/an
1 ^{er} janvier 2016	Professionnels dont le niveau de consommation est supérieur à 30 MWh/an Syndicats de copropriété, éventuellement représenté par le syndic ou le propriétaire unique d'un immeuble à usage principale d'habitation (bailleur social) dont le niveau de consommation est supérieur à 150 MWh/an Entreprises locales de distribution dont le niveau de consommation est inférieur à 100 000 MWh/an	PME : restaurants, bureaux de plus de 150 m², ateliers, commerce de proximité de type supermarché de petite surface Syndics d'immeubles gérant au-delà de 15 à 20 logements

Évolution de la pointe nationale de consommation et de la puissance moyenne de 1996 à 2013



CONSUMMATEURS : UN MARCHÉ DE L'ÉNERGIE COMPLEXE À APPRÉHENDER

Le système électrique français se caractérise par une consommation de pointe très élevée. En progression depuis 40 ans, cette pointe est génératrice d'investissements supplémentaires dans les réseaux et la production et nécessite le recours à des moyens de production émetteurs de CO₂. Le compteur Linky permettra de développer de nouvelles offres à effacement.

partie par un mauvais calibrage des tarifs à effacement, dont le niveau ne permettait pas de couvrir intégralement les coûts des opérateurs.

Le compteur Linky permettra de développer de nouvelles offres à effacement. Le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie a souhaité relancer les tarifs à effacement avant le déploiement complet du compteur évolué, qui n'est pas attendu avant 2021. Ils feront l'objet d'une nouvelle grille tarifaire et pourront désormais être proposés par les fournisseurs alternatifs à leurs clients.

Un groupe de concertation sera mis en place sous l'égide de la CRE à ce sujet, comme l'a souhaité le ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie dans sa communication du 9 juillet 2013. Les travaux menés durant le premier semestre 2014 consisteront à examiner les modalités pratiques d'activation du signal 175 Hz par RTE (responsabilité éventuellement à terme partagée avec les gestionnaires de réseaux de distribution) et devront conduire à proposer des règles et les procédures adéquates permettant à tous les fournisseurs de proposer des offres à effacement à partir de l'été 2014.

4. DES SITUATIONS PARTICULIÈRES APPELLENT UN TRAITEMENT SPÉCIFIQUE

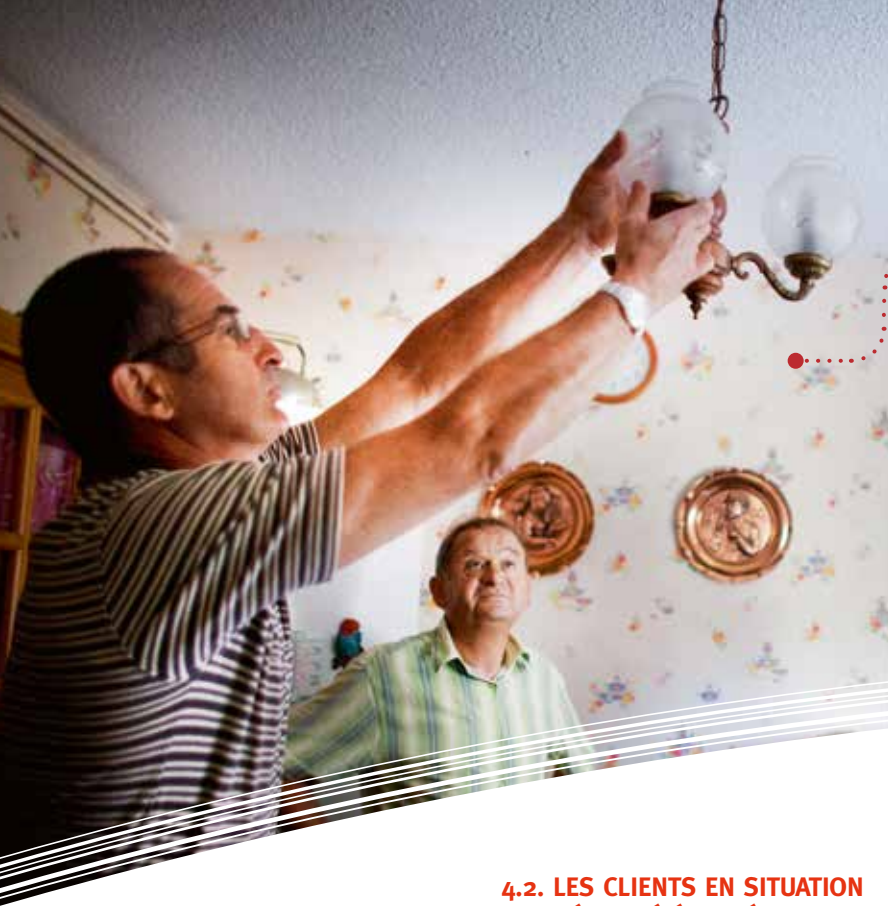
4.1. L'EXTINCTION DES TARIFS RÉGLEMENTÉS POURRAIT ENGENDRER DES CLIENTS « ORPHELINS »

Certains clients, qu'ils soient au tarif réglementé de vente ou en offre de marché, sont confrontés à des situations, généralement liées à leur situation financière, dans lesquelles ils ne trouvent pas de fournisseur. Il faut rappeler que le refus de vente n'est pas interdit pour cette catégorie de clientèle, qui recouvre aussi bien des entreprises que du résidentiel collectif.

Avec l'extinction des tarifs réglementés, un grand nombre de clients devront, dans des délais restreints, souscrire une offre de marché. Cet afflux de sollicitations auprès des fournisseurs pourrait conduire à une multiplication du phénomène de « clients orphelins », certains clients risquant en effet ne pas disposer d'offre de fourniture à l'issue de la période du contrat « par défaut » prévu par la loi relative à la consommation. Consciente de ce risque, la CRE a engagé une réflexion visant à proposer un dispositif de fournisseur de dernier recours permettant de répondre à ces situations.



-10 % PLUS FORTE DIFFÉRENCE ENREGISTRÉE EN 2012 ENTRE UNE OFFRE DE MARCHÉ ET LE TARIF RÉGLEMENTÉ DE VENTE (TTC) POUR UN CLIENT RÉSIDENTIEL À PARIS SE CHAUFFANT AU GAZ ET CONSOMMANT 17 MWH PAR AN.



La loi prévoit une obligation pour les fournisseurs d'électricité, de gaz naturel ou de chaleur de transmettre à la CRE et au médiateur national de l'énergie des informations sur les interruptions de fourniture ou les réductions de puissance auxquelles ils procèdent en cas d'impayés.

© EDF – Laurent Vautrin

4.2. LES CLIENTS EN SITUATION DE PRÉCARITÉ ÉNERGÉTIQUE BÉNÉFICIENT D'AMÉNAGEMENTS

4.2.1. Les tarifs sociaux ont été étendus

Les tarifs sociaux de l'énergie sont le tarif de première nécessité (TPN) en électricité, financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), et le tarif spécial de solidarité (TSS) en gaz, financé par la contribution au tarif spécial de solidarité (CTSS). Peut en bénéficier toute personne justifiant d'un contrat de fourniture d'énergie actif et dont les revenus sont inférieurs au plafond de ressources ouvrant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé ou dont le revenu fiscal de référence est inférieur à 2175 euros par part. Depuis 2012, les fournisseurs identifient automatiquement les bénéficiaires potentiels. Les ayants-droit reçoivent alors une attestation leur indiquant que, sauf refus formel de leur part, ils bénéficieront des tarifs sociaux.

Depuis 2013⁽⁹⁾, le TPN et le TSS sont proposés par tous les fournisseurs d'électricité et de gaz. Ils prennent la forme d'une déduction forfaitaire qui varie selon la consommation et le nombre de personnes du foyer. Les bénéficiaires des tarifs sociaux ont en outre droit à la gratuité de la mise en service, ainsi qu'à un abattement de 80% du coût du déplacement suite à une interruption de fourniture du fait d'un défaut de paiement. Toutefois, la CRE souligne que la procédure d'attribution des tarifs sociaux reste excessivement

complexe, au regard du nombre d'acteurs qu'elle fait intervenir (fournisseurs, organismes agissant pour le compte des fournisseurs, gestionnaires de réseaux de distribution, organismes d'assurance maladie, administration fiscale, gestionnaires de résidences sociales) et des nombreux flux d'informations qui transitent entre eux. Cette procédure engendre, par conséquent, des surcoûts de gestion importants au regard du montant des réductions consenties. Ainsi 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.

4.2.2. Les interruptions de fourniture d'énergie ont été interdites en cas d'impayés

La 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 dite « loi Brottes » a interdit les interruptions de fourniture pour non-paiement des factures de la fourniture d'électricité, de chaleur, de gaz de la résidence principale, y compris par résiliation de contrat, entre le 1^{er} novembre de chaque année et le 15 mars de l'année suivante. Seules les réductions de puissance restent possibles pendant cette « trêve hivernale », sauf pour les consommateurs bénéficiant du tarif de première nécessité.

La même loi prévoit également une obligation pour les fournisseurs d'électricité, de gaz naturel ou de chaleur de transmettre à la CRE et au

médiateur national de l'énergie des informations sur les interruptions de fourniture ou les réductions de puissance auxquelles ils procèdent en cas d'impayés.

Dans le projet de décret qui lui a été soumis, et sur lequel elle a rendu un avis favorable le 13 novembre 2013, la CRE a recommandé que ces informations lui soient transmises tous les trois mois et qu'elles soient identifiées par niveau d'abonnement des clients. Elle a également recommandé que la réduction de puissance soit restreinte à 2 kVA pour les clients ayant un abonnement de 3 kVA, les autres niveaux de réduction de puissance restant applicables aux clients ayant un abonnement supérieur ou égal à 6 kVA.

Par ailleurs, la CRE a souhaité attirer l'attention du Gouvernement sur les difficultés associées à une accumulation d'impayés pendant la trêve hivernale. En l'absence de solution permettant de traiter les situations des consommateurs les plus fragiles, de nombreuses interruptions de fourniture risquent en effet de survenir au sortir de cette période.

4.3. LA FACTURE DES ENTREPRISES FORTEMENT CONSOMMATRICES D'ÉNERGIE EST EXAMINÉE PAR LA CRE

Pour certaines industries (métallurgie, chimie, bois / papier, etc.), la maîtrise de la facture d'énergie est un facteur-clé de compétitivité. La CRE a publié en juin 2013 une analyse de la compétitivité des entreprises intensives en énergie, proposant une comparaison entre la France et l'Allemagne.

4.3.1. Les électro-intensifs

Sur la facture d'électricité des clients électro-intensifs, la part énergie, qui correspond à l'approvisionnement en électricité, est significativement supérieure aux autres composantes que sont le transport, la distribution, la commercialisation et les taxes. Elle peut représenter plus des 4/5^e de la facture pour un industriel français. Des mécanismes permettent d'alléger la facture de ces entreprises intensives en énergie, comme l'exonération des frais de réseau en Allemagne, le plafonnement

des taxes et l'interruptibilité en France comme en Allemagne. Certaines exonérations existant en Allemagne font l'objet de procédures d'enquête de la Commission européenne.

En France, la part énergie de la facture d'un industriel dépend pour sa plus grande partie de l'ARENH, dont les volumes d'allocation et le prix sont établis conformément au cadre législatif et réglementaire, et reflètent les conditions techniques et économiques de fonctionnement du parc nucléaire historique d'EDF. En revanche, en Allemagne, cette part dépend essentiellement du niveau des prix du marché de gros de l'électricité, dont la volatilité est élevée. À titre d'illustration, alors qu'en Allemagne la part énergie en 2013 s'établissait à un niveau significativement supérieur à celle observée en France, ces deux parts sont très proches sur l'année 2014. Cela résulte de la diminution des prix sur le marché de gros allemand tandis que l'ARENH est resté stable : la moyenne arithmétique des prix du produit de base calendaire 2013 échangés sur le marché de gros allemand en 2012 s'est établie autour de 49 €/MWh alors que, pour l'année suivante, le prix est tombé à 39 €/MWh. Le prix de l'ARENH est resté à égal à 42 €/MWh sur cette même période 2013-2014. En conséquence, alors qu'entre 2013 et 2014, les industriels électro-intensifs allemands ont pu voir leur facture diminuer d'environ 10 €/MWh, celle de leurs homologues français est restée stable.

À court terme, la tendance à la chute du niveau des prix du marché de gros de l'électricité sur le marché allemand en 2014 et 2015 devrait permettre aux industries intensives en énergie allemandes de bénéficier d'un prix de l'énergie plus compétitif, pour autant que les exonérations de taxes et de frais de réseau soient maintenues.

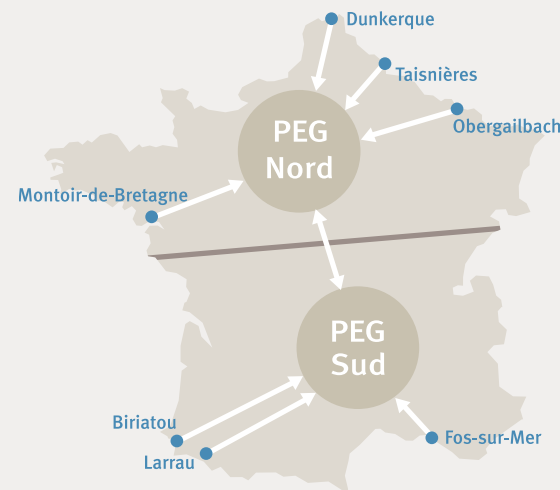
4.3.2. Les gazo-intensifs et les clients en zone sud

La situation spécifique des consommateurs gazo-intensifs est prise en compte dans le code de l'énergie depuis la loi du 16 juillet 2013 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne dans le domaine du développement durable. L'activité et la compétitivité de ces consommateurs sont impactées par les prix du gaz, dans un contexte de

LA CRE A PUBLIÉ EN JUIN 2013 UNE ANALYSE DE LA COMPÉTITIVITÉ DES ENTREPRISES INTENSIVES EN ÉNERGIE, PROPOSANT UNE COMPARAISON ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE.

9 – Décret n° 2013-1031 du 15 novembre 2013

Tension Nord/Sud sur le marché spot du gaz en France



Écart moyen PEG Sud-PEG Nord sur la bourse Powernext Gas Spot :
+ 0,16 €/MWh en 2011
+ 2,74 €/MWh entre le 1^{er} avril et le 31 août 2012
+ 7,62 €/MWh le 24 juillet 2012

L'écart de prix entre le Point d'Échange de Gaz (PEG) Nord et le PEG Sud sur le marché spot du gaz en France a fortement augmenté depuis le 1^{er} avril 2012, le prix au PEG Sud étant plus élevé.



3 QUESTIONS À...

FRANÇOISE THIEBAULT
SECRÉTAIRE GÉNÉRALE DES
ASSOCIATIONS FAMILIALES
LAÏQUES DE PARIS,
MEMBRE DU CONSEIL
SUPÉRIEUR DE L'ÉNERGIE

Le terme de « consommateur » recouvre des réalités très différentes. Qui sont ceux qui s'adressent à l'AFL Paris ?

Notre permanence de défense des consommateurs reçoit des personnes qui sont en conflit avec un professionnel ou une administration. En matière d'énergie, cela se concrétise par exemple par des demandes d'information sur les tarifs sociaux (certaines personnes sont passées entre les mailles des fichiers nationaux), des réclamations (factures, menaces de coupure, échéanciers irréalistes, etc.), et aussi, lorsque c'est la situation globale de la personne qui est analysée, par la mise en place de droits sociaux : allocation logement, CMUC, minimum vieillesse, tarifs sociaux de l'énergie. Cette approche nécessite patience et disponibilité. C'est en leur parlant et en gagnant la confiance des consommateurs que se révèlent les divers éléments nécessaires à une bonne prise en charge.

Quel regard portez-vous sur l'ouverture à la concurrence des marchés de détail ? Quelles ont été les évolutions de votre point de vue en 2013 ?

Même si les offres gaz deviennent plus intéressantes, la baisse des prix que devait engendrer l'ouverture

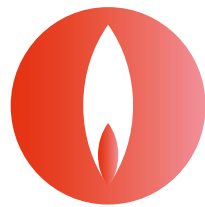
« FORCE EST DE CONSTATER QUE LES CONSOMMATEURS NE SE SONT TOUJOURS PAS APPROPRIÉ LA NOUVELLE DONNE. »

des marchés de détail n'est pas au rendez-vous. Et nous le savons : les prix, en particulier pour l'électricité, ne pourront qu'augmenter ! La réglementation souffre d'un déficit de vision globale. Chacun travaille dans son domaine spécifique : CRE, DGEC, DGCCRF, etc. tout est cloisonné. L'approche réglementaire est bien éloignée de la réalité sociale. Le monde politique, après avoir légiféré, ne respecte pas toujours ce qu'il a lui-même engendré. 2013, c'est d'abord la loi Brottes, qui instaure une trêve hivernale dont les effets sont incertains, et qui va mettre en place des « opérateurs d'effacement », rémunérés via la CSPE, dont les petits consommateurs ne tireront aucun bénéfice. C'est aussi la progression des projets de compteurs communicants, dont les réseaux ont besoin. En tant que citoyens, nous nous en félicitons. En tant que consommateurs, nous regrettons que la maîtrise de la demande en énergie n'ait pas été plus favorisée. Ce qu'a mis en œuvre London Electricity aurait dû l'être en France.

Le manque d'information des consommateurs sur le sujet est l'un des facteurs qui freinent l'ouverture des marchés. Quel sont vos initiatives, vos attentes ou vos recommandations en la matière ?

Force est de constater que les consommateurs ne se sont toujours pas approprié la nouvelle donne. Mais comment les consommateurs peuvent-ils comprendre pourquoi ils reçoivent des factures rétroactives ?

Comment peuvent-ils s'y retrouver dans les offres commerciales qui se multiplient ? Six ans après l'ouverture du marché aux particuliers, le budget énergie est en augmentation permanente, et les consommateurs sont plus perdus que jamais. Notre rôle est d'informer, dans nos permanences, ou en réalisant et diffusant des plaquettes simples, ou via le périodique envoyé à nos adhérents. Il est aussi de sensibiliser aux économies d'énergie, ce que nous faisons autant que possible sous forme ludique. Il est enfin de défendre les consommateurs qui rencontrent des difficultés avec leurs fournisseurs. Ce travail de fourmi doit être amplifié et doté de moyens puissants. Pour construire l'avenir, il faut comprendre où on en est aujourd'hui. Les chaînes publiques de télévision, dont les missions sont « d'informer, éduquer et distraire », devraient être mobilisées sur les enjeux énergétiques, et la nécessité de bien faire comprendre à chacun ce qu'il peut faire à son niveau. La CRE a pour mission de « concourir, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ». En ce sens, nous souhaiterions de sa part une écoute plus attentive de ces consommateurs qui subissent plus qu'ils ne peuvent agir. ▶



-2 %
BAISSE DE LA
FACTURE TTC DE
GAZ SUR L'ANNÉE
2013
POUR UN CLIENT
RÉSIDENTIEL
AU TARIF RÉGLEMENTÉ
DE VENTE SE CHAUFFANT
AU GAZ
ET CONSOMMANT
17 MWh PAR AN.

marché marqué par des prix de gros significativement plus élevés et volatils dans le Sud de la France que dans le Nord.

En effet, l'écart de prix entre le Point d'Échange de Gaz (PEG) Nord et le PEG Sud sur le marché spot du gaz en France a fortement augmenté depuis le 1^{er} avril 2012, le prix au PEG Sud étant plus élevé. Sur la bourse Powernext Gas Spot, l'écart day-ahead a dépassé à plusieurs reprises le niveau de 6 €/MWh entre le 1^{er} avril et le 31 août 2012. Ce phénomène s'est accompagné d'une volatilité très importante des prix au PEG Sud, lesquels ont varié jusqu'à plus de 5 €/MWh au sein d'une même journée.

Les premières analyses de la CRE montrent que cette déconnexion répond principalement au contexte mondial des marchés du gaz (GNL) mais aussi à une tension structurelle dans l'approvisionnement de la zone Sud⁽¹⁰⁾.

En application de l'article L. 461-1 du code de l'énergie, la CRE a défini, dans sa délibération du 17 octobre 2013, des conditions particulières d'accès au réseau de transport de gaz naturel pour les consommateurs gazo-intensifs situés dans le Sud de la France.

Ces sites bénéficient, dans le cadre du processus d'allocation des capacités à la liaison Nord-Sud, d'un accès prioritaire à une partie des capacités de transport de gaz du Nord vers le Sud (40 GWh/j de capacité ferme et 23 GWh/j de capacité interrup-

tible) au tarif régulé (0,57 €/MWh). Les demandes des consommateurs gazo-intensifs du Sud lors de l'allocation de ces capacités ont été de 92 GWh/j. Les besoins des consommateurs gazo-intensifs sont donc couverts au prix régulé à hauteur de 55 % (en supposant une disponibilité des capacités interruptibles de 50 %).

Sur le reste de leur consommation, les consommateurs gazo-intensifs bénéficieront, comme les autres utilisateurs des réseaux au Sud, de la redistribution des excédents de recettes d'enchères. Au global, pour un consommateur gazo-intensif moyen du Sud, le différentiel de prix par rapport au Nord sera donc, sur la base des prix issus des enchères, d'environ 1,3 €/MWh en 2015 (0,57 €/MWh sur 55 % de sa consommation et 2,2 €/MWh pour les 4 % restants).

À plus long terme, la CRE a fixé l'objectif d'une place de marché commune française unique en 2018 afin d'améliorer le fonctionnement du marché dans le Sud de la France. La création de ce PEG France unique permettra de supprimer les différentiels de prix entre le Nord et le Sud de la France et de converger ainsi vers un prix du gaz unique sur l'ensemble du territoire. Elle améliorera l'efficacité du marché de gros français du gaz, en simplifiant l'accès au marché des utilisateurs des réseaux de transport, en concentrant la liquidité sur une place de marché unique et en mettant en concurrence directe les sources d'approvisionnement en gaz. Avant cette échéance, un PEG commun sera créé pour les zones d'équilibrage GRTgaz Sud et TIGF au 1^{er} avril 2015.

10 – Délibération du 29 mai 2013 portant communication sur la formation des prix du gaz au Sud de la France.

ANNEXES

– LES RAPPORTS THÉMATIQUES EN 2013	p. 123
– LES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS EN 2013	p. 129
– LES PRINCIPALES DÉCISIONS DU CoRDîS DE 2013	p. 137
– GLOSSAIRE	p. 141
– SIGLES	p. 151

LES RAPPORTS THÉMATIQUES EN 2013



Fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du gaz naturel et du CO₂ (2012-2013)

Paru en décembre 2013

Pourquoi ce rapport ?

Dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie, la CRE s'assure que les prix sur ces marchés sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques. 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 décembre 2013 son 6^e rapport annuel sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel. Il présente l'évolution de ces marchés en 2012 et au premier semestre 2013 et rend compte des activités de surveillance de la CRE. Il fait également état des investigations closes ou en cours sur les comportements de certains acteurs ou à l'occasion d'événements de marché, comme le pic de prix en électricité de février 2012. Le rapport consacre un nouveau chapitre à la mise en œuvre du règlement européen REMIT du 25 octobre 2011, relatif à l'intégrité et à la transparence du marché de gros de l'énergie, qui traite en particulier la phase d'enregistrement des acteurs, la collecte des données et les compétences d'enquête et de sanction au niveau national.

Sur les marchés de gros en électricité, les analyses de la CRE montrent que les prix sur les marchés ont fortement baissé en raison de la diminution du prix du charbon et du CO₂, conjuguée à l'influence du développement des énergies renouvelables. À l'inverse, les prix du gaz en Europe sont en augmentation, soutenus par les prix élevés des produits pétroliers et par la forte demande asiatique en gaz naturel liquéfié (GNL). Le marché français a été marqué en particulier par des prix élevés en zone Sud, qui connaît des tensions dans son approvisionnement, notamment du fait de la diminution des arrivées de GNL. Enfin, sur le marché du carbone, dans un contexte de passage de la phase II à la phase III du Système communautaire d'échange de quotas d'émission, les prix du CO₂ ont atteint un niveau particulièrement bas, notamment du fait du surplus de quotas qui résulte d'un volume alloué plus important que le volume d'émissions réelles.



Fonctionnement des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel (2012-2013)
Paru en février 2013

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 l'État, et des offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs ou les fournisseurs historiques. 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

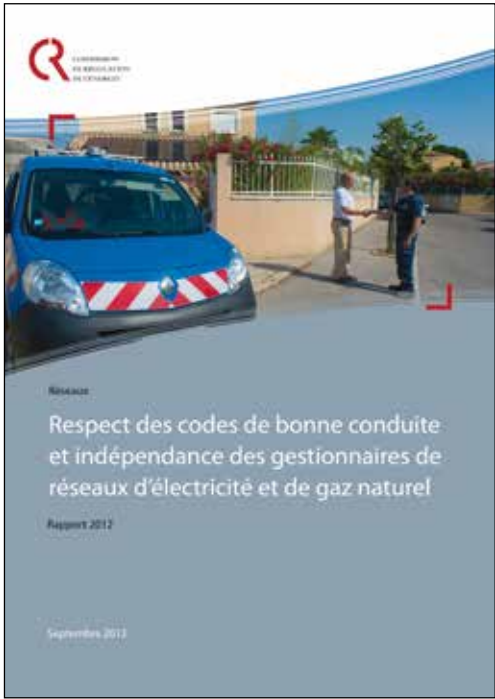
Le deuxième rapport de la CRE sur le marché de détail français de l'électricité et du gaz naturel couvre les années 2012 et 2013, voire au-delà pour certaines analyses. Il fait apparaître un développement progressif de la concurrence sur le marché de détail de l'électricité et du gaz. La dynamique concurrentielle, bien que plus limitée sur le marché de l'électricité, y évolue de façon favorable. Fin 2012, il est toujours largement dominé sur le segment des clients résidentiels par les tarifs réglementés de vente (93 % des sites), bien qu'en un an, environ 300 000 sites supplémentaires aient opté pour une offre de marché, pour la quasi-totalité par des fournisseurs alternatifs.

Pour les moyens et grands sites professionnels, les tarifs réglementés de vente jaunes et verts, qui disparaîtront au 31 décembre 2015, représentent toujours 94 % des sites à fin 2012, mais seulement 52 % des volumes.

Pour le gaz naturel, l'ouverture à la concurrence est nettement plus avancée. S'il est toujours largement dominé par les tarifs réglementés de vente (84 % des sites) chez les clients résidentiels, il existe néanmoins un déséquilibre similaire à l'électricité entre les grands sites professionnels et les petits sites de consommation. Sur le segment des clients professionnels raccordés au réseau de distribution (sites de petite taille et de taille moyenne), le marché est réparti entre tarifs réglementés de vente (42 % en volume), offres de marché des fournisseurs historiques (27 % en volume) et offres de marché des fournisseurs alternatifs (31 % en volume). Pour les grands sites professionnels raccordés au réseau de transport les tarifs réglementés de vente ne représentent plus que 14 % des sites et seulement 1 % des volumes fin 2012. Leur part de marché est encore en diminution par rapport à fin 2011 (19 % des sites et 3 % des volumes).

Ces évolutions traduisent notamment le développement d'offres de marché plus compétitives par rapport aux tarifs réglementés de vente, dans les deux énergies, ainsi que la meilleure connaissance de ces marchés par les consommateurs finals. L'exercice de la concurrence présente donc un réel intérêt économique pour les consommateurs. Toutefois, ce constat doit être nuancé : la structure et les niveaux de prix de certains tarifs réglementés de vente demeurent encore en deçà des coûts de l'opérateur historique, ce qui a pour conséquence de limiter le périmètre de développement des fournisseurs alternatifs.

Le développement de la concurrence sur les moyens de production permettrait l'émergence de fournisseurs alternatifs intégrés (production et fourniture) à l'image de l'opérateur historique. Ces fournisseurs pourraient ainsi diversifier leurs sources d'approvisionnement et, le cas échéant, proposer des offres plus compétitives à leurs clients finals. Mais la concurrence dans ce secteur demeure limitée, et les conditions économiques actuelles restent difficiles. Dans ce contexte de développement des marchés de détail, la CRE attache une importance accrue à la surveillance des comportements des acteurs, notamment en matière de transparence des prix et des offres. Cette activité sera encore renforcée à l'avenir, à l'approche de la disparition programmée des tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz naturel pour les clients professionnels.



Respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (2012-2013)
Paru en septembre 2013

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

Outre l'analyse des situations individuelles de chaque opérateur, ce rapport est structuré autour de quatre dossiers thématiques. Ceux-ci portent sur le traitement des réclamations par ERDF, sur les accords commerciaux et financiers entre ERDF et EDF, sur l'accès des fournisseurs aux réseaux des entreprises locales de distribution de gaz naturel et enfin sur le suivi de la certification des GRT. La CRE a réalisé, au début de 2013, un audit du processus de traitement des réclamations chez ERDF. Il a été constaté que les réponses formulées par ERDF aux réclamations étaient parfois rédigées dans un style peu compréhensible. ERDF a depuis décidé d'élaborer un guide et des lettres-types afin que des éléments de langage plus adaptés soient proposés aux agents chargés du traitement des réclamations. D'autres dysfonctionnements ont été constatés lors de cet audit : certaines pratiques d'ERDF conduisent parfois à ne pas apporter de réponse à une réclamation ou encore à biaiser le délai de traitement affiché par l'opérateur. Dans ce contexte, des mesures ont été proposées par ERDF pour corriger ces dysfonctionnements. La CRE veillera à leur mise en œuvre effective, qui devrait permettre d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs.

Un second audit a été réalisé chez ERDF pour analyser, à travers les accords commerciaux et financiers conclus avec la maison-mère EDF, le respect des règles d’indépendance qui s’appliquent au distributeur et à son actionnaire. À la suite des recommandations et demandes formulées par la CRE en conclusion de cet audit, ERDF a pris différents engagements pour consolider son indépendance : en particulier, la stratégie d’achat sera précisée et déclinée opérationnellement, l’administration de la messagerie électronique ne passera plus par des agents EDF, les flux de données échangés avec tout producteur ou tout fournisseur seront mieux documentés. La CRE sera attentive à la mise en œuvre progressive de ces avancées. Toutefois, des difficultés sérieuses subsistent en ce qui concerne, d’une part, des instructions données par EDF à ERDF et, d’autre part, une coordination privilégiée entre EDF et ERDF dans le domaine de la communication. La CRE a donc demandé à ERDF et à son actionnaire de prendre les mesures appropriées et de lui fournir dans les meilleurs délais les explications qu’appellent ces constats.

Les conclusions et recommandations issues de ces deux audits réalisés chez ERDF pourront également intéresser les autres GRD pour qui la CRE n’a pas encore pu mener une analyse comparable.

La CRE a par ailleurs analysé en 2012 les freins à l’ouverture du marché de gaz naturel sur le territoire de desserte des entreprises locales de distribution où le développement de la concurrence est quasiment nul sur le segment résidentiel et très faible sur le segment non résidentiel. La plupart des fournisseurs alternatifs sont en effet absents de ces zones. L’analyse approfondie réalisée chez les ELD de gaz naturel Régaz-Bordeaux et Réseau GDS n’a pas révélé de pratique discriminatoire de la part de ces GRD. Toutefois, une plus grande convergence des différents systèmes d’information et des différents modèles contractuels utilisés, ainsi qu’une meilleure information des fournisseurs sur leurs évolutions semblent nécessaires pour développer la concurrence entre fournisseurs sur ces territoires. La fin programmée des tarifs réglementés de vente de gaz naturel pour les clients professionnels rend indispensable des progrès rapides dans la convergence des pratiques des GRD et constitue une opportunité pour le développement de la concurrence sur le territoire des ELD. Dans cette perspective, la CRE prévoit de faire évoluer les instances de concertation sous son égide afin de traiter ces sujets et demande aux ELD de gaz naturel de mettre en œuvre certaines mesures détaillées dans le dossier consacré à ce sujet dans le présent rapport.

Enfin, au cours des 18 mois qui ont suivi l’octroi de la certification en janvier 2012, les gestionnaires de réseaux de transport ont soumis à l’approbation du régulateur 58 accords commerciaux et financiers et prestations de service. Ces accords, conclus avec des sociétés du même groupe, ont été analysés pour s’assurer de leur conformité aux dispositions du code de l’énergie et, notamment, de l’absence de tout financement croisé indu entre activités concurrentielles et activités régulées sous monopole.



Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d’ERDF
Paru en septembre 2013

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. L’objectif est double : d’une part, s’assurer que les utilisateurs bénéficient d’un bon niveau de qualité en contrepartie des tarifs d’accès aux réseaux et, d’autre part, inciter les opérateurs à élever leur qualité de service tout en répondant aux objectifs de productivité prévus par les décisions tarifaires de la CRE.

Conclusions
Le 4^e rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et de distribution d’électricité de la CRE dresse le bilan des performances des opérateurs du 1^{er} juillet 2011 au 31 décembre 2012. Elle met l’accent sur quatre domaines clés :
• les interventions des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel et d’électricité auprès des consommateurs finals ;
• le raccordement des utilisateurs au réseau public de distribution d’électricité par ERDF ;

• les données des gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel nécessaires à la facturation par les fournisseurs des consommateurs finals relevés semestriellement ;
• les données mises à disposition par les transporteurs de gaz naturel nécessaires à l’équilibrage des expéditeurs.
La CRE a constaté des progrès notables sur la qualité de service rendu aux utilisateurs par les opérateurs nationaux et les entreprises locales de distribution.

Elle a cependant soulevé des points d’amélioration. Ceux-ci portent sur les délais d’envoi des propositions de raccordement aux réseaux publics de distribution d’électricité et sur le respect des délais de mise en exploitation des ouvrages. Par ailleurs, les distributeurs d’électricité comme de gaz naturel doivent porter leurs efforts sur leurs délais d’intervention auprès des consommateurs pour les mises en service et les mises hors service. Pour mener ses analyses, la CRE a établi une série d’indicateurs. Certains font l’objet d’incitations financières, avec l’attribution de bonus ou de pénalités aux opérateurs, en fonction de l’atteinte d’objectifs fixés par la CRE. Les conclusions de ce rapport ont été prises en compte pour mettre à jour les dispositifs de régulation incitative de la qualité de service prévus dans les tarifs de ces opérateurs fixés par la CRE. La régulation incitative portant sur la qualité de service a un double objectif : d’une part, s’assurer que les utilisateurs bénéficient d’un bon niveau de qualité en contrepartie des tarifs d’accès aux réseaux et, d’autre part, inciter les opérateurs à élever leur qualité de service tout en répondant aux objectifs de productivité prévus par les décisions tarifaires de la CRE.



Échanges d'électricité aux frontières : utilisation et gestion des interconnexions en 2012
Paru en juillet 2013

Pourquoi ce rapport ?

Le choix des mécanismes de gestion et d'utilisation des interconnexions déployés sur chaque frontière est déterminant pour l'optimisation de l'utilisation des interconnexions. La CRE, acteur du processus de construction du marché unique européen de l'électricité, a pour mission d'approuver les règles de calcul des capacités d'échanges et d'accès aux interconnexions qui permettent la mise en œuvre des différents modèles-cibles européens de gestion des interconnexions. Plusieurs d'entre eux ont d'ailleurs été introduits à son initiative. La CRE est également en charge de l'évaluation de l'efficacité de ces règles et de la gestion des interconnexions.

Conclusions

Les coûts d'approvisionnement en électricité devraient diminuer de 110 M€ par an grâce aux projets de couplage de marchés en journalier soutenus par la CRE. Le rapport note également une augmentation de 50% des échanges infrajournaliers d'électricité aux frontières françaises.

Les interconnexions permettent d'utiliser les sources de production les moins chères à l'échelle européenne. Le couplage de marché, qui correspond à la mise en commun des carnets d'offres et de demandes d'électricité de deux ou plusieurs marchés nationaux et qui permet d'allouer automatiquement la capacité d'interconnexion disponible lorsqu'un échange transfrontalier est conclu, optimise l'utilisation de ces interconnexions en la coordonnant avec la sélection des offres de production. Dans ce cadre, la CRE soutient les projets d'extension de ce mécanisme, déjà en place avec le Benelux et l'Allemagne depuis 2010, à la Grande-Bretagne, l'Espagne, l'Italie et la Suisse. Cette extension devrait permettre une économie de l'ordre de 110 M€ par an, au bénéfice des consommateurs.

Les interconnexions facilitent en outre l'intégration des énergies renouvelables au système électrique : elles permettent de tirer profit du foisonnement de ces productions variables et de mutualiser les sources de flexibilité disponibles en Europe. Ceci s'est notamment traduit entre 2011 et 2012 par une augmentation de 50 % des échanges infrajournaliers aux frontières françaises, grâce à la mise en place de nouveaux mécanismes à cette échéance de temps. Cette tendance se poursuit depuis début 2013, avec une augmentation de 14 % à l'échelle annuelle, par rapport à 2012.

Les interconnexions contribuent également à assurer la sécurité d'approvisionnement. Les capacités d'importation, qui représentent 8 à 10 % de la consommation maximale, facilitent le passage des pointes de consommation, comme celle qui a pu être observée pendant la vague de froid du 8 février 2012 (102 GW appelés à 19 h). Sur cette même heure, 87 % des 9 500 MW disponibles à l'import ont été utilisés. Les projets en cours pour améliorer ces mécanismes à toutes les frontières, permettront une optimisation complète de l'utilisation des infrastructures transfrontalières (qui à titre d'exemple se serait traduite par 100 % d'imports le 8 février 2012 à 19 h).

La France a été globalement exportatrice en 2012 comme les années précédentes (15 % de la consommation nationale). Elle a été néanmoins importatrice nette pendant 6 % des heures. ▀

LES PRINCIPALES DÉLIBÉRATIONS EN 2013

23 JANVIER 2013

Composition du dossier de demande de certification des sociétés gestionnaires de réseau de transport d'électricité ou de gaz

Les articles L. 111-3 et suivants du code de l'énergie définissent la procédure d'examen et de réexamen par la CRE de la certification des sociétés gestionnaires de réseau de transport et transposent ainsi les directives 2009/72/CE et 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel.

En application de l'article L.111-3 du code de l'énergie, la composition du dossier de demande de certification des sociétés gestionnaires de réseau de transport d'électricité ou de gaz a été fixée par une délibération de la CRE du 12 mai 2011.

Le 26 janvier 2012, la CRE a adopté trois délibérations portant certification des trois sociétés gestionnaires de réseau de transport RTE, GRTgaz et TIGF.

La délibération du 23 janvier 2013 a modifié la délibération du 12 mai 2011 pour prendre en compte l'hypothèse d'une évolution du capital des sociétés gestionnaires de réseau de transport déjà certifiées, ou le cas échéant, la création de nouvelles sociétés gestionnaires de réseau de transport sur le territoire français.

Cette délibération, qui se substitue à celle du 12 mai 2011, rappelle ainsi les procédures d'instruction des demandes de certification et précise la composition du dossier de demande de certification.

25 AVRIL 2013

Décision sur les 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

En application du 2°, de l'article L 134-1 du code de l'énergie, la CRE précise les conditions de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité qui s'appliquent à l'ensemble des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité.

Dans ses deux précédentes délibérations du 11 juin 2009 et du 18 novembre 2010 sur le même objet, la CRE entendait réguler les pratiques des gestionnaires de réseaux en matière d'entrée et de maintien en file d'attente des demandeurs. La Commission voulait éviter que des projets incertains n'immobilisent la capacité d'injection disponible, au préjudice de projets plus avancés arrivés ultérieurement.

Elle avait également constaté que les procédures de traitement des demandes de raccordement demeuraient insuffisantes pour assurer un traitement transparent, objectif et non-discriminatoire de l'accès aux réseaux. Dans sa délibération du 11 juin 2009, la CRE a donc décidé d'encadrer les conditions de raccordement de l'ensemble des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité.

En 2013, la Commission constate que les attentes des producteurs se concentrent désormais sur l'obligation de résultat des gestionnaires de réseaux quant au respect des délais d'étude et de réalisation des raccordements et d'information des demandeurs de raccordement tout au long du traitement de leurs demandes.

La délibération du 25 avril 2013, remplaçant celles du 11 juin 2009 et du 18 novembre 2010, établit de nouvelles règles pour améliorer la procédure de

traitement hiérarchisé des demandes de raccordement. En outre, des mesures incitatives fixées en application de l'article L 341-3 du code de l'énergie prévoient le versement de pénalités, notamment lorsque le gestionnaire de réseaux dépasse les délais de transmission au demandeur de la proposition technique et tarifaire.

Enfin, cette décision s'applique à tous les types de raccordement, y compris aux demandes de raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables d'une puissance inférieure ou égale à 3 kVA.

25 AVRIL 2013
Décision relative aux procédures de raccordement aux réseaux de transport de gaz français

Cette délibération fait suite à une décision du 29 avril 2011 dans laquelle le CoRDiS a demandé à GRTgaz d'établir et de rendre public un projet de procédure de raccordement afin de permettre aux utilisateurs de disposer de l'ensemble des informations nécessaires à leur raccordement.

L'article L.134-2-3° du code de l'énergie confie à la CRE le soin de préciser les règles concernant les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel. Dans ce cadre, la CRE a organisé une consultation publique sur les projets de procédures de raccordement qui lui ont été soumis par GRTgaz et par TIGF pour les trois catégories de clients à raccorder (GRD, consommateurs industriels et producteurs de biométhane). Ces procédures ont été établies après une concertation organisée au sein de groupes de travail (Concertation Gaz et GT injection).

La délibération précise les principes et modalités de la procédure de raccordement : les étapes et dénominations des procédures de GRT gaz et de TIGF doivent ainsi être identiques, le porteur de projet doit pouvoir être représenté par un mandataire, l'étape de l'étude préliminaire est facultative et au choix du client, l'étude approfondie peut, quant à elle, être scindée en deux phases distinctes.

La décision de la CRE est également venue encadrer le calendrier de la procédure en fixant des délais maximaux pour la réalisation des études préliminaires et approfondies.

Enfin, la délibération impose aux GRT plusieurs obligations d'information vis-à-vis des clients (possibilité d'être représenté par un tiers pour l'assistance à maîtrise d'ouvrage, établissement d'annexes précisant le périmètre et les caractéristiques des travaux de raccordement incombant à chacune des parties, possibilité pour le client de réaliser lui-même, à ses frais, certains travaux). La procédure de raccordement devra enfin indiquer que la mise en service de l'ouvrage doit s'accompagner de la fourniture d'une attestation de mise en service.

13 JUIN 2013
Proposition d'approbation du lancement du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF

La directive 2009/73/CE du 13 juillet 2009 fixe les principes devant guider la mise en place de systèmes de comptage évolué par les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel (GRD). Ce déploiement doit reposer sur une étude économique évaluant l'ensemble des coûts et bénéfices induits à long terme pour le marché et pour les consommateurs.

Les dispositions de la loi « Grenelle » précisent que les objectifs d'efficacité et de sobriété énergétiques impliquent la généralisation de compteurs systèmes de comptage évolué « afin de permettre aux occupants de logements de mieux connaître leur consommation d'énergie en temps réel et ainsi de la maîtriser ».

S'agissant du processus de décision de lancement du projet de comptage évolué, l'article L.453-7 du code de l'énergie énonce que les GRD « *mettent en place des dispositifs de comptage interopérables qui favorisent la participation active des consommateurs. Les projets de mise en œuvre de tels dispositifs de comptage font l'objet d'une appro-*

bation préalable par les ministres chargés respectivement de l'Énergie et de la Consommation, sur proposition de la CRE fondée sur une évaluation économique et technique des coûts et bénéfices pour le marché et pour les consommateurs du déploiement des différents dispositifs ».

Compte tenu des résultats de l'étude technico-économique menée par la CRE, cette dernière a proposé aux ministres d'approuver la mise en œuvre du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF. Il est important de noter que dans sa délibération, la CRE revoit à la hausse les gains de maîtrise de la demande en énergie induits par ce projet à 1,5 % de la consommation domestique chauffage et eau chaude sanitaire correspondant à un gain de plus d'un milliard d'euros, alors que GRDF avait évalué cette réduction de la consommation à 0,9 % de la consommation.

La CRE a proposé aux ministres de préciser, dans leur décision d'approbation, que, conformément à l'article L.453-7 du code de l'énergie, celle-ci est prise au vu des résultats de l'évaluation technico-économique, en particulier de la valeur actualisée nette du projet et des bénéfices pour les consommateurs, et qu'en conséquence cette approbation serait remise en cause si les résultats des appels d'offres relatifs aux compteurs et modules radio, et aux concentrateurs conduisaient à une dégradation de la valeur actualisée nette qui réduirait fortement les bénéfices pour les consommateurs.

13 JUIN 2013
Orientations sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de GRDF

Dans sa délibération du 28 février 2012 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (ATRD 4), la CRE a précisé, pour le projet de comptage évolué de GRDF, que « *si une décision de déploiement généralisé est prise en cours de période tarifaire, la CRE prendra une délibération tarifaire modificative afin de prendre en compte les coûts et les gains prévisionnels du projet à compter de cette décision et de définir le cadre de régulation spécifique au projet de comptage évolué de GRDF* ».

Cette délibération a pour objet de présenter les orientations de la CRE sur le traitement tarifaire du projet de comptage évolué de GRDF concernant, d'une part, la mise en œuvre d'une régulation incitative du projet et, d'autre part, la mise à jour du tarif ATRD 4 de GRDF.

S'agissant des orientations concernant la définition d'un cadre de régulation incitative, la CRE a estimé que la mise en œuvre du projet de GRDF générerait des risques différents de ceux habituellement rencontrés par l'opérateur dans la conduite de son activité traditionnelle, du fait de son caractère exceptionnel dans ses dimensions techniques, industrielles et financières. La CRE considère que GRDF devra être responsabilisé et incité à la bonne réussite du projet en termes de performances et de respect des coûts et des délais et qu'il devra, à ce titre, assumer les conséquences financières d'éventuelles dérives.

S'agissant des orientations concernant le traitement tarifaire du système de comptage évolué de GRDF, la CRE a estimé que le début du déploiement généralisé des compteurs évolués génèrera au 1^{er} juillet 2014 une hausse du tarif ATRD 4 de GRDF d'environ 0,8 %. De plus, sur la base des éléments communiqués par GRDF pour l'ensemble de la période du projet, soit jusqu'en 2036, la hausse moyenne du tarif ATRD 4 de GRDF du fait du projet de comptage évolué sera inférieure à 1,3 %.

20 JUIN 2013**Informations publiées concernant l'utilisation des terminaux méthaniers**

Cette délibération a pour objet de préciser les obligations de transparence relatives à l'utilisation des terminaux méthaniers. Elle s'inscrit dans le cadre d'une démarche d'amélioration des informations publiées par les opérateurs de terminaux méthaniers. La transparence sur l'utilisation des terminaux méthaniers a été progressivement renforcée, notamment sur la base des travaux menés en Concertation GNL, en préparation des différentes évolutions tarifaires.

Dans un contexte de tension sur l'approvisionnement en gaz du Sud de la France, les demandes complémentaires formulées par la CRE dans cette délibération sont essentiellement destinées à améliorer la qualité des informations dont disposent les acteurs de marché en vue de renforcer leur confiance dans les conditions de formation des prix. Ces évolutions seront mises en œuvre sans modification des modalités actuelles de publication des données sous forme agrégée et anonyme dans le respect de la confidentialité des informations commercialement sensibles. Les règles relatives à l'utilisation des capacités restent inchangées, la flexibilité dont bénéficient aujourd'hui les expéditeurs pour l'utilisation des capacités qu'ils ont souscrites n'est donc pas modifiée.

La CRE demande aux opérateurs de terminaux de publier et de mettre à jour quotidiennement les données agrégées et anonymes relatives aux déchargements, aux chargements et aux émissions sur le réseau de transport, sur la base des informations les plus récentes communiquées par leurs utilisateurs. Les publications relatives aux programmes de déchargements et de rechargements devront être distinctes.

Les utilisateurs des terminaux méthaniers sont tenus de communiquer aux opérateurs sans délai, dès qu'ils en ont pris décision ou connaissance, leurs meilleures prévisions d'utilisation des terminaux et en particulier toute modification de leurs prévisions d'utilisation portant sur une quantité supérieure à 50 000 m³ de GNL.

La CRE demande aux opérateurs de terminaux méthaniers de mettre en place une plateforme destinée à la publication des informations privilégiées susceptibles d'être détenues par leurs utilisateurs.

Enfin, la CRE demande à l'ensemble des gestionnaires d'infrastructures de gaz naturel en France, dans le cadre d'un groupe de travail spécifique de la Concertation Gaz, d'étudier l'opportunité et les conditions de mise en œuvre :
– d'une plateforme de publication des informations privilégiées dédiée aux utilisateurs de l'ensemble des infrastructures de gaz ;

– d'un seuil de transparence applicable à l'ensemble des infrastructures de gaz naturel en France, sur la base des préconisations de l'ACER.

24 JUILLET ET 17 OCTOBRE 2013**Propositions de décret en application des articles L. 271-1 et L. 123-1 du code de l'énergie relatifs à la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement, et pour établir la prime versée aux opérateurs**

En application des dispositions des articles L. 271-1 et L. 123-1 du code de l'Énergie issues de la loi du 15 avril 2013, la CRE a proposé aux ministres chargés de l'Économie et de l'énergie, le 24 juillet 2013, un projet de décret fixant la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant la valorisation des effacements de consommation d'électricité sur les marchés de l'énergie et sur le mécanisme d'ajustement, ainsi que la méthodologie utilisée pour établir une prime versée aux opérateurs d'effacement au titre de leur contribution aux objectifs définis aux articles L. 100-1 et L. 100-2 et des avantages procurés à la collectivité, notamment en matière de maîtrise de la demande d'énergie ou de sobriété énergétique.

La délibération de la CRE du 24 juillet 2013 a été prise au terme d'une consultation publique et

après des études menées par la CRE et par un consultant, la société E-Cube, s'agissant notamment des avantages procurés à la collectivité et de leur intégration dans un dispositif de prime.

Dans sa proposition de décret, la CRE a défini l'effacement de consommation ainsi que les grands principes s'agissant des modalités techniques de valorisation des effacements.

La CRE a également proposé de fixer les principes structurant le versement de l'opérateur d'effacement au fournisseur, notamment s'agissant de son montant.

Enfin, la CRE, s'agissant de la construction de la prime, a proposé de retenir plusieurs composantes, la maîtrise de la demande d'énergie, la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la réduction des pertes sur les réseaux de transport et de distribution d'électricité. La CRE a recommandé dans son exposé des motifs que la société EDF, pour les effacements sur des sites profilés obtenus grâce aux tarifs réglementés EJP / Tempo, ne bénéficie pas à ce stade d'une prime. La CRE a évalué l'impact financier de la prime au regard de la CSPE selon différents scénarii.

Le Conseil supérieur de l'énergie a été saisi le 8 octobre 2013 de cette proposition de décret pour avis. À la suite de cette séance, la CRE a modifié, dans sa délibération du 17 octobre 2013, sa proposition de décret relatif aux effacements de consommation.

La CRE a tout d'abord proposé de requérir de la part des opérateurs d'effacement l'accord exprès du consommateur. La CRE a par ailleurs recommandé de procéder à la modification souhaitée des dispositions du décret n° 2001-630 du 16 juillet 2011 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité concomitamment au décret relatif aux effacements de consommation.

La CRE a insisté sur la nécessité de conserver la possibilité de voir plusieurs opérateurs d'effacement coexister sur un même site de consommation

et proposé de renvoyer aux règles le soin de définir, le cas échéant, les modalités selon lesquelles les effacements seraient affectés aux opérateurs d'effacement.

La CRE a également souhaité clarifier les modalités d'application du versement.

La CRE a entendu conserver la méthodologie initialement proposée s'agissant du calcul de la prime due aux opérateurs d'effacement.

Enfin, la CRE a estimé utile de maintenir les modalités détaillées selon lesquelles les ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie arrêtent, après avis de la CRE, le montant de cette prime, notamment en termes de délais, ce afin de pouvoir tenir compte des évolutions de la prime dans la fixation de la contribution au service public de l'électricité.

19 SEPTEMBRE 2013**Proposition de décret modifiant le décret du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité**

L'article L.341-5 du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour proposer aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie un projet de décret précisant les modalités d'application du chapitre relatif à l'accès aux réseaux d'électricité, notamment en ce qui concerne les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

C'est en application de ces dispositions que la CRE a proposé un décret modifiant celui du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

La proposition de la CRE permet au décret de répondre tant aux exigences européennes qu'aux dispositions du code de l'énergie. En effet, la directive 2009/72/CE fixe le principe de l'indépendance des régulateurs ainsi que leurs compétences dans ce nouveau cadre. L'article 37 de cette directive

précise notamment qu'il appartient à l'autorité de régulation de « *fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul* ».

Cette exigence a été transposée à l'article L. 341-3 du code de l'énergie. Le législateur français a choisi de donner compétence à la CRE pour fixer aussi bien la méthodologie des tarifs de transport et de distribution d'électricité que le niveau des tarifs.

En conséquence, la CRE a proposé l'abrogation des dispositions du décret du 26 avril 2001 relatives à la méthodologie des tarifs, qu'elle est désormais seule compétente pour fixer.

19 SEPTEMBRE 2013
Proposition de décret abrogeant le décret du 11 janvier 2005 relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel & Proposition de décret abrogeant le décret du 20 décembre 2005 relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié et le décret du 21 septembre 2004 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié & Proposition de décret abrogeant le décret du 27 mai 2005 relatif aux règles de tarification applicables à l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel

L'article L. 452-4 du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour proposer aux ministres chargés de l'Économie et de l'Énergie les décrets précisant les modalités d'application des articles L. 452-1 à L. 452-3 relatifs aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié.

La directive 2009/73/CE fixe le principe de l'indépendance des régulateurs ainsi que leurs compétences dans ce nouveau cadre. L'article 41 de la directive précise notamment qu'il appartient à l'autorité de régulation de « *fixer ou approuver, selon des critères transparents, les tarifs de transport ou de distribution ou leurs méthodes de calcul* ».

L'article L. 452-2 du code de l'énergie donne compétence à la seule CRE pour fixer les méthodologies des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié. D'autre part, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose qu'elle délibère sur les évolutions tarifaires comprenant, le cas échéant, des modifications de niveau et de structure des tarifs.

En conséquence, la CRE a proposé d'abroger entièrement le décret du 11 janvier 2005 relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel, le décret du 27 mai 2005 relatif aux règles de tarification applicables à l'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, le décret du 20 décembre 2005 relatif aux règles de tarification pour l'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié et le décret du 21 septembre 2004 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié. La CRE est en effet seule compétente pour fixer les règles applicables à la méthodologie des tarifs.

30 OCTOBRE 2013
Décision relative aux règles de commercialisation par GRTgaz de capacités de transport additionnelles à la liaison entre les zones Nord et Sud à titre expérimental jusqu'au 31 mars 2014

La CRE a anticipé, par cette décision, le risque de tension sur l'équilibre du système gazier au cours de l'hiver 2013-2014, en particulier à la liaison Nord-Sud.

En effet, les mesures expérimentales proposées par GRTgaz ont pour objectif de lever une partie de la congestion Nord-Sud en anticipant les transferts de gaz entre les deux zones grâce à l'utilisation des capacités d'injection et de soutirage disponibles vers et depuis les stockages de la zone Sud.

La CRE a ainsi accueilli favorablement la proposition de GRTgaz, considérant qu'elle était de nature à améliorer le fonctionnement du marché dans le Sud de la France.

22 NOVEMBRE 2013
Orientations s'agissant des règles relatives au mécanisme d'ajustement et de l'accord de rattachement du responsable d'équilibre des sites de consommation participant à l'effacement

Les règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre du 29 mai 2013 prévoyaient que, pour constituer son entité d'ajustement et ainsi participer au mécanisme d'ajustement, un opérateur d'effacement, agissant sur des sites de consommation télé-relevés, raccordés aux réseaux publics de transport ou de distribution, devait conclure un accord de rattachement avec le responsable d'équilibre de ces sites. Ces modalités ne s'appliquent toutefois pas aux opérateurs d'effacement agissant sur des sites profilés.

Saisie par la CRE, l'Autorité de la Concurrence a considéré, dans son avis du 26 juillet 2012, que « *l'approbation formelle par la CRE d'un projet de règles qui mentionnerait l'existence d'un tel système d'agrément pourrait être contraire au droit communautaire* » et qu'« *obliger les opérateurs d'effacement diffus à se faire agréer par chaque responsable d'équilibre dans le périmètre duquel se trouvent des sites de consommation susceptibles de faire l'objet d'un effacement de consommation est de nature à restreindre la concurrence sur le marché de la fourniture de services d'effacement aux clients finals et sur le mécanisme d'ajustement* ».

En outre, la loi n° 2013-312 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, dite loi « Brottes », a introduit à l'article L. 271-1 du code de l'énergie des dispositions prévoyant « *la possibilité, pour un opérateur d'effacement, de procéder à des effacements de consommation, indépendamment de l'accord du fournisseur d'électricité des sites concernés* », ainsi que la mise en place d'un « *régime de versement de l'opérateur d'effacement vers les fournisseurs d'électricité des sites effacés* ».

Certains opérateurs d'effacement ont fait part à la CRE des difficultés soulevées par la signature de l'accord de rattachement avec les responsables d'équilibre des sites concernés.

Afin de lever ces difficultés, la CRE, dans sa délibération portant orientations du 22 novembre 2013, a souhaité que RTE procède à la modification des règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Équilibre afin(i) d'une part de supprimer l'obligation de signer l'accord de rattachement pour les opérateurs d'effacement des sites de consommation télé-relevés raccordés au réseau public de transport, tout en maintenant le décompte des quantités correspondant aux offres d'ajustement pour le calcul des écarts du responsable d'équilibre des sites concernés et (ii) d'autre part de supprimer l'obligation de signer l'accord de rattachement pour les opérateurs d'effacement des sites de consommation télé-relevés raccordés aux réseaux publics de distribution ainsi que la correction des périmètres d'équilibre du responsable d'équilibre des sites concernés, correspondant à l'effacement.

La CRE a demandé que les règles modifiées lui soient soumises pour approbation, après consultation des parties prenantes, au plus tard le 17 décembre 2013, en vue d'une mise en application au 1^{er} janvier 2014, soulignant que cette évolution ne saurait être que transitoire.

28 NOVEMBRE 2013
Décision sur la proposition de GRTgaz de règles d'équilibrage dérogatoires en cas de situation exceptionnelle pendant l'hiver 2013-2014

GRTgaz a alerté la CRE et les acteurs de marché à plusieurs reprises au cours de l'année 2013 sur les incertitudes relatives à la capacité du système gazier français à faire face à l'éventualité d'une pointe de froid extrême à l'hiver 2013-2014 du fait d'un risque de déficit d'approvisionnement.

La CRE, considérant que cette situation était principalement liée à la baisse des souscriptions de capacités dans les stockages, a insisté sur la nécessité de lancer une réflexion de fond sur la réforme des règles d'accès des tiers aux stockages souterrains de gaz, et plus largement sur les règles permettant d'assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.

Elle a néanmoins considéré que, bien qu'il ne s'agisse pas de leur vocation première, les règles d'équilibrage peuvent contribuer à la sécurité d'approvisionnement. Elle a par conséquent accueilli favorablement la proposition de GRTgaz de mettre en œuvre des règles d'équilibrage destinées à limiter le risque de défaillance du réseau de transport en cas de pointe de froid exceptionnelle.

Ainsi, les mesures envisagées ont vocation à s'appliquer, dans le respect des exigences en matière de transparence, si GRTgaz est conduit, pour la période du 1^{er} décembre 2013 au 30 avril 2014, à utiliser son stock de sécurité au-delà d'une certaine limite afin de garantir l'équilibre physique de son réseau. ▶

LES PRINCIPALES DÉCISIONS DU COMITÉ DE RÈGLEMENT DES DIFFÉRENTS ET DES SANCTIONS (CoRDIS) DE 2013

Décisions du 22 avril 2013, du 8 juillet 2013 et du 26 septembre 2013
Le comité précise l'étendue de sa compétence

La question de la compétence du comité est souvent l'objet de débats entre les parties. Il faut ici rappeler que le comité n'est compétent qu'en cas de différend :

- 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 peuvent porter sur l'accès aux 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 relatifs au raccordement.

Dans sa décision du 22 avril 2013 relatif à un différend opposant la société TSE à la société ERDF, le comité a eu l'occasion de rappeler qu'en vertu des

dispositions du code de l'énergie, il n'est compétent pour connaître que des seules demandes de règlement de différend liées à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics opposant un gestionnaire de réseau à un utilisateur.

La société TSE avait saisi le comité d'un différend opposant Monsieur Jean-Marie Mougel, dont elle est le mandataire, à la société ERDF. Monsieur Mougel indiquait développer un projet de centrale photovoltaïque sur le territoire de la commune de Montagnieu dans l'Isère, la société ERDF ayant considéré que ce projet était concerné par les dispositions du décret n° 2010-1510 du 9 décembre 2010.

Le CoRDIS a relevé, outre que le mandat dont bénéficiait la société TSE ne l'habilitait pas à le saisir, que cette dernière, en tant que simple intermédiaire, n'avait pas, par ailleurs, la qualité d'utilisateur du réseau public d'électricité. Dans sa décision du 8 juillet 2013 relatif au différend opposant la société JCV Ecology à la société EDF, le CoRDIS a rappelé les limites de sa compétence. Il a en effet estimé que la société JCV Ecology ayant conclu, sans réserve, un contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation avec la société EDF et les installations étant désormais en service, le différend était devenu sans objet.

De même, dans sa décision du 26 septembre 2013 opposant les sociétés Domaine de Castelcerf et ERDF, le comité a rappelé qu'il n'était pas compétent

pour connaître des demandes relatives au bénéfice de l'obligation d'achat aux conditions tarifaires fixées par l'arrêté du 12 janvier 2010. Dans le cadre de ce différend portant sur les conditions d'achat de l'électricité produite par deux installations de production photovoltaïque, la société Domaine de Castelcerf demandait également au CoRDîS la mise en attente des règlements des soldes des propositions techniques et financières et le remboursement des acomptes versés. Ces demandes ne relevant pas de l'exécution des conventions de raccordement, le comité s'est déclaré incompétent. En effet, elles constituaient des « *demandes indemnitaires compensatoires de l'absence de la conclusion de contrat d'achat par la société EDF* ».

S'agissant plus précisément du tarif d'achat d'électricité, la Cour d'appel de Paris, dans deux arrêts du 12 septembre 2013, sociétés Bamysol Guadeloupe et Sineos, a confirmé l'analyse du comité en considérant que les demandes des sociétés relatives au bénéfice de l'obligation d'achat aux conditions tarifaires fixées par l'arrêté du 12 janvier 2010, « *ne relèvent pas de la compétence du CoRDîS telle que définie par les dispositions de l'article L. 134-19 du code de l'énergie* ».

Décisions du 3 juillet 2013, du 9 septembre 2013 et du 20 novembre 2013

Le comité a précisé la procédure applicable devant lui

Dans sa décision du 3 juillet 2013 relatif au différend opposant la société Solagri Energies à la société ERDF, le comité a rappelé que la demande de règlement de différend d'une société doit comporter un extrait de moins de trois mois du registre du commerce et des sociétés, en application des dispositions de l'article 7 de son règlement intérieur. Dans cette affaire, la société Solagri Energies ayant produit, en cours de procédure, un tel extrait, le comité a estimé que sa demande était recevable.

Le comité a également rappelé la règle applicable devant lui en matière de clôture de l'instruction dans sa décision du 9 septembre 2013 opposant

les sociétés Belectric et ERDF. L'article 8 de son règlement intérieur prévoit que « *si le délai le permet, l'instruction se poursuit jusqu'à la date d'envoi de la lettre de convocation à la séance du comité qui délibérera sur la demande* ». Le comité a ainsi écarté des débats un mémoire enregistré après la clôture de l'instruction.

Dans une décision du 9 septembre 2013 opposant Monsieur François Delor à la société ERDF, le comité a écarté une pièce des débats estimant que la décision de justice britannique produite par le demandeur n'était pas rédigée en français et n'avait pas non plus fait l'objet d'une traduction et dès lors contrevenait aux dispositions de l'article 7 du règlement intérieur du comité.

Enfin, dans le prolongement de la décision du 8 juillet 2011 opposant la société JL Energy à la société ERDF, le comité a, dans sa décision du 20 novembre 2013, rappelé que la production d'un extrait Kbis attestant de l'existence légale d'une société était nécessaire à la recevabilité de la saisine. Dans ce différend opposant les sociétés Escosnergie et ERDF, la saisine a été déclarée irrecevable puisqu'aucun extrait du registre du commerce et des sociétés n'avait été produit lors de la clôture des débats, et cela en dépit de la demande qui lui avait été faite par le comité.

Décisions du 3 juillet 2013 et du 9 septembre 2013

Le comité continue de faire application des dispositions du décret dit « moratoire »

Le comité a déjà eu l'occasion par le passé de faire application des dispositions du décret dit « moratoire », en relevant notamment qu'un producteur n'ayant pu renvoyer avant le 2 décembre une proposition technique et financière, ne pouvait bénéficier de l'exception prévue par les dispositions de l'article 3 du décret du 9 décembre 2010.

Dans sa décision du 9 septembre 2013, le comité était saisi d'un différend opposant les sociétés Mondonnet et Neasol à la société ERDF, la société ERDF n'ayant délivré aucune proposition technique et financière après avoir considéré que la demande

de raccordement de la société Mondonnet était complète le 24 septembre 2010.

La société Mondonnet demandait au comité de constater le manquement de la société ERDF à sa procédure de traitement des demandes de raccordement.

Le comité a estimé que le délai de trois mois dont disposait la société ERDF pour délivrer une proposition technique et financière n'étant pas expiré à la date d'entrée en vigueur du décret « moratoire », le 10 décembre 2010, aucun manquement ne pouvait être constaté à l'encontre de la société ERDF, laquelle était tenue d'appliquer les dispositions de ce décret.

Dans sa décision du 3 juillet 2013 opposant les sociétés Solagri Energies et ERDF, le comité a précisé plus encore son interprétation des dispositions du décret « moratoire ». La société ERDF a adressé le 10 décembre 2010 à la société Solagri Energies une proposition technique et financière, alors que la demande de raccordement de cette dernière avait été considérée comme complète le 27 août 2010.

Le comité a considéré que la circonstance que la société ERDF ait adressé tardivement la proposition technique et financière à la société Solagri Energies était sans incidence sur l'application du décret et notamment de son article 5 imposant le dépôt d'une nouvelle demande de raccordement.

Toutefois, le comité a constaté que la société ERDF n'avait pas respecté le délai de trois mois pour l'instruction de la demande de raccordement de la société Solagri Energies, délai qu'il ne lui appartenait pas d'écarter en l'absence d'illégalité manifeste. Le comité a dès lors pu en déduire que la société ERDF devait être regardée comme ayant méconnu sa propre procédure de traitement des demandes de raccordement.

À cet égard, il convient de relever que la Cour de cassation, dans son arrêt du 7 janvier 2014 dit « *GAEC de Saint Doué* », a jugé qu'« *après avoir constaté que le GAEC n'avait reçu aucune proposition technique et financière, la cour d'appel a retenu que la société ERDF avait manqué à l'obli-*

gation qui s'imposait à elle, en vertu de l'article 8.2.1 de sa documentation technique de référence, de transmettre une telle proposition dans un délai n'excédant pas trois mois ; qu'ayant ainsi constaté un manquement de la société ERDF susceptible, sous réserve de l'application du décret du 9 décembre 2010, de fonder la demande du GAEC, la cour d'appel a pu rejeter le moyen faisant grief au CoRDîS d'avoir constaté un tel manquement ».

Décisions du 22 octobre 2012, du 3 juillet 2013 et du 8 juillet 2013

Le comité maintient son interprétation de la notion de solution de raccordement de référence

Dans sa décision du 22 octobre 2012, le CoRDîS avait décidé 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 pouvaient être pris en compte.

Dans sa décision du 8 juillet 2013 opposant les sociétés Ferme éolienne de Hauteville 3 et ERDF, le comité a maintenu son interprétation des dispositions de l'arrêté du 28 août 2007.

Il faut ici rappeler qu'en application des dispositions de l'article L 341-2 du code de l'énergie et de l'article 2 du décret n°2007-1280 du 28 août 2007, l'article 1^{er} de l'arrêté du 28 août 2007 précise qu'une « *opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et, le cas échéant, sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté* :

- (i) *nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;*
- (ii) *qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession ou du règlement de service de la régie ;*

(iii) et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau public de distribution.

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés aux articles 1er et 2 du décret du 28 août 2007 susvisé, calculé à partir du barème mentionné à l'article 2 ».

Dans sa décision du 8 juillet 2013, le comité a ainsi estimé que les travaux de remplacement du tronçon aérien en contrainte ne pouvaient être mis à la charge du producteur en application de l'article 2 du décret du 28 août 2007. Il n'y avait donc pas lieu d'ajouter le coût de ces travaux aux solutions de raccordement proposées à la société Ferme éolienne de Hauteville 3 pour ses installations, pour procéder à la comparaison entre les solutions en présence.

Le comité a ajouté que les délais de réalisation n'ont pas à être pris en compte dans le cadre d'une telle comparaison, conformément aux dispositions de l'article 1er de l'arrêté du 28 août 2007.

De la même manière, dans sa décision du 3 juillet 2013 opposant les sociétés Retzvolts à ERDF, le comité a décidé que la solution décrite dans la proposition technique et financière consistant à doubler la ligne électrique existante, de préférence à l'usage de la faculté de modification de la prise à vide du transformateur, ne constituait pas l'opération de raccordement de référence au sens de l'article 1^{er} de l'arrêté du 28 août 2007.

Le CoRDIS a estimé qu'il était possible de modifier la prise à vide du transformateur de distribution HTA pour permettre le raccordement de l'installation de production photovoltaïque sans le renforcement du réseau public de distribution en basse tension. ▀

GLOSSAIRE

3^e paquet énergie

Publié en août 2009, le 3e 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-cadre non contraignantes ;
- participer à l'élaboration de codes de réseau

européens de l'électricité et du gaz naturel conformes aux orientations-cadre ;

- prendre des décisions individuelles contraignantes sur les modalités et les conditions d'accès et de sécurité opérationnelle des infrastructures transfrontalières lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- prendre une décision sur des dérogations, si l'infrastructure concernée se situe sur le territoire de plus d'un État membre, lorsque les autorités de régulation nationales ne parviennent pas à trouver un accord ou demandent conjointement l'intervention de l'ACER ;
- émettre des avis à l'intention de l'ENTSOG (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport de gaz) et l'ENTSO-E (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité), notamment sur les codes de réseau, et sur le projet de plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté ;
- surveiller l'exécution des tâches des ENTSO ;
- surveiller la coopération régionale des ENTSO ;
- conseiller les institutions européennes sur les questions relatives aux marchés intérieurs de l'électricité et du gaz naturel ;
- surveiller, en coopération avec la Commission européenne, les Etats 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.

ARENH

Depuis le 1er juillet 2011, les fournisseurs ont l'exercice du droit l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) en achetant de l'électricité à EDF à un prix régulé et pour des volumes déterminés par le régulateur. Le coût de production de l'électricité nucléaire étant inférieur au prix de l'électricité sur le marché de gros auquel ont accès les fournisseurs privés, ce dispositif prévu par la loi portant nouvelle

organisation du marché de l'électricité (« NOME ») du 7 décembre 2010 doit permettre aux consommateurs de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire français quel que soit leur fournisseur d'électricité, en créant les conditions d'une vraie concurrence en aval et sur tous les segments de clientèle, particuliers et professionnels. La loi prévoit que la CRE propose les prix, calcule les droits et contrôle l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique.

Les principaux paramètres de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique sont :

- Le plafond total annuel d'électricité nucléaire historique cédé par EDF aux fournisseurs privés : il a été fixé à 100 térawattheures, ce qui représente environ de la production d'électricité annuelle du parc nucléaire historique.
- Le volume d'électricité demandé par chaque fournisseur privé bénéficiant de l'ARENH au cours d'une période de livraison donnée, et qui dépend de la consommation de ses clients. La loi dispose que ce volume doit refléter la part de la production nucléaire dans la consommation finale d'électricité ce qui représente en moyenne, pour 2011, 85 % de la consommation d'électricité des clients.
- Le prix de l'ARENH :

Le prix de l'ARENH doit refléter les conditions économiques de la production d'électricité par les centrales nucléaires d'EDF. Il est calculé par addition des coûts de production de l'électricité nucléaire historique d'EDF. En l'absence du décret en Conseil d'État prévu par la loi NOME précisant la méthode d'identification et de comptabilisation de ces coûts, la CRE a dû établir la méthode qu'elle estime pertinente pour refléter les conditions économiques de production de l'électricité nucléaire historique. Cette méthode a conduit, selon les critères retenus, à un prix de l'ARENH compris entre 36 €/MWh et 39€/MWh. Le Gouvernement a justifié le prix de 42€/MWh proposé dans son arrêt du 17 mai 2011 par une prise en compte anticipée d'investissements indispensables à la mise en sécurité des centrales nucléaires. À partir du 8 décembre 2013, la CRE doit transmettre aux ministres

chargés de l'Économie et de l'Énergie les propositions de prix de l'ARENH. Pour ce faire, elle attend encore la publication du décret qui en fixera précisément les modalités de calcul. La Direction générale de l'énergie et du climat a lancé une consultation sur ce dossier. Après la consultation, le projet de décret fera l'objet d'un avis de l'Autorité de la Concurrence, de la Commission de régulation de l'énergie, du Conseil supérieur de l'énergie et du Conseil d'État. Il sera également présenté à la Commission européenne « préalablement à sa publication ».

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. Elles 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 L. 111-11 et L. 111-13 à L. 111-39 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.

Effacement de consommation

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 d’adapter le niveau de consommation en fonction des besoins du système ou des niveaux de prix.

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, appelée aussi distributeur non nationalisé, 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 (EREGG)

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 (voir ARENH), de manière transitoire et limité en volume à des conditions équivalentes à

celles dont bénéficie le fournisseur historique EDF ;
– 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).

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.

Mécanisme d'ajustement

RTE dispose de réserves de puissance et d'énergie mobilisables lorsque l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité est à risque (perte d'un groupe de production ou d'un élément du réseau, mauvaise estimation du niveau de consommation...) : les services système (réserves primaire et secondaire) et le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire). Les réserves primaire et secondaire sont activées automatiquement en quelques secondes après la rupture de l'équilibre. L'activation de la réserve tertiaire se fait manuellement en sollicitant les producteurs et les consommateurs connectés au réseau pour qu'ils activent des offres d'ajustement de leur production ou de leur consommation, à la hausse ou à la baisse, afin de maintenir l'équilibre entre production et consommation. Tout acteur qui dépose une offre sur le mécanisme d'ajustement a le libre choix du prix d'activation de l'offre (exception faite de la mise en place d'un plafond pour les offres déposées par les consommateurs sous contrat avec RTE). Lorsque RTE active une offre d'ajustement à la hausse, c'est-à-dire une offre qui permet de résoudre les déséquilibres du type «production inférieure à la consommation», RTE rémunère l'acteur qui a proposé cette offre. *A contrario*, lorsque RTE active une offre d'ajustement à la baisse, RTE perçoit de l'acteur le prix de l'offre. Les charges et produits liés à l'activation des offres d'ajustement sont gérées par RTE au sein du compte Ajustements-Écarts, un compte de gestion qui a vocation à être équilibré : les coûts des déséquilibres sont imputés aux acteurs qui en sont à l'origine lors du processus de calcul et de règlement des écarts.

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.

Mise sous cocon

Mise en arrêt prolongé d'une centrale de production d'électricité, qui continue toutefois d'être entretenue en vue d'une éventuelle remise en service ultérieure.

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 trois 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 d'ici 2020 » : 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 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)

Le 28 décembre 2011 est entré en vigueur le règlement européen n°1227/2011, dit REMIT (Regulation on Energy Markets Integrity and

Transparency). Celui-ci interdit les abus sur les marchés de gros de l'électricité et du gaz, à savoir :

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

Cette approche est inspirée de la régulation financière, adaptée aux marchés de l'énergie. La notion d'information privilégiée fait notamment référence aux informations relatives aux installations physiques de production, de transport, de stockage et aux terminaux méthaniers. Elle est liée aux obligations de transparence prévues par le 3^e paquet énergie.

Réseaux européens des gestionnaires de réseaux de transport (ENTSO)

Il existe les ENTSO (European Network of Transmission System Operators) pour l'électricité (ENTSO-E) et pour le gaz (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-cadre établies par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) et en étroite concertation avec cette dernière.

Réseau de transport et de distribution d'électricité

Réseau conçu pour le transit de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes

composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive. On distingue trois hiérarchies de réseaux :
– le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV, de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte ;
– les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;
– les réseaux de distribution à 20 kV et 400 V qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME et PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

Réseau de transport principal, régional et de distribution de gaz

– le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, les réseaux de distribution et les plus importants consommateurs industriels ;
– le réseau de transport régional est une partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les consommateurs finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;
– le réseau de distribution est un ensemble de canalisations à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution. Il est constitué principalement de canalisations de distribution, de branchements, de conduites montantes, d'organes de détente et de comptage, de robinets et d'accessoires.

Réseaux électriques intelligents

Les réseaux électriques intelligents sont aussi appelés smart grids. Ce sont les réseaux électriques publics auxquels sont ajoutés des fonctionnalités issues des nouvelles technologies de l’information et de la communication (NTIC). Le but est d’assurer l’équilibre entre l’offre et la demande d’électricité à tout instant et de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif aux consommateurs. Rendre les réseaux intelligents consiste à améliorer l’intégration des systèmes énergétiques et la participation des utilisateurs de réseaux. Ces réseaux doivent être profondément reconfigurés pour intégrer la production décentralisée de sources renouvelables à grande échelle, et pour favoriser une offre adaptée à la demande en mettant à la disposition du consommateur final des outils et services lui permettant de connaître sa consommation personnelle, et donc d’agir sur elle.

Sécurité d’approvisionnement

Capacité des systèmes électrique et gazier à satisfaire de façon continue la demande prévisible du marché.

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° 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)
ADEME	Agence de l’environnement et de la maîtrise de l’énergie
AMF	Autorité des marchés financiers
AMM	Automated Meter Management (gestion automatisée des compteurs)
ANODE	Association nationale des opérateurs détaillants en énergie
ARENH	Accès régulé à l’électricité nucléaire historique
ATRD	Accès des tiers au réseau de distribution
BT	Basse tension
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management (orientation-cadre sur l’allocation des capacités d’interconnexion et la gestion des congestions)
CAM	Capacity Allocation Mechanisms (code de réseau sur les règles d’attribution des capacités de transport de gaz naturel)
CASC	Capacity Allocation Service Company (plateforme d’enchères)
CE	Commission européenne
CEER	Council of European Energy Regulators (Conseil des régulateurs européens de l’énergie)
CMP	Congestion Management Procedures
CNIL	Commission nationale de l’informatique et des libertés
CoRDiS	Comité de règlement des différends et des sanctions
CRE	Commission de régulation de l’énergie
CSPE	Contribution au service public de l’électricité
CTA	Contribution tarifaire d’acheminement
DG COMP	Direction générale de la concurrence (Commission européenne)
DG ENER	Direction générale de l’énergie (Commission européenne)
DGEC	Direction générale de l’énergie et du climat
ELD	Entreprise locale de distribution
ENTSO	European Network of Transmission System Operators (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport)

ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for electricity (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l’électricité)
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for gas (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)
EPR	Evolutionary Power Reactor
ETP	Équivalent temps plein
ETPT	Équivalent temps plein travaillé
EUA	European Union Allowance (quota d’émission de CO ₂ européen)
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
GTC	Groupe de travail Consommateurs
GTE	Groupe de travail Électricité
GTG	Groupe de travail Gaz
HTA	Haute tension A
HTB	Haute tension B
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
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



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

Conception graphique et réalisation : IDÉ EDITION
Imprimé sur papier issu de forêts durablement gérées. Achievé d'imprimer : Juillet 2014

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'oeuvre dans laquelle elles sont incorporées (loi du 1er juillet 1992 - art. L122-4 et L122-5 et Code pénal art. 425).

ISSN 1771-3188



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