

DéCRYPTAGES

n°15

Un marché mieux régulé, pour une Europe de l'énergie performante

Le 3^e paquet énergie a été adopté par le Parlement européen fin avril, et son approbation par le Conseil de l'Union européenne devrait intervenir dans les semaines qui suivront les élections européennes.



Philippe de Ladoucette
Président de la CRE.

Comme je l'ai souligné lors de la Conférence de presse de présentation du 10^e rapport d'activité de la CRE, le 27 mai dernier, cette adoption n'est pas anodine : si l'on y ajoute le paquet climat/énergie définitivement adopté en avril de cette année, et la préparation d'une nouvelle directive sur la sécurité d'approvisionnement en gaz, cela montre bien que l'on ne peut plus désormais évoquer l'énergie sans référence au changement climatique. Cela révèle également que la politique de l'énergie ne se réduit pas à ce seul prisme mais comprend aussi la dimension « marché » et la dimension « sécurité d'approvisionnement ». Loin d'être antinomiques, ces trois approches sont complémentaires et forment le socle d'une politique européenne dans la pleine acception du terme.

Cette réalité, c'est aussi celle d'un marché régulé. Le 3^e paquet énergie vient confirmer cette orientation, et confère aux régulateurs nationaux un rôle de plus en plus important dans chacune de ces trois dimensions. L'établissement de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), chargée de résoudre les questions transfrontalières, vient parachever un cadre réglementaire nouveau au service d'une Europe de l'énergie performante.

DéCRYPTAGES vous donne rendez-vous en septembre

Le prochain numéro de Décryptages sortira en septembre. Vous découvrirez une **nouvelle maquette** et des **rubriques plus variées**.

Grand angle

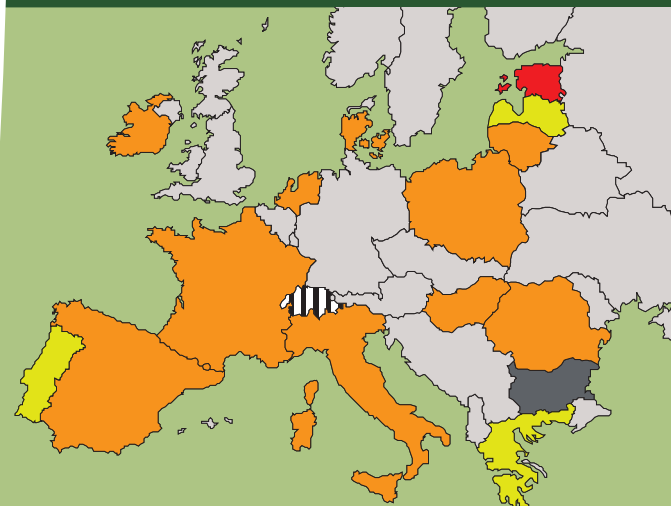
La régulation des prix de détail en Europe

L'EREGG (groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz) a rendu public en mars 2009 un état des lieux de la régulation des prix de détail dans l'Union européenne au 1^{er} juillet 2008, qui couvre vingt-six Etats membres en électricité et vingt-trois en gaz.

Dans le secteur de l'électricité et du gaz naturel, pour les segments de clients résidentiels ouverts à la concurrence, la coexistence entre prix de détail régulés et prix de marché de détail (prix librement déterminé par le fournisseur) reste la pratique majoritaire en Europe au 1^{er} juillet 2008. Cela se vérifie à la fois par le nombre de pays concernés et par le nombre de clients fournis à des prix régulés (Cf carte).

Dans tous les Etats membres où coexistent prix de marché et prix régulés, plus de 95% des clients résidentiels sont fournis à des prix régulés, sauf en Espagne où cette part est de 92% en électricité et de 51% en gaz.

LA RÉGULATION DES PRIX DE DÉTAIL EN EUROPE POUR LES CLIENTS RÉSIDENTIELS



- Régulation des prix en gaz et électricité (11 pays)
- Régulation des prix en électricité, marché fermé en gaz (3 pays)
- Régulation des prix en gaz, marché fermé en électricité (1 pays)
- Pas de régulation des prix (pas de gaz en Norvège et marché fermé en gaz en Finlande)
- n.d.



Régulation des réseaux électriques : deux nouvelles initiatives de la CRE

Fidèle à ses principes d'écoute et de non-discrimination, la CRE a constitué deux groupes de travail, l'un sur la qualité de l'électricité et l'autre sur l'achat des pertes.

La CRE a choisi de traiter ces sujets selon deux organisations différentes : alors que le groupe de travail sur l'achat des pertes réunit des experts reconnus issus de différents horizons, le groupe de travail sur la qualité de l'électricité auditionne les parties prenantes afin de recueillir leur contribution.

Le groupe de travail « qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution »

Les nombreuses coupures d'électricité intervenues au cours de l'hiver dernier, à la suite des chutes de neige ou des tempêtes, ont confirmé la nécessité d'une augmentation des investissements sur les réseaux publics de distribution.

Le groupe de travail, présidé par Michel Lapeyre, vice-président du Collège, remettra à ce dernier un rapport relatif à la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution, qui examinera la problématique de la continuité de l'alimentation, autant en situation normale qu'à la suite d'un événement climatique exceptionnel. La qualité de l'alimentation du réseau public de transport

ne sera abordée qu'au regard de son impact sur la continuité de l'alimentation en distribution.

Le groupe de travail « pertes sur les réseaux électriques »

Les gestionnaires de réseaux se procurent l'énergie des pertes (énergie dissipée par effets Joule dans les réseaux) selon des procédures concurrentielles, non-discriminatoires et transparentes. Compte tenu de l'importance des volumes de pertes (33 TWh/an), l'enjeu financier qu'elles représentent est significatif.

Les premières discussions du groupe de travail présidé par Éric Dyèvre, membre du Collège, ont porté sur les différents modèles économiques d'achat des pertes et sur les principaux critères d'évaluation économiques, juridiques et techniques de ces modèles.

Le site internet dédié au groupe de travail⁽¹⁾ offre la possibilité de contribuer à la concertation. Les conclusions de cette réflexion éclaireront les décideurs publics, et en particulier la CRE, dans le cadre des discussions tarifaires futures.



Point d'étape sur le projet de terminal méthanier de Dunkerque

Le recours accru au gaz naturel liquéfié est au cœur de la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France et de l'Europe. Les conditions de mise en œuvre des projets de terminaux méthaniers revêtent dès lors une importance particulière. Point d'étape sur le projet porté par Dunkerque LNG, filiale d'EDF.

Dunkerque LNG, filiale d'EDF, envisage de solliciter auprès du ministre chargé de l'énergie une exemption totale à l'accès des tiers et à la régulation tarifaire pour son projet de terminal, pour une période de 20 ans. Pour préparer son futur avis, la CRE a consulté le marché début 2009, sur la base du pré-dossier remis par la société.

Deux possibilités de dimensionnement sont envisagées : 10 Gm³/an ou 13 Gm³/an. Dans les deux cas, Dunkerque LNG s'engage à ce que le groupe EDF ne détienne pas plus de 8 Gm³ des capacités du terminal. La filiale d'EDF considère que l'exemption est nécessaire à la réalisation du projet dans des conditions financières et de maîtrise du risque satisfaisantes. Elle indique par ailleurs qu'un tarif identique sera appliqué à tous les souscripteurs du terminal, et qu'il ne devrait

pas dépasser le seuil de compétitivité qu'elle estime à 1,6 €/MWh.

L'analyse concurrentielle menée par Dunkerque LNG montre que le terminal méthanier de Dunkerque, en créant un nouveau point d'entrée et en diversifiant les sources de gaz, renforcera la concurrence sur le marché du gaz en France ainsi que la sécurité d'approvisionnement.

Si la CRE envisage de donner un avis favorable à cette demande d'exemption, elle pourrait toutefois recommander au ministre de l'assortir des conditions suivantes, afin d'éviter toute conséquence négative sur la concurrence :
- la part d'EDF serait limitée à 8 Gm³ par an, avec un engagement des autres souscripteurs de capacités à ne pas revendre le gaz à EDF ;

Une régulation des prix de détail à plusieurs réalités

La définition de la régulation des prix montre à quel point les situations sont variées en Europe, chacune ayant des impacts différents sur la concurrence. Un prix est dit « régulé » lorsqu'il est soumis au contrôle d'une autorité publique. Dans ce cas, l'autorité peut fixer directement les prix, approuver des propositions de prix des fournisseurs ou imposer des limites à l'évolution des prix.

Par exemple, en France comme dans la plupart des Etats membres, seuls certains fournisseurs sont autorisés à proposer des offres à prix régulés, alors que dans certains autres, tous les fournisseurs peuvent le faire.

De même, la majorité des Etats membres autorise le retour d'un client résidentiel aux prix régulés sur le même site et, dans la plupart des cas, sans délai d'attente. En France, il faut attendre une période de 6 mois sur le marché en électricité et cette réversibilité est impossible en gaz.

En outre, dans plus de deux tiers des Etats concernés, le régulateur est l'autorité compétente pour fixer les prix régulés aux clients finals en électricité comme en gaz. Seuls font exception, pour l'électricité, l'Espagne, la France et la Grèce, et, pour le gaz, l'Espagne, la France ainsi que la Hongrie. En revanche, il appartient au régulateur de décider de la suppression des prix régulés seulement dans un Etat sur sept en électricité et dans un sur quatre en gaz. C'est le cas de l'Irlande et de la Pologne en électricité et en gaz, et de la Roumanie seulement pour le gaz.

La majorité des clients professionnels en Europe sont fournis à des prix de marché

Dans de nombreux Etats membres, plus la consommation des clients professionnels est importante, plus on observe un nombre élevé de clients optant pour une offre à prix de marché, ou une suppression de la régulation des prix.

Par rapport à juin 2007, la régulation des prix de détail pour les clients professionnels a été supprimée dans plusieurs Etats, essentiellement en électricité (pour le gaz, seule l'Espagne a supprimé les prix régulés pour le segment des moyens à grands professionnels), et davantage pour les très grands clients industriels (6 pays sont concernés : la Hongrie, l'Irlande, l'Italie, la Lettonie, la Lituanie et la Pologne).

En juillet 2008, en électricité, 6 Etats (sur les 15 où coexistent prix régulés et prix de marché sur au moins un segment de marché) envisagent d'évoluer vers un marché concurrentiel sans régulation des prix aux clients finals. Toutefois, ils ne prévoient pas toujours de date de suppression des tarifs.

ÉTATS MEMBRES AYANT PLANIFIÉS LA SUPPRESSION DES PRIX RÉGULÉS AVANT 2011

	Clients résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites moyens à grands non résidentiels	Très grands sites non résidentiels
Electricité	Lettonie Lituanie Slovaquie	Lettonie, Portugal Espagne Lituanie	Portugal Lituanie	Portugal Espagne
Gaz	Estonie	Espagne*	Hongrie	Hongrie

En vert, les États membres avec une feuille de route adoptée ou à l'état de projet.
* pour toute consommation supérieure à 1 GWh.

Le groupe de travail « pertes sur les réseaux électriques » mène une réflexion sur les différentes évolutions possibles du dispositif de couverture des pertes des réseaux publics d'électricité.



En partant de la gauche vers la droite : I. Dechavanne (CRE), J.P. Loutoby (CRE), F. Choné (ANODE), J.P. Conil-Lacoste (Powernext), R. Durdilly (UFE), P. Bornard (RTE), P. Fontaine (DGEC), E. Dyèvre (Président du groupe de travail), J.H. Keppler (OCDE), T. Pons (ERDF), E. Rodriguez (UNIDEN), J.L. Rios Sanchez (EFET TF France), M.H. Briant (CRE), S. Plumel (CRE), M. Dufourg (CRE).

(1) <http://gtpe.cre.fr>



que

- GDF Suez ne détiendrait pas de capacité dans le terminal ;
- Dunkerque LNG devrait mettre en place un mécanisme de remise sur le marché des capacités non utilisées, validé par la CRE ;
- toutes les capacités développées par GRTgaz pour le raccordement du terminal méthanier devraient être souscrites ;
- Dunkerque LNG devrait mettre en œuvre les règles éventuellement applicables aux terminaux régulés pour la fourniture de la flexibilité infra-journalière nécessaire au fonctionnement du réseau de transport ;
- dans le cas où la variante à 10 Gm³ serait choisie, Dunkerque LNG devra organiser un appel au marché et s'engager, le cas échéant, à proposer régulièrement la capacité résiduelle au marché.

Laurence Hézard, >
Directrice générale
de GrDF



« 75% des Français habitent dans des communes desservies par le gaz et l'électricité »

Filiale indépendante de GDF Suez depuis début 2008, le gestionnaire des réseaux de distribution de gaz, GrDF, doit faire face à de nombreux défis. Laurence HEZARD, Directrice générale, dresse le bilan de sa première année d'activité et fait le point sur les chantiers qui l'attendent, de la sécurité des réseaux à la reconnaissance du gaz naturel comme énergie d'avenir.

Décryptages : Pouvez-vous nous présenter l'activité de GrDF, ses missions et son organisation ?

Laurence Hézard : GrDF est le gestionnaire du réseau de distribution du gaz. C'est une filiale à 100% de GDF Suez qui a été créée le 1^{er} janvier 2008. Ses missions sont de différents ordres. Tout d'abord, GrDF achemine le gaz pour l'ensemble des fournisseurs. Aujourd'hui, 20 fournisseurs différents peuvent utiliser le réseau. Nous gérons un réseau de 189 000 kilomètres qui dessert 9 265 communes. Le réseau appartient aux collectivités locales et nous en sommes le concessionnaire. 75% des Français habitent sur des communes desservies en gaz naturel. Parmi les autres missions essentielles de GrDF, figurent également la maintenance et le développement du réseau.

GrDF existe depuis le 1^{er} janvier 2008. Quel est le bilan de votre première année d'activité ?

En termes d'acheminement et de gestion de réseau, l'ensemble du système imaginé au 1^{er} juillet 2007 avec l'ouverture totale du marché à la concurrence a fonctionné de manière satisfaisante. Le retour d'expérience effectué avec la CRE ainsi qu'avec les fournisseurs de gaz naturel a permis de relever les améliorations à apporter au système. Tout d'abord, nous devons parvenir à simplifier un certain nombre de procédures et à les faire fonctionner de façon fluide. Ensuite, nous devons améliorer la rapidité de réponse de notre système d'information. Enfin, nous devons simplifier ce que nous appelons le « parcours client ». Le client n'a plus, comme avant l'ouverture à la concurrence, un seul interlocuteur

pour le gaz et l'électricité et doit en plus choisir son fournisseur pour les deux énergies. Nous devons nous efforcer de lui simplifier la vie.

N'y-a-t-il pas, parfois, des problèmes de communication, voire de notoriété, puisque GrDF, comme ErDF, est issu de la scission d'EDF/GDF service ?

Quand GrDF a été créée, l'entreprise était issue de Gaz de France. A l'époque, le régulateur nous a dit que notre nom ressemblait trop à la raison sociale de notre maison mère. Au mois de juillet 2008 est intervenue la fusion entre Gaz de France et Suez avec un nouveau nom et une nouvelle identité visuelle. Il y a donc moins de problèmes de différenciation aujourd'hui. Au delà du nom, l'identité visuelle de notre marque n'a rien à voir avec celle de notre maison mère.

“ Nous devons améliorer la rapidité de réponse de notre système d'information ”

GrDF est-il totalement indépendant vis à vis de GDF Suez ?

Notre conseil d'administration est constitué certes de représentants de l'actionnaire, mais également d'administrateurs indépendants. Notre activité est très nettement séparée de celle de GDF Suez. Nos investissements sont financés par nos revenus. Ils s'élèvent en moyenne à 650 millions d'euros par an. Nous faisons partie d'un groupe intégré, mais j'ai la liberté de prendre des décisions, même si je dois évidemment rendre des comptes à mon actionnaire.

Quel jugement portez-vous sur le développement du marché ? Les problèmes liés aux systèmes d'informations sont-ils résorbés ?

Le marché est vraiment ouvert. Fin mars, 100 000 clients professionnels et 500 000 clients domestiques avaient fait appel à un fournisseur alternatif. Vous évoquez les systèmes d'information... Nous avons mis en place un nouveau système : OMEGA. Des bugs sont inévitables. Nous avons connu les problèmes inhérents au démarrage d'un système d'une telle ampleur. Nous avons effectué un travail de fourmis pour les régler. Le pire est maintenant derrière nous. Nous ne sommes pas les seuls sur la chaîne de facturation : GrDF ne facture qu'aux fournisseurs. Les uns et les autres, tout au long de la chaîne, avons à progresser ensemble au bénéfice du client final.

Les nouveaux tarifs d'acheminement ont été mis en place depuis un an et pour une durée de 4 ans. Que pensez-vous du niveau de ces tarifs ?

Le fait que les tarifs soient pluriannuels donne de la visibilité à tous les acteurs. Avoir introduit un Compte de régularisation des charges et produits nous permet de gérer les imprévus comme les aléas climatiques et les aléas dus aux variations de prix du gaz pour compenser les pertes sur le réseau. Enfin, ces tarifs nous incitent à optimiser nos processus en permanence pour respecter la trajectoire financière fixée par la CRE. Cela est très exigeant et nous contraint sans cesse à l'optimisation et aux gains de productivité. Une question se pose aujourd'hui et nous avons commencé à en parler avec la CRE : l'impact de la crise économique et financière sur

bitent sur ries en gaz naturel »

l'équilibre tarifaire. La crise nous conduit à investir plus que prévu du fait du plan de relance de l'économie initié par le gouvernement. Elle aura aussi une influence sur les volumes de gaz et le nombre de clients.

Quelles mesures avez-vous engagées afin de renforcer la sécurité du réseau ?

La sécurité du réseau est la première des priorités de GrDF. Cela concerne l'exploitation et la maintenance. Nous investissons de l'ordre de 600 à 650 millions d'euros par an et presque la moitié concerne la sécurité.

Cette année, en raison du plan de relance de l'économie mis en place par le gouvernement, nous portons notre effort d'investissement à environ 770 millions d'euros. Cet investissement accru sera consacré en grande partie au renforcement de la sécurité des réseaux, par exemple au renouvellement des conduites et des colonnes montantes en région parisienne.

“ Nous souhaitons que le gaz naturel soit reconnu comme étant complémentaire de l'électricité nucléaire et des énergies renouvelables ”

Reste-t-il des sections de fonte grise ?

L'ensemble des fontes grises identifiées a été supprimé fin 2007. En 2008, nous en avons retrouvé 4 700 mètres qui ont été aussitôt éliminés. Cependant, nous sommes toujours très à l'affût : il peut encore rester des petits bouts ici et là.

Travaillez-vous sur les systèmes de comptages évolués ?

Nous travaillons sur les comptages évolués car cela participe

d'une démarche d'optimisation des consommations des clients, de développement de la qualité de la relève et de maîtrise des coûts. Aujourd'hui, 5 000 clients (de très gros industriels), sont télérelévés quotidiennement. Nous allons déployer la télérelève pour 100 000 autres gros clients en 2010 qui sont relevés mensuellement. Les clients résidentiels, quant à eux, sont relevés tous les six mois. Nous n'avons pris pour l'instant aucune décision de passer à la télérelève sur ce segment de clientèle. Nous recherchons les techniques possibles, évaluons les impacts budgétaires. Si nous évoluons vers une relève plus fréquente, par exemple, mensuelle ou trimestrielle, l'intérêt de la télérelève en serait accru. Nous cherchons avec la CRE et les fournisseurs un nouveau système de relève. Si les travaux en cours montraient que les avantages l'emportent sur les inconvénients, des synergies avec le projet de déploiement d'un comptage AMM pour l'électricité pourraient être envisagées.

Comment voyez-vous le développement du réseau, notamment en ce qui concerne la concurrence du gaz avec les autres énergies ?

Nous estimons à GrDF qu'il y a encore un potentiel important de raccordement de nouveaux clients en France. Les solutions au gaz naturel permettent de répondre aux objectifs de maîtrise de l'énergie, de réduction des émissions de gaz à effet de serre et s'associent idéalement aux énergies renouvelables.

Le chauffage gaz naturel est complémentaire de l'électricité nucléaire car il contribue à la limitation des pointes hivernales d'électricité fortement émettrices de CO₂.

Pouvoirs spéciaux de l'Etat et intervention dans les entreprises du secteur de l'énergie

La Cour de justice des communautés européennes (CJCE) a considéré qu'en déterminant les critères d'exercice de pouvoirs spéciaux dans des sociétés du secteur de l'énergie, l'Etat italien a enfreint le droit communautaire.

En Italie, un décret-loi prévoit que l'Etat détient, dans certaines sociétés, un pouvoir de veto et des pouvoirs d'opposition à l'acquisition de participations et à la conclusion de pactes d'actionnaires représentant un certain pourcentage des droits de vote.

Un décret de 2004 limite l'utilisation de ces pouvoirs spéciaux aux seuls cas d'atteinte aux intérêts vitaux de l'Etat, comme, par exemple, un risque grave et réel de rupture de l'approvisionnement national minimal en énergie.

Une clause relative à l'exercice de ces pouvoirs spéciaux a été notamment introduite dans les statuts des sociétés ENI et Enel qui opèrent dans le secteur de l'énergie.

Selon la CJCE, le décret de 2004 ne précise pas suffisamment les critères d'exercice des pouvoirs spéciaux ce qui ne permet pas aux investisseurs de connaître les situations dans lesquelles ces pouvoirs seront utilisés.

La CJCE rappelle que la liberté d'établissement et la libre circulation des capitaux peuvent être limitées pour autant qu'il n'existe pas de mesure communautaire d'harmonisation, ou, à défaut, dans le respect du principe de proportionnalité.

S'agissant des critères se rapportant à l'exercice des pouvoirs d'opposition, la CJCE constate que même si les critères en cause visent différents types d'intérêts généraux, ceux-ci sont formulés de manière générale et imprécise. L'absence de lien entre ces critères et les pouvoirs spéciaux auxquels ils se rapportent renforce l'incertitude quant aux circonstances dans lesquelles ces pouvoirs sont susceptibles d'être exercés. Cela confère un caractère discrétionnaire auxdits pouvoirs, eu égard à la marge d'appréciation dont disposent les autorités nationales pour leur mise en œuvre. Une telle marge d'appréciation est disproportionnée par rapport aux objectifs poursuivis.

La CJCE examine de la même façon les critères se rapportant au pouvoir d'apposer un veto à certaines décisions de la société. Elle souligne que le décret de 2004 ne contient pas de précisions sur les circonstances dans lesquelles le veto peut être exercé et que les critères qu'il énonce ne reposent donc pas sur des conditions objectives et contrôlables.

Après l'Espagne (voir Décryptages n°11), l'Italie voit également ses pouvoirs spéciaux remis en cause par les principes communautaires de liberté d'établissement et de libre circulation des capitaux.



La filière photovoltaïque en

La production d'électricité photovoltaïque connaît un regain d'intérêt. Les progrès technologiques laissent entrevoir une meilleure compétitivité en comparaison à d'autres filières. Cet intérêt se traduit par un soutien croissant des Etats, notamment pour la production raccordée au réseau.

Avec un gisement de 900 à 1500 kWh/kWc/an ⁽¹⁾ (1800 kWh/kWc/an dans les DOM) sur la base des technologies existantes, la France se situe dans une position intermédiaire en Europe.

A ce jour, le marché du photovoltaïque est largement dominé par la technologie au silicium cristallin. Présentant une relative maturité et un bon rendement de l'ordre de 15% avec des perspectives d'évolution vers 25%, sa production reste néanmoins coûteuse. Parallèlement, émergent des technologies en couches minces dont les rendements sont plus faibles (de 10% à 15%), mais les coûts de production inférieurs.

“ **La spécificité française : un soutien très marqué aux technologies intégrées au bâti** ”

A plus long terme, le marché pourrait voir apparaître des technologies à coûts très bas, de type nanocristallin ou organique, dotées d'un faible rendement, ou, à l'opposé des technologies à très haut rendement (nanostructure). Toutefois, il est difficile d'évaluer l'échéance de leur diffusion massive et la réalité de leurs performances dans un contexte industriel.

En France, le soutien au développement de la production d'électricité photovoltaïque est partagé entre une aide à l'investissement et une rémunération majorée de la production.

L'aide à l'investissement prend la forme d'un crédit d'impôt à hauteur de 50% de leur investissement pour les particuliers et d'un amortissement fiscal dérogatoire pour les entreprises, leur permettant d'amortir la totalité de leur investissement la première année.

La production, quant à elle, est rémunérée : voir tableau ci-contre.

La spécificité française réside dans un soutien particulièrement marqué aux technologies intégrées au bâti. S'y ajoute un ensemble d'aides plus ou moins spécifiques, qu'il s'agisse de la défiscalisation des investissements dans les DOM et COM (60 à 70% de l'investissement), d'aides régionales ou de majoration du coefficient d'occupation des sols.

Le 16 avril 2008, un appel d'offres portant sur des centrales au sol - encore peu répandues en France - a été lancé par le Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire. Il porte sur une puissance totale recherchée de 300 MW, à raison d'une ou deux centrales de 5 à 10 MW par région. Le nombre de projets de ce type devrait fortement progresser au cours des années à venir, en particulier en outre-mer et sur le pourtour méditerranéen.

En 2006, dans son avis sur la proposition de tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque, la CRE avait estimé que ce dernier était très supérieur à la somme des coûts et externalités environnementales évités, ainsi que des autres effets positifs supposés. Elle avait toutefois considéré que le tarif proposé en métropole continentale, hors prime d'intégration au bâti, combiné au dispositif de crédit d'impôt, était adapté. Peu rémunérateur dans le nord de la France et satisfaisant dans le sud, il devait permettre un développement de la filière sur une grande partie du territoire.

La CRE avait estimé que la majoration applicable en Corse, dans les DOM et à Mayotte, était injustifiée : l'augmentation du gisement suffisait, en général, à couvrir l'augmentation des coûts de

VALEURS POUR 2009 (ARRONDIÉS)

33 c€/kWh
en métropole continentale

44 c€/kWh
en Corse, dans les DOM et dans les collectivités départementales de Mayotte et Saint-Pierre-et-Miquelon

60 c€/kWh
dans le cas de modules intégrés au bâti

* c€ : centimes d'euros

l'investisseur constatés dans ces zones, sans compter l'effet des dispositifs fiscaux spécifiques.

Par ailleurs, la prime applicable à l'intégration au bâti s'avérait, dans de nombreux cas, trop importante au regard de l'augmentation des coûts correspondants et incitait au développement de petites installations, plus coûteuses pour la collectivité.

La CRE avait donc demandé que soient précisées les exigences réglementaires d'intégration au bâti, pour éviter que l'investissement se concentre sur les équipements les moins coûteux, pour lesquels le niveau de la prime n'est pas justifié, ou, a minima, de déterminer un plafond au nombre d'équipements éligibles.

Cette analyse a été confirmée par le développement du marché dont la progression s'amplifie d'année en année : voir tableau ci-contre.

Fin 2008, le gestionnaire de réseau ERDF comptabilisait 22 375 demandes de raccordement en attente, sur son

France

réseau, en métropole continentale pour une puissance de 526 MW, dont 8 195 nouvelles demandes représentant 318 MW pour le seul dernier trimestre de 2008. Ces tendances devraient s'accroître en 2009.

La pénétration du photovoltaïque est particulièrement forte dans les DOM où la capacité installée pourrait rapidement atteindre 20 à 30% de la puissance appelée.

“ **Le tarif d'achat photovoltaïque est aujourd'hui très supérieur aux prix de marché de l'électricité** ”

Depuis 2006, les installations intégrées au bâti, éligibles au tarif majoré, constituent l'essentiel des réalisations. Et ce, pour deux raisons : en dépit des mises en garde de la CRE, les caractéristiques des équipements ont été définies de telle sorte qu'en bénéficient des équipements dont les surcoûts se révèlent très inférieurs au surcroît de rémunération résultant de la majoration tarifaire. En outre, en raison du nombre de demandes, le respect des critères fait l'objet de peu de contrôles par les DRIRE qui délivrent les certificats d'obligation d'achat autorisant la majoration tarifaire, le plus souvent, sur simple déclaration du requérant.

Ces effets d'aubaine profitent peu aux équipements les plus innovants.

Le tarif d'achat photovoltaïque est aujourd'hui très supérieur aux prix de marché de l'électricité. De surcroît, les modalités d'indexation lui ont valu une hausse de près de 9% sur trois ans, alors même que le coût des équipements tend à diminuer.

En 2009, les charges de service public afférentes aux installations photovoltaïques devraient s'élever à environ 85 M€. Sur ces mêmes bases, l'objectif de 5400 MW installés résultant du Grenelle de l'environnement pourrait occasionner des charges à hauteur de 2,25 Mds€, peu sensibles à la variation des prix de marché de l'électricité, tant l'écart avec le tarif d'achat est important.

Le 17 novembre 2008, le Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de l'aménagement du territoire a ouvert la voie à une réforme du tarif de 2006 qui corrigerait, au moins en partie, les biais identifiés par la CRE. Quelles qu'en soient les dispositions, le développement de cette filière restera, pour la décennie à venir, relativement coûteux.

CONTRATS D'ACHAT COMPENSÉS (PÉRIMÈTRE EDF) ⁽²⁾

	Puissance (kW)	Electricité (MWh)	Nombre
2004	998	562	295
2005	4 548	3 439	1 073
2006	7 154	6 753	1 445
2007	13 233	13 477	2 155
2008	48 643	35 670	5 209

(1) Kilowatt-crête : unité de mesure de la puissance d'une installation photovoltaïque. Elle représente la puissance fournie par un ensoleillement de 1000 W/m² à 25°C.

(2) Le « périmètre EDF » couvre environ 95 % du territoire. Seules les installations ayant émis leur première facture sont comptabilisées. Il existe donc un décalage pouvant atteindre un an, pour les plus petites installations soumises à une facturation annuelle.



« Julien Janes, Chef de département « dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs »

« **Au sein de la CRE, où les équipes sont resserrées, j'ai pu accéder à des responsabilités importantes** »

A 35 ans, Julien Janes est le chef du département « dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et aux consommateurs » à la Direction du développement des marchés, en charge des missions de service public liées à la production d'électricité ainsi qu'à la fourniture en faveur des personnes en situation de précarité. Dans les factures d'électricité, une ligne, celle consacrée à la Contribution au service public de l'électricité (CSPE), est la traduction concrète de son travail. Payée par le consommateur final, la CSPE prend en charge la péréquation tarifaire en zone insulaire (afin d'y assurer un prix de vente identique à ce qu'il est en France continentale, alors même que les coûts de production y sont supérieurs), l'obligation d'achat de l'électricité produite par la cogénération et les énergies renouvelables, les appels d'offres pour de nouveaux moyens de production et le tarif social de l'électricité. Depuis 2008, le département met également en œuvre le tarif social du gaz.

Cela fait maintenant cinq ans que Julien Janes est entré à la CRE en tant que chargé de mission. Diplômé de l'École nationale supérieure des Arts et Métiers, il a effectué la totalité de son parcours professionnel dans le secteur de l'énergie. En effet, à la sortie de son école d'ingénieur, il a réalisé de nombreuses missions en tant que conseil dans le secteur de l'énergie, notamment au sein d'un centre de dispatching, puis pour les services centraux de RTE. « J'ai commencé à travailler en 1999 alors que débataient les discussions portant sur la transposition des directives instituant l'ouverture des marchés énergétiques et qui ont abouti au vote d'une première loi en février 2000, se souvient-il. J'ai vu le contexte législatif et réglementaire se construire et le secteur s'organiser pour faire face à l'ouverture progressive des marchés. »

Grâce à sa formation d'ingénieur, durant laquelle il a étudié les systèmes énergétiques, et à un parcours professionnel marqué par l'ouverture des marchés à la concurrence, Julien a pu compléter sa formation technique par une pratique plus économique et réglementaire du domaine de l'énergie. « J'ai eu la chance d'enrichir progressivement mes compétences, estime-t-il. Au sein de la CRE, où les équipes sont resserrées, j'ai pu accéder rapidement à des responsabilités importantes, ce qui n'aurait pas été le cas au sein d'une grande entreprise du secteur, quelle qu'elle soit, où les effectifs sont beaucoup plus importants ».

La sécurité d'approvisionnement en gaz : une priorité européenne

La crise du gaz russo-ukrainienne pose à nouveau la question de l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement européenne. Un sujet sur lequel les régulateurs sont au premier plan.

En janvier 2009, l'Europe a connu l'une des plus graves crises d'approvisionnement en gaz naturel de son histoire. Considérée comme très improbable, l'interruption des livraisons de gaz russe transitant par l'Ukraine pendant près de trois semaines a donné une nouvelle dimension à la question de la sécurité d'approvisionnement, mettant en évidence les vulnérabilités du système gazier européen.

La crise a été particulièrement douloureuse pour les pays d'Europe centrale, dont le système gazier est organisé autour des infrastructures de transit entre la Russie et l'Europe occidentale. La diversification des approvisionnements y est très faible et les possibilités techniques de réorienter les flux d'ouest en est y sont souvent nulles. Cependant, il a parfois été possible de trouver en peu de temps des solutions techniques permettant d'organiser la solidarité entre pays. Dans la région ouest, le marché a fait preuve d'une bonne capacité d'adaptation et aucun consommateur n'a eu à subir d'interruption de fourniture, malgré une demande soutenue en raison du froid.

Cet événement a fait de l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement l'une des principales priorités européennes, avec plusieurs niveaux d'action.

La Commission européenne a ainsi ouvert le chantier de la révision de la Directive 2004/67/CE du 16 avril 2004, principal texte européen relatif à la sécurité gazière. Outre le développement des interconnexions entre zones de marché et l'amélioration de la transparence sur les stocks de gaz, l'objectif est d'améliorer la réactivité du système par des procédures d'urgence plus efficaces et des investissements ciblés facilitant les mouvements de gaz en Europe. Le 3^e paquet énergie récemment adopté, et l'accent mis sur la primauté des mécanismes de marché en cas de crise, donnent de fait un rôle important aux autorités de régulation dans un domaine traditionnellement réservé aux gouvernements.

La sécurité d'approvisionnement a par ailleurs été l'un des thèmes principaux de la conférence annuelle du GIE (Gas Infrastructure Europe), l'association européenne des opérateurs d'infrastructures gazières, qui s'est tenue à Groningue les 6 et 7 mai 2009.

A cette occasion, plusieurs orateurs ont souligné la nécessité de créer de nouvelles voies d'entrée du gaz au sud de l'Europe, notamment par le développement de l'interconnexion entre la France et l'Espagne et le raccordement de la péninsule ibérique au nord de l'Europe. Ce projet fera l'objet d'un appel au marché durant l'été 2009, organisé conjointement par les transporteurs français et espagnols, sous le contrôle des régulateurs, en vue de prendre une décision d'investissement avant la fin de l'année 2009.

4^e forum mondial sur la régulation de l'énergie

Le CEER et le régulateur grec, RAE, co-organisent le 4^e forum mondial sur la régulation de l'énergie, du 18 au 21 octobre 2009, à Athènes.

Le WFER IV regroupera entre 700 et 1 000 participants venant de plus de 80 pays.

AU PROGRAMME :

- le développement des infrastructures ;
- la sécurité d'approvisionnement ;
- l'efficacité énergétique ;
- le rôle des régulateurs face au changement climatique ;
- la compétitivité des marchés et l'accès à l'énergie.

Les régulateurs, les législateurs, les entreprises, les universitaires, les associations de consommateurs... tous sont conviés à cet événement.

Retrouvez le programme détaillé sur le site du WFER : www.worldforumIV.info.

