

DéCRYPTAGES

n°11

Vous avez dit « qualité » ?

Un lecteur attentif de notre rapport d'activité de juin 2008 aura marqué un temps d'arrêt à la lecture du message du collègue. On peut y lire que « la CRE a constaté une dégradation de la qualité de l'énergie électrique distribuée sur les réseaux concédés à ERDF, dont l'origine est bien antérieure à l'ouverture du marché ». C'est ce que reconnaît Michel Francony, président du directoire du gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, qui répond aux questions de *Décryptages* dans ce numéro. L'enjeu est, en effet, de taille puisqu'un effort important de rattrapage devra être réalisé dans les années à venir pour retrouver un niveau de qualité connu au début des années 2000.



Philippe de Ladoucette
Président de la CRE.

Dans un contexte de renouvellement à la hausse du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3), cette problématique fait l'objet de toutes les attentions, tant de la part du régulateur que d'ERDF. La régulation incitative mise en place dans le cadre de TURPE 3 portera à la fois sur les gains de productivité et sur l'amélioration constante de la qualité offerte aux consommateurs sur les réseaux électriques, tant en terme de qualité d'alimentation électrique qu'en terme

de qualité de service. En outre, la CRE envisage de retenir, pour sa prochaine proposition tarifaire, un scénario de redressement ciblé de la qualité.

Cependant, la question de la qualité en soulève une autre : la CRE ne dispose pas aujourd'hui de la compétence d'approbation des programmes annuels d'investissements des gestionnaires de réseaux de distribution, compétence dont elle dispose pour le réseau public de transport géré par RTE et dont la pertinence est reconnue par tous les acteurs.

Pages 4-5

Parole d'expert

► **Michel Francony,**
Président du directoire d'ERDF
nous parle des défis auxquels
est confrontée la distribution
d'électricité en France

Pages 6-7

En direct de la CRE

► **Les vieux compteurs**
électriques ont vécu :
voici les « compteurs
évolués »

Grand angle

Renforcement de l'interconnexion France-Espagne : quels bénéfices ?

Une étude du cabinet **Frontier Economics**, commanditée par la CRE en 2008, montre que le projet d'interconnexion favorisera à la fois un développement de la concurrence, une meilleure utilisation des parcs de production, des réductions des émissions de gaz à effet de serre et un renforcement de la sûreté des réseaux.



Baixas-Vich (Pyrénées-Orientales).
Ligne d'interconnexion France-Espagne

Les premières lignes d'interconnexion entre la France et l'Espagne ont été construites au cours des années 60. Depuis 40 ans, ces deux pays ont vu leur consommation s'accroître fortement et leur niveau d'interconnexion baisser sensiblement. En 2007, la capacité d'échange était en moyenne de 1 057 MW dans le sens France-Espagne, et de 289 MW dans le sens opposé, soit respectivement 4% et 1% des consommations de pointe, espagnole et française.

Pour cette raison, les gouvernements respectifs ont établi un objectif de capacités d'échange, dans les deux sens, de 2 600 MW à court terme et de 4 000 MW à plus long terme. Cette dernière valeur permettrait à l'Espagne d'atteindre le taux d'interconnexion défini lors du Conseil européen tenu à Barcelone en 2002, soit 10% de la capacité de production installée. Pour atteindre cet objectif, la France bénéficie quant à elle de ses interconnexions avec cinq autres pays frontaliers.

Les bénéfices d'un accroissement de la capacité sont nombreux. En premier lieu, le développement de l'interconnexion permet d'accroître les importations et



Mieux comprendre les offres « vertes »

L'ouverture du marché de l'électricité s'est accompagnée d'une diversification des offres proposées aux clients, parmi lesquelles les offres « vertes ». Inscrites dans la perspective de lutte contre le changement climatique, ces offres et les modalités de leur certification méritent quelques éclairages.

Soucieux de minimiser les impacts de leur mode de vie sur l'environnement, de nombreux consommateurs expriment le souhait de soutenir certaines filières de production, à travers un effort financier souvent substantiel.

L'électricité n'échappe pas à cette règle, et l'ouverture à la concurrence du marché des consommateurs résidentiels a favorisé la multiplication des offres dites « vertes », fondées sur la fourniture d'une fraction plus ou moins importante d'électricité produite à partir d'énergies renouvelables (EnR).

Toutefois, à l'inverse des systèmes de distribution classiques où le client se voit fournir un produit différent en fonction de son choix, le système électrique ne permet pas d'opérer de différenciation dans le produit livré au consommateur. L'électricité produite à partir d'EnR ne se distingue pas, en effet, de celle produite à partir de sources conventionnelles et transite sur le même réseau. Cette spécificité impose aux fournisseurs souhaitant justifier de leurs engagements vis-à-vis de leurs clients, de mettre en place un système de traçabilité prouvant le lien entre leurs approvisionnements et la consommation de leurs clients.

Schématiquement, trois systèmes cohabitent. Premièrement, le fournisseur peut produire lui-même l'énergie qu'il commercialise à ses clients en dehors de tout système d'aide d'Etat. Il peut avoir recours à un organisme certificateur indépendant pour apporter la preuve à ses clients de l'origine de l'électricité achetée. Deuxièmement, le fournisseur peut conclure des contrats d'achat exclusivement avec des producteurs utilisant des EnR. Troisièmement, le fournisseur peut acquérir sur le marché une électricité produite de manière conventionnelle et commercialise, en parallèle, des « certificats verts » attestant de l'injection, quelque part sur le réseau, d'une quantité équivalente aux certificats qui lui ont été délivrés, sans lien direct avec son approvisionnement en électricité.

Le bouquet énergétique du fournisseur détermine sa contribution à la protection de l'environnement.

Abstraction faite de l'impossibilité de différencier l'électricité qui transite sur le réseau en fonction de l'énergie primaire qui

a permis de la produire, les deux premiers systèmes appellent peu d'observations. En reproduisant le modèle de la distribution classique, ils correspondent, peu ou prou, à l'image que peut en avoir le consommateur moyen. Ils font supporter au fournisseur, directement et intégralement, les coûts de production correspondant à l'énergie ainsi acquise ou produite. Lorsque celui-ci s'approvisionne auprès d'installations qui n'auraient pas pu trouver de débouchés dans les conditions du marché banalisé de l'électricité, le consommateur participe pleinement, par son financement, au développement de la production de l'électricité achetée. Cependant, dans certains cas, il ne fait qu'entretenir – et amplifier – les rentes des producteurs historiques détenteurs d'un parc de grands barrages largement amorti. Le choix du bouquet énergétique opéré par le fournisseur est donc déterminant pour mesurer sa contribution à la protection de l'environnement.

Le troisième système, de loin le plus répandu, appelle davantage de réserves. Développé hors de tout contexte législatif et réglementaire, il n'assure plus de concordance directe entre les approvisionnements du fournisseur et les qualités de l'électricité livrée au consommateur. Certains opérateurs proposent même de « verdifier » les offres conventionnelles d'autres fournisseurs, y compris celles au tarif réglementé de l'opérateur historique, à travers la vente des seuls certificats. Surtout, le prix payé pour acquérir les certificats est, en général, sans commune mesure avec les sommes nécessaires au fonctionnement des installations de production correspondantes.

Les certificats sont acquis auprès de producteurs ayant bénéficié, par ailleurs, de subventions à la production instituées par voie réglementaire, prévues de manière à couvrir intégralement les coûts de production, tel que le système de l'obligation d'achat, financé en France à travers la contribution au service public de l'électricité (CSPE) à laquelle l'ensemble des consommateurs sont soumis. Pour le producteur, il en résulte un effet d'aubaine puisqu'il perçoit une rémunération supplémentaire, modeste, dont on peut considérer, au regard des sommes en jeu, qu'elle exerce un impact moins déterminant que les subventions directes dont il a bénéficié. Pour le fournisseur, il s'agit d'une opportunité pour conquérir une part du marché à moindre frais. Quant au client qui a souscrit une telle offre pour contribuer au développement des EnR, il s'arroge le bénéfice d'une électricité qui

> De nouveaux tarifs de transport de gaz pour le 1^{er} janvier 2009

La proposition transmise par la CRE le 18 Juillet 2008 au ministre chargé de l'énergie fixe les conditions de rémunération des transporteurs pour quatre ans. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, exprimés en euros courants, sont en hausse de 6% pour GRTgaz et de 10% pour TIGF principalement du fait de l'importance des programmes d'investissements, des dépenses de sécurité et des coûts de l'énergie. Ces nouveaux investissements contribuent au passage de trois à une seule zone d'équilibrage au nord de la France et à la suppression de la congestion vers le réseau géré par TIGF.

favorise l'intégration des marchés. L'augmentation de la capacité d'importation amenuise ainsi la position dominante de certains acteurs historiques sur leur marché national.

aura, en réalité, été principalement financée par l'ensemble des consommateurs. Les clients ayant souscrit à ces offres ignorent vraisemblablement pour la plupart d'entre eux les subtilités du système et gagneraient à être mieux informés.

Le secteur devrait prochainement voir émerger des labels

Conscients de ces lacunes, de plus en plus de fournisseurs complètent leurs offres d'électricité verte basées sur des certificats verts par des prestations supplémentaires, telles que le reversement d'une partie des sommes collectées à un fond dédié aux EnR ou la compensation des émissions de carbone par des actions de solidarité dans les pays émergents.

Comment bien choisir ? En premier lieu, il appartient au client de se déterminer en connaissance de cause en se faisant communiquer préalablement, par son fournisseur, des précisions (au demeurant obligatoires au titre de l'information du consommateur) sur son système de garantie. Dans un second temps, on peut attendre des associations de consommateurs ou environnementales qu'elles émettent des recommandations à l'attention de leurs adhérents et du grand public. A cet égard, la CRE organise la discussion entre les parties prenantes au sein du Groupe de travail consommateurs (GTC). Enfin, le secteur devrait prochainement voir émerger des labels, dont la crédibilité dépendra étroitement du niveau d'exigence des critères de sélection retenus. L'exemple pourrait venir de Grande-Bretagne où le régulateur, soumis depuis plusieurs années aux mêmes difficultés de discernement dans un marché principalement basé sur le système des certificats verts, vient de proposer un système de labellisation des offres par paliers (bronze, argent, or) en fonction de leur contribution financière au développement des EnR.

Pour conclure provisoirement ce débat centré autour des qualités de l'électricité proposée à la vente, le consommateur doit garder à l'esprit que la dépense la plus pertinente réside, le plus souvent, dans l'acquisition d'équipements à haute efficacité énergétique et dans la limitation des gaspillages. Car, au final, l'énergie la plus propre – et la plus économique – reste celle que l'on n'a pas consommée.

> GRTgaz prévoit 5 milliards d'euros d'investissements sur dix ans

GRTgaz a présenté une étude prospective sur le développement de son réseau de transport de gaz naturel. Il prévoit 5 milliards d'euros d'investissements sur la période 2008-2017 permettant d'assurer la modernisation du réseau en termes de sécurité et d'environnement, de développer de nouvelles capacités sur le réseau et de tenir compte de la hausse de la consommation industrielle de gaz due aux projets de centrales à cycle combiné gaz.

En outre, l'optimisation de la production, pour satisfaire la demande française et espagnole à moindre coût, pourra s'appuyer sur la complémentarité des parcs de production. L'acheteur français pourra bénéficier des avantages d'une production éolienne en forte croissance en Espagne et caractérisée par de faibles coûts d'exploitation. Lorsque la production éolienne sera supérieure aux besoins espagnols, cette production se substituera alors à celles de centrales françaises dont les coûts d'exploitation sont plus élevés (ex : les centrales thermiques). De même, le client espagnol, en cas de forte demande et de faible production éolienne, pourra s'approvisionner en France ou dans les autres pays européens interconnectés. Ainsi, la production française, essentiellement assurée par des centrales nucléaires et hydrauliques (dont les coûts de production d'un MWh additionnel sont faibles), pourra se substituer à la production de centrales thermiques fossiles espagnoles dont les coûts de production marginaux sont plus élevés.

Le renforcement de l'interconnexion devrait induire des variations de la sollicitation des moyens de production existants en France et en Espagne (cf. graphique ci-dessous). En France, pour la période 2015-2040, l'étude menée par Frontier Economics montre que la production du parc nucléaire devrait augmenter de 297 TWh, et celle des centrales au gaz diminuer de 75 TWh. La production des centrales thermiques fossiles espagnoles serait réduite de 236 TWh.

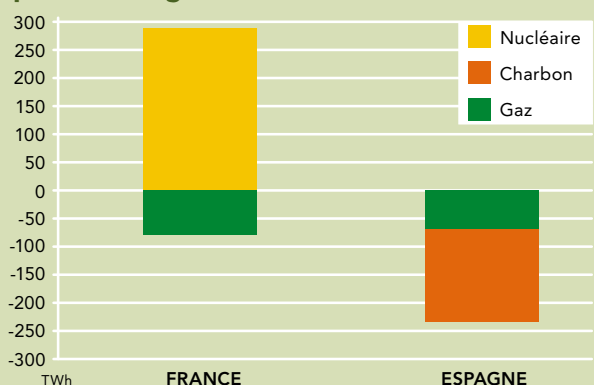
Baisse des émissions de CO₂

Les émissions de CO₂ évitées grâce au développement de l'interconnexion sont estimées à 180 millions de tonnes en France et en Espagne, sur la période 2015-2040. Ce résultat s'explique par le remplacement de la production des centrales thermiques fossiles par de la production moins carbonée (nucléaire et éolien).

Les éventuelles insuffisances de la production nationale ne seront plus uniquement palliées par des réserves domestiques, mais également par les réserves disponibles des pays voisins. Cela a été démontré lors de l'incident du 4 novembre 2006 où le système électrique français, du fait des interconnexions, a largement contribué à réduire les conséquences de la panne au niveau européen.

Globalement, les gains liés à l'interconnexion pourraient représenter entre trois et cinq fois les coûts de développement selon les hypothèses d'enfouissement de la ligne et les besoins de renforcement.

Variations de la sollicitation de la production par technologie à l'horizon 2040



Source : Frontier Economics (2008), étude sur l'impact économique de l'interconnexion France-Espagne pour le compte de la CRE

Michel Francony, >

Président
du directoire d'ERDF



« Le relèvement du tarif devra être un programme nécessaire de modernisation et de développement du réseau »

Créée pour répondre aux exigences d'un marché ouvert, ERDF est confrontée à de nombreux défis.

Décryptages : Vous êtes à la tête d'ERDF depuis le 1^{er} janvier 2008. Quel est votre projet industriel ?

Michel Francony : Tout d'abord, je voudrais rappeler qu'ERDF est une filiale à 100% d'EDF. Elle assure la fonction de gestionnaire de réseaux de distribution de l'électricité sur 95% du territoire, le reste étant effectué par les régions. Cette fonction a deux composantes essentielles : premièrement, organiser et faire fonctionner le marché ouvert de l'électricité sous l'égide du régulateur, et, deuxièmement, être un opérateur industriel de la concession en étant responsable de l'acheminement de l'électricité. Le fait d'être une société de plein exercice rend totalement transparents les aspects économiques et financiers d'ERDF. En tant que première filiale du groupe EDF, le fait que nos résultats soient lisibles et visibles pour les marchés financiers revêt une importance particulière en raison de l'ouverture du capital de notre maison mère. Puisque ERDF est devenue une entreprise, son management se devait de lui tracer un avenir. Notre projet industriel s'articule évidemment autour de nos deux métiers. Il s'agit donc, tout d'abord, dans un marché ouvert, de fournir des prestations d'un niveau de qualité si possible amélioré par rapport à ce que nous faisons avant, avec une organisation plus simple. La deuxième dimension de notre projet industriel est d'être un opérateur industriel de concessions. Nous devons acheminer le kilowattheure avec une qualité conforme aux attentes des clients et des concédants. La mise en place d'organisations séparant la gestion de réseaux de la commercialisation a malheureusement entraîné une dégradation de la qualité de service. La raison en incombe notamment à la création de systèmes d'informations dissociés, certes nécessaire mais d'une extrême complexité, qui a entraîné un ralentissement des délais d'intervention. Enfin, nous avons éga-

lement la charge du raccordement au réseau des nouveaux clients, principalement des producteurs d'énergies éolienne et photovoltaïque.

La durée annuelle des coupures longues s'est accrue ces dernières années. Quels moyens avez-vous prévus pour y remédier ?

En effet, la qualité de la fourniture d'électricité n'a cessé de se dégrader au cours des dix dernières années. Le temps d'interruption a dépassé 70 minutes en 2007 alors qu'il était tombé en dessous de 60 minutes. La CRE nous demande de réduire cette durée moyenne d'environ 10% d'ici 2012. Cette dégradation est très liée aux aléas climatiques. Il faut savoir que si la durée moyenne est de 70 minutes, en réalité, le temps de coupure va d'environ 30 minutes à 4 ou 5 heures. Cela est intolérable, j'en suis conscient. Notre action vise à réduire les disparités sur le territoire français et la sensibilité du réseau aux aléas climatiques. Cela requiert un accroissement des investissements et une politique de maintenance renforcée et ciblée.



La qualité de la fourniture d'électricité n'a cessé de se dégrader au cours des dix dernières années



Pour quelles raisons avez-vous demandé à la CRE une hausse du TURPE⁽¹⁾ de 15% ? Si vous l'obtenez, comment cela se traduira-t-il concrètement sur le terrain ?

Le niveau de la hausse que nous avons demandée s'explique premièrement par le rattrapage de mouvements tarifaires qui n'ont pas eu lieu dans le passé. Je pense par exemple à la compensation des pertes qui représente la part principale de la hausse que nous espérons. Deuxièmement,

cette demande s'explique aussi par la rémunération de notre actif industriel. La troisième raison est liée à l'évolution des autres coûts dans le cadre d'une amélioration ciblée de la qualité. Le relèvement du tarif devrait permettre de financer un programme nécessaire de modernisation et de développement du réseau. Sur le terrain, cela se traduira d'abord par un renouvellement accru des compétences et le développement de compétences nouvelles. Cela est d'autant plus nécessaire qu'ERDF ne remplace qu'une seule personne partant à la retraite sur quatre. Ensuite, ces ressources nouvelles nous permettront de développer nos systèmes d'information. Enfin, nous poursuivrons le développement du réseau déjà amorcé depuis 3 ans.

Avez-vous un autre souhait particulier pour votre entreprise ?

Mon deuxième combat si je puis dire est que le tarif réglementé distingue le coût lié à la production d'énergie et la part liée à son acheminement. Cela permettrait de rendre plus limpide le tarif réglementé pour le client final, en particulier lors de mouvements tarifaires, afin qu'il comprenne à quoi va servir une éventuelle hausse des tarifs. S'agit-il de développer le service public du gestionnaire de réseau sous le contrôle du régulateur, ou, plutôt, de rémunérer davantage les producteurs et les fournisseurs dans une situation concurrentielle ? Le client doit savoir.

Quels moyens accompagnent le projet de modernisation des 35 millions de compteurs lancé cet été ? (voir p.6)

Le remplacement des compteurs a une évidente composante industrielle et technologique avec les futurs compteurs « communicants ». Mais il n'y a pas que cela. Il faudra ensuite rapatrier les données, les traiter et les transmettre dans les systèmes

ait permettre de financer e modernisation au »

tricité Réseau Distribution France (ERDF) est aujourd'hui

d'information des commercialisateurs. Sur ce dernier point, il faut savoir que nous avons le même travail à effectuer, qu'il s'agisse de remplacer 300 000 compteurs ou 35 millions ! Ce qui est compliqué, ce n'est pas de remplacer les compteurs, c'est de traiter les données. Nous avons évalué le coût de l'expérimentation à 150 millions d'euros dont les deux tiers sont destinés au développement des systèmes d'informations. L'expérimentation doit nous permettre de tester la fiabilité, les coûts et la capacité à traiter l'information. Concernant les coûts, sachez que, pour 35 millions de compteurs, une minute de moins passée pour remplacer chacun d'entre eux nous fait économiser 15 millions d'euros. Vous voyez l'enjeu !

Notre demande de hausse tarifaire de 15% doit nous aider à financer, dès que la CRE aura donné son feu vert, notre programme de remplacement des compteurs qui est évalué à 4 milliards d'euros. Sans ces ressources, le financement de cette expérimentation sera délicat...



La multiplication des demandes de raccordement est un véritable défi pour nous



ERDF est confrontée à une croissance exponentielle des demandes de raccordement. Comment vous y êtes-vous préparé ?

La multiplication des demandes de raccordement est un véritable défi pour nous. C'est en fait l'explosion du marché du photovoltaïque qui pose problème. Chaque installation nouvelle, même d'un kilowatt, requiert des autorisations administratives et l'installation de trois compteurs. C'est cette complexité qui conduit à des délais dépassant 6 mois ! Notre objectif

est évidemment de les raccourcir. Nous avons créé une direction « raccordement » dont l'objectif est d'optimiser et de maîtriser davantage ce processus.

Quelles sont les principales actions que vous allez mener afin de maîtriser les coûts opérationnels d'ERDF ?

Avant de demander une hausse de nos tarifs, nous avons d'abord cherché à autofinancer nos besoins par d'ambitieux gains de productivité. Nous avons lancé un programme d'excellence opérationnelle dont l'objectif est de considérer les processus et les procédures un par un et des les optimiser. Cela concerne, par exemple, la réduction des pertes qui, je vous le rappelle représentent la part principale de la hausse du tarif que nous demandons. Nous sommes prêts à nous engager sur un objectif de productivité qui serait intégré à une formule tarifaire arrêtée par la CRE. Le régulateur est évidemment dans son rôle lorsqu'il garantit la qualité et la maîtrise des coûts.

Estimez-vous que les conditions d'indépendance d'ERDF vis-à-vis d'EDF sont suffisantes ?

La gouvernance d'EDF s'exerce à travers un conseil de surveillance. Le recours à des appuis dans des domaines comme l'immobilier fait l'objet de contrats de droit privé. Les conditions d'indépendance d'ERDF sont donc aujourd'hui remplies. Il reste que, en tant qu'actionnaire, EDF continuera, au travers de la défense de ses intérêts patrimoniaux, à peser sur la fixation de nos budgets d'exploitation et d'investissements.

>>> (1) Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, en cours d'élaboration par la CRE

L'Espagne sanctionnée

La Cour de justice des Communautés européennes (CJCE) a estimé que le pouvoir du régulateur espagnol en matière d'approbation des participations dans les entreprises espagnoles du secteur de l'énergie était excessif.

La loi espagnole autorise l'organe de régulation de l'énergie à soumettre à autorisation préalable l'acquisition de participations et d'actifs dans les entreprises du secteur de l'énergie. La Commission européenne a demandé à la CJCE de constater l'incompatibilité de cette législation avec le droit communautaire.

La Commission estime que les opérations soumises à autorisation constituent des mouvements de capitaux au sens de l'article 56 CE et qu'aucune entrave à cette liberté ne peut être instaurée. Elle s'est appuyée sur une directive de 1988⁽¹⁾ selon laquelle l'acquisition de participations s'analyse comme un mouvement de capitaux. Elle a également relevé que les acquisitions de participations dans des entreprises du secteur de l'énergie entrent dans le champ d'application de l'article 43 CE relatif à la liberté d'établissement. La CJCE a, en 2000⁽²⁾, considéré que constitue une forme d'établissement le fait d'acquérir une participation dans le capital d'une société établie dans un Etat membre lorsque cette participation lui permet d'exercer une « influence certaine sur les décisions » de cette société. Or, parmi les opérations soumises à autorisation préalable, figurent toutes les acquisitions conférant une influence significative sur la société cible.

Dans un arrêt du 17 juillet 2008, la CJCE a rappelé que l'article 56 CE dispose que les restrictions aux mouvements de capitaux entre les Etats membres sont interdites. Or ce régime d'autorisation préalable peut dissuader les investisseurs d'acquérir des participations dans les entreprises espagnoles du secteur de l'énergie. Ce régime constitue donc une restriction à la libre circulation des capitaux au sens de l'article 56.

La CJCE a toutefois déjà jugé que les dispositions de l'article 56 peuvent être limitées par des raisons impérieuses d'intérêt général, s'il n'existe pas de mesure communautaire pour assurer la protection de ces intérêts⁽³⁾. S'agissant d'un régime d'autorisation préalable, la Cour considère qu'il doit être proportionnel au but poursuivi de manière telle que le même objectif ne saurait être atteint par des mesures moins restrictives⁽⁴⁾. Dans les circonstances de l'espèce, la CJCE a considéré que la simple acquisition d'une telle participation ne saurait être considérée en soi comme une menace réelle et suffisamment grave pour la sécurité d'approvisionnement en énergie. Ce régime d'autorisation préalable paraît disproportionné par rapport à l'objectif poursuivi.

La CJCE estime donc que la loi espagnole confère au régulateur un pouvoir discrétionnaire « excessivement large », qui va au-delà de ce qui est nécessaire pour atteindre l'objectif d'assurer l'approvisionnement minimal invoqué.

>>> (1) Directive 88/361/CEE du Conseil du 24 juin 1988 pour la mise en œuvre de l'article 67 du traité

>>> (2) CJCE, 13 avril 2000, Baars, C-251/98, Rec. p. I-2787

>>> (3) CJCE, 28 septembre 2006, Commission/Pays-Bas, C-282/04

>>> (4) CJCE, 14 décembre 1995, Sanz de Lera e.a. C-163/94



Les vieux compteurs électriques ont vécu : voici les « compteurs évolués »

Le gestionnaire de réseaux de distribution d'électricité, ERDF (Électricité Réseau Distribution France), a lancé une expérimentation portant sur 300 000 compteurs dits « évolués ». La CRE a organisé, dès 2007, une concertation avec l'ensemble des parties prenantes. Elle ne prendra la décision de généraliser ce système à l'ensemble des clients qu'après l'analyse des conditions techniques et financières de ce projet.

Tous les consommateurs disposent d'un compteur électrique. Jusqu'à présent, ce compteur ne servait qu'au distributeur qui relève la consommation d'électricité. Une expérimentation est en cours, qui pourrait voir l'apparition puis la généralisation de « compteurs intelligents ». Ceux-ci permettront une connaissance plus fine des habitudes et des données de consommation, ce qui favorisera la maîtrise de l'énergie par les consommateurs. Les fournisseurs pourront proposer des offres de fourniture d'électricité diversifiées (notamment en fonction des jours et des heures d'utilisation), ainsi que des services complémentaires, et la facturation sera plus précise. La réalisation d'interventions à distance procurera un confort supplémentaire aux consommateurs qui n'auront plus à être présents. Les délais de réalisation seront réduits et la performance des gestionnaires de réseau sera améliorée.

En outre, pour remédier à l'éloignement du compteur souvent incompatible avec une bonne information locale de l'utilisateur, les données ainsi mesurées pourront être transmises à un équipement d'affichage situé à l'intérieur du lieu de résidence de l'utilisateur.

Par ailleurs, afin de faciliter l'émergence d'offres énergétiques différenciées, les fournisseurs pourront connecter directement sur les compteurs évolués leurs propres dispositifs d'information des consommateurs et de contrôle, de type « boîtier énergie ».

La courbe de charge, rendue disponible pour l'ensemble des catégories de clients, constituera l'élément le plus précis d'information sur le soutirage (ou l'injection) par un utilisateur de réseau en un point de raccordement donné. Sa mise à disposition contribuera au libre

Et le gaz dans tout ça ?

Des réflexions sur un nouveau système de comptage du gaz sont engagées et GrDF a déjà lancé des expérimentations (télé-relevé des clients industriels et tertiaires sur deux zones test, télé-report en bas d'immeuble des clients résidentiels, ...). Ce système permettra aux clients de disposer plus fréquemment de la mesure réelle de leur consommation, conformément aux directives européennes, ce qui aidera à économiser l'énergie. La facturation sera plus précise, et les fournisseurs pourront offrir de nouveaux services. Le système de comptage ne comprend pas seulement les compteurs eux-mêmes mais aussi l'ensemble des moyens de télétransmission et de traitement dont ceux permettant de transformer les m³ en kWh. La CRE s'implique fortement dans ces réflexions, notamment dans l'analyse des coûts et des avantages attendus.

choix du consommateur en matière d'offres de fourniture, sur la base d'une meilleure connaissance de sa consommation. Elle permettra également une analyse détaillée de l'interaction entre l'installation de l'utilisateur et le réseau auquel elle est raccordée.

Les coûts des systèmes de comptage évolués seront financés par les tarifs d'utilisation des réseaux

Le projet d'ERDF est encore au stade expérimental et il vise à remplacer 300 000 compteurs, sur deux ans à compter de 2010, dans les régions de Tours et Lyon. Le retour d'expérience permettra à la CRE de valider les spécifications du système et d'autoriser son éventuelle généralisation en 2012. D'ici là, les caractéristiques des systèmes de comptage évolués du projet d'ERDF, et leurs impacts sur le fonctionnement du marché de détail de l'électricité, auront été discutés de façon ouverte et transparente, dans le

cadre du groupe de concertation mis en place pour l'occasion par la CRE dès 2007. Un travail similaire sur les « grands clients » (BT > 36 kVA) sera lancé au deuxième semestre 2008. La loi du 9 août 2004 répertorie les missions des gestionnaires de réseaux publics de distribution, dont les coûts sont couverts par les tarifs d'utilisation des réseaux. Parmi ces missions figurent les activités de comptage. C'est dans ce cadre que la CRE a listé, dans sa communication du 6 juin 2007, les fonctionnalités que devront offrir les systèmes de comptage évolués, faute de quoi leurs coûts ne pourraient être pris en charge par les tarifs d'utilisation des réseaux. La CRE a mis en place un comité de contrôle chargé de veiller à l'adéquation du projet d'ERDF avec cette communication. Celle-ci a été précédée d'une table ronde, à laquelle avait participé, entre autres, la FNCCR (Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies). Il était apparu à cette occasion qu'un système de comptage évolué devait au minimum permettre la télé-relevé automatisée

Le Comité de contrôle

Compte tenu des enjeux financiers et de l'organisation du marché de l'électricité, la CRE a mis en place un comité de contrôle, chargé d'évaluer l'adéquation du projet de mise en place du système de comptage évolué proposé par ERDF avec les orientations définies dans sa délibération du 6 juin 2007. Composé de trois membres du collège de la CRE, de son directeur général et de représentants des directions impliquées, il assure le suivi régulier de la phase d'expérimentation en veillant à la cohérence entre les aspects techniques, économiques et réglementaire de ce projet. Le collège des commissaires peut confier au comité de contrôle toutes les missions d'audit ou d'analyse du déroulement du projet qu'il jugerait utile.



Didier Laffaille,
chef du département
technique, au sein
de la DARE⁽¹⁾

Nicole Suon,
chef du département
régulation des marchés
de détail au sein
de la DMSP⁽²⁾

des données de comptage et la réalisation à distance de certaines interventions nécessitant jusque-là le déplacement d'un technicien (changement de puissance, mise en service, ...). Cette disposition est en cohérence avec les orientations européennes⁽¹⁾.

La maîtrise de la demande en énergie (MDE) et la réduction des émissions carbonées (CO₂) ont été prises en compte dans les orientations de la CRE

Les systèmes de comptage évolués sont également conçus pour permettre la diminution de la demande d'électricité globale et de pointe, ainsi que pour faciliter l'insertion d'installations de micro-génération d'électricité dans le cadre de la diversification du bouquet énergétique. On pense essentiellement ici à la production d'électricité d'origine photovoltaïque.

Outre la réduction de la consommation d'énergie, le déplacement des consommations en dehors des périodes de pointe, durant lesquelles il est nécessaire d'appeler des

moyens de production contribuant substantiellement aux émissions carbonées, constitue un autre levier pour la maîtrise de la demande en énergie. Conformément à la loi⁽²⁾, les systèmes de comptage évolués permettront aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée, incitant ainsi les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes de pointe. L'interface disponible sur le compteur permettra de faciliter la mise en place de dispositifs de maîtrise de la demande en énergie.

Enfin, une consultation publique a été menée par la CRE à l'été 2008 afin de vérifier que le projet d'ERDF réponde aux attentes des parties prenantes.

>>> (1) La directive 2006/32/CE du 5 avril 2006 vise à l'installation « des compteurs individuels qui mesurent avec précision leur consommation effective et qui fournissent des informations sur le moment où l'énergie a été utilisée ».

>>> (2) Article 4-IV de la loi du 10 février 2000.

Deux formations très différentes, deux directions distinctes de la CRE : Nicole Suon et Didier Laffaille sont, en quelque sorte, les « piliers » d'un projet transversal très ambitieux qui concerne les « systèmes de comptage évolués » (projet AMM d'ERDF). Un nom quasi mystérieux pour une innovation technologique majeure (cf. article ci-contre). « Nous sortons d'un monde peu intelligent si l'on peut dire, avec des compteurs qui ne mesurent que des index de consommation d'électricité relevés ensuite par le distributeur », explique Didier. « Le futur compteur sera un équipement utile pour tous les acteurs, notamment le consommateur et le fournisseur », ajoute Nicole.

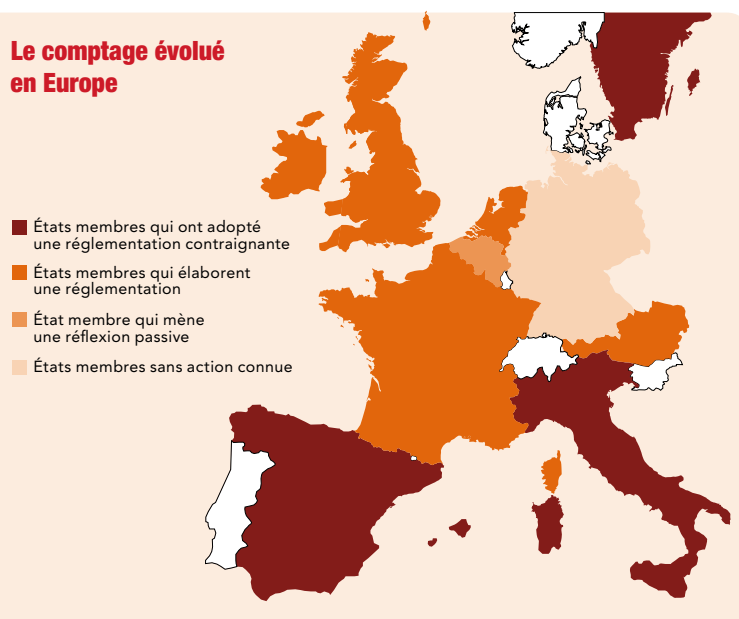
C'est justement parce que l'ensemble des parties prenantes est concerné que la CRE a mis en commun, depuis un an, le savoir-faire de deux départements appartenant à deux directions différentes. Celui que dirige Didier vérifie que le projet est conforme d'un point de vue technique et réglementaire. Quant à Nicole et ses collègues, ils s'assurent qu'il répond bien aux attentes de tous les acteurs. Pour l'heure, l'expérimentation porte « seulement » sur 300 000 compteurs évolués. Il s'agit de la plus grande expérience de ce type dans le monde. A terme, si l'avis de la CRE est favorable, ce sont 33 millions de compteurs qui seront remplacés !

L'ampleur du dossier n'effraie pas Nicole ni Didier. Il faut dire que Nicole, après son diplôme d'école de commerce (EM Lyon) a effectué huit années de conseil, dont six années dans le secteur de l'énergie, avant de rentrer à la CRE en 2005. Quant à Didier, ingénieur des Arts et Métiers, c'est presque un « routier » du secteur ! Après avoir travaillé dans l'engineering de centrales, il s'est spécialisé dans les systèmes de supervision et de contrôle des réseaux électriques. Autrement dit, il connaît toute la chaîne, de la production à la distribution. Le jour de son arrivée à la CRE, le 1^{er} mars 2001, il a dû participer immédiatement à une réunion sur le comptage électrique... C'est ce que l'on appelle être prédestiné...

>>> (1) DARE : Direction de l'accès aux réseaux électriques

>>> (2) DMSP : Direction des marchés et du service public

Le comptage évolué en Europe



Le groupe des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz (MEDREG)

Créé à l'initiative des ministres euro-méditerranéens de l'énergie, le groupe des régulateurs méditerranéens de l'électricité et du gaz (MEDREG) doit permettre une collaboration étroite entre les autorités de régulation de l'ensemble des pays riverains de la Méditerranée. Alors que 9 millions de Méditerranéens n'ont pas accès à l'électricité, l'édification d'une régulation efficace et indépendante est une des réponses aux défis énergétiques de cette région.

En 2003, la conférence des ministres de l'énergie euro-méditerranéens, instance dirigeante du processus de coopération EUROMED entre l'Union européenne et les autres pays du bassin méditerranéen, a pris une initiative institutionnelle au service du partenariat énergétique de la région : il s'agit de la plateforme de l'énergie euro-méditerranéenne de Rome (REMEP).

En relation directe avec cette première initiative, MEDREG regroupe les représentants des autorités de régulation de huit pays de l'Union européenne et des régulateurs des autres Etats riverains ou des ministères de l'énergie pour les pays où une autorité de régulation indépendante n'a pas encore été établie.

Emanation du programme EUROMED, MEDREG est soutenu par la Commission européenne à hauteur de 300 000€ pour la période 2008-2010. Depuis sa création formelle en novembre 2007, il est présidé par le président de l'autorité italienne de l'électricité et du gaz (AEEG), M. Alessandro Ortis. Il est assisté de deux vice-présidents, M. Nadjib Otmane (CREG, Algérie) et M. Hasan Kökta (EMRA, Turquie).

Constituer un carrefour de savoir-faire

Les activités de MEDREG ont débuté au printemps 2007 et se répartissent entre une assemblée générale semestrielle et 4 groupes de travail dédiés respectivement aux institutions de la régulation (Groupe INS), au domaine de l'électricité (Groupe ELEC), à celui du gaz naturel (Groupe GAS), aux énergies renouvelables, à l'environnement et au développement durable (Groupe RES).

Les principaux objectifs de MEDREG visent à développer les échanges d'informations, la comparaison des cadres législatifs et réglementaires et la recherche de positions communes sur les questions de régulation du secteur de l'énergie. Les priorités résident dans la définition de critères pour les échanges commerciaux transfrontaliers d'électricité et de gaz naturel, dans la promotion

de règles commerciales harmonisées, transparentes et non discriminatoires, et dans le développement de marchés régionaux de l'énergie, afin de parvenir à terme à leur intégration respective.

Les projets mis en place dans ce cadre sont basés sur les échanges de savoir-faire, de formations et d'études spécialisées dans le domaine de la régulation. Ils bénéficient de la collaboration de l'Ecole de Régulation de Florence, du Centre d'études avancées Robert Schuman et de l'Institut Universitaire européen. Le Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER), au travers de son groupe de travail « International Strategy Group », apporte également son expertise, de même que le Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG), mis en place auprès de la Commission européenne.

Vers une intégration progressive des marchés de l'énergie méditerranéens

Les premiers travaux engagés au cours de la période 2007-2009 dessinent d'ores et déjà un état des lieux de la régulation du secteur de l'énergie dans le bassin méditerranéen.

Le groupe institutionnel (INS), présidé par la CRE, a ainsi réalisé une synthèse comparative des compétences et attributions des différents régulateurs nationaux. Achevé au printemps 2008, il doit servir de base à l'élaboration de recommandations sur les critères minimaux d'une régulation efficace et indépendante dans la région. Le Groupe ELEC, présidé par le régulateur égyptien (EGYPTERA), étudie les modalités de réalisation d'un réseau interconnecté sur l'ensemble du pourtour méditerranéen (la « boucle électrique méditerranéenne »). Piloté par le Maroc, le Groupe GAS vient quant à lui de lancer une étude comparative sur le secteur du gaz naturel. Enfin, le Groupe RES, que conduit le régulateur espagnol (CNE), analyse les avantages et inconvénients des mécanismes nationaux de soutien aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique.