

DéRyptages

La lettre de la Commission
de régulation de l'énergie (CRE)



Dossier p. 4

**Qualité de service
des gestionnaires
de réseaux : un dispositif
en constante évolution**

Actualités

p. 2 Les travaux de la CRE pour l'année 2016

Parole à...

p. 8 Didier Houssin, Président d'IFP Energies nouvelles (IFPEN)

Vue d'Europe

p. 10 Le Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE

Les travaux de la CRE pour l'année 2016

À l'occasion d'un point presse organisé le 25 janvier, le président de la CRE a présenté quelques grands chantiers qui occuperont la CRE au cours de l'année 2016.

• Tarifs de fourniture d'électricité

Fin mai, la CRE proposera pour la première fois aux ministres de l'économie et de l'énergie, au titre de la compétence qu'elle détient depuis le 8 décembre 2015 :

- les tarifs réglementés de vente des clients ayant une puissance souscrite inférieure à 36 kVA (tarifs bleus, atypismes jaunes et verts, tarifs spéciaux comme l'éclairage public) ;
- les tarifs réglementés de vente bleus, jaunes et verts dans les zones non interconnectées (ZNI) ;
- les tarifs de cession aux entreprises locales de distribution (ELD).

• Tarifs des infrastructures d'électricité et de gaz naturel

En février, la CRE a transmis au Conseil supérieur de l'énergie le projet de nouveau tarif de distribution ATRD5 de GRDF (entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2016).

Au 4^e trimestre, la CRE prendra des délibérations définissant :

- les nouveaux tarifs de distribution d'électricité TURPE5 HTA/BT d'ERDF et des ELD et les nouveaux tarifs de transport d'électricité TURPE5 HTB de RTE (entrée en vigueur été 2017) ;
- les nouveaux tarifs de transport de gaz ATRT6 de GRTgaz et TIGF (entrée en vigueur 1^{er} avril 2017) ;
- les nouveaux tarifs ATTM5 des terminaux méthanier régulés d'Elengy et de Fosmax LNG (entrée en vigueur 1^{er} avril 2017).

Elle lancera également ses travaux sur les futurs tarifs de distribution de gaz ATRD5 des ELD (entrée en vigueur prévue au 1^{er} juillet 2017).

Enfin, une nouvelle mission relative à la régulation des revenus autorisés des opérateurs de stockages de gaz naturel devrait prochainement être confiée à la CRE par le gouvernement, dans le cadre de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

• Concurrence sur le marché de détail

Dans le cadre de la fin des tarifs réglementés pour les professionnels, la CRE mettra en œuvre la procédure de mise en concurrence prévue par l'ordonnance du 10 février 2016 pour maintenir la fourniture d'électricité ou de gaz aux clients qui n'auraient pas souscrit d'offre de marché et seraient toujours en offre transitoire au 30 juin 2016. Elle poursuivra par ailleurs la surveillance renforcée des comportements concurrentiels des fournisseurs et procédera à des analyses des prix pratiqués auprès des clients qui ont quitté le tarif réglementé.

• Mise en œuvre de la réforme de la CSPE

En juillet 2016, la CRE proposera au gouvernement les charges de services publics qui feront l'objet d'une compensation par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), ainsi que les règles de comptabilité qui en découleront.

En matière de régulation des charges de service public, la CRE dispose de compétences étendues dans les zones non interconnectées (ZNI). Les travaux consacrés aux ZNI porteront sur :

- la réalisation d'audits et de contrôles (mission en Guyane en mars) ;
- la mise en place des dispositions pour encadrer le développement des actions de maîtrise de la demande d'électricité et de stockage ;
- la mise en œuvre de la péréquation tarifaire à Wallis et Futuna.

• Réforme des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables

Le décret relatif au « complément de rémunération » donnera des compétences supplémentaires à la CRE, qu'elle exercera à partir du second semestre, concernant le contrôle des coûts et de la rentabilité des installations de production d'électricité à partir

d'énergies renouvelables. En application de ce décret, elle instruira 6 projets d'arrêtés tarifaires au premier trimestre. Elle préparera et instruira également plusieurs appels d'offres (biomasse, hydroélectricité et solaire photovoltaïque).

• Interconnexions électriques et gazières

La CRE publiera un rapport proposant une synthèse des capacités offertes aux interconnexions électriques et gazières et de leur utilisation.

En électricité, la mise en œuvre des modèles cibles définis dans le code de réseau sur l'allocation de capacité et la gestion des congestions (CACM) nécessite :

- l'intégration des opérateurs de couplage de marchés (NEMO) dans le système électrique français ;
- l'évolution des règles de calcul de capacité à l'échéance journalière, notamment avec l'Espagne ;
- l'amélioration des règles de calcul de capacité et d'allocation en infra-journalier, notamment sur la frontière avec la Belgique.

En gaz, la création d'un point d'interconnexion virtuel avec la Belgique regroupant les points de Taisnières et d'Alveringem est à l'ordre du jour. Les travaux sur l'évaluation des coûts et bénéfiques de l'augmentation des capacités d'interconnexion avec l'Espagne font l'objet de discussions avec les autorités espagnoles et la Commission européenne.

• Prestations réalisées par les gestionnaires de réseaux

La CRE définira des prestations annexes spécifiques pour les distributeurs, relatives au déploiement des compteurs évolués – en février pour Linky et au printemps pour Gazpar. Au second semestre, elle mènera une réflexion sur les prestations des transporteurs. ■

LE CHIFFRE

+2,76 %

Hausse du tarif de distribution ATRD5 de GRDF qui entrera en vigueur au 1^{er} juillet 2016 pour environ quatre ans et qui concerne environ 11 millions de consommateurs. La délibération de la CRE est transmise au gouvernement et soumise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

Dans son projet de décision du 18 février 2016, la CRE prévoit une hausse de +2,76 % du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (ATRD5) par rapport au tarif actuel et retient, sur la période 2017 à 2019, une évolution annuelle de la grille tarifaire égale à « inflation -0,8 % ». Pour établir ce tarif, la CRE a pris en compte :

- les demandes de GRDF relatives aux trajectoires d'investissement, aux charges de personnel et aux dépenses de sécurité ;
- les coûts des nouveaux projets à forts enjeux pour GRDF tels que le déploiement des compteurs évolués Gazpar et la transformation du service commun avec ERDF ;
- le nouveau modèle de correction climatique et la nouvelle référence climatique utilisés pour les hypothèses de quantités de gaz distribuées entre 2016 et 2019 demandées par GRDF ;
- les coûts identifiés par GRDF en lien avec l'évolution de son activité de GRD dans le contexte de la transition énergétique, tels que ceux relatifs à la mise à disposition des données, au développement des réseaux intelligents et à l'essor des injections de biométhane dans les réseaux de gaz naturel ;
- les conséquences financières de la décision du CoRDiS du 19 septembre 2014, en application de laquelle GRDF doit supporter les coûts de la part acheminement des factures impayées des consommateurs.

Le saviez-vous ?

Le Conseil d'État précise les pouvoirs de la CRE en matière d'évolution des tarifs de transport de gaz

Dans sa décision du 25 septembre 2015, le Conseil d'État¹ a rejeté les requêtes de la société Storengy et précisé les conditions dans lesquelles la CRE peut faire évoluer la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz. Après la décision du 7 novembre 2013 *Transport et Infrastructures Gaz France*², cette décision vient préciser les conditions d'exercice du pouvoir de modification du régulateur en la matière. La structure des tarifs de transport peut être modifiée notamment dans un objectif d'amélioration de l'efficacité des échanges de gaz et de la concurrence ainsi que d'intégration du marché intérieur à une double condition. D'une part, elle ne doit pas affecter le niveau global des tarifs et doit permettre au gestionnaire de couvrir ses coûts et investissements (conformément à une tarification au coût complet), tout en tenant compte des gains de productivité attendus d'un gestionnaire de réseau efficace. D'autre part, la nouvelle répartition des coûts entre termes tarifaires doit maintenir un lien entre chaque terme tarifaire et les caractéristiques ainsi que les coûts du service rendu par le gestionnaire. Sur ce point, le Conseil d'État précise que la CRE n'est « soumise à aucune obligation de proportionnalité entre l'évolution du tarif et celle du service rendu », mais doit seulement veiller au maintien d'un lien entre le niveau global du service et le tarif qui lui est applicable. S'agissant des orientations de politique énergétique portées à la connaissance de la CRE par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, le juge de l'excès de pouvoir contrôle que la CRE les prend en compte, mais précise qu'elle « n'est pas tenue de s'y conformer ».

1-Conseil d'État, 25 septembre 2015, n° 369055, mentionné dans les tables du recueil Lebon

2-Conseil d'État, 7 novembre 2013, n° 362092, mentionné dans les tables du recueil Lebon

REMIT : les acteurs de marché doivent s'enregistrer auprès de la CRE avant le 7 avril 2016

Conformément au règlement européen REMIT sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie et au règlement d'exécution, l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER) collectera à partir du 7 avril 2016 les données relatives aux contrats standards réalisés hors place de marché organisé, aux contrats de transport, aux contrats non-standards et aux transactions qui y sont liées, ainsi que les données fondamentales individuelles. Les acteurs de marché concernés (négociants, fournisseurs, entreprises locales de distribution ou les producteurs d'énergie renouvelable, etc.) doivent auparavant s'enregistrer auprès de la CRE, avant le 7 avril. Plus d'information sur REMIT : www.cre.fr/marches/remit ou enregistrement.remit@cre.fr

Smart grids : les gestionnaires de réseaux mettent à jour leurs feuilles de routes

Dans ses délibérations sur les smart grids de juin 2014 et février 2015, la CRE a demandé aux principaux gestionnaires des réseaux publics d'électricité et de gaz naturel de mettre à jour, au 1^{er} novembre de chaque année, la feuille de route décrivant les actions qu'ils entreprennent pour répondre à ses recommandations et accélérer le déploiement des réseaux intelligents. Fin 2015, les gestionnaires de réseaux d'électricité ont notamment présenté les méthodes de valorisation des smart grids et les résultats de quelques démonstrateurs. Les gestionnaires de réseaux de gaz ont mis en avant les expérimentations qu'ils réalisent afin d'accompagner le développement de technologies innovantes. Sept distributeurs de gaz naturel et d'électricité ont publié un document commun précisant les travaux qui pourraient concourir à une meilleure optimisation des systèmes énergétiques locaux grâce à de plus fortes interactions entre leurs réseaux. Plus d'information sur : www.cre.fr.

Le dossier de la CRE

LE RAPPORT PUBLIÉ PAR LA CRE EN JANVIER DERNIER DRESSE LE BILAN DE LA RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ET DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ ET DE GAZ NATUREL. SONT CONCERNÉS ERDF, GRDF ET LES ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTION, AINSI QUE GRTGAZ ET TIGF POUR LA PÉRIODE ALLANT DU 1^{er} JANVIER 2014 AU 31 DÉCEMBRE 2014. LA CRE CONSTATE QUE, SI LA PERFORMANCE DES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX EST GLOBALEMENT BONNE, VOIRE S'AMÉLIORE DANS CERTAINS CAS, DES PROGRÈS SONT À RÉALISER, EN PARTICULIER EN CE QUI CONCERNE LES DÉLAIS DE RÉALISATION DES MISES EN SERVICE EN GAZ COMME EN ÉLECTRICITÉ, LES DÉLAIS DE RÉALISATION DES RACCORDEMENTS EN ÉLECTRICITÉ ET LA QUALITÉ DES MESURES DE CONSOMMATION À L'INTERFACE ENTRE LES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ. PAR AILLEURS, LA CRE N'A PAS CONSTATÉ DE DISCRIMINATION ENTRE ACTEURS LORS DE LA RÉALISATION DES PRINCIPALES PRESTATIONS FONDAMENTALES POUR LE BON FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ.

Qualité de service des gestionnaires de réseaux : un dispositif en constante évolution



6^e édition du rapport de la CRE sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux, mise en place en 2008.

Chaque année, depuis 2009, la CRE publie à son initiative un rapport de suivi sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux. Cette publication entre dans l'exercice de sa mission générale portant sur le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz. La CRE suit ainsi précisément le niveau de qualité des services que les gestionnaires de réseaux apportent aux utilisateurs qu'ils desservent. Ces prestations, qui sont du ressort de leur mission de service public, doivent répondre aux besoins des consommateurs.

La qualité des services couvre plusieurs domaines, en particulier les interventions auprès des clients finals raccordés aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel telles que les mises en service, les résiliations, la relève des compteurs, la facturation, le traitement des réclamations et les délais de raccordement des sites de consommation, mais aussi la qualité des informations de consommation en transport de gaz.

La régulation incitative de la qualité de service a été mise en place par la CRE en 2008. Elle est une composante des tarifs d'accès aux réseaux que paient les utilisateurs (TURPE pour l'électricité, ATRD et ATRT pour le gaz). Elle se traduit concrètement par des indicateurs qui permettent

de mesurer l'atteinte des objectifs que la CRE fixe aux opérateurs pour les encourager à être plus performants.

Ces indicateurs s'accompagnent, pour les plus significatifs pour le bon fonctionnement du marché, d'incitations financières, qui prennent la forme de bonus ou de malus en fonction des résultats constatés. L'objet de ce dispositif est de vérifier que le gestionnaire de réseau en situation de monopole s'acquitte de ses missions avec efficacité, sans discrimination et en améliorant ses performances.

Pour les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel et les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel, la régulation incitative de la qualité de service a progressivement évolué afin de prendre en compte les résultats obtenus et les retours d'expérience, après concertation avec les acteurs de marché. Les incitations et les objectifs définis pour les opérateurs ont été renforcés progressivement afin d'accompagner, voire d'accentuer, leurs courbes d'amélioration.

Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service évolue également en fonction de la transformation des métiers des gestionnaires de réseaux et des attentes nouvelles. Les gestion-

naires de réseaux de gaz naturel et d'électricité devront par exemple mettre à disposition des personnes publiques les données disponibles de distribution, de transport, de consommation et de production de gaz et d'électricité comme le prévoit maintenant le code de l'énergie à la suite de l'entrée en vigueur de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. La transmission de ces données pourra faire l'objet d'un suivi particulier dans le cadre du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.

Pour son rapport portant sur l'année 2014, la CRE a choisi de mettre en exergue les domaines à forts enjeux pour les utilisateurs des réseaux ou pour lesquels des marges de progression avaient été identifiées dans les précédents rapports. Ainsi, le rapport étudie les délais d'intervention et la satisfaction des utilisateurs des réseaux de distribution, à travers l'examen des indicateurs relatifs au traitement des réclamations ainsi que par l'analyse des résultats des enquêtes de satisfaction menées par les opérateurs.

Par ailleurs, le tarif d'utilisation des réseaux d'électricité TURPE 4, entré en vigueur au 1^{er} janvier 2014, introduit des évolutions du suivi de la qualité de service. D'une part, TURPE 4 maintient le dispositif de suivi de la qualité de service d'ERDF établi par TURPE 3, tout en introduisant quelques évolutions pour tenir compte du retour d'expérience de TURPE 3 et des attentes des acteurs. D'autre part, il étend le dispositif aux entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité de plus de 100 000 clients ainsi qu'à EDF SEI. Dans son rapport, la CRE réalise un premier bilan des nouveaux indicateurs mis en place par TURPE 4 pour ERDF, les ELD de plus de 100 000 clients et EDF SEI.

À l'occasion du rapport 2014, la CRE s'est également assurée que les gestionnaires de réseaux n'accordent pas à un fournisseur des conditions préférentielles de réalisation de certaines prestations ou qu'ils ne discriminent pas un ou plusieurs fournisseurs par rapport aux autres. Une comparaison des taux de réalisation dans les délais demandés de certaines prestations a été réalisée afin d'analyser d'éventuelles différences de traitement entre fournisseurs qui affecteraient la qualité de service des utilisateurs des réseaux de distribution de gaz naturel et d'électricité.

Enfin, le rapport 2014 établit un bilan de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de transport de gaz. La mise à jour du tarif d'accès des tiers aux réseaux de transport ATRT5, entrée en vigueur le 1^{er} avril 2014, introduit une incitation financière de la qualité des prévisions de consommation publiées par les transporteurs de gaz. Ces prévisions permettent aux expéditeurs de prendre des actions correctives en vue d'équilibrer au mieux leur portefeuille. L'amélioration de leur qualité est essentielle dans la perspective de l'évolution vers le système d'équilibrage cible et l'application du code de réseau européen sur l'équilibrage en 2015.

Ainsi, la CRE dresse un premier état des lieux de la qualité des prévisions de consommation, en plus de l'ensemble des indicateurs portant sur la qualité des données de consommation utilisées par les expéditeurs pour s'équilibrer au mieux, la veille et en cours de journée. Le rapport 2014 permet également à la CRE de revenir sur l'indicateur introduit pour inciter GRTgaz à créer des capacités supplémentaires à la liaison Nord-Sud, afin d'améliorer la situation de congestion alors observée.

Bonus/malus et performances des opérateurs en 2014

Transporteurs de gaz	GRTgaz	+ 1 515 k€
	TIGF	+ 202 k€
Distributeurs de gaz	GRDF	+ 1 288 k€
	Réseau GDS	+ 37 k€
	Gedia, Caléo, Gaz de Barr et Veolia Eau	+ 2 k€
	GEG et Sorégies	+ 1 k€
	Vialis	- 1 k€
	Autres ELD de gaz	0
Distributeurs d'électricité	ERDF	+ 644 k€
	ELD d'électricité	0
	EDF SEI	- 3 k€

- ERDF a reçu 308 880 réclamations en 2014 (- 7 % vs 2013) et traite 94 % de ces réclamations dans les 15 jours calendaires ;
- GRDF a reçu 34 533 réclamations en 2014 (- 1 % vs 2013) et traite 98 % de ces réclamations dans les 15 jours calendaires ;
- Plus de 99 % des réclamations sont traitées en moins de 2 mois.

Le dossier de la CRE

ERDF améliore la qualité de sa relation avec les consommateurs mais doit perfectionner sa gestion des raccordements

ERDF enregistre une bonne performance s'agissant des indicateurs relatifs aux réclamations, avec une amélioration des délais de traitement des réclamations.

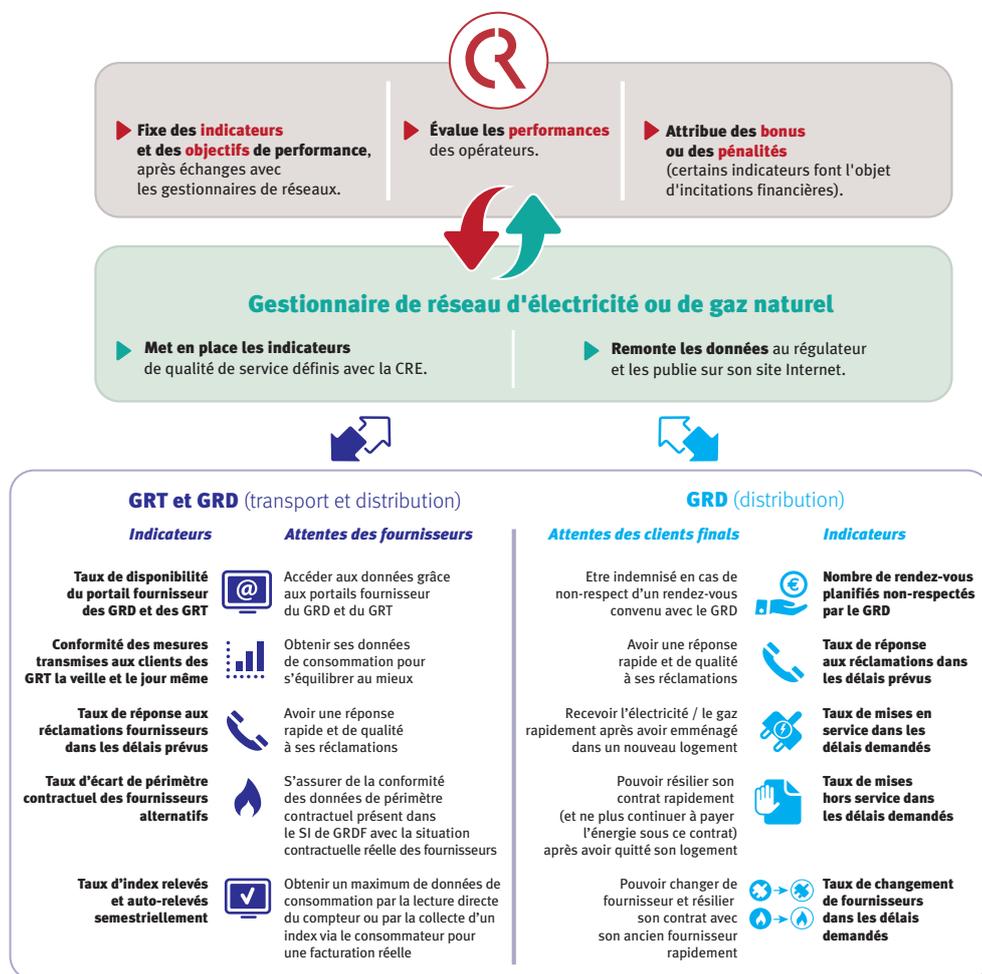
ERDF dispose cependant d'une marge de progression concernant les nouveaux indicateurs incités par TURPE 4, les taux annuels moyens étant compris, pour la plupart, entre l'objectif de base et l'objectif cible, notamment pour le taux annuel de mises en service avec déplacement réalisées dans les délais demandés qui est égal à 84,3 %. Concernant les raccordements, les performances d'ERDF restent perfectibles. La CRE avait relevé en 2013 une dégradation de la performance d'ERDF avec une augmentation de 17 % en 2012 à 21 % en 2013 du

taux de propositions de raccordement envoyées hors délais pour les producteurs BT ≤ 36 kVA. En 2014, cet indicateur reste à un niveau de 20 %.

Au 1^{er} janvier 2014, la CRE a introduit un indicateur relatif au nombre de pénalités versées pour les raccordements non réalisés à la date convenue avec l'utilisateur. L'absence d'automatisation de la détection de ces retards rend cependant cet indicateur peu représentatif de la réalité de la qualité du service perçu par les clients finals (32 pénalités versées en 2014). Selon les enquêtes réalisées par ERDF, la satisfaction globale des clients particuliers concernant les raccordements reste cependant stable de 87,2 % en 2013 à 88 % en 2014.

Comme pour GRDF, GRTgaz et TIGF en 2010, un audit externe réalisé par la CRE a permis de vérifier que l'organisation interne retenue par ERDF pour

Focus sur la qualité de service des gestionnaires de réseaux



La CRE a mis en place, depuis 2008, une régulation incitative de la qualité du service rendu aux utilisateurs. Ainsi, au travers des tarifs d'accès aux réseaux que paient les utilisateurs (TURPE pour l'électricité, ATRD et ATRT pour le gaz), les opérateurs sont encouragés à fournir un meilleur niveau de qualité de service. Pour évaluer et améliorer le niveau de qualité de service des opérateurs, une série d'indicateurs a été établie par la CRE dans plusieurs domaines jugés pertinents : interventions auprès des utilisateurs, relations avec les fournisseurs et les utilisateurs, raccordements, relève et facturation, mesures et prévisions de consommation, environnement, etc. Certains de ces indicateurs, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, font l'objet d'une incitation financière. Cette incitation prend la forme de bonus/malus pour l'opérateur ou de compensations financières versées directement aux utilisateurs.

la production et la transmission des résultats des indicateurs suivis permet de garantir une remontée des données sans manipulation ou biais potentiel.

La performance de GRDF est en constante amélioration mais conserve des marges de progression

GRDF a atteint des niveaux de qualité satisfaisants pour de nombreux indicateurs importants pour le bon fonctionnement du marché (respect des délais et engagements de GRDF vis-à-vis des fournisseurs, disponibilité du portail fournisseur, publication des données de consommation, etc.). Par ailleurs, la relation entre le distributeur et les clients s'est améliorée de 2013 à 2014 : le nombre de réclamations a diminué et la satisfaction globale vis-à-vis des services rendus aux clients, mesurée par l'opérateur, a augmenté en passant de 91 % de clients particuliers satisfaits concernant la relève de leurs compteurs en 2013 à 93 % en 2014. GRDF conserve cependant des marges de progression en ce qui concerne les délais de réalisation des interventions auprès des clients finals, notamment s'agissant des mises en service.

Alors que les ELD d'électricité et EDF SEI mettent en œuvre pour la première année le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, les ELD de gaz naturel présentent de bonnes performances

Les entreprises locales de distribution (ELD) d'électricité et de gaz naturel disposent d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs.

La CRE a étendu le suivi de certains indicateurs de qualité de service aux ELD d'électricité de plus de 100 000 clients et à EDF SEI. Depuis le 1^{er} janvier 2014, elles suivent chacune les mêmes indicateurs de qualité de service, dont deux sont incités financièrement. Les pénalités sont versées directement aux clients sur réclamation. Les délais de réalisation des prestations de raccordement sont globalement respectés par les ELD d'électricité.

Les ELD de gaz présentent globalement un bon niveau de performance en 2014. Toutefois des marges d'amélioration ont été identifiées pour certaines ELD, comme le délai de réponse aux réclamations par exemple. La plupart des ELD de gaz ont de bons résultats pour les délais de mise en service et de mise hors service.

« Les gestionnaires de réseaux publient régulièrement les résultats des indicateurs de qualité de service sur leurs sites Internet destinés au grand public. En complément de ces publications, la CRE demande désormais à l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'élaborer, à compter du 1^{er} janvier 2016, un rapport annuel *ad hoc* relatif à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service. »

TIGF réalise de nets progrès alors que les performances de GRTgaz sont en léger recul

Les performances des transporteurs de gaz sont en demi-teinte pour 2014 : alors que TIGF a beaucoup amélioré la qualité de ses mesures de consommation, GRTgaz ne parvient pas à atteindre l'objectif fixé quant à la qualité des données à l'interface entre les réseaux de transport et de distribution (PITD).

Pour TIGF, ces bons résultats sont l'aboutissement d'un processus ambitieux d'amélioration des informations transmises sur la consommation des clients. TIGF a notamment réduit les délais d'intervention sur les postes défectueux et déployé une technologie de télérelève plus performante pour les postes des clients industriels. En revanche, la qualité des prévisions de consommation, nouvellement incitée, est encore insuffisante sur son réseau.

À l'inverse, les prévisions des consommations fournies par GRTgaz sont globalement de bonne qualité en 2014. La qualité des mesures de consommation s'est en revanche dégradée, notamment celles portant sur les distributions publiques, en raison de nombreux incidents informatiques. Un nouveau système de comptage sera mis en place en 2016, qui devrait contribuer à une amélioration des données.

Enfin, l'année 2014 est également marquée par la mobilisation de GRTgaz en faveur de la création de capacités à la liaison Nord-Sud, encouragée par un indicateur introduit à titre transitoire. GRTgaz a proposé au total 6 TWh supplémentaires à la liaison Nord-Sud, alors congestionnée. La création de capacités supplémentaires ne fait plus l'objet d'une incitation financière depuis le 1^{er} janvier 2015. ■

ALORS QUE LE PRIX DU BARIL DE PÉTROLE EST PASSÉ SOUS LA BARRE DES 30 DOLLARS, LE PRÉSIDENT D'IFP ENERGIES NOUVELLES (IFPEN), **DIDIER HOUSSIN**, SPÉCIALISTE DES MARCHÉS DES MATIÈRES PREMIÈRES, ANALYSE POUR DÉCRYPTAGES LA PLONGÉE DES COURS ET SON IMPACT SUR LA PRODUCTION ÉLECTRIQUE ET GAZIÈRE.

« L'évolution des prix du pétrole n'a pas de conséquences directes sur le marché de l'électricité et son impact sur les renouvelables devrait être limité. »

Décryptages : Comment analysez-vous la chute des prix du pétrole ?

Didier Houssin : Le prix du pétrole a baissé de 75 % depuis juin 2014, pour atteindre environ 30 dollars par baril. Cette baisse intervient après un cycle haut d'environ quatre ans, à près de 100 dollars par baril. Ces prix élevés ont conduit à un ralentissement de la demande. Dans le même temps, l'offre hors OPEP a augmenté avec le développement de la production de pétrole de schiste aux États-Unis. Dans ce contexte, l'Arabie Saoudite a opté pour une stratégie de parts de marché, plutôt que pour une limitation de la production OPEP. La question est de savoir si on assiste à un changement de cycle ou à un changement de paradigme. La demande est repartie à la hausse. Elle a augmenté de 1,7 million de barils par jour en 2015 et nous prévoyons une hausse de 1,2 million de barils par jour pour 2016. Côté offre, la résilience de la production de pétrole de schiste aux États-Unis a surpris tout le monde. Un rééquilibrage entre l'offre et la demande va dépendre de l'évolution de la production de pétrole de schiste aux États-Unis, d'une part, et de la croissance économique mondiale, d'autre part. Nous prévoyons une baisse de la production inférieure à un million de barils en 2016. L'effondrement de la Bourse chinoise n'est pas un signal positif pour la reprise économique. Si un rééquilibrage des prix intervient en 2016-2017, il pourrait se faire autour de 40-60 dollars le baril.

Quelles sont les conséquences de cette chute des prix du pétrole ?

D. H. : Elle a entraîné un effondrement des investissements dans l'exploration-production et la mise en œuvre de plans de restructuration par les entreprises du secteur pétrolier et parapétrolier. Selon les chiffres d'IFPEN, les investissements ont baissé de 21 % en 2015, passant de 680 à 540 milliards de dollars. Pour 2016 on attend une nouvelle baisse entre 10 et 20 %, selon le prix du baril. Cette tendance pourrait se révéler préoccupante pour la sécurité d'approvisionnement après 2020, quand les projets déjà engagés seront achevés. La baisse des prix pétroliers a un impact important sur les économies des pays producteurs, pouvant faire craindre des risques politiques et sociaux. L'impact sur les pays importateurs est positif, sauf pour leurs exportations de biens vers les pays producteurs...

Et pour l'industrie de l'énergie et le développement des renouvelables ?

D. H. : La baisse des prix du pétrole se répercute sur les prix du gaz naturel. D'autant plus que le marché du gaz naturel souffre d'un excès d'offre. Mais l'évolution des prix du pétrole n'a pas de conséquences directes sur le marché de l'électricité et son impact sur les renouvelables devrait être limité. Certes, la baisse du prix de tous les combustibles fossiles ne favorise pas la réduction des émissions de CO₂, mais ce seront surtout les politiques publiques qui seront déterminantes pour l'atteinte des objectifs climatiques, notamment par la généralisation d'un prix du CO₂. Les engagements pris lors de la COP21 devraient donc contribuer à soutenir l'investissement dans les renouvelables. En 2015, l'investissement dans les énergies renouvelables a augmenté de 4 % malgré la chute des prix du pétrole depuis mi-2014.

« Il n'existera pas d'alternative globale au pétrole dans le secteur des transports avant l'horizon 2040-2050. »



BIOGRAPHIE EXPRESS DIDIER HOUSSIN

Président d'IFP Energies
nouvelles depuis le 8 avril 2015.

Décembre 2012 – avril 2015 :
Directeur des politiques et
des technologies énergétiques
durables à l'Agence
Internationale de l'Énergie (AIE),
responsable du développement
des technologies à bas carbone
et de la transition énergétique

Juillet 2007 – octobre 2012 :
Directeur des marchés et de
la sécurité énergétiques à l'AIE,
en charge de l'analyse
des marchés énergétiques
et en particulier des marchés
du pétrole, du gaz et de
l'électricité, des énergies
renouvelables et de la sécurité
d'approvisionnement

2004-2007 :
Directeur Général Délégué
du BRGM

1997-2004 :
Directeur des ressources
énergétiques et minérales

1994-1997 :
Directeur adjoint à la Direction
des Hydrocarbures

1990-1994 :
Sous-directeur des affaires
économiques et financières
(ministère de l'Industrie)

1987-1990 :
Conseiller aux affaires
européennes chez Total

1983-1987 :
Ministère de l'Industrie,
fonctions internationales

1983 :
Diplômé de l'École Nationale
d'Administration (promotion
Solidarité)

1977 :
Diplômé de l'Institut
d'Études Politiques de Paris

« Même si la COP21 s'est révélée être un grand succès diplomatique, les engagements pris par les signataires ne sont pas suffisants pour atteindre l'objectif de limiter le réchauffement climatique. Il faut donc accélérer les progrès technologiques dans tous les domaines. »

Aux États-Unis, les gaz de schiste pourront-ils être exploités durablement ?

D. H. : La production de gaz de schiste représente près de 60 % du total de la production des États-Unis. Cinq terminaux de liquéfaction sont actuellement en construction. Leur capacité cumulée représente 20 % de la capacité mondiale de liquéfaction en 2015. Le premier terminal devrait prochainement entrer en opération. Le premier méthanier est attendu fin février/début mars cette année. Dans les scénarios de l'EIA (l'Agence d'Information sur l'Énergie des États-Unis), la production de gaz de schiste continue à croître jusqu'en 2040. Par ailleurs, les dizaines de milliards d'investissements dans les projets d'exportation de gaz naturel liquéfié (GNL) témoignent de la confiance des opérateurs dans la durabilité de la ressource.

Quelles sont les conséquences sur les équilibres internationaux du secteur de l'énergie ?

D. H. : Une première conséquence a été la baisse des prix du charbon, qui a contribué à la perte de compétitivité du gaz dans la production électrique européenne. Les États-Unis, qui étaient en 2007 les premiers importateurs mondiaux de gaz devant le Japon, deviendront des exportateurs en 2017, soit 10 ans plus tard seulement. La montée en puissance des exportations de GNL des États-Unis bousculera la hiérarchie mondiale d'ici 2020. Le Qatar perdra sa place de premier exportateur mondial de GNL au profit de l'Australie et les États-Unis prendront la troisième place. Ces exportations accentueront la pression baissière sur le prix du gaz à l'horizon 2020 et, en Europe, le GNL américain entrera en concurrence avec les autres sources de gaz, notamment en provenance de Russie. Cela contribuera à la diversification des approvisionnements européens, même si la part de marché de la Russie (environ 30 %) ne devrait pas baisser.

Pouvez-vous nous dire quelques mots sur la stratégie énergétique de la Russie ?

D. H. : 50 % du PIB russe provenant de l'exportation d'hydrocarbures, la baisse des prix du pétrole et du gaz a donc un impact majeur sur l'économie

de ce pays. La Russie a récemment déclaré être prête à une action conjuguée avec l'OPEP pour soutenir les prix du pétrole. En revanche sur le prix du gaz, Gazprom semble prêt à s'adapter pour rester compétitif et conserver sa part de marché en Europe face à l'afflux anticipé du GNL américain. Parallèlement, la Russie cherche à limiter sa dépendance à l'Europe en se tournant vers l'Asie. Mais depuis le succès enregistré en 2014 avec la signature d'un important contrat de long terme d'exportation de gaz vers la Chine (38 Gm³ par an), les négociations piétinent. L'Europe restera le premier client de la Russie pendant de nombreuses années, au moins jusqu'en 2030.

Quelles seront les conséquences de la COP21 pour le secteur de l'énergie ?

D. H. : Une des principales conséquences est l'accélération de la baisse de l'utilisation du charbon. Il n'existera pas d'alternative globale au pétrole avant l'horizon 2040-2050 dans le secteur des transports mais je pense que le développement des biocarburants va s'accélérer. En matière de prix du CO₂, des acteurs industriels ont pris position en faveur d'un prix du CO₂ car ils ont besoin de visibilité. Des pays bougent et mettent en place des taxes sur le carbone ou des systèmes d'échanges. Ce sont encore des mouvements partiels et minoritaires, mais les choses se mettent en place.

Quel est le rôle de l'innovation dans le contexte de la transition énergétique ?

D. H. : Même si la COP21 s'est révélée être un grand succès diplomatique, les engagements pris par les signataires ne sont pas suffisants pour atteindre l'objectif de limiter le réchauffement climatique. Il faut donc accélérer les progrès technologiques dans tous les domaines. C'est plutôt une bonne nouvelle pour les organismes de recherche comme IFPEN, mais aussi pour les industriels. AIFPEN, nous travaillons notamment sur les biocarburants de deuxième génération, qui ne rentrent pas en concurrence avec les produits alimentaires, et sur la mobilité durable sous l'angle à la fois de l'efficacité énergétique des moteurs à combustion et des véhicules hybrides, électriques ou au gaz naturel. ■

COOPÉRATION

Le Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE

La CRE participe aux travaux du Réseau des régulateurs économiques de l'Organisation de Coopération et de Développement Économiques (OCDE) depuis sa création en 2013. Son Directeur général, M. Jean-Yves Ollier, est vice-président du bureau pour l'année 2016 et présidera le bureau à compter de 2017.

Le Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE (*Network of economic regulators*, NER) rassemble 70 régulateurs de pays membres et non membres de l'OCDE, opérant notamment dans les secteurs de l'énergie, des télécommunications, des transports et de l'eau.

Il leur offre un forum d'échange, sur leurs pratiques de régulation et les principes qui les guident, sur les outils mis en œuvre dans l'exercice de leurs missions, sur leur gouvernance et sur l'évaluation de leurs performances.

Le NER permet au comité de la politique de la réglementation de l'OCDE de bénéficier de l'expertise des régulateurs économiques. La première réunion formelle du réseau s'est tenue en novembre 2013. Il se réunit deux fois par an depuis lors.

La formalisation du NER s'est accompagnée de la désignation d'un bureau et d'un président. Ils sont notamment en charge

d'orienter les travaux du Secrétariat de l'OCDE. Depuis le 1^{er} janvier 2014, la présidence du NER est assurée par Luigi Carbone, ancien membre du collège du régulateur italien en charge de l'énergie et de l'eau (AEEGSI). Le 4 novembre 2015, le Directeur général de la CRE, Jean-Yves Ollier, a été élu vice-président pour l'année 2016 et président pour l'année suivante. Les autres membres du bureau sont des représentants des régulateurs de l'énergie britannique (Ofgem, Andrew Burgess), mexicain (CRE, Jesus Serrano-Landeros) et canadien (NEB, Josée Touchette), de la Commission de régulation de l'eau portugaise (ERSAR, Ana Albuquerque), ainsi que des régulateurs multisectoriels allemand (BNetzA, Annegret Groebel) et australien (ACCC, Cristina Cifuentes).

Futurs travaux sur l'indépendance des régulateurs

En 2015, les activités du NER ont principalement porté sur l'analyse comparée des conditions de l'indépendance des régula-

teurs économiques et de son impact sur leur travail et leur performance. Après l'évaluation de la performance par les pairs du régulateur colombien des télécommunications, le NER a également entrepris d'évaluer celle du régulateur multisectoriel letton (PUC). La CRE fait partie du comité d'évaluation en charge de ce projet, aux côtés du régulateur allemand et de la Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER). En 2016, les travaux sur l'indépendance des régulateurs se poursuivront, et le NER entend développer des recommandations à ce sujet. La gouvernance des investissements dans les infrastructures sera également à l'ordre du jour, afin d'identifier les enjeux majeurs pour les régulateurs économiques. Enfin, le NER contribuera aux travaux de l'OCDE sur la coopération internationale en matière de régulation, ou encore sur l'usage des études de comportements (*behavioural insight*) dans la définition des politiques publiques. ■



« La CRE participe activement aux réseaux de régulateurs de l'énergie, dans le cadre européen, euro-méditerranéen ou mondial. Le réseau des régulateurs économiques de l'OCDE est un forum international multi-sectoriel, qui nous permet de réfléchir aux enjeux communs aux régulateurs et de développer les échanges de bonnes pratiques. Ses travaux font écho à ceux que les régulateurs mènent au niveau national, au sein de l'*UK Regulators Network* ou, en France, du club des régulateurs, qui est partenaire du réseau des régulateurs économiques de l'OCDE. »

Citation de Jean-Yves Ollier, directeur général de la CRE et vice-président du bureau du Réseau des régulateurs économiques de l'OCDE