

DOSSIER

Évolution du **mix** : les **réseaux** en première ligne

Dossier p.6 ▶

- Une nouvelle carte de production
- Les réponses des Smart grids
- La coordination européenne pour les interconnexions et l'intégration des marchés

Sommaire

Actualités p. 2 L'évaluation des coûts de la filière nucléaire : une question de méthode / ARENH : le modèle d'accord-cadre modifié • **p. 3** La CRE prévoit 4,3 Md€ de charges de service public de l'électricité au titre de 2012 / Biométhane : certains tarifs d'achat revus à la hausse • **p. 4** La CRE valide les plans d'investissement des gestionnaires de réseaux • **Repères p. 5** Le chiffre / L'arrêt comptage publié au Journal officiel / NSCOGI, premier groupe régional de recensement de projets d'intérêt commun / Appels d'offres : les chiffres clés • **Le dossier de la CRE p. 6** • **Parole à... p. 10** Michèle Bellon, Présidente du directoire d'ERDF et Laurence Hézard, Directeur général de GrDF : Nouveaux services, nouveaux projets. Les métiers des gestionnaires de réseaux de distribution évoluent • **Vue d'Europe p. 12** Vers une transition énergétique à l'horizon 2050

RAPPORT DE LA COUR DES COMPTES

L'évaluation des coûts de la filière nucléaire : une question de méthode

La Cour des comptes a remis son rapport sur les coûts de la filière électronucléaire française au Premier ministre le 31 janvier dernier. Saluant cet exercice « de transparence », celui-ci a indiqué dans un communiqué que le gouvernement reprendrait à son compte ces travaux et y intégrerait « de façon détaillée les conséquences du rapport fait le 3 janvier par l'Autorité de sûreté nucléaire ». Il a indiqué par ailleurs qu'il demanderait à la Commission de régulation de l'énergie « d'assurer un audit régulier et public des travaux ainsi menés ».

Dans son rapport, la Cour des comptes évoque quatre méthodes d'évaluation du coût du nucléaire visant chacune une finalité différente. Parmi elles figure la méthode retenue par la mission Champsaur, largement reprise par la CRE dans sa délibération du 5 mai 2011 sur le projet d'arrêté fixant le prix de l'ARENH. Cette méthode satisfait les objectifs de régulation fixés par le code de l'énergie. Elle permet de répercuter au consommateur final l'avantage compétitif du parc nucléaire historique, aujourd'hui largement amorti. La loi du 7 décembre 2010 précise que l'accès

régulé à l'électricité nucléaire est mis en place « afin d'assurer la liberté de choix du fournisseur d'électricité tout en faisant bénéficier l'attractivité du territoire et l'ensemble des consommateurs de la compétitivité du parc électronucléaire français ». Cette méthode permet de rembourser et de rémunérer d'ici 2025 la part de l'investissement initial qui n'a pas encore été amortie.

Enfin, comme le précise la loi, elle intègre le coût lié au prolongement de la durée d'exploitation des réacteurs et exclut le coût du

renouvellement du parc nucléaire. Ce dernier sera pris en compte dans le prix de l'électricité, et non dans le prix de l'ARENH. Il fera l'objet d'un examen à partir de 2015 par les pouvoirs publics. En effet, la loi prévoit « la prise en compte progressive dans le prix de l'électricité pour le consommateur final des coûts de développement de nouvelles capacités de production d'électricité de base et la mise en place d'un dispositif spécifique permettant de garantir la constitution des moyens financiers appropriés pour engager le renouvellement du parc de production nucléaire ». ■

GARANTIES FINANCIÈRES

ARENH : le modèle d'accord-cadre modifié

Un nouvel arrêté modificatif permet de faciliter, pour les fournisseurs, la constitution des garanties financières requises pour l'achat d'électricité nucléaire historique tout en préservant, pour EDF, une couverture efficace des risques de défaillance de paiement.

La loi NOME a mis en place l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Ce dispositif ouvre à tous les opérateurs fournissant des consommateurs finals résidant sur le territoire métropolitain continental le droit d'acheter l'électricité produite par les centrales nucléaires d'EDF. Les conditions de vente dans lesquelles ce dispositif est mis en œuvre et le contenu de l'accord-cadre qui lie EDF et les fournisseurs acheteurs d'ARENH font l'objet d'arrêtés que la CRE propose au ministre en charge de l'énergie. Toute modification ultérieure du modèle d'accord-cadre nécessite un arrêté modificatif pris sur proposition de la CRE.

C'est ainsi que le premier arrêté, publié le 28 avril 2011, a été suivi, à la demande de plusieurs fournisseurs, de deux arrêtés modificatifs : il s'agissait de faciliter la constitution des garanties financières que les acheteurs d'ARENH ont l'obligation de fournir pour couvrir leurs éventuels défauts de paiement.

Un arrêté, pris le 4 juillet 2011, a introduit une première modification. Les fournisseurs ont ainsi acquis la possibilité de choisir entre plusieurs types de garanties (garantie consignée au siège de la Caisse des dépôts et consignations, garantie approuvée, garantie d'affilié ou toute combinaison entre deux d'entre elles).

Malgré les souplesses introduites par ce texte modificatif, les fournisseurs ont fait part à la CRE de difficultés persistantes dans la constitution des garanties exigées dans le cadre de l'ARENH.

La CRE a donc proposé au ministre, le 10 novembre 2011, un nouvel arrêté modificatif. Il précise, d'une part, que la garantie doit désormais s'entendre hors taxes. D'autre part, son montant doit être fixé à une fois et demi le volume mensuel d'électricité moyen valorisé au prix de l'ARENH, contre deux fois le volume mensuel le plus élevé auparavant.

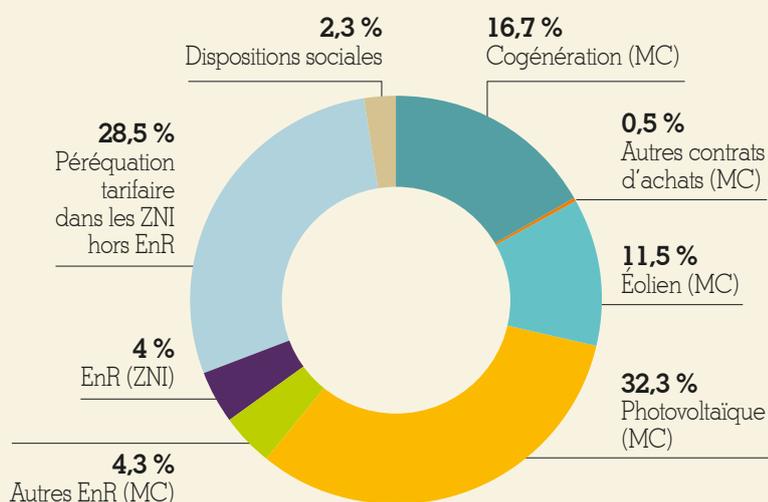
L'arrêté correspondant a été publié au Journal officiel le 1^{er} décembre 2011. ■

CSPE 2012

La CRE prévoit 4,3 Md€ de charges de service public de l'électricité au titre de 2012

Ce montant total comprend 2,2 Md€ de charges liées aux énergies renouvelables et 1,2 Md€ aux surcoûts de production dans les DOM et en Corse.

Charges de service public prévisionnelles au titre de 2012 (total 4 254 M€)



MC : métropole continentale – ZNI : zones non interconnectées – EnR : énergies renouvelables

Les charges prévues par la CRE au titre de 2012 dépassent de 60 % celles de 2010 (2,6 Md€), en raison essentiellement du développement très dynamique de la filière photovoltaïque. Les autres facteurs de hausse sont le développement de la filière éolienne et l'augmentation des coûts de combustibles dans les zones non interconnectées. Les énergies renouvelables pèsent à hauteur de 52 % dans les charges prévisionnelles au titre de 2012.

Pour compenser ces charges ainsi que la régularisation des charges 2010, pour un total de 5,2 Md€, la contribution au service

public de l'électricité (CSPE) devrait s'élever à 13,7 €/MWh en 2012, soit 11 % de la facture moyenne d'un client résidentiel. Cependant, la loi de finances rectificative pour 2011 a fixé le montant de la CSPE à 9 €/MWh jusqu'au 30 juin 2012, puis 10,5 €/MWh jusqu'au 31 décembre 2012. Par conséquent, EDF supportera un défaut de compensation estimé à environ 1,3 Md€ pour 2012, qui devra être couvert par la CSPE au cours des prochaines années.

La CSPE en vigueur représente environ 7 % de la facture moyenne d'un client résidentiel. ■

Biométhane : certains tarifs d'achat revus à la hausse

Le biogaz, issu de la fermentation de matières organiques et en particulier des déchets ménagers, devient, après épuration et transformation, du biométhane, seul gaz d'origine renouvelable et seule source de production décentralisée de gaz.

Pour favoriser le développement de la filière, le code de l'énergie prévoit un système d'obligation d'achat, dont le tarif a été fixé par arrêté le 23 novembre dernier. Ce texte tient compte de l'avis de la CRE du 26 juillet, qui avait demandé le relèvement des tarifs d'achat envisagés pour les installations de taille moyenne (capacité de production comprise entre 150 et 350 m³/h), celles-ci étant économiquement plus efficaces que les petits projets grâce à des économies d'échelle.



Le Centre de valorisation organique de Sequedin peut traiter 100 000 tonnes de déchets par an.

Fin 2011, on pouvait recenser un seul point d'injection sur l'ensemble du territoire national (à Sequedin dans le Nord). Outre-Rhin, fin 2010, 44 installations avaient injecté 270 millions de mètres cubes.

INFRASTRUCTURES DE TRANSPORT

La CRE valide les plans d'investissement des gestionnaires de réseaux

Les directives européennes du 3^e paquet énergie transposées dans le code de l'énergie imposent de nouvelles obligations aux gestionnaires de réseaux de transport en matière d'investissements et élargit les missions du régulateur.

Conformément aux directives européennes, le nouveau code de l'énergie publié en mai 2011 impose aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) français l'élaboration d'un schéma décennal de développement. Ce dernier doit identifier les principales infrastructures de transport à construire dans les dix ans et détailler les projets à réaliser dans les trois ans.

En parallèle, les missions de la CRE se trouvent élargies : elle doit dorénavant recueillir l'avis du marché sur ces plans, vérifier qu'ils couvrent les besoins d'investissements, et s'assurer de leur cohérence avec les plans des réseaux européens des gestionnaires de réseau de transport de gaz (ENTSO-G) et d'électricité (ENTSO-E).

La CRE a donc examiné et validé fin 2011 les plans à 10 ans des transporteurs de gaz, GRTgaz et TIGF, en concluant notamment qu'ils sont cohérents avec le plan européen de l'ENTSO-G. Néanmoins, la CRE a demandé à ces opérateurs de renforcer les informations communiquées au marché dans leurs prochains plans, en particulier sur les coûts prévisionnels des projets. Elle a, en outre, demandé à TIGF de lui communiquer des éléments plus détaillés sur les trois premières années de son plan.

Pour l'électricité, RTE a procédé en 2011 à une consultation au sein du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE) sur le projet de son premier schéma décennal et soumettra celui-ci à la CRE début 2012.

Par ailleurs, la CRE a également approuvé les programmes d'investissements annuels 2012 des gestionnaires de réseaux de transport. Celui de TIGF est en particulier marqué par la mise en œuvre des investissements nécessaires au renforcement des interconnexions avec l'Espagne (91 M€). Pour GRTgaz, on

peut noter la poursuite des investissements (302 M€) pour le renforcement des capacités à Taisnières (interconnexion avec la Belgique) ainsi que le doublement de l'artère du Rhône et le raccordement du terminal de Dunkerque au réseau de transport de gaz. RTE enfin, s'engage vers une forte augmentation des investissements relatifs au développement du réseau de grand transport et des interconnexions (+ 40,9 %, soit une augmentation de 161 M€). 64 % de ces dépenses seront consacrés à la poursuite de deux projets significatifs : la création de l'axe double 400 kV Cotentin-Maine pour insérer un troisième groupe de production d'électricité à Flamanville et le renforcement de l'interconnexion entre la France et l'Espagne grâce à la liaison en courant continu Baixas-Santa-Llogaia. ■



▲ Le terminal de Fos Tonkin fait l'objet d'un nouvel appel au marché (cf. encadré ci-dessous).

Open seasons pour Fos Tonkin et Veurne

Deux procédures d'appel au marché ont été organisées en 2011 pour le développement d'infrastructures gazières en France.

La première procédure a été lancée par Elengy le 4 avril 2011, pour prolonger l'exploitation du terminal de Fos Tonkin au-delà du 1^{er} octobre 2014. Elle s'est conclue par la réservation de capacités de regazéification à hauteur de 3 Gm³/an entre le 1^{er} octobre 2014 et la mise en service éventuelle d'un nouveau réservoir en 2019. Ce nouveau réservoir permettrait l'exploitation du terminal à un niveau de 5,5 Gm³/an jusqu'en 2035. La CRE a validé dans sa délibération du 13 décembre 2011 le déroulement de cette open season.

La seconde procédure, dont la phase engageante a été lancée le 13 décembre 2011 par GRTgaz et Fluxys, a pour objectif de développer une nouvelle interconnexion gazière entre la France et la Belgique à Veurne. Cette nouvelle interconnexion permettrait, pour la première fois, de transporter physiquement du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. Elle offrirait des capacités de transport de gaz depuis le terminal méthanier de Dunkerque et la place de marché française PEG Nord vers la Belgique. Les résultats sont attendus pour le 31 mars 2012. La CRE a approuvé les conditions de lancement de cette open season dans sa délibération du 1^{er} décembre 2011.

LE CHIFFRE

+ 30 %

C'est la hausse potentielle que pourraient subir d'ici 2016 les tarifs de l'électricité selon Philippe de Ladoucette, qui s'exprimait lors d'un colloque organisé le 17 janvier dernier par le club Énergie et développement. « Dans un contexte législatif identique et avec un prix de marché égal à celui d'aujourd'hui, vous aurez une évolution du prix de l'électricité tout compris de l'ordre de 30 % d'ici 2016 sous l'impulsion de plusieurs facteurs », a prévenu le président de la CRE. « D'ici 2016, explique-t-il, le montant de la CSPE doublera, le tarif d'accès aux réseaux d'électricité augmentera, hors inflation, de 2 % par an. Il faut ajouter à ces évolutions le prix de l'ARENH et une inflation de 2 % par an ».

Le saviez-vous ?

L'arrêté comptage publié au Journal officiel

Après le projet proposé par la CRE au ministre en charge de l'énergie le 10 novembre 2011, un arrêté paru au Journal officiel du 10 janvier 2012 a défini les fonctionnalités des compteurs évolués. Il précise les fonctionnalités minimales attendues pour répondre aux exigences de l'article L. 341-4 du code de l'énergie pour tous les types de compteurs. Cette nouvelle étape ouvre la possibilité aux gestionnaires des réseaux publics d'électricité de lancer leurs appels d'offres pour généraliser des systèmes de comptage évolués.

NSCOGI, premier groupe régional de recensement de projets d'intérêt commun

Le paquet infrastructures a identifié huit corridors énergétiques prioritaires à développer d'ici 2020 et organisé le recensement des projets les plus importants dans chacun d'eux. Pour le corridor « Réseau en mer dans les mers septentrionales », cette tâche pourrait prochainement incomber à la North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI). Elle a en effet été identifiée par la Commission Européenne comme un groupe régional cohérent, à la fois par l'identité de ses membres et son périmètre géographique. Elle endosserait désormais ce nouveau rôle en plus de ses travaux sur le développement d'un réseau de transport dans les mers du nord.

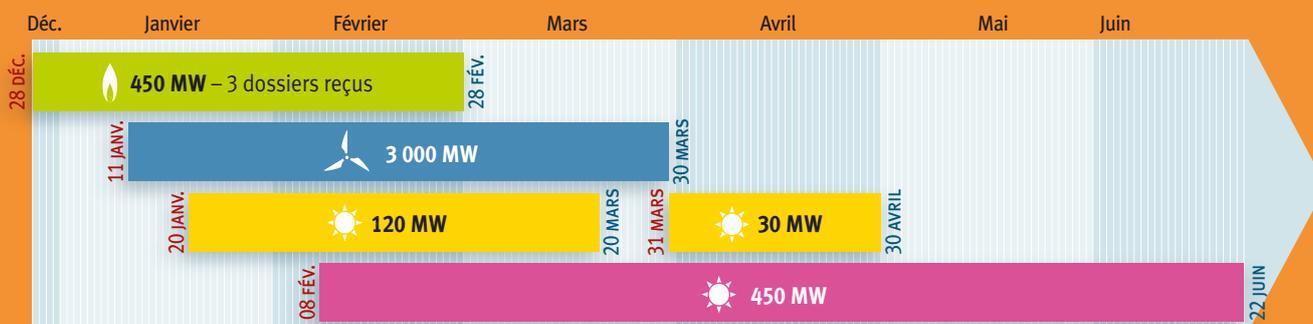
En image

APPELS D'OFFRES : LES CHIFFRES CLÉS

La CRE propose un cahier des charges répondant aux questions des candidats, instruit et note les dossiers reçus dans le cadre des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie.

Objectif : **4 050 GW** installés

La CRE a répondu à près de **900 questions** entre mi-juillet et début décembre 2011



DATE 1 : Date de réception des offres

DATE 2 : Date de fin, au plus tard, de l'instruction par la CRE

■ : Cycle combiné gaz en Bretagne

■ : Éolien en mer

■ : Photovoltaïque 100-250 kWc

■ : Photovoltaïque > 250 kWc

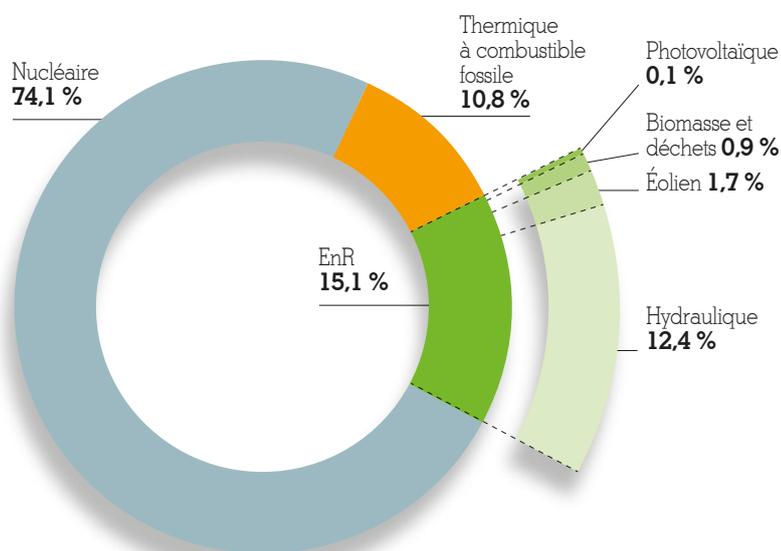
LA QUESTION DE L'ÉVOLUTION DU MIX ÉLECTRIQUE EST AU CŒUR DES DÉBATS ACTUELS. INTUITIVEMENT, ON COMPREND QUE LES DIFFÉRENTES OPTIONS ENVISAGEABLES POUR L'ÉVOLUTION DU PARC DE PRODUCTION AURONT DES CONSÉQUENCES SUR LES ÉMISSIONS DE CO₂ ET SUR LE COÛT DES INVESTISSEMENTS À PRÉVOIR. ON PENSE PLUS RAREMENT À LEURS EFFETS SUR LES RÉSEAUX. POURTANT, LA MUTATION DU BOUQUET ÉNERGÉTIQUE AURA NÉCESSAIREMENT DES IMPACTS TECHNIQUES ET ÉCONOMIQUES SUR LES RÉSEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION DE GAZ ET D'ÉLECTRICITÉ.

Évolution du mix : les réseaux en première ligne

En 2010, 74 % de la production d'électricité française était assurée par 58 réacteurs nucléaires. Cette prédominance de l'atome est aujourd'hui remise en cause par la catastrophe de Fukushima, parallèlement à l'essor du gaz naturel liquéfié et des énergies renouvelables (EnR). De plus, l'obsolescence du parc de production thermique et la directive sur les grandes installations de combustion (GIC), qui limite les émissions de certains polluants dans l'atmosphère, imposent de moderniser certaines centrales à charbon et

de remplacer les autres, par exemple, par des centrales à gaz. Les installations de cogénération devront, elles aussi, être rénovées pour pouvoir continuer à bénéficier de contrats d'achat. À ce contexte national s'ajoutent enfin les objectifs 3x20 que s'est fixée l'Union européenne dans le cadre du 3^e paquet climat énergie. Les États membres se sont engagés, à l'horizon 2020, à réduire de 20 % leurs émissions de gaz à effet de serre, à porter à 20 % la part des énergies renouvelables dans leur bouquet énergétique et

Le nucléaire prépondérant dans le mix électrique français



Part des différentes formes de production dans la production nette totale en France métropolitaine en 2010.

Aujourd'hui, la production d'électricité française est largement dominée par le nucléaire. Cette situation résulte d'un choix effectué dans les années 1970 pour réduire la dépendance énergétique de la France aux pays exportateurs de pétrole et de gaz. Cette production est concentrée sur 19 sites comportant entre 2 et 4 réacteurs. Avec le développement des énergies renouvelables, on observe cependant une nouvelle tendance : la décentralisation de la production d'électricité. L'essor du gaz naturel liquéfié et les interrogations sur l'avenir du nucléaire ouvrent de nouvelles perspectives au gaz, dont la part dans le mix énergétique devrait connaître une progression avec la construction de nouvelles centrales. La mutation du bouquet énergétique français est donc d'ores et déjà une réalité.

à améliorer l'efficacité énergétique de 20 %. Alors que la consommation d'énergie ne cesse d'augmenter, la mutation du mix électrique est donc d'ores et déjà engagée, avec pour conséquence un remodelage de la cartographie des sites de production qui ne manquera pas de soulever des questions en termes de dimensionnement et de gestion des réseaux.

L'évolution du mix énergétique se fait dans un contexte incitatif

La transition énergétique est d'abord le fait de politiques environnementales nationale et européenne volontaristes. Dans le plan d'action national en faveur des énergies renouvelables transmis à la Commission européenne en 2010, le gouvernement a indiqué que la part d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie française devrait être de 27 % en 2020. Elle était de 15,5 % en 2010. La Commission européenne a, quant à elle, esquissé de nouveaux scénarios de réduction des émissions de gaz à effet de serre (de 80 à 95 %) et de réduction des consommations énergétiques (40 %) à l'horizon 2050 (cf. notre article p. 12).

Parallèlement, la loi française impose aux acteurs du système électrique des obligations fortes en matière de sécurité de réseau et d'approvisionnement et de qualité de l'électricité. À plus large échelle, le système électrique français étant interconnecté avec les autres systèmes électriques européens, le choix de l'évolution du mix électrique ne peut être décidé sans effet sur les pays voisins, et réciproquement.

Enfin, la crise économique et financière pèse sur les choix énergétiques. La question de l'acceptabilité sociale des coûts d'une transition énergétique est essentielle.

L'ensemble de ces orientations politiques, techniques, sociales et économiques jouent fortement sur les choix en matière d'évolution du mix électrique et imposent aux réseaux de s'adapter dès maintenant.

Les réseaux électriques doivent s'adapter à une nouvelle cartographie des sites de production

Le changement de moyens de production peut avoir pour conséquence un changement de localisation des centrales. Celles-ci s'installent en effet en fonction de la disponibilité des sources d'énergie primaire, de la typologie des terrains, des opportunités et de l'acceptabilité sociale, et pas uniquement en fonction de la capacité d'accueil des réseaux. Les centrales biomasse et



© RTE - Philippe Crolier

biogaz sont construites, par exemple, près des sources d'approvisionnement en biomasse. Les centrales à gaz à cycle combiné s'installent, elles, près des réseaux de gaz et d'une source d'eau froide pour leur refroidissement. Quant au photovoltaïque et à l'éolien, et plus encore l'éolien en mer, ils représentent des milliers de sites de production supplémentaires à raccorder au réseau électrique. Ces mutations posent des questions de financement, de régulation, de gouvernance et d'allocation des coûts. Pour l'acheminement vers la terre de l'énergie marine produite dans les mers du nord, ce sont dix pays, leurs régulateurs et leurs gestionnaires de réseaux de transport d'électricité qui se sont réunis au sein de la North Seas Countries' Offshore Grid Initiative (NSCOGI) afin de mener une réflexion commune sur ces sujets.

Enfin, dans certaines zones, les réseaux électriques ne sont pas nécessairement dimensionnés pour accueillir de nouvelles injections. C'est pourquoi ils devront être développés et renforcés pour acheminer à chaque instant la production vers les lieux de la consommation et passer d'un schéma de production centralisé à un schéma décentralisé.

Les Smart grids et les interconnexions permettront aux réseaux électriques de gagner en souplesse

L'intégration d'une production de plus en plus décentralisée et intermittente nécessite une gestion active et dynamique des réseaux. Pour des taux de pénétration inférieurs à 30 %, l'impact de la production intermittente reste limité et peut

▲ Vue du chantier de terrassement du poste de Baixas. La nouvelle ligne d'interconnexion électrique entre l'Espagne et la France s'étendra sur 64,5 km, dont 33,5 en France et 31 en Espagne. Le projet date de 1994 pour une mise en service prévue en 2014.

Le dossier de la CRE

être pris en charge par le système électrique. En revanche, lorsque le taux de pénétration augmente, des déséquilibres peuvent survenir et mettre en danger la sûreté du système électrique dans son ensemble. Ce sont non seulement les infrastructures mais aussi la gestion du système électrique qui doivent être adaptées. En cela, les Smart grids constituent une solution possible.

Bruxelles mise sur le déploiement rapide de ces technologies de gestion et de pilotage des réseaux pour optimiser les flux d'énergie, apporter au système la flexibilité qu'exigent les nouveaux modes de production et de consommation d'énergie et assurer ainsi l'indispensable équilibre entre offre et demande.

Au niveau européen, les interconnexions sont elles aussi une clé du maintien de cet équilibre. Elles permettent d'importer ou d'exporter de l'électricité en fonction des besoins ou surplus d'énergie et des prix des moyens de production disponibles à un instant T. Néanmoins, les interconnexions souffrent de limites physiques (capacités totales de 9 GW en import et de 13 GW en export). Elles ont besoin d'être renforcées afin de faire jouer pleinement la complémentarité des parcs de production européens, d'améliorer la sécurité d'approvisionnement électrique et de faire baisser les prix de l'électricité (cf. encadré ci-contre).

La transition technologique des Smart grids et le renforcement des interconnexions transfrontalières conduiront à un meilleur maillage des territoires et permettront d'améliorer la qualité d'alimentation des utilisateurs.

Les infrastructures gazières sont aussi concernées par l'évolution du mix énergétique

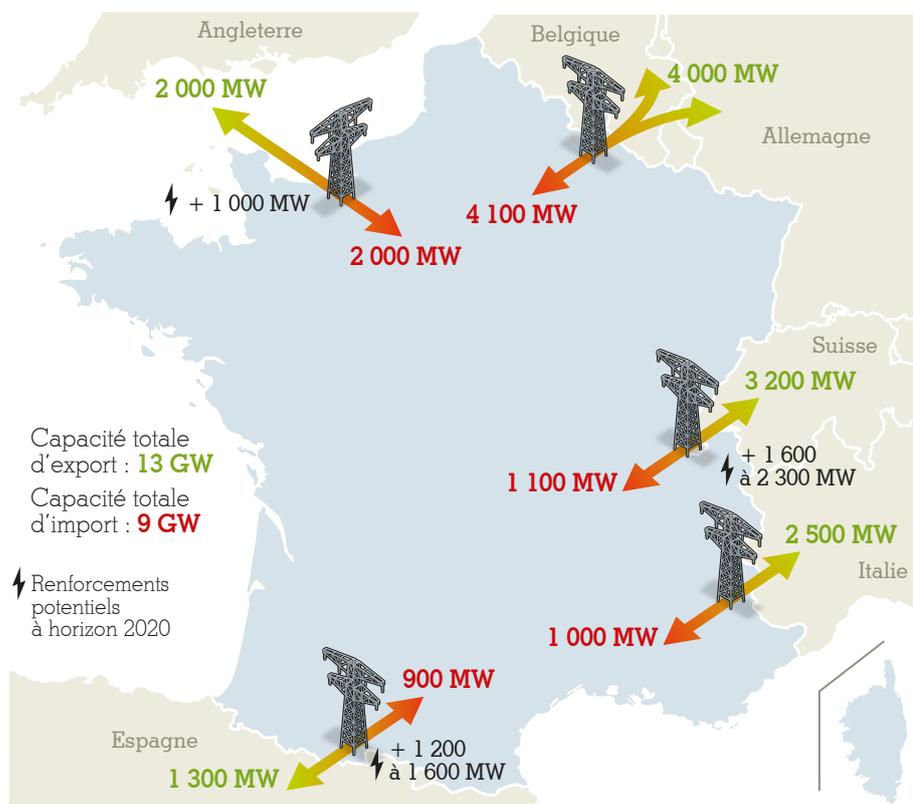
Début janvier 2012, les centrales à cycle combiné gaz (CCCG) ont connu pour la première fois plusieurs jours de fonctionnement au ralenti. Certaines ont même été totalement arrêtées. Ce phénomène s'explique par une baisse de la consommation due à des températures supérieures aux normales de saison, et surtout par une pointe de l'éolien atteignant une puissance produite de 4 500 MW, proche de la capacité totale des centrales à gaz.

En plus de leur capacité à s'effacer rapidement, les CCCG sont surtout capables de démarrer rapidement, en 30 minutes environ, contre plusieurs heures pour les centrales thermiques fonctionnant au fioul et au charbon, plus polluantes. Ces caractéristiques les rendent intéressantes pour un fonctionnement en semi-base et pour s'adapter

Panorama des investissements en matière d'interconnexions

Le programme d'investissements présenté par RTE et approuvé par la CRE en décembre 2011 prévoit 208,8 M€ de dépenses d'investissements consacrées aux interconnexions pour 2012, contre 114,8 M€ pour 2011.

L'année 2011 a été marquée par le démarrage du chantier d'interconnexion France-Espagne par l'est des Pyrénées (projet Baixas-Santa Llogaia). La mise en service de cette nouvelle interconnexion en 2014 permettra d'atteindre une capacité physique d'export depuis la France vers l'Espagne de 2 800 MW. RTE a également poursuivi en 2011 les travaux d'optimisation du réseau afin d'augmenter les capacités d'échange avec l'Italie. Leur achèvement est prévu en 2013. Par ailleurs, RTE et son homologue britannique travaillent sur un projet de nouvelle interconnexion entre la France et l'Angleterre. Ils ont engagé des études de faisabilité visant notamment à finaliser en 2012 la recherche d'un tracé sous-marin. Néanmoins, côté britannique, les porteurs de projets semblent être en attente des évolutions que pourrait proposer l'Ofgem en matière de régulation des interconnexions.



Capacités d'échanges aux frontières actuelles et en projet



© EDF - François Delena

aux variations de production à base d'EnR. Leur fonctionnement n'était jusqu'à présent que faiblement corrélé avec l'intermittence des EnR mais pourrait à l'avenir l'être davantage.

Se pose par conséquent la question de la rentabilité des projets de développement de CCCG. En effet, la marge brute des producteurs, constituée par la différence entre le prix de marché de l'électricité et les coûts de production de ces mêmes centrales grevés du coût d'achat des quotas des permis d'émissions de CO₂ (le « clean spark spread ») est actuellement faible. Ceci conduit à une faible sollicitation des CCCG et rend incertaines les perspectives de rentabilité futures ainsi que les décisions d'investissement dans des centrales supplémentaires. Toutefois, des évolutions concernant la rémunération des capacités de production actionnables pourraient inverser cette tendance, en remédiant au manque de visibilité sur la rentabilité des investissements.

Afin d'être au rendez-vous de l'arrivée de nouvelles CCCG sur le territoire français et pour accompagner l'accroissement de l'utilisation du gaz à des fins de production, le réseau de transport de gaz se renforce. Dans ce cadre, la CRE a validé en 2011 des investissements de 1,2 milliard d'euros. La pose de canalisations d'un diamètre de 1 200 mm dans le nord de la France (renforcement de l'artère des Hauts de France et de l'arc de Dierrey) ainsi que le doublement de l'artère longeant le Rhône permettront notamment de couvrir le besoin des centrales à gaz prévu en 2020.

La coordination des politiques énergétiques au niveau européen favorisera la sécurité du système électrique à moindre coût

Ces évolutions des mix nationaux interviennent à un moment où la coordination et la concertation entre États membres en matière de gestion des réseaux s'intensifient. Des initiatives existent, comme CORESO, centre de coordination réunissant cinq gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens, dont RTE.

Un renforcement de la coordination entre la planification du développement des réseaux et celle du parc de production est en cours afin de construire une vision d'ensemble.

Le paquet infrastructures et les plans décennaux (*cf. article p.4*) participent à l'élaboration de cette vision. Des investissements estimés à mille milliards d'euros seront nécessaires pour adapter le système énergétique européen aux objectifs en matière de politique énergétique et de climat d'ici à 2020. Près de la moitié de cette somme sera mobilisée pour les réseaux, notamment de distribution et de transport d'électricité et de gaz, pour le stockage, ainsi que pour les réseaux intelligents. Le coût qu'entraîneraient la non-réalisation de ces investissements ou l'absence d'une coordination à l'échelle européenne pour les réaliser serait énorme. ■

▲ Depuis 2008, la centrale au fioul de Martigues est en cours de transformation en deux centrales à cycles combinés gaz (CCCG) d'une puissance totale de 930 MW.

« Le choix de l'évolution d'un mix électrique ne peut être décidé sans effet sur les pays voisins, et réciproquement. »

LES GESTIONNAIRES DE RÉSEAUX DE DISTRIBUTION ACHÈMENT L'ÉNERGIE JUSQU'AUX CONSOMMATEURS POUR LE COMPTE DES FOURNISSEURS PRÉSENTS SUR LE MARCHÉ, EN GARANTISSANT À CES DERNIERS UN ACCÈS LIBRE À LEURS INFRASTRUCTURES. PROCHES DU TERRAIN ET DE LEURS CLIENTS, ILS ONT AUSSI POUR MISSION D'EXPLOITER, D'ENTREtenir ET DE DÉVELOPPER LES RÉSEAUX, EN MAINTENANT LEUR NIVEAU DE QUALITÉ ET DE SÛRETÉ. DEUX FEMMES SONT À LA TÊTE D'ERDF ET GRDF, LES DEUX DISTRIBUTEURS RESPONSABLES RESPECTIVEMENT DE LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ ARRIVANT JUSQU'À NOS COMPTEURS.

« Nouveaux services, nouveaux projets.

Les métiers

des gestionnaires de réseaux de distribution évoluent »



© ERDF-Didier Goupy

BIOGRAPHIE EXPRESS MICHÈLE BELLON

École Centrale Paris

MS d'ingénierie nucléaire
(Université d'Illinois - États-Unis)

Présidente du directoire d'ERDF
depuis 2010

1974 :
Rejoint la Direction
de l'équipement d'EDF

1991-1995 :
Directeur adjoint de la Direction
de l'équipement (EDF)

1995-1999 :
Directeur adjoint puis
Directeur délégué chargé
du personnel et des relations
sociales d'EDF-GDF

1999-2000 :
Directeur adjoint
à la Direction EDF-Pôle Clients

2000-2001 :
Directeur de la division des
combustibles nucléaires (EDF)

2001-2010 :
Directeur général
de Dalkia International
et directeur général adjoint
de Dalkia

Elle est aussi :
Chevalier de l'Ordre National
du Mérite

Administrateur de l'Institut
Pasteur de Shanghai

Décryptages : Quels sont les grands défis des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz pour les années à venir ?

Michèle Bellon : Notre développement repose sur trois piliers : les clients, le réseau et les femmes et les hommes d'ERDF. Nos clients sont aussi bien des particuliers que des collectivités locales, ainsi que de industriels. Près de 40 % de la facture des particuliers sont liés au tarif d'acheminement. Ils étaient arrivés à un point d'insatisfaction très fort à notre égard. L'un de mes objectifs a donc été de remettre le client au centre de notre projet. En ce qui concerne le réseau, de vives critiques ont été faites à l'encontre de la qualité qui se dégradait. Il fallait donc urgemment développer les investissements afin de restaurer la qualité et de moderniser le réseau, cela pour accompagner le développement des énergies renouvelables et anticiper les nouveaux usages, comme la croissance des véhicules électriques. Dernier pilier : les hommes et femmes

d'ERDF. En 2009, ERDF avait connu 10 semaines de grève intense. Il était donc urgent de rétablir le dialogue social.

Laurence Hézard : Pour GrDF, la sécurité des réseaux est la première des priorités. Les résultats sont encourageants : nous enregistrons une baisse substantielle des dommages aux ouvrages, une amélioration de la qualité patrimoniale du réseau et, enfin, nous avons renforcé la chaîne d'intervention de sécurité. Notre objectif est de tendre vers le « zéro dommage » aux ouvrages sur nos chantiers. L'autre défi est de faciliter la vie du client dans sa relation avec le gestionnaire de réseau, qu'il soit fournisseur, collectivité locale ou consommateur final.

Quel est l'impact du développement des énergies renouvelables et de la mutation du mix énergétique sur vos activités ?

L. H. : L'histoire du gaz naturel est celle de la complémentarité avec les autres énergies, le

« Le développement du marché doit permettre d'envisager des tarifs différenciés. Les nouveaux compteurs permettront ces nouvelles possibilités tarifaires. » Michèle Bellon

nucléaire notamment, et, aujourd'hui, les énergies renouvelables. En tant que gestionnaire de réseau, GrDF est très impliqué dans la maîtrise de la consommation. Notre modèle économique est davantage basé sur le nombre de clients ayant accès au réseau que sur le volume de gaz qui transite sur le réseau. Notre démarche consiste aujourd'hui à travailler sur la rentabilité des investissements dans la durée, en intégrant les complémentarités au bénéfice de la maîtrise de l'énergie, et en valorisant les infrastructures existantes. GrDF étudie des projets d'injection de biométhane. Ils sont liés à la production de biocarburant pour les bus ou des flottes de véhicules de collectivités locales, à partir de la méthanisation des déchets ménagers. À ce jour, on recense 170 projets d'ampleur différente sur l'ensemble du territoire et une unité de production en service.

M. B. : Chez ERDF, le développement des énergies renouvelables a bouleversé le métier historique qui consiste à acheminer l'électron vers le client final. Ces énergies entraînent de l'imprévisibilité sur le réseau car on ne sait pas quand les installations produisent de l'électricité. Et, il est toujours bon de le rappeler, l'électricité ne se stocke pas. Tout cela modifie la conduite du réseau. Et nous devons, en permanence, être capables d'équilibrer l'offre et la demande. Je rappelle que 95 % des installations de production à partir d'énergie d'origine renouvelable sont connectées au réseau de distribution. Le développement des Smart grids est la conséquence de ces nouveaux usages et moyens de production. Cette « intelligence » nous permet de piloter beaucoup d'installations. Il y a eu 86 000 installations raccordées en 2011 sur un total de 240 000 installations décentralisées.

Quelles sont vos priorités d'investissements ?

M. B. : Il y a deux sortes d'investissements : ceux qui sont réalisés pour raccorder nos nouveaux clients (nous en avons eu 450 000 en 2011 !) et ceux qui sont liés à l'amélioration de la qualité de la desserte. Nos investissements sont en croissance de plus de 10 % chaque année. Après 2,82 milliards d'euros l'an passé, nous avons budgété 3,03 milliards pour 2012.

L. H. : Pour GrDF, la priorité d'investissement est, et restera, la sécurité industrielle. Nous y consacrons chaque année près de 300 millions d'euros. La nouvelle réglementation sur les travaux à proximité des réseaux conduit à augmenter les investissements de 280 millions d'euros sur la période 2012-2015. Les investissements en matière de comptage évolué sont calés sur la délibération de la CRE du 21 juillet 2011 qui a approuvé le lancement de la phase de construction du système de comptage évolué (soit 57 millions d'euros).

« L'histoire du gaz naturel est celle de la complémentarité avec les autres énergies, le nucléaire notamment, et, aujourd'hui, les énergies renouvelables. » **» Laurence Hézard**

Quel a été spécifiquement le rôle des gestionnaires de réseaux de distribution dans l'ouverture des marchés ?

L. H. : Aujourd'hui, la concurrence existe et GrDF transporte le gaz de 30 fournisseurs avec lesquels il a un contrat d'acheminement. 1,5 million de consommateurs sur les 11 millions de Français qui ont fait le choix du gaz naturel, ont changé d'offre ou de fournisseur. Tout n'est pas parfait. Beaucoup de Français sont encore perdus dans cette nouvelle organisation. Il nous faut poursuivre avec les parties prenantes (CRE, fournisseurs), chacun dans son rôle et sa responsabilité, avec un seul objectif : faciliter la vie du client.

M. B. : En raison de l'ouverture des marchés, nous avons, au sein d'ERDF, modifié toutes nos procédures. Depuis 2007, nous avons des contrats de gestion avec chacun des fournisseurs d'électricité. L'un des enjeux à venir est de parvenir à accélérer la possibilité de changer de fournisseur. Le développement du marché doit permettre d'envisager des tarifs différenciés. Les nouveaux compteurs permettront ces nouvelles possibilités tarifaires.

Quelles sont les perspectives d'avenir des gestionnaires de réseaux ?

M. B. : Nous modernisons les réseaux : nous mettons en service de plus en plus d'organes de manœuvres télécommandés pour isoler un tronçon défaillant et réalimenter le réseau par un « itinéraire bis ». Afin d'y parvenir, nous disposons d'organisations à distance optimisées ainsi que de logiciels « d'auto-cicatrisation ». Nous devons être capables de gérer le réseau avec beaucoup d'éléments qui consomment et beaucoup qui produisent. L'enjeu des Smart grids est d'être capable de piloter le réseau dans ces conditions afin de garantir en permanence sa stabilité.

L. H. : La coopération des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) au niveau européen est moins avancée que celle des gestionnaires de réseaux de transport. Les échanges entre GRD se construisent au sein des groupes de travail des instances représentatives de l'industrie du gaz en Europe (MARCOGAZ, EUROGAZ) ou internationales (International Gas Union) et lors d'échanges inter-GRD sur des sujets aussi variés que la politique d'exploitation, la gestion d'actifs ou le comptage évolué. ■



© Gregory Brandel

BIOGRAPHIE EXPRESS LAURENCE HÉZARD

Maîtrise de lettres classiques
Diplômée de l'Institut National des Techniques de la Documentation (CNAM Paris)

Directeur général de GrDF depuis 2007

1980-1983 :
Direction de l'Équipement/communication (EDF)

1985-1988 :
Chargée des relations parlementaires (EDF)

1990-2000 :
Directeur cabinet communication production électricité (EDF)

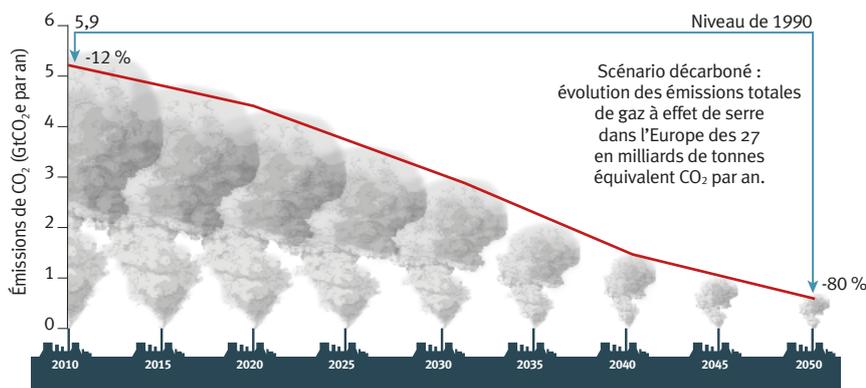
1999-2003 :
Directeur Groupement de centres Est (EDF-GDF Services)

Elle est aussi :
Membre du Conseil économique, social et environnemental depuis 2010

Ouvrage :
L'énergie au cœur, entretien avec Vianney Aubert (éditions Choiseul, novembre 2011)

Vers une transition énergétique à l'horizon 2050

La Commission européenne a présenté au mois de décembre 2011 sa « feuille de route pour l'énergie à l'horizon 2050 ». Elle présente cinq options possibles pour atteindre l'objectif de réduction de 85 % des émissions de CO₂ d'ici 2050.



Source image : Roadmap 2050 – A Practical Guide to a Prosperous, Low-Carbon Europe, Office for Metropolitan Architecture, juin 2010.

À travers cinq scénarios, la feuille de route pour l'énergie explore les pistes alternatives pour « décarboner » le secteur énergétique européen, c'est-à-dire réduire ses émissions de CO₂, à hauteur de 85 % par rapport à 1990 d'ici 2050. Cette communication, présentée par la Commission européenne au mois de décembre, devrait aider à la prise de décision politique pour anticiper la transition énergétique européenne à long terme.

La décarbonisation du secteur énergétique repose sur les leviers d'action que sont les économies d'énergie, le développement des énergies renouvelables, le captage et le stockage du carbone et le recours à l'énergie nucléaire. Sur le long-terme, la Commission européenne estime que la décarbonisation peut s'avérer moins coûteuse que la poursuite des politiques actuelles, moyennant un investissement cumulé dans les réseaux compris entre 1 500 et 2 200 milliards d'euros selon le scénario à l'étude. Pour cela, la Commission souhaite que les prix de l'énergie intègrent davantage les coûts de la transition énergétique, tout en protégeant les consommateurs vulnérables.

La feuille de route table sur un doublement de la part de l'électricité dans la demande

énergétique finale et sur une contribution croissante des énergies renouvelables dans la production d'électricité (97 % en 2050 dans le scénario « Part élevée des énergies renouvelables »). Outre l'essor de nouvelles technologies d'exploitation des énergies renouvelables, cette évolution devrait impliquer une reconfiguration du système électrique, avec des infrastructures transnationales plus flexibles et mieux coordonnées. Le remplacement des installations de production obsolètes devrait avoir un effet

hausser sur les prix jusqu'en 2030, avant qu'une baisse ne s'amorce.

L'analyse des scénarios montre que le gaz, quant à lui, devrait assurer un rôle essentiel dans la transition énergétique, notamment en se substituant progressivement au charbon et au pétrole à court et à moyen terme. La feuille de route précise que, si la technologie de captage et de stockage du carbone est disponible et déployée à grande échelle, le gaz pourrait occuper une place plus importante dans le mix énergétique européen. Il s'agira alors, dans ce cas, de veiller au renforcement des interconnexions en Europe et à la diversification des sources d'approvisionnement.

À l'avenir, la concrétisation des objectifs passera par la déclinaison de ces scénarios au niveau national. À ce sujet, la Commission rappelle sa neutralité quant à la composition du mix énergétique des États et insiste sur leur libre choix de combiner les différents leviers pour permettre la décarbonisation de leurs économies respectives. ■

Une feuille de route pour la coopération avec la Russie

L'Union européenne et la Fédération de Russie travaillent, depuis février 2011, à la préparation d'une feuille de route commune pour la coopération énergétique entre les deux régions d'ici 2050. Le document, en cours de réalisation, doit analyser les différents scénarios de demande et de production d'énergie sur le long terme pour mieux appréhender l'avenir des relations entre les deux puissances. Parmi les pistes de réflexion engagées figurent le renforcement de la coopération en matière de gestion et de développement des interconnexions, l'établissement d'un environnement concurrentiel équitable et la promotion d'un secteur énergétique innovant et efficace. À terme, l'émergence d'un marché paneuropéen d'électricité sobre en carbone doit être facilitée. Dans le secteur du gaz, la coopération devrait s'orienter autour des questions d'investissement amont, de structure de marché, d'infrastructures, d'utilisation innovante du gaz et de décarbonisation.

Décryptages

La lettre de la Commission de régulation de l'énergie



CRE, 35 rue Pasquier,
75379 Paris Cedex 08
01 44 50 41 00

Directeur de la publication : Philippe de Ladoucette • Comité de rédaction : Jean-Yves Ollier, Bruno Léchavin, Anne Monteil, Valérie Stevance, Cécile Casadei, Marion Mounier • Ont participé à ce numéro : Marie-Claire Aoun, Stéphane Bertoini, Alexandra Bonhomme, Emmanuel Bouquillon, Bertille Carretté, Guro Grotterud, Sabine Hinz, Christine Lavarde, Mathilde Lavoine, Carole Mathieu, Esther Pivet, Marc Poinier, Emmanuel Rodriguez, Valentine Roux, Romain Seignover, Clément Serre, Sébastien Zimmer • Réalisation : HOMANIQUE ÉDITIONS • Impression : Bialec (Nancy) • Tirage : 2 600 exemplaires • Abonnement : decryptages@cre.fr • ISSN : 1955-5377 • PEFC/10-31-1745