

DéRyptages

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



Dossier p. 6

Les **systemes électriques** de **Mayotte** et **La Réunion**

Actualités

p. 2 Les activités smart grids de la CRE
au deuxième trimestre

Parole à...

p. 10 Valérie-Anne Lenczmar, déléguée
générale de l'association Réseaux
Électriques Intelligents Smartgrids
France

Vue d'Europe

p. 12 Alparslan Bayraktar, président
de la Confédération internationale
des régulateurs de l'énergie (ICER)

RÉSEAUX INTELLIGENTS

Les activités smart grids de la CRE au deuxième trimestre

Durant le deuxième trimestre 2015, la CRE a poursuivi l'organisation de ses événements dédiés aux smart grids avec un forum sur la flexibilité de la demande et une table ronde à Nantes sur le développement des réseaux intelligents en Pays de la Loire. Autant d'occasions pour la CRE de rencontrer des acteurs qui enrichissent ses réflexions sur la régulation des réseaux de demain.

La flexibilité de la demande pour préserver la stabilité du système électrique

Le 2 juin, les invités du 20^e forum smart grids étaient Olivier Baud, Président fondateur d'Energy Pool, Yves Bertone, Chargé de mission smart grids chez Veolia Recherche et Innovation, Louis Duperry, Responsable Développement Efficacité énergétique de Direct Energie et Guillaume Lehec, Directeur du département Agrégation de flexibilité d'Ecometering (Engie). Ils sont intervenus pour présenter les premiers enseignements et résultats concrets de quatre démonstrateurs qui expérimentent en France, depuis plusieurs années, la flexibilité de la demande.

Ces démonstrateurs (EnR Pool, Reflexe, Modelec et GreenLys) servent à identifier les leviers disponibles pour maintenir l'équilibre du système électrique, rendu plus complexe, entre autres, par le développement des énergies renouvelables et la maîtrise de la consommation. Ils ont montré qu'il est possible, grâce à l'arrivée des technologies de smart grids, d'atteindre de nouveaux gisements de flexibilité, plus fins (à la maille horaire par exemple) qui, aujourd'hui, ne sont pas mobilisés. La modulation de la consommation devient ainsi plus facile et permet d'avoir recours aux flexibilités des différents consommateurs industriels, tertiaires ou résidentiels. Historiquement, ce sont les tarifs Effacement jours de pointe (EJP), Tempo et Heures Pleines/Heures creuses qui permettaient de moduler la demande dans les grandes masses pour offrir plus de flexibilité au système électrique lors des pointes de consommation.



© CRE

Énergies et territoires en Pays de la Loire : quelle régulation ?

La flexibilité de la demande des consommateurs résidentiels fait également l'objet d'études et de recherches dans le cadre du projet Smart grids Vendée. Cette expérimentation, ainsi que d'autres en faveur du développement des réseaux électriques intelligents sur le territoire ligérien, ont été au cœur des échanges de la table ronde « Énergies et territoires en Pays de la Loire : quelle régulation ? », organisée le 15 juin à Nantes.

Cette nouvelle étape du « tour de France » lancé par la CRE en 2013 a permis de donner la parole à quatre élus qui ont illustré la diversité des échelons territoriaux porteurs de projets smart grids, depuis la maille de la région jusqu'à la maille d'une commune insulaire. Sont ainsi intervenus Emmanuelle Bouchaud, Vice-Présidente du Conseil régional des Pays de la Loire en charge de l'énergie, Jacques Bozec, Vice-Président du Syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée (SYDEV), Julie Laernoës, Vice-Présidente de Nantes Métropole en charge de l'empreinte écologique, de la transition

De gauche à droite :

- Bruno Noury (maire de l'Île d'Yeu),
- Emmanuelle Bouchaud (Vice-Présidente du Conseil régional des Pays de la Loire en charge de l'énergie),
- Catherine Edwige (commissaire à la CRE),
- Jacques Bozec (Vice-Président du Syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée, SYDEV),
- Julie Laernoës (Vice-Présidente de Nantes Métropole en charge de l'empreinte écologique, de la transition énergétique, du climat et du développement durable).

énergétique, du climat et du développement durable et Bruno Noury, maire de l'Île d'Yeu.

Élus parlementaires, gestionnaires des réseaux d'électricité et de gaz naturel et syndicats départementaux d'énergie étaient au rendez-vous pour échanger avec la CRE sur les avancées des projets locaux. Ces derniers, de par leur nombre et leur diversité, attestent du dynamisme de la région Pays de la Loire en matière de smart grids. En témoigne également la candidature du regroupement de la Région Pays de la Loire, de la Région Bretagne et des neuf syndicats départementaux d'énergie à l'appel à projets lancé par le Plan « Réseaux électriques intelligents » de la nouvelle France industrielle. ■

NOUVEAUX USAGES

Le Power-to-Gas ou la conversion d'électricité en gaz

Dans sa délibération du 22 juillet 2015 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements de GRTgaz, la CRE a approuvé le projet pilote de Power-to-Gas pour un montant de 10,10 M€ d'investissements. Ce projet, au même titre que ceux relatifs à la production de biogaz, s'inscrit pleinement dans le cadre de la loi sur la transition énergétique en participant au développement de nouveaux usages pour le gaz naturel.

La technologie du Power-to-Gas repose sur la conversion ou le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène (par un procédé d'électrolyse) ou de méthane (par captage et injection de CO₂). Le gaz peut ensuite être injecté sur les réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel, ou bien alimenter des véhicules en carburant vert, ou encore alimenter en chaleur les bâtiments résidentiels, tertiaires ou industriels.

L'objectif premier du projet pilote de Power-to-Gas est de développer un business model économiquement rentable en optimisant l'usage des réseaux existants. À terme, l'idée est de valoriser les excédents d'électricité produite à partir d'énergie de sources renouvelables à caractère variable, non stockables en l'état en période de pointe, pour les utiliser ultérieurement de manière plus synchrone avec les besoins d'énergie.

Selon les études menées par GRTgaz, GRDF et l'ADEME¹, jusqu'à 3 TWh d'électricité pourrait ainsi être absorbés par le réseau de gaz à l'horizon 2030.

Le démonstrateur prévoit la construction d'une plate-forme de production d'hydrogène à Fos-sur-Mer, sur laquelle coexisteront les deux technologies utilisées à ce jour dans les activités d'électrolyse (électrolyse alcaline et électrolyse PEM). Un site industriel est associé au projet pour capter les émissions de CO₂ et créer du méthane (par procédé de méthanation). Ces installations seront mises en service en 2018 et exploitées pendant trois ans.

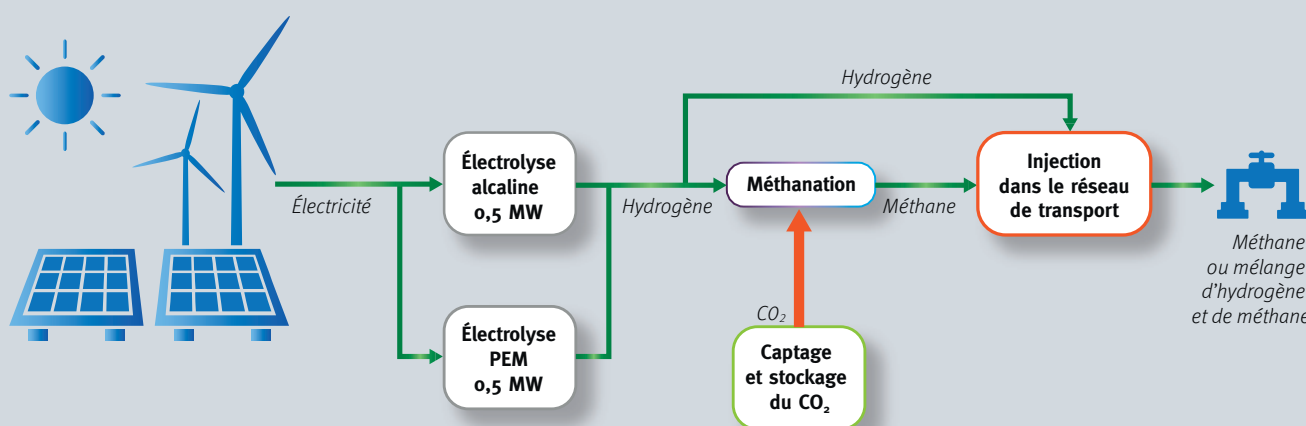
Le financement du projet pilote repose en partie sur un partenariat entre plusieurs acteurs et sur l'obtention de subventions européennes, régionales et de l'ADEME.

Le budget prévisionnel s'élève à 30,30 M€, dont 18,80 M€ financés par GRTgaz et 1,8 M€ financé par TIGF. Après déduction des subventions publiques dont bénéficie le projet, la part à financer par GRTgaz s'élève à 13,1 M€, dont 10,1 M€ en investissements. De nombreux partenaires techniques participent également au projet (CNR, Atmosat, CEA, Leroux & Lotz, McPhy Energy), ainsi que RTE et le Grand Port Maritime de Marseille. ■

La CRE a consacré son 21^e forum smart grids aux nouveaux usages de l'hydrogène comme vecteur énergétique le 22 septembre. Le dossier de ce forum sera prochainement disponible sur www.smartgrids-cre.fr

1- Les études sont disponibles sur le site de GRTgaz.

Le Power-to-Gas, comment ça marche ?



FIN DES TARIFS RÉGLEMENTÉS

1 226 clients professionnels s'exposent à une coupure de gaz au 1^{er} octobre

Au 9 septembre, 1 226 clients professionnels, soit 1 417 sites, n'avaient toujours pas souscrit un contrat d'achat de gaz en offre de marché. Ils risquent une coupure d'alimentation à compter du 1^{er} octobre.

La loi sur la consommation du 17 mars 2014 a supprimé depuis le 31 décembre 2014 les tarifs réglementés de vente de gaz pour les consommateurs dont le niveau de consommation est supérieur à 200 MWh par an.

Les clients qui n'avaient pas souscrit d'offre de marché au 1^{er} janvier 2015 ont cependant bénéficié d'une période transitoire de six mois pour conclure un contrat auprès du fournisseur de leur choix. Pendant cette période, leur contrat au tarif réglementé a basculé sur une offre de marché par défaut chez leur fournisseur historique.

Au 30 juin, environ 4 000 sites professionnels n'avaient toujours pas migré vers un contrat en offre de marché. Le gestionnaire de réseau a alors maintenu leur alimentation en gaz pendant trois mois supplémentaires à un prix de vente majoré de 20 % par rapport au tarif réglementé pour les inciter à souscrire une offre de marché.

Au 9 septembre 2015, 1 226 clients professionnels (soit 1 417 sites) sont encore aux tarifs réglementés. Parmi eux : 343 syndicats d'immeubles, 37 bailleurs sociaux, 331 clients soumis aux règles des marchés

publics. La fourniture de gaz pourrait ne plus être assurée à compter du 1^{er} octobre. Toutefois pour ces derniers, s'ils justifient à l'issue de cette période avoir engagé les procédures pour obtenir une offre de marché, leur alimentation en gaz ne sera pas interrompue.

La CRE rappelle que 24 fournisseurs proposent des offres de marché aux consommateurs professionnels. ■

Toutes les informations sont sur le site : www.tarifsreglementes-cre.fr

OUVERTURE DES MARCHÉS DE DÉTAIL

Bilan du deuxième trimestre 2015

Électricité

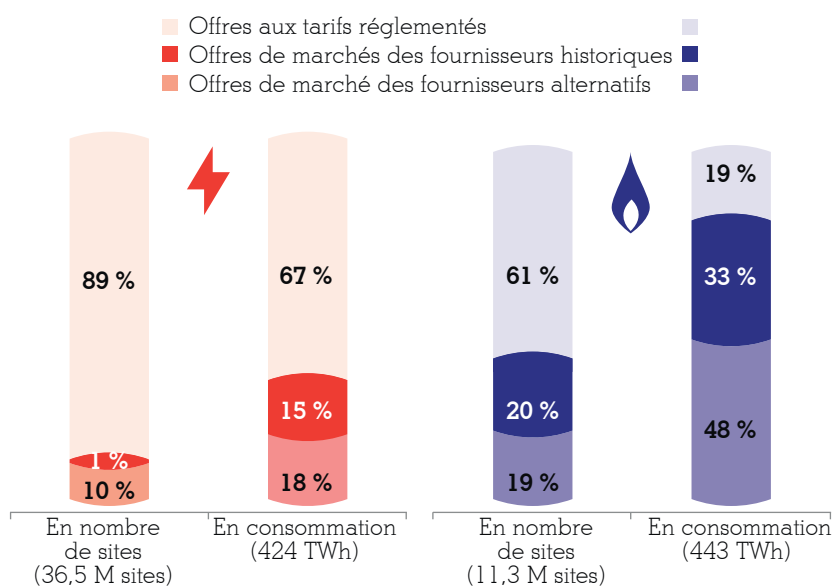
- 89 % des sites toutes catégories confondues, soit 67 % de la consommation, sont aux tarifs réglementés de vente
- le nombre de sites résidentiels en offre de marché a augmenté de 4,5 %, soit +144 000 clients contre +174 000 clients au 1^{er} trimestre 2015
- 3 353 000 sites résidentiels sur un total de 31,6 millions sont en offre de marché, la quasi-totalité d'entre eux ayant choisi un fournisseur alternatif (3 344 000)

Gaz naturel

- 61 % des sites toutes catégories confondues, soit 19 % de la consommation, sont aux tarifs réglementés de vente
- le nombre de sites résidentiels en offre de marché a augmenté de 5,3 %, soit +199 000 clients contre +296 000 au 1^{er} trimestre 2015
- 3 946 000 sites résidentiels sur un total de 10,6 millions sont en offre de marché, dont 1 923 000 chez un fournisseur alternatif et 2 023 000 chez un fournisseur historique ; la part des fournisseurs historiques dans les sites en offre de marché dépasse pour la première fois en nombre de sites celle des fournisseurs alternatifs ■

Répartition des sites* par type d'offres au 30 juin 2015

* (sites résidentiels et professionnels)



LA DATE

7 octobre 2015

Début de la collecte des données de transactions des acteurs de marché par l'ACER, l'Agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie, dans le cadre du règlement REMIT sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.

Pour aider les acteurs de marché dans leurs démarches, la CRE a organisé le 9 juin dernier une réunion d'information dans ses locaux sur le règlement REMIT et la phase d'enregistrement au niveau national. Elle a pu préciser le périmètre des acteurs de marché concernés et présenter le système d'enregistrement ainsi que les modalités de transmission des données à l'ACER.

Plus d'informations sur REMIT sur www.cre.fr/marches/remit ou en contactant la CRE à surveillance@cre.fr.

Le saviez-vous ?

Couplage de marchés de l'électricité : appel à candidatures pour la désignation de « NEMO »

Dans le cadre du règlement européen relatif à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion (CACM), chaque État membre doit désigner des opérateurs de marchés journalier et intrajournalier de l'électricité, dits « NEMO » (*Nominated Electricity Market Operator*). Ces derniers assureront, en coopération avec les gestionnaires de réseaux de transport (RTE en France), le couplage journalier et intrajournalier. À ce titre, ils réceptionneront les ordres d'achat et de vente des acteurs de marché, alloueront ces ordres et publieront les prix issus des transactions. En France, les candidats à la désignation des « NEMO » ont jusqu'au 2 octobre 2015 pour déposer leur dossier auprès de la CRE, par mail ou voie postale. Les lauréats seront connus au plus tard le 14 décembre. Pour en savoir plus, consulter la délibération de la CRE du 28 juillet 2015 portant appel à candidatures en vue de la désignation des opérateurs des marchés journalier et intrajournalier de l'électricité en France.

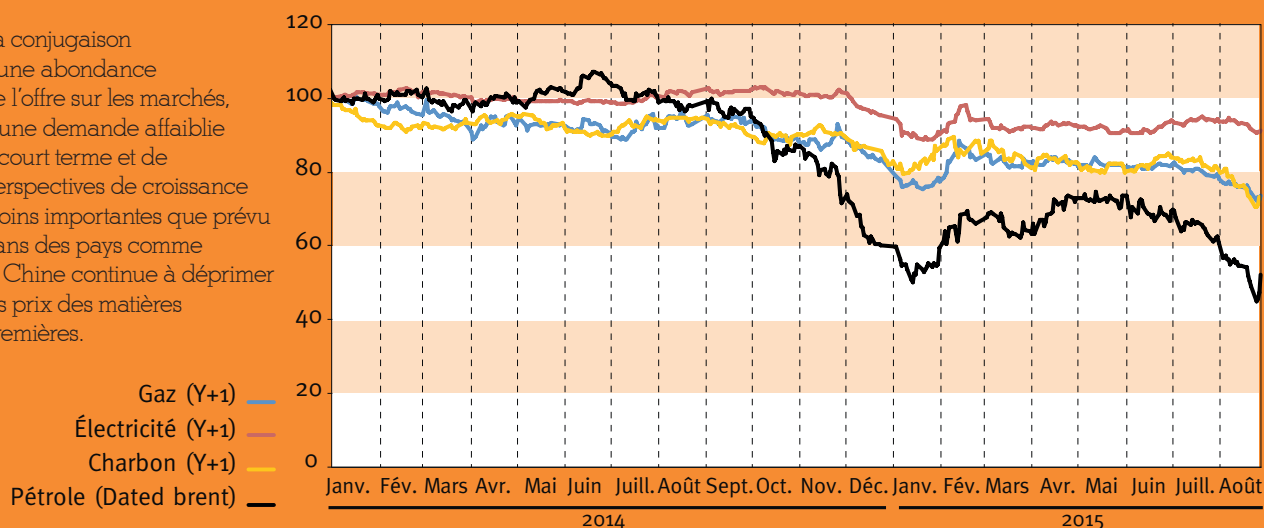
Photovoltaïque : une revalorisation envisagée de 5,4 % du tarif T4

La CRE a rendu un avis défavorable au projet d'arrêté revalorisant de 5,5 % les tarifs applicables aux installations photovoltaïques intégrées simplifiées au bâti d'une puissance inférieure à 100 kWc (tarif T4). Elle a considéré que les effets de la précédente revalorisation de 5,8 % (arrêté du 26 juin 2015) ne pourront être mesurés qu'à la fin du 3^e trimestre 2015 et que la revalorisation envisagée accentue le caractère excessif de la rémunération des installations pour lesquelles elle l'était déjà. L'arrêté n'a pour le moment pas été publié au Journal officiel.

En image

DES PRIX DES MATIÈRES PREMIÈRES TOUJOURS TRÈS FAIBLES

La conjugaison d'une abondance de l'offre sur les marchés, d'une demande affaiblie à court terme et de perspectives de croissance moins importantes que prévu dans des pays comme la Chine continue à déprimer les prix des matières premières.



Sources : Reuters, ICIS Heren, EEX, EPEX

Le dossier de la CRE

LA CRE A PUBLIÉ FIN JUILLET SON RAPPORT SUR LA MISSION QU'ELLE A MENÉE À MAYOTTE ET À LA RÉUNION EN OCTOBRE 2014. L'OBJECTIF ÉTAIT DE RÉALISER UNE ÉTUDE DÉTAILLÉE SUR LES SYSTÈMES ÉLECTRIQUES DE CES DEUX ÎLES AFIN D'EN COMPRENDRE LES ENJEUX SUR LES PLANS TECHNIQUE, ÉCONOMIQUE ET EN TERMES DE GOUVERNANCE. AU REGARD DES ENJEUX FINANCIERS PASSÉS ET FUTURS ASSOCIÉS AU DÉVELOPPEMENT DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ DANS LES ZONES NON INTERCONNECTÉES (ZNI) AU RÉSEAU ÉLECTRIQUE MÉTROPOLITAIN FRANÇAIS, EN PARTICULIER LIÉS À LA PÉRÉQUATION TARIFAIRE, LA CRE A DÉCIDÉ D'ENGAGER, DANS LA LIMITE DE SES RESSOURCES, UN CYCLE DE VISITES DANS QUELQUES-UNS DE CES TERRITOIRES.

Les systèmes électriques de Mayotte et La Réunion

MAYOTTE

Située à 8 000 km de la métropole continentale et à 1 500 km de l'île de La Réunion, Mayotte se compose de deux îles principales, Petite-Terre et Grande-Terre, ainsi que d'une trentaine d'îlots épars, et s'étend sur une superficie de 374 km². Le relief de l'île est accidenté et pentu, ce qui a pour conséquence une grande concentration de la population sur la bande littorale ou dans les espaces plats de l'île (570 habitants par km²).

Mayotte est devenue en 2011 le plus jeune département français. La fourniture d'électricité y est assurée par la SAEM Électricité de Mayotte (EDM), opérateur unique pour l'île. EDM est détenue à 50,01 % par le

conseil général de Mayotte, 24,99 % par Électricité de France (EDF), 24,99 % par SAUR International et 0,01 % par l'État. Dans les faits, la gouvernance de l'énergie est assurée par l'État, l'ADEME, et EDM.

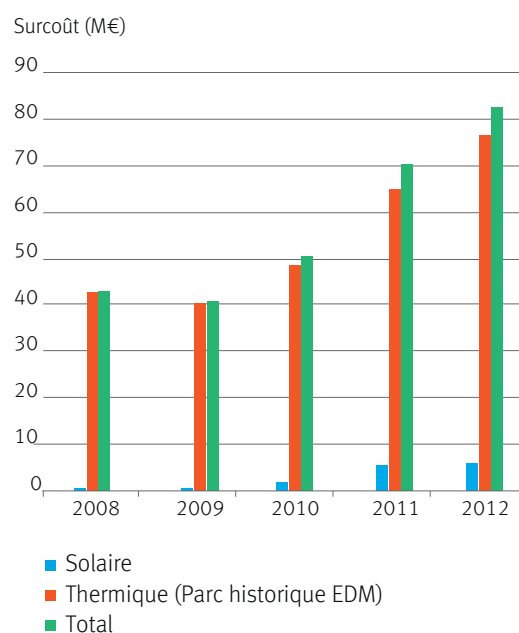
La production d'électricité est à 95 % thermique

Mayotte dispose d'un petit parc de production majoritairement thermique (l'approvisionnement en combustible représente entre 60 % et 80 % des coûts de production) pour assurer l'alimentation en électricité des 213 000 habitants. 17 moteurs diesel sont répartis entre 2 sites : l'un sur Petite-Terre, mis en service en 1987 (centrale des Badamiers), et l'autre sur Grande-Terre, mis en service en 2009 (centrale de Longoni). Les puissances (de 750 kW

Parc de production et réseau électrique mahorais fin 2014



Évolution des surcoûts de production à Mayotte



La péréquation tarifaire dans les ZNI

La péréquation tarifaire permet aux consommateurs des zones non interconnectées (ZNI)* de bénéficier des tarifs réglementés de vente applicables en métropole continentale. Cependant, les coûts de production de l'électricité dans ces zones sont en moyenne pour l'année 2013 presque cinq fois supérieurs à la part énergie de ces tarifs (représentative des coûts de production comptables d'EDF), occasionnant pour les opérateurs historiques, EDF Systèmes énergétiques insulaires (EDF SEI) et Électricité de Mayotte (EDM), des surcoûts qui font l'objet d'une compensation par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), payée par l'ensemble des consommateurs d'électricité.

Pour la période 2002-2013, les surcoûts s'élèvent à 10,8 Md€ courants, soit près d'un tiers du cumul des charges de service public sur cette période. Près de 70 % relèvent des surcoûts de production des installations appartenant à EDF SEI et à EDM. Les surcoûts liés aux contrats d'achat des énergies renouvelables représentent moins de 10 % et sont presque entièrement portés par le soutien à la filière photovoltaïque qui s'élève à 0,6 Md€ sur la période de 2002 à 2013.

*Territoire qui n'est pas relié au réseau électrique métropolitain français et qui dispose de ses propres moyens de production d'électricité : Corse, départements d'outre-mer, Saint-Pierre-et-Miquelon, Saint-Martin, Saint-Barthélemy, îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein, l'archipel des Glénan et île anglo-normande de Chausey.

à 8 MW) et les technologies différentes des moteurs permettent d'optimiser le fonctionnement du système au regard de ses besoins (fonctionnement en base, en pointe, modulation, réserves rapides).

Le parc est complété par des installations photovoltaïques sans stockage pour une puissance cumulée de 13 MW. Les premières installations photovoltaïques se sont développées en 2009 dans le cadre des arrêtés tarifaires.

Étant donné la composition du parc, les surcoûts de production sont dus quasi-intégralement aux installations fonctionnant à base de fioul (cf. graphique). Les surcoûts dus aux installations photovoltaïques représentent 7 % du total pour 6 % du volume de production.

L'alimentation de l'île dépend des centrales de Badamiers et Longoni

Les centrales thermiques de Badamiers et Longoni sont essentielles pour alimenter la population en électricité. En 2013, 38 % de la production a été assurée par Badamiers et 57 % par Longoni. Sur les quatre dernières années, Petite-Terre a consommé à elle seule en moyenne 15 % de la consommation totale de Mayotte, en particulier en raison de la présence de gros sites de consommation sur cette partie de l'île, tels que l'aéroport ou l'hôpital. Seule l'utilisation conjointe de groupes de Badamiers et Longoni permet aujourd'hui une bonne tenue de tension et le fonctionnement optimal du système. En cas de dysfonctionnement d'une des deux centrales le rétablissement du courant est assuré par les agents d'EDM, dont l'intervention est ralentie par la quasi-absence d'infrastructures de transport d'urgence : le système de liaison entre Petite-Terre et Basse-Terre est assuré par des barges.

La qualité et la sûreté de la fourniture d'électricité sont donc une préoccupation forte d'EDM. L'opérateur travaille au renforcement du réseau de transport qui, jusqu'à fin 2014, était assuré par des lignes de 20 kV, tension utilisée habituellement pour la distribution. Une ligne de transport HTB de 90 kV est ainsi entrée en service entre Longoni et Kawéni. EDM envisage également de prolonger cette ligne vers le sud jusqu'à Sada. Mais la réalisation du projet dépendra de son coût, lié au tracé de la ligne, et tiendra compte de contraintes liées au paysage et à l'emplacement des habitations.

Côté production, l'avenir de la centrale de Badamiers est incertain. N'étant pas conforme aux différentes normes relatives aux émissions industrielles

(pollution, bruit et brûlage des huiles usagées), la centrale fonctionne par dérogation temporaire acceptée par la Direction de l'Environnement de l'Aménagement et du Logement (DEAL). Les coûts afférents à sa mise aux normes, exigée par la DEAL, pourraient toutefois conduire à fermer la centrale. Pour le moment, EDM prévoit son exploitation jusqu'à son obsolescence technique en 2023.

La centrale de Longoni est quant à elle en cours d'extension avec trois nouveaux moteurs, soit 36 MW supplémentaires, afin de répondre à l'augmentation continue de la consommation due à la croissance démographique et économique soutenue.

La décarbonation de l'île repose sur la filière photovoltaïque

Verdir le mix énergétique fait partie des défis futurs que devra relever Mayotte, alors que 95 % de sa production est composée d'énergies fossiles. La programmation pluriannuelle des investissements en vigueur fixe l'objectif de 30 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de l'île à l'horizon 2020.

La filière solaire est la seule à présenter un réel potentiel de développement, qui doit toutefois tenir compte du plafond de 30 % d'injection instantanée d'énergies à caractère variable sur le réseau. EDM travaille sur le projet OPERA qui vise à installer une batterie de stockage d'énergie électrochimique couplée à des systèmes intelligents permettant d'effectuer le monitoring de la production photovoltaïque et sa prévision à court terme. Ce projet devrait contribuer à l'augmentation de la part des énergies intermittentes et à la baisse des réserves primaires en permettant de lisser l'injection de la production photovoltaïque tout en la rendant prévisible.

Dans l'ensemble, le potentiel de développement d'autres énergies renouvelables est faible. Quelques projets sont néanmoins à l'étude. Mais leur réalisation n'est envisageable qu'avec des aides à l'investissement ou des tarifs incitatifs.

Les énergies renouvelables représentent

37,8 %

de la production d'électricité à La Réunion et

5 %

à Mayotte.

LA RÉUNION

Située à 9 180 km de la métropole continentale et à 700 km au large de Madagascar dans le sud-ouest de l'océan Indien, La Réunion est une île volcanique de 2 512 km² au relief accidenté (point culminant à 3 071 m). La répartition de la population sur l'île (environ 840 000 habitants) se caractérise par des contrastes de densité : la frange côtière (de 0 à 400 m d'altitude) regroupe 80 % des habitants alors que la moitié de la superficie de l'île est inhabitée.

La fourniture d'électricité à La Réunion est assurée par EDF SEI. La gouvernance de l'énergie de l'île est quant à elle gérée par un comité stratégique constitué du Conseil régional, du Conseil départemental, du Préfet, de l'ADEME, du SILELEC et d'EDF. Ce comité délègue l'animation et la coordination technique des actions à la SPL Énergies Réunion, créée début 2014, dont les seuls actionnaires sont des collectivités. L'ADEME et EDF SEI participent cependant au financement direct de certaines actions.

Les centrales bagasse/charbon occupent une place historique

Malgré un parc de production diversifié (cf. carte), la production électrique de La Réunion est assurée à plus de 62 % par des installations fonctionnant à base de fioul ou de charbon. Parmi celles-ci, les centrales de Bois Rouge et de Gol, exploitées par Albioma en mode hybride bagasse/charbon, valorisent la bagasse (résidu du processus de production du sucre de canne). Pendant la campagne sucrière, la bagasse alimente pour partie les sucreries en vapeur et

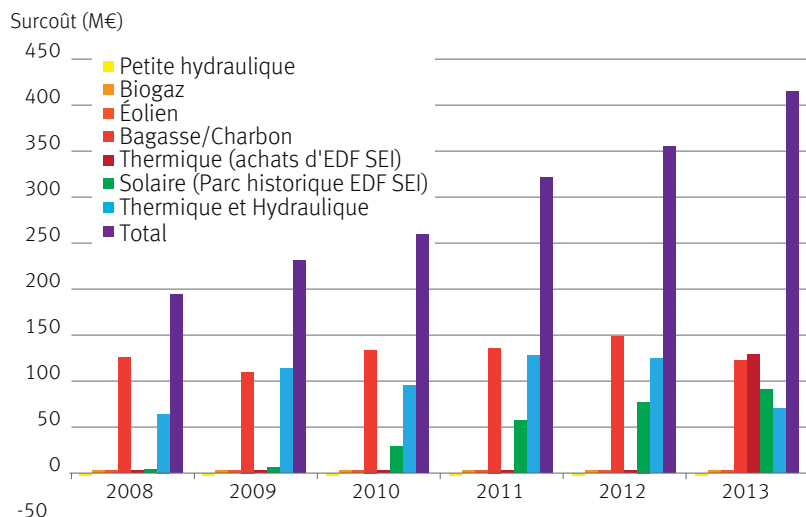
participe ainsi à la couverture des besoins en électricité de l'île. Lorsque la campagne sucrière est terminée, les centrales fonctionnent uniquement au charbon. Les énergies renouvelables et la bagasse assurent respectivement 29 % et 9 % restant de la production.

Le surcoût total de production sur l'île s'élève à 415 M€ en 2013. Il se caractérise par de fortes disparités de surcoûts selon les différents moyens de production (cf. graphique). L'évolution des surcoûts de production est marquée par la mise en service en 2013 de l'installation thermique de Port Est exploitée par EDF PEI qui s'est substituée à la centrale de Port Ouest d'EDF SEI. Les surcoûts liés aux installations bagasse/charbon ont toujours représenté une part importante, mais ils commencent à être concurrencés par ceux liés au développement de la filière photovoltaïque (respectivement 30 % et 20 % en 2013).

Le surdimensionnement et la configuration du réseau ne sont pas adaptés aux besoins actuels de la consommation

Si le parc de production permet de satisfaire globalement l'équilibre offre/demande, la concentration des principaux moyens de production au nord de l'île fragilise toutefois l'alimentation au sud et à l'ouest lors des pointes de consommation du soir. Dans ce contexte d'accroissement important de la consommation dans le sud, le groupe 3 de la centrale du Gol est devenu sa source stratégique d'approvisionnement. Son déclenchement couplé avec la configuration actuelle du réseau nécessitant du renforcement, se traduit très souvent par un délestage de clientèle. Deux investissements majeurs sont donc prévus à horizon 2016 pour renforcer l'alimentation de l'île : la mise en service d'une turbine à combustion de 40 MW à Saint-Pierre et le remplacement de la ligne de transport existante entre le nord et le sud de l'île par une ligne de plus forte capacité.

Évolution des surcoûts de production à La Réunion



Par ailleurs, la centrale thermique d'EDF PEI de Port Est (211 MW) est aujourd'hui utilisée de manière inefficace. La capacité installée apparaît surdimensionnée et la puissance unitaire des moteurs ne permet pas leur fonctionnement optimal. En conséquence, le nombre élevé de démarrages (environ 200 par mois) et les plages d'utilisation accélèrent l'usure des moteurs qui fonctionnent dans un mode dégradé pendant près de 85 % de leur durée d'utilisation. À l'heure actuelle, les moteurs de PEI ont plus un fonctionnement de « semi pointe » que de « base », ce qui aura à moyen terme des incidences sur la maintenance. Ces coûts de démarrage et de modulations sont prévus par le contrat entre PEI (producteur) et SEI (à la fois l'acheteur

d'électricité et gestionnaire du système) et génèrent donc des surcoûts à court et moyen termes financés par la CSPE.

Le développement des énergies renouvelables est fortement contraint

Les énergies renouvelables représentent 37,8 % de la production d'électricité à la Réunion. La région est très attentive à la croissance verte et au respect de l'environnement, d'autant plus que la programmation pluriannuelle des investissements fixe un objectif de 50 % d'énergies renouvelables dans le mix en 2020 et une autonomie énergétique pour 2030. Plusieurs actions sont ainsi engagées en ce sens, malgré des barrières techniques, réglementaires ou liées aux coûts d'investissements.

Le seuil maximal de 30 % d'injection instantanée des énergies à caractère variable, déjà atteint sur l'île, doit être pris en compte pour le développement des filières photovoltaïque et éolienne. Ce seuil peut être décliné localement dans les conditions issues de la loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Afin de favoriser leur intégration dans le système électrique tout en assurant sa sécurité, les solutions incluant des dispositifs de stockage sont en cours d'étude. EDF SEI travaille par exemple au développement de la production photovoltaïque ou éolienne couplée aux stations marines de transfert d'énergie par pompage (STEP). Les STEP apportent une réserve primaire d'énergie mobilisable en moins de 20 minutes. Elles permettent de ce fait de lisser la production intermittente et de réduire la consommation de combustibles fossiles. Elles limitent également le nombre d'arrêts/démarrages des centrales thermiques et améliorent leur rendement. La construction de STEP se heurte toutefois à la loi littoral et s'avère par ailleurs non rentable sans soutien public important.

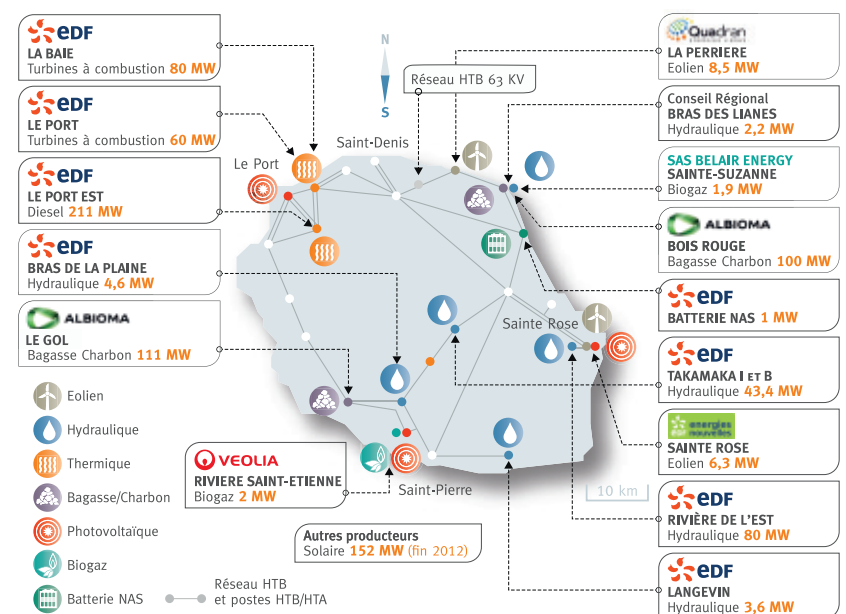
La conversion de la centrale au fioul d'EDF PEI au Port en centrale fonctionnant au gaz naturel ou au bioéthanol est également envisagée. Si l'option du gaz naturel était retenue, le coût d'investissement est estimé à 80 M€, hors ouvrages d'amenée du gaz et hors poste de livraison. Il convient d'ajouter les coûts d'exploitation car le modèle d'approvisionnement en gaz est différent de celui appliqué au fioul. Les contrats gaz sont des contrats de long terme de type *take or pay*. Cette logique est difficilement conciliable avec une production dont le volume est variable. De fait, le coût de la molécule de gaz livrée devrait être très attractif pour baisser le coût du kWh produit et ainsi rendre cette conversion rentable pour la collectivité.

L'installation de chauffe-eau solaire est une action phare en termes de MDE

La Réunion mène différentes actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE). La démarche exemplaire et la plus notable est celle qui concerne son parc de chauffe-eau solaires individuels (CESI). Environ 120 000 unités sont installées aujourd'hui, auxquelles il convient d'ajouter les chauffe-eau solaires collectifs. 350 000 logements (environ un tiers des logements sur l'île) bénéficient d'une eau chauffée par l'énergie solaire. Selon les estimations d'EDF SEI, sans le déploiement de ce parc, 3 turbines à combustion supplémentaires seraient nécessaires pour passer la pointe du soir (un CESI permet d'éviter 1-1,5 kW par foyer à la pointe).

Aujourd'hui, une partie du parc de CESI arrive à obsolescence et doit être remplacée. Malgré les bénéfices avérés pour le système électrique, rien n'impose qu'un CESI soit remplacé par un autre. Hors, les CESI sont plus coûteux à l'achat que les chauffe-eau électriques. C'est pourquoi leur installation avait fait l'objet d'aides financières et d'un crédit d'impôt à l'achat par le passé. Dans ce contexte, on ne peut que s'interroger sur le type de chauffe-eau sur lequel se portera le choix des consommateurs et sur l'impact à la hausse sur les charges de services public financées par la CSPE que représenterait une importante mutation du parc de chauffe-eau. ■

Parc de production et réseau électrique fin 2014



Source : EDF SEI

Parole à...

UNE NOUVELLE ASSOCIATION A VU LE JOUR LE 16 AVRIL 2015, DÉDIÉE À LA PROMOTION ET À L'ORGANISATION DE LA FILIÈRE FRANÇAISE DES RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS, L'ASSOCIATION RÉSEAUX ÉLECTRIQUES INTELLIGENTS – SMARTGRIDS FRANCE. CADRE DE CONFRONTATION DES POINTS DE VUE DES DIFFÉRENTS ACTEURS (ÉNERGÉTIENS, PME, ÉQUIPEMENTIERS, UNIVERSITAIRES, INSTITUTIONS, ETC.) POUR PARVENIR À DES POSITIONS COMMUNES, ELLE DOIT PRÉPARER L'AVENIR DU SECTEUR DES SMART GRIDS EN FRANCE ET À L'INTERNATIONAL. **VALÉRIE-ANNE LENCZAR**, DÉLÉGUÉE GÉNÉRALE, SOULIGNE L'ENTHOUSIASME ET LA CRÉATIVITÉ DE SES MEMBRES. AVEC UN PREMIER CHALLENGE : ORGANISER LE PAVILLON FRANCE AU SALON UTILITY WEEK, À VIENNE, DU 3 AU 5 NOVEMBRE, POUR DONNER UNE IMAGE COHÉRENTE DE LA FILIÈRE SMART GRIDS FRANCE ET LA FAIRE IDENTIFIER COMME UNE FILIÈRE D'EXCELLENCE EN EUROPE ET DANS LE MONDE.

« Nous voulons donner **une image cohérente** de la filière smart grids France pour qu'elle soit identifiée en tant que **filière d'excellence** en **Europe** et dans le **monde**. »

Décryptages : Dans quel objectif l'association Réseaux Électriques Intelligents – Smartgrids France a-t-elle été créée ?

Valérie-Anne Lenczar : La mise en place d'une structure pour fédérer la filière française des réseaux électriques intelligents (REI) et en assurer la promotion était le premier des dix points de la feuille de route visant à créer une « équipe de France » des réseaux électriques intelligents, présentée par le précédent président de RTE, Dominique Maillard, dans le cadre d'une mission qui lui avait été confiée par le gouvernement en 2013. Ce plan d'action a été élaboré en collaboration avec tous les acteurs de la filière, l'Interpole regroupant les pôles de compétitivité et des acteurs académiques tels que Mines-ParisTech. Il a évalué que la filière employait environ 15 000 personnes et générait un chiffre d'affaires de 3 milliards d'euros. Et qu'il était possible de créer 10 000 emplois supplémentaires et de doubler le chiffre d'affaires tout en conservant une part de 50 % à l'exportation. Le but de l'association est de mettre en œuvre cette feuille de route. L'objectif est de réunir

tous les acteurs et de tendre ensemble vers l'excellence de la filière. Le challenge, pour nous, est la confrontation des points de vue dans le cadre des commissions et du conseil d'administration pour arriver à des positions communes.

Comment fonctionne l'association et quelles sont ses missions ?

V.-A. L. : Il a été choisi de créer une association de loi 1901. Nous sommes une toute petite structure souple, avec un budget d'environ 500 000 euros par an. L'assemblée générale constituante a eu lieu le 16 avril 2015. Nous réunissons environ 70 membres : des équipementiers, des institutions, des universités, des PME, etc. L'association et son bureau sont présidés par Philippe Monloubou, président du directoire d'ERDF et le premier vice-président est Olivier Grabette, directeur de l'économie, des marchés et de l'innovation des RTE. Il existe aujourd'hui quatre structures d'échanges : le conseil scientifique et les commissions Formation, International et PME & Innovation. Il faut souligner que les PME sont un des piliers de la promotion de la filière à l'international. L'association a pu démarrer rapidement parce que les acteurs avaient déjà commencé à travailler ensemble à l'occasion de la préparation de la feuille de route. Elle poursuit ce qui a commencé à être mis en place. Trois missions sont inscrites dans nos statuts. La première est de préparer l'avenir de la filière des smart grids en France et à l'international par

« La filière smart grids emploie environ 15 000 personnes en France et génère un chiffre d'affaires de 3 milliards d'euros. »



BIOGRAPHIE EXPRESS VALÉRIE-ANNE LENCZNAR

Diplômée du Magistère de communication du Celsa (Paris 4 Sorbonne) et de l'Executive MBA de HEC

Depuis avril 2015 : Déléguée générale de l'association Réseaux Électriques Intelligents Smartgrids France

2009-2015 : Secrétaire générale coordonnateur de la société de projet franco-espagnole Inelfe, qui a construit l'interconnexion électrique souterraine entre Perpignan et Figueras, première mondiale à plus d'un titre, au budget de 700 millions d'euros.

15 ans d'expérience professionnelle dans le secteur de la communication publique (centrale nucléaire de Gravelines, CNES, etc.)

des actions de promotion et de valorisation. La seconde est de représenter la filière, de prendre la parole pour présenter comment les acteurs de la filière en voient l'avenir et ce qui pourrait aider à concrétiser cette vision. Enfin, notre troisième mission est de fournir des services à nos membres.

La CRE est membre observateur de l'association. Qu'est-ce que cela vous apporte ?

V.-A. L. : L'existence de « membres observateurs » est prévue dans les statuts. Nous en avons deux : l'État (représenté, en alternance, par la direction générale des entreprises ou la direction générale du climat et de l'énergie) et la CRE. C'est une situation originale par rapport aux structures fédérant la filière des smart grids dans les autres pays européens. Nous pensons que c'est une chance. Les membres nouent des liens de confiance et de bonne coordination avec le régulateur et avec l'État. Des échanges ont lieu sur des sujets complexes. Les membres peuvent avancer des idées, des propositions et avoir des retours rapides de la part des autorités publiques. Ce dispositif permet une co-construction de la filière smart grids de façon agile et flexible. La CRE avait déjà une expertise dans le domaine, ce qui facilite les échanges.

Il existe déjà des organismes ayant des missions de défense, de collaboration et de concertation avec pour objectif le développement et la valorisation de la filière smart grids française. Comment s'articulent les missions de l'association avec les actions menées par ces organismes ?

V.-A. L. : Notre action s'articule en effet avec celle d'autres organisations telles que l'Interpole Smart Grids, qui fédère les dix pôles de compétitivités sur le sujet des réseaux intelligents. Ces structures jouent un rôle essentiel dans l'accompagnement des PME de la filière en région. Elles aident les jeunes entreprises à trouver des financements, des partenariats, à développer des portefeuilles, etc. L'association s'appuie sur leur expérience pour avoir une bonne vision du tissu local et de l'action des collectivités territoriales dans le domaine des réseaux électriques intelligents. De notre côté, nous avons un rôle de coordination. Par exemple, quand nous avons connaissance d'un appel d'offres international, nous relayons l'information. L'objectif est d'aider la filière à y répondre de manière homogène, plus organisée et donc plus performante. Avec le Gimélec aussi nous sommes complémentaires. Ce groupement représente notamment les équipementiers français du secteur de l'électricité. Nous nous appuyons sur leur carnet d'adresses pour créer des synergies et développer le marché à l'export. Antoine de Fleurieu, le délégué général du Gimélec, est le trésorier de notre association.

Quelles sont les premières réalisations et les grands challenges à venir pour l'association ?

V.-A. L. : Une des grandes réussites de la filière est l'élaboration d'une méthodologie de mesure de la valeur socio-économique des réseaux électriques intelligents. Cela n'avait jamais été réalisé de manière aussi approfondie auparavant. C'est un outil qui sera très utile et qui va être affiné au cours du temps. Jusqu'à présent, on ne savait pas comment prendre le problème. Cette méthodologie servira de modèle et permettra de déterminer si un projet est valide sur le plan coûts/bénéfices. Quant à notre premier grand challenge, il va être de réussir notre présentation au salon Utility Week, qui se tient à Vienne du 3 au 5 novembre 2015. Business France a mis en place un pavillon France de 400 m² pour nous aider à présenter le savoir-faire français en matière de smart grids. Ce sera l'occasion de tester notre capacité à donner une image cohérente de la filière smart grids France pour qu'elle soit identifiée en tant que filière d'excellence en Europe et dans le monde. Avec la qualité et les compétences des membres de l'association tels qu'ils existent aujourd'hui, ce challenge pourra être relevé.

Comment s'articulent vos nouvelles fonctions dans votre parcours professionnel ?

V.-A. L. : Je travaille dans le secteur de l'énergie depuis 15 ans. Le projet Inelfe d'interconnexion électrique France-Espagne, dont j'ai été la secrétaire générale de 2009 à 2015, était une très belle expérience européenne de développement d'une grande infrastructure smart grids, puisqu'il s'agissait d'insérer une ligne à courant continu dans un réseau à courant alternatif. Une fois Inelfe réalisé, j'avais envie de travailler dans le domaine des smart grids. Je trouve passionnant de travailler sur cette filière qui réunit des acteurs au croisement des technologies de l'information et de l'électrotechnique car ces synergies sont porteuses d'innovation. Je suis fascinée par l'enthousiasme de ceux qui y travaillent. Le plus difficile est de gérer l'afflux d'idées des membres et de développer des projets dans toutes les directions ! Le potentiel de ce secteur est vraiment fabuleux. ■

ENTRETIEN

Alparslan Bayraktar, nouveau président de la Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER)

La CRE a participé à la 6^e édition du Forum mondial sur la régulation de l'énergie (WFER 6), rendez-vous trisannuel organisé cette fois-ci à Istanbul du 25 au 28 mai. À cette occasion, Alparslan Bayraktar, Commissaire de l'autorité de régulation turque, EMRA, a été élu Président de la Confédération internationale des régulateurs de l'énergie (ICER). Il livre ses réflexions à *Décryptages*.

Quelles conclusions tirez-vous du WFER 6 ?

Je crois que nous avons atteint notre objectif affiché de réunir des participants de tous les horizons de la régulation. Le Forum a également accueilli des événements importants tels que l'atelier de travail entre l'ICER et l'association des grands opérateurs de réseaux (GO15) ou la rencontre des membres de l'initiative « Les femmes dans l'énergie » (WIE). Grâce à WIE et à EMRA, chacune des sessions du Forum comptait au moins une femme parmi les intervenants. Enfin, l'ouverture du Forum par le Président Erdogan a permis d'accroître la visibilité de la régulation de l'énergie, ce qui est l'une des missions de l'ICER.

Vous avez été élu Président de l'ICER pour 3 ans. Quelles seront vos priorités ?

Ma première priorité sera de renforcer nos moyens de communication pour accroître les compétences de l'ensemble des régulateurs tout en évitant les doublons avec leurs activités nationales et régionales. Je souhaite notamment développer le journal « ICER Chronicle » et publier des manuels thématiques, par exemple sur le lien entre régulation et énergies renouvelables ou sur les problématiques propres aux régulateurs africains.

Avec un secteur de l'énergie en forte croissance, les pays en développement doivent consolider leur expertise. Pour ce faire, ils pourraient utiliser l'aide des régulateurs disposant de cadres institutionnels plus matures. Pour ces derniers, l'intégration des marchés, les nouvelles

technologies et le rôle croissant des consommateurs amènent à repenser les équilibres entre les intérêts des divers acteurs. C'est pourquoi j'envisage d'approfondir la coopération de l'ICER avec les organisations internationales telles que la Banque mondiale, le Forum économique mondial ou l'OCDE. J'espère aussi pouvoir susciter d'autres opportunités de coopération avec GO15 et l'Union Internationale du Gaz.

Une autre de mes priorités porte sur la lutte contre le changement climatique et le suivi de la COP21 à Paris, car les régulateurs peuvent y apporter une réelle valeur ajoutée.

En somme, nous devons travailler à rendre nos cadres de régulation plus intelligents, c'est-à-dire Soutenables, Maîtrisables, Assurés (fiables), Responsables et Transparents (SMART- sustainable, manageable, accountable, reliable, transparent).

Quels sont les principaux défis pour EMRA ?

D'importantes réformes ont eu lieu dans le secteur de l'énergie turc depuis 2001. Si la transformation de notre industrie électrique a été particulièrement impressionnante, les progrès dans le secteur gazier n'ont pas été aussi satisfaisants qu'espéré. Nous avons réussi à attirer les investissements privés et rendu possible la concurrence pour l'approvisionnement, mais celle-ci reste limitée. Cette situation demeure une préoccupation majeure. Comme pour le secteur électrique, nous nous inspirerons des normes européennes et des bonnes pratiques internationales pour y répondre.



La responsabilisation des consommateurs constitue un autre défi de taille. L'intégration des marchés fait émerger de nombreuses opportunités pour eux, y compris en termes d'implication dans le processus décisionnel. C'est pourquoi nous continuerons à les sensibiliser sur ces opportunités, à renforcer leur participation sur le marché (comme au travers des effacements) et à veiller à ce qu'ils participent davantage à nos consultations.

La Turquie joue un rôle important pour la diversification des routes et sources d'approvisionnement de l'Europe. Compte tenu de son ambition de devenir un réel hub énergétique et des progrès accomplis en ce sens avec la mise en place d'une bourse de l'énergie et le couplage de marché avec la Géorgie, notre agenda devrait rester chargé et stimulant dans les années à venir. ■