



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

Décryptages

LE MAGAZINE DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE (CRE) - MAI 2018 • N°55

06 GRAND ANGLE

ÉVOLUTION DU MARCHÉ
DE DÉTAIL DE L'ÉNERGIE

05

RETOUR SUR

Une énergie propre pour les îles

10

PAROLE À...

MECHTHILD WÖRSDÖRFER

"Il faut un objectif ambitieux de l'Europe
en matière d'énergies renouvelables"

LA CRE DÉLIBÈRE EN FAVEUR DE L'AUTOCONSOMMATION

Pour répondre aux nombreux enjeux liés à l'essor et à l'augmentation de l'autoconsommation, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a lancé un vaste chantier. Après plusieurs mois de concertation, la CRE a publié une délibération afin d'examiner ses conséquences sur le modèle énergétique français.



Sur les tarifs de réseau, la CRE a distingué l'autoconsommation individuelle de l'autoconsommation collective. En effet, il existe une différence entre ces deux types d'opération, puisque lors d'une opération d'autoconsommation individuelle l'énergie autoconsommée ne transite pas par le réseau public, contrairement au cas de l'autoconsommation collective.

Dans ce cas de figure, l'enjeu principal est d'examiner si les caractéristiques de soutirage ou d'injection de l'autoconsommation sur les réseaux justifient l'introduction d'un tarif spécifique rendant mieux compte des coûts générés pour le réseau. Dans le cadre du TURPE, la CRE a considéré qu'il fallait traiter aujourd'hui l'autoconsommation individuelle comme tout autre type de consommation. En effet, la

CRE, qui poursuit ses travaux sur l'efficacité et la robustesse des tarifs, en vue du TURPE 6, doit s'assurer que ces nouveaux usages n'amènent pas de coûts supplémentaires à la gestion du réseau et qui pourraient faire évoluer la facture.

Pour ce qui est de l'autoconsommation collective, l'enjeu principal est de veiller à la péréquation tarifaire (c'est-à-dire un même tarif sur tout le territoire) et à la nécessité de financer le réseau. La CRE propose un nouveau tarif cohérent qui reflète les coûts évités sur le réseau par la production locale d'électricité. Dans sa consultation publique, elle a interrogé les acteurs de l'énergie sur la méthode qu'elle propose. Les résultats seront communiqués prochainement.

LA DÉCISION DE LA CRE

La délibération du 21 février 2018 porte recommandations et orientations sur les dispositifs de soutien et le cadre contractuel. Elle vise un double objectif : d'une part permettre un développement optimal, simplifié et maîtrisé de l'autoconsommation d'énergie renouvelable pour atteindre les objectifs de la transition énergétique au meilleur coût pour la collectivité, d'autre part garantir le respect des règles indispensables à la sécurité et au bon fonctionnement du système électrique. La déclaration obligatoire des installations de production en est un exemple.

LA RÉFORME DU GAZ : LE SUCCÈS DE SA MISE EN ŒUVRE

Jusqu'en 2018, les expéditeurs français supportaient des obligations de stockage de gaz naturel, représentant environ les deux tiers des capacités de stockage commercialisées, qui visaient à assurer la sécurité d'approvisionnement au niveau national. Cette situation risquait d'engendrer des tarifs excessifs et peu transparents, qui pouvaient alourdir au final la facture du consommateur.

Pour y remédier, le législateur a fait voter dans le cadre de la loi Hydrocarbures, la réforme de stockage de gaz.

Afin de mettre en œuvre cette réforme, la CRE a pris le 22 février 2018 trois délibérations. La première pour fixer les modalités de commercialisation, via des enchères des capacités de stockage, la deuxième pour définir le cadre de régulation et le revenu autorisé des opérateurs de stockage, et la dernière pour préciser les modalités de compensation des coûts de stockage dans le tarif de transport.

Avec ce nouveau système, les opérateurs de stockage vendent à des prix plus bas grâce à l'instauration d'un système d'enchères. Pour compenser cette baisse des prix bas, ils perçoivent une partie du revenu garanti par le tarif transport.

Le revenu garanti des opérateurs de stockage vise à couvrir l'ensemble des coûts qu'ils supportent au titre de leurs sites de productions régulés dont le périmètre est fixé par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie. Ce revenu a été fixé par la CRE sur la base des comptes des opérateurs et de la « méthode Hourly », qui avait été appliquée dans le cadre de la régulation des gestionnaires de transport de gaz naturel. Le coût moyen pondéré du capital est fixé à 5,75 %, tenant compte du taux en vigueur pour l'activité de transport de gaz et des risques spécifiques supportés par l'activité de stockage. Le coût du stockage, pour l'année 2018, s'établit à 715 M€.

L'écart entre le revenu garanti des opérateurs de stockage et les recettes qu'ils ont directement perçues, principalement via les enchères de commercialisation des capacités, est compensé dans le tarif de transport de gaz, au moyen d'un nouveau dispositif. Celui-ci est payé par les



consommateurs raccordés aux réseaux de distribution, exerçant des missions d'intérêt général, ou non-domestiques ne pouvant être interrompues en période de pointe de froid. Ce tarif supplémentaire a été fixé le 27 mars 2018 à 297,10 €/MWh par jour et par an.

La première étape fut la commercialisation des capacités du 5 au 26 mars 2018 avec un prix de réserve à zéro euro afin d'avoir un maximum de souscriptions de capacités.

TEREGA (ex TIGF) et Storengie ont organisé 23 ventes aux enchères. Elles ont permis de proposer l'ensemble des capacités de stockage disponibles aux acteurs de marché. La quasi-totalité de ces capacités a été allouée, à des prix variant entre 0 et 2,02 €/MWh. Au total, les capacités souscrites s'élèvent à 128 TWh et dépassent le seuil minimum de 1 990 GWh/j défini par l'arrêté du 13 mars 2018 relatif aux stocks de gaz naturel pour garantir la sécurité d'approvisionnement entre le 1^{er} novembre 2018 et le 31 mars 2019.

La CRE se félicite de tels résultats qui assureront la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France pour l'hiver 2018-2019.



715 M€
Coût du stockage de gaz en 2018

128 TWh
Capacités souscrites

23
ventes aux enchères ont été organisées
du 5 au 26 mars 2018

LA CRE ACCOMPAGNE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE EN GUADELOUPE

En février dernier, Jean-François Carencio accompagné de la Commissaire référente en charge des ZNI, Catherine Edwige, et d'experts de la CRE se sont rendus en Guadeloupe afin de rencontrer l'ensemble des acteurs de l'énergie et des secteurs connexes que sont la biomasse et les déchets. Au cœur de ce déplacement, les recommandations de la CRE sur le projet de centrale thermique de Marie Galante.



De gauche à droite : Mme Marlène Miraculeux-Bourgeois, maire de Capesterre-de-Marie-Galante ; M. Frédéric Moyne, Directeur Général d'Albioma ; Docteur Maryse Etzol, Présidente de la CCMG (Communauté de Commune de MG) et maire de Grand Bourg ; M. Le Préfet, Eric Maire ; Mme Josette Borel-Lincertin, Présidente du Conseil Départemental.

La délégation de la CRE a visité les principales centrales de production du territoire permettant d'appréhender la pertinence des stratégies envisagées par les producteurs sur chacune d'elles. Elle a eu des échanges approfondis avec le gestionnaire de réseau, EDF SEI. Un rapport comprenant des recommandations exhaustives dans le cadre de la mise à jour de la PPE sera publié d'ici l'été.

Après des mois d'études et de réflexion, la CRE a préconisé la complémentarité des deux projets respectivement portés par Albioma, et la CNR (Compagnie Nationale du Rhône).

Jean-François Carencio rappelle qu'il n'y a pas d'incompatibilité entre le projet d'avenir de l'usine sucrière de Marie-Galante et la démarche « Marie-Galante, île durable ».

« *Le projet, c'est Marie-Galante. Un projet commun à base de biomasse locale et d'énergies renouvelables. Je n'y vois pas d'opposition. Toutes ces orientations sont conformes aux résolutions de la COP21* » a souligné Jean-François Carencio.

Le 10 avril dernier, la signature du protocole Énergie, a réuni plusieurs acteurs clés dont le préfet, la présidente de la Communauté de Commune, les représentants de la sucrerie, Albioma, la CNR et EDF SEI. Ce protocole définit ainsi les modalités d'installation de la centrale thermique biomasse, qui doit fournir à la sucrerie-rhumerie de Grand'Anse la vapeur et l'électricité et contribuer ainsi aux objectifs de la transition énergétique de Marie-Galante et de la Guadeloupe.



La CRE a rendu public son rapport sur son action dans les zones insulaires ; pour consulter ce rapport, rendez-vous sur www.cre.fr

UNE ÉNERGIE PROPRE POUR LES ÎLES, UNE PERSPECTIVE RÉGULATOIRE

La première conférence-débat européenne consacrée à la perspective régulatoire dans les îles s'est tenue le 6 mars dernier à Paris sous l'égide de la CRE.

Au cours de la journée, ce sont 23 représentants des pouvoirs publics, des régulateurs, des opérateurs et des autorités régionales qui ont illustré, par des exemples concrets, les défis auxquels doivent faire face les territoires insulaires pour réussir leur transition énergétique. Au travers de plusieurs tables rondes et ateliers, les intervenants ont pu échanger sur les différents modèles régulatoires européens et sur les mécanismes de soutien aux systèmes énergétiques mis en œuvre dans ces territoires aux spécificités fortes.

Nathalie LOISEAU, Ministre chargée des affaires européennes, et Jean-François CARENCO, Président de la CRE, ont rappelé en ouverture de la journée que la transition énergétique est la clé de voûte d'un approvisionnement énergétique sûr. Il leur apparaît indispensable d'adopter des approches locales et adaptées aux caractéristiques des zones insulaires afin de les placer aux avant-postes de la transition énergétique. Dominique RISTORI, directeur général de l'énergie de la Commission Européenne, a, quant à lui, rappelé que l'initiative de la Commission européenne fait partie intégrante du paquet « énergie propre » et visait à réduire la dépendance aux énergies fossiles et à leur substituer des énergies renouvelables.

Des différents échanges, il ressort que les îles partagent des contraintes communes économiques, sociales et environnementales. Les défis soulevés par la transition énergétique auxquels elles doivent faire face diffèrent selon que la zone insulaire est interconnectée au continent ou non, et selon les orientations choisies par les pouvoirs publics et les compétences locales. La pénétration des énergies renouvelables dans la production électrique des territoires insulaires n'est pas aisée. EDF SEI a illustré ce point en présentant son étude menée sur l'impact de la transition énergétique dans les îles, soulignant la nécessité, pour certaines énergies comme l'éolien ou le photo-

voltaïque, de mettre en place des solutions compensatoires à l'image de ce qui a été fait sur l'île de Sein dont le système de protection à la puissance de court-circuit disponible a été adapté.

Toutes ces spécificités n'enrayent pas l'engagement des pays continentaux pour leurs îles, comme l'a démontré le régulateur grec au travers des réussites en matière d'intégration des renouvelables dans ses nombreux territoires insulaires. Cet engagement s'accompagne de moyens européens mis au service de la transition énergétique. Mechthild WÖRSDÖRFER, Directrice à la Direction générale de l'Énergie de la Commission européenne, en charge des renouvelables, de la recherche et de l'innovation, a d'ailleurs annoncé, au cours de la conférence, la création en avril d'un secrétariat permanent visant à réaliser des modélisations afin d'approfondir les caractéristiques insulaires et d'émettre des recommandations. Les régulateurs jouent également un rôle clé dans la transition énergétique à moindre coût des territoires insulaires en mettant notamment en œuvre des dispositifs de soutien adapté au développement des énergies renouvelables et aux besoins, comme l'a rappelé Catherine EDWIGE, commissaire à la CRE.

La transition énergétique, c'est aussi l'affaire de tous. C'est ce qu'Ærø Energi-Og Miljøkontor, association promouvant et gérant les nombreux parcs éoliens présents sur l'île d'Ærø au Danemark, a mis en avant dans son témoignage en insistant sur l'importance de l'implication de la communauté locale dans le succès de la transition énergétique d'un territoire. Cette dernière présente en effet de nombreux bénéfices potentiels, rappelés par l'Observatoire de l'énergie de Corse, pour le consommateur et la collectivité : maîtrise des coûts, baisse de la précarité énergétique et augmentation du pouvoir d'achat grâce aux économies d'énergie.

Pour conclure cette journée, le régulateur grec a annoncé son intention d'organiser en juillet prochain un forum dédié à la transition énergétique dans les îles, couplé à une visite de terrain dans les Cyclades. Rendez-vous en Grèce !



M. Jean-François Carencio, Président de la CRE



Mme Nathalie Loiseau, Ministre chargée des affaires européennes



Retrouvez l'intégralité de la conférence-débat sur le blog de la **CRE blog.cre.fr**



La CRE a publié en mars dernier un état des lieux de la concurrence sur les marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel. Ce rapport, qui s'inscrit dans le cadre des missions de surveillance des marchés du régulateur, décrypte la dynamique qui anime le marché depuis 2 ans et les différentes évolutions en cours. Ce début d'année a par ailleurs été l'occasion de la publication du rapport ARENH. Le dispositif ARENH, contribuant notamment au développement de la concurrence, y est évalué depuis sa mise en œuvre en 2011 et des pistes d'améliorations sont proposées.

ÉTAT DE LA CONCURRENCE

Un contexte favorable au développement de la concurrence

Comme en attestent de nombreux signes, dont la hausse du nombre de fournisseurs en France depuis 2 ans, la dynamique d'ouverture des marchés de détail est largement engagée.

Sur le marché non résidentiel de l'électricité et du gaz, 8 nouveaux fournisseurs nationaux (c'est-à-dire desservant plus de 90 % des communes de France métropolitaine continentale) se sont inscrits sur le site du médiateur national de l'énergie www.energie-info.fr en 2016 et 2017.

La tendance est identique sur le marché résidentiel, où l'inflexion est particulièrement nette pour l'électricité avec, en janvier 2018, deux fois plus de fournisseurs qu'en janvier 2016.

L'intensification de l'ouverture du marché s'inscrit dans un cadre beaucoup plus favorable à la concurrence. Sur le marché non résidentiel, la suppression des tarifs réglementés a permis le développement des

fournisseurs alternatifs en électricité sur des segments autrefois très peu ouverts. A titre d'illustration, seuls 1 % des sites pouvant bénéficier du tarif « jaune » et 31 % des volumes pouvant bénéficier du tarif « vert » avaient souscrit une offre de marché chez un fournisseur alternatif au début de l'année 2014. Au 31 décembre 2016, sur ces mêmes catégories de clients, un quart des sites étaient chez un fournisseur alternatif, représentant respectivement 28 et 44 % de la consommation.

Le constat est identique sur le segment non résidentiel en gaz naturel, les fournisseurs alternatifs ont nettement progressé et devancent désormais très nettement les fournisseurs historiques en terme de volumes de consommation, avec près de deux-tiers des parts de marché au 31 décembre 2017.

Si les TRV sont maintenus pour les clients résidentiels et petits professionnels (jusqu'à

36 kVA de puissance souscrite en électricité et 30 MWh de consommation annuelle en gaz), la construction des TRV d'électricité par « empilement des coûts » assure la contestabilité des tarifs, c'est-à-dire la faculté pour un fournisseur alternatif concurrent d'EDF de proposer des offres de marché au moins aussi compétitives. La structure des tarifs réglementés de vente de gaz d'ENGIE continuant de s'améliorer, la contestabilité est par ailleurs aussi assurée en gaz naturel par la couverture en moyenne des coûts d'ENGIE.

Couplées aux bas niveaux de prix sur les marchés de gros, ces méthodologies de calcul ont augmenté l'espace économique des fournisseurs alternatifs, leur permettant de proposer désormais des offres significativement moins chères que le tarif réglementé dans les deux énergies (jusqu'à -10 % sur la facture annuelle TTC).

UN MARCHÉ EN PLEINE ÉVOLUTION

Une dynamique qui s'installe

Cette dynamique de marché résulte aussi des initiatives commerciales des fournisseurs, notamment lors de campagnes d'achats groupés qui rencontrent un grand succès, comme celle de l'UFC-Que Choisir en 2017. De plus, leurs offres à prix fixe, plus nombreuses que celles à prix variable, attirent et rassurent les consommateurs qui, argument essentiel, peuvent prévoir le montant de leur facture. Elles portent sur des durées de plus en plus longues, jusqu'à quatre ans pour le gaz naturel.

Par ailleurs, l'arrivée de nouveaux fournisseurs, proposant des offres aux structures plus innovantes et développant un nombre croissant de services associés, a également permis de dynamiser le marché. C'est le cas par exemple en électricité, où certains fournisseurs proposent désormais des offres d'électricité verte (et même locale) tout en incitant à réduire sa consommation. Plusieurs fournisseurs permettent aussi à leurs clients

de piloter étroitement leur budget grâce à des outils de suivi de consommation qui s'appuient sur le développement d'applications smartphone et l'utilisation d'objets connectés. Des offres spécialement conçues pour les propriétaires de voitures électriques ont également vu le jour en 2016. Ce phénomène devrait s'amplifier avec le déploiement des compteurs intelligents.

L'innovation porte également sur les canaux de distribution des offres. Les fournisseurs font dorénavant très largement appel à internet, mais d'autres vecteurs sont explorés : partenariat avec des plateformes de souscription d'abonnements lors des déménagements, achat groupé au niveau d'une commune ou vente en zone commerciale. L'arrivée sur le marché des acteurs de la grande distribution, pourrait profondément modifier l'approche traditionnelle de commercialisation de l'électricité et la perception de ce produit par les consommateurs.

En gaz naturel, certains fournisseurs commencent aussi à proposer aux clients résidentiels des offres vertes adossées à des garanties d'origine issues du biométhane. La demande des clients, notamment résidentiels, pour de telles offres reste toutefois modérée.

LE MÉCANISME DE CAPACITÉ SE RÉPERCUTE SUR LES CONSOMMATEURS D'ÉLECTRICITÉ

Le 1^{er} janvier 2017 a marqué le lancement de la première année de livraison du mécanisme de capacité, faisant suite à l'approbation du dispositif français par la Commission européenne, le 8 novembre 2016.

Ce dispositif, visant à assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité, contraint les fournisseurs à s'approvisionner en garanties de capacité afin de couvrir la consommation...

.../...



CHIFFRES-CLÉS



AU 31 DÉCEMBRE 2017, SUR LE MARCHÉ DU GAZ NATUREL

LES HISTORIQUES FOURNISSENT AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS :

44 % des sites représentant 11% de la consommation (vs 50 % des sites et 14 % de la consommation au 31 décembre 2016)

LES HISTORIQUES FOURNISSENT EN OFFRES DE MARCHÉ :

29 % des sites représentant 32 % de la consommation (vs 26 % des sites et 31 % de la consommation au 31 décembre 2016)

LES FOURNISSEURS ALTERNATIFS EN 2017 :

Au cours de l'année 2017, les fournisseurs alternatifs ont gagné 1 250 000 clients résidentiels en électricité et 320 000 clients résidentiels en gaz naturel.

RÉDUCTION DE LA FACTURE TTC

de -10 % en électricité (client « HP/HC ») et -8 % en gaz naturel (client « chauffage ») par rapport au TRV au dernier trimestre 2017.



AU 31 DÉCEMBRE 2017, SUR LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

LES HISTORIQUES FOURNISSENT AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS :

80 % des sites représentant 37 % de la consommation (vs 83 % des sites et 38 % de la consommation au 31 décembre 2016)

LES HISTORIQUES FOURNISSENT EN OFFRES DE MARCHÉ :

2 % des sites représentant 32 % de la consommation (vs 2 % des sites et 33 % de la consommation au 31 décembre 2016).

.../...

mation prévisionnelle de leurs clients lors des périodes de pointe de consommation. Le coût de cette obligation est ainsi répercuté par les fournisseurs aux clients dans leurs factures d'électricité.

La CRE a mené une analyse détaillée de la répercussion du mécanisme de capacité sur les offres de détail, afin de s'assurer du bon fonctionnement du marché. Dans ce cadre, elle a consulté les principaux fournisseurs ainsi que certains consommateurs ou associations de consommateurs.

Ces analyses, dont les conclusions ont été publiées dans l'état des lieux de la concurrence sur les marchés de détail 2016-2017, ont permis à la CRE de s'assurer que les

fournisseurs avaient répercuté au plus juste le coût d'approvisionnement de la capacité à leurs clients. La CRE a en effet été en mesure d'identifier les sources d'écarts entre les offres des différents fournisseurs et n'a pas relevé de problèmes de répercussion inadéquate du coût de la capacité aux consommateurs finals. Les fournisseurs ont, en grande majorité, répercuté l'impact du mécanisme aux clients à hauteur du prix de référence marché (PRM) des garanties de capacité de 2017 : 9999,8 €/MW. Pour un client type « heures pleines/heures » cet impact se traduit dans les TRV par une augmentation de 1,2 % sur la facture TTC.

Toutefois, la situation particulière du démarrage rapide du mécanisme de capacité a engendré des situations parfois délicates,

notamment pour les clients ayant signé des contrats avant l'entrée en vigueur du mécanisme qui ne contenaient pas de clauses relatives au marché de capacité.

Cette situation, conjoncturelle, ne devrait pas se reproduire à l'avenir et le jeu de la concurrence devrait faire progressivement évoluer le mécanisme pour retenir les meilleures pratiques, au bénéfice des consommateurs. La CRE encourage toutefois les fournisseurs à pratiquer des structures de prix envoyant autant que possible un signal incitant à la baisse de consommation pendant les heures de pointe, en répercutant le plus finement possible l'impact du prix de la capacité à leurs clients.



LE BILAN SUR L'ARENH...

La CRE a publié au mois de janvier 2018 son rapport d'évaluation sur l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), dispositif qui permet aux fournisseurs alternatifs d'accéder à l'électricité nucléaire d'EDF à un prix régulé de 42€/MWh. Ce rapport dresse un bilan du dispositif depuis sa mise en œuvre en 2011 et propose des pistes d'améliorations.

Si l'ARENH a contribué au développement de la concurrence sur le marché de détail lors de ses premières années de fonctionnement, son utilisation s'est nettement réduite à partir de 2016, avec la chute des prix sur le marché de gros de l'électricité. Les années suivantes ont été ponctuées par des hausses des prix du marché de gros offrant aux fournisseurs alternatifs des possibilités d'arbitrages entre le marché de gros et l'ARENH, dont la conformité avec l'esprit du dispositif peut être questionnée.

Sur le fondement de ce retour d'expérience, la CRE a proposé une série de mesures visant à améliorer le fonctionnement du dispositif tout

en veillant à conserver son équilibre global : simplification du dispositif et introduction de plus de flexibilité pour les fournisseurs alternatifs (augmentation de la marge de tolérance, flexibilité sur les modalités de paiement, mise en cohérence de prix et de la forme de l'ARENH).

La CRE a souhaité qu'une concertation avec les acteurs soit organisée afin de réviser le dispositif de telle sorte que la faculté de demander de l'ARENH soit liée au besoin d'y recourir pour assurer l'approvisionnement des clients finals aux conditions du contrat de fourniture. Les questions relatives aux modalités de calcul des pénalités en cas d'atteinte du plafond ARENH devront elles aussi être discutées dans le cadre de cette concertation. La DGEC a ainsi lancé une consultation publique que ce sujet.

Enfin, la CRE constate, au terme de ces six premières années de fonctionnement, que le dispositif n'a pas permis d'accroître le développement de la concurrence à l'amont dans le domaine de la production d'électricité de base.

L'AVENIR DES TRV DU GAZ REMIS EN QUESTION PAR LE CONSEIL D'ÉTAT



À la suite du recours de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE) visant à annuler le décret n° 2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret de 2009 relatif aux tarifs de gaz, le Conseil d'État, le 15 décembre 2014, a adressé à la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE) une question préjudicielle relative à la compatibilité des tarifs réglementés de gaz avec le droit de l'Union européenne : le régime français des tarifs réglementés, imposé aux seuls fournisseurs historiques, et qui garantit des tarifs contestables par les fournisseurs alternatifs, constitue-t-il une entrave à la réalisation du marché du gaz naturel concurrentiel ? Quels critères permettent de justifier une telle intervention étatique ?

En réponse à ces questions, la CJUE a jugé dans une décision du 7 septembre 2016 (affaire C-121/15) que l'intervention d'un Etat membre consistant à imposer à certains

fournisseurs de proposer au consommateur final la fourniture de gaz naturel à des tarifs réglementés constituait, par sa nature même, une entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel. Toutefois, selon la CJUE, une telle entrave pouvait être admise dans le cadre de la directive 2009/73/CE, sous réserve de trois conditions cumulatives : la poursuite d'un objectif d'intérêt économique général ; le respect du principe de proportionnalité ; l'imposition d'obligations de service public clairement définies, transparentes, non discriminatoires et contrôlables et la garantie d'un égal accès des entreprises de gaz de l'Union européenne aux consommateurs.

Le 19 juillet 2017, tirant les conséquences de cette décision de la CJUE, le Conseil d'État a estimé que : « L'entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire

contestée ne poursuit aucun objectif d'intérêt économique général. Dès lors, les dispositions législatives du code de l'énergie contestées sont incompatibles avec les objectifs poursuivis par la directive 2009/73/CE ». Il a par conséquent prononcé l'annulation du décret du 16 mai 2013 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

S'agissant des effets dans le temps de cette annulation, le Conseil d'Etat a estimé, « Eu égard aux incertitudes graves qu'une annulation rétroactive ferait naître sur la situation contractuelle passée de plusieurs millions de consommateurs et de la nécessité impérieuse de prévenir l'atteinte au principe de sécurité juridique qui en résulterait », à titre exceptionnel, que les effets produits pour le passé par le décret du 16 mai 2013 devaient être regardés comme définitifs.



BIOGRAPHIE

Actuellement :

Mme Wörsdörfer est Directrice à la Direction générale de la Commission européenne pour l'Énergie, en charge des énergies renouvelables, de la recherche et de l'innovation, et de l'efficacité énergétique.

Précédemment :

De 2014 à 2017, en tant que Directrice au sein de cette même Direction Générale, elle est responsable de la politique énergétique, des relations internationales, des aspects juridiques et de l'analyse économique. Elle a été responsable de la politique énergétique à la Direction Générale de l'Énergie, en particulier du projet Énergie et Climat 2030. Elle a effectué une longue carrière au sein de la Direction Générale des Entreprises et de l'Industrie, traitant plus précisément de la compétitivité et des politiques des PME. Entre 1999 et 2004, elle a travaillé au Cabinet d'Erkki Liikanen, Commissaire européen pour la Politique d'Entreprise et la Société d'Information.

Formation :

Mme Wörsdörfer a étudié l'économie à l'Université d'Heidelberg et de Montpellier, et a obtenu un Mastère en économie européenne à l'Université de Bruxelles.

Elle parle couramment allemand, anglais, français et espagnol.

MECHTHILD WÖRSDÖRFER

« Il faut un objectif ambitieux pour l'Europe en matière d'énergies renouvelables. »

Quelle est aujourd'hui la place des ENR dans la production d'électricité au niveau européen ?

Mechthild Wörsdörfer : Nous avons un objectif au niveau européen de 20% de renouvelables dans le mix énergétique en 2020. L'Union européenne a dépassé les 17% et nous sommes confiants sur le fait que nous allons atteindre l'objectif fixé, même si cela nécessite des efforts continus de la part de tous les États membres. Il ne faut pas relâcher l'attention !

Pour ce qui concerne la production d'électricité, la part des ENR est en constante augmentation, et a atteint près de 30% en 2016 sur l'ensemble de l'UE, contre 20% en 2010. En 2030, la moitié de l'électricité environ devrait être produite à partir d'énergies renouvelables.

Au niveau national, on observe de grandes différences. L'Espagne affichait par exemple en 2016 une part d'électricité renouvelable d'environ 37%, la Roumanie de 42% et l'Autriche de plus de 70%. À l'inverse, la France, la Belgique et les Pays-Bas sont respectivement autour de 19%, 16% et 13%. Ces différents taux sont bien sûr soumis à des variations d'une année à l'autre, notamment pour les pays dépendant largement de l'hydroélectricité.

En général, tous les États membres ont augmenté leur part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité depuis 2005, même si cela s'est fait à un rythme très différent en fonction des États. Sur la base du succès de nos politiques et de nos objectifs à l'horizon 2020, nous sommes actuellement en train de revoir notre cadre réglementaire, notamment en fixant des objectifs pour 2030.

MW : Qu'en est-il des renouvelables pour la production thermique et gazière au niveau européen ?

S'il y a des progrès énormes de la part des renouvelables dans la production d'électricité, malheureusement ce n'est pas encore le cas dans d'autres secteurs. La chaleur et le froid représentent environ la moitié de la consommation finale d'énergie en Europe. Malgré des signes encourageants, les progrès dans ce secteur ont été lents – plus lents que pour l'électricité. Les énergies fossiles sont encore majoritaires : aujourd'hui, près de 75% de l'énergie utilisée pour le chauffage et le refroidissement est d'origine fossile ; et 68% des importations de gaz de l'UE sont destinées au chauffage. La part des énergies renouvelables dans ce secteur n'était encore que de 19% en 2016. Nous

devons faire plus si nous voulons réduire notre dépendance aux importations de produits pétroliers et atteindre nos objectifs d'énergies renouvelables et de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

Parmi les actions que nous mettons en place dans ce domaine, un texte sur la performance énergétique des bâtiments vient d'être approuvé par les gouvernements de l'UE et le Parlement européen. Cette directive sera le premier texte adopté parmi les propositions du paquet Énergie propre pour tous les Européens.

Nous avons aussi prévu de nous attaquer plus directement à la chaleur et au refroidissement dans le cadre de la directive énergies renouvelables. Nous avons en effet proposé pour les États membres l'objectif d'une augmentation, chaque année entre 2020 et 2030, d'au moins un point de pourcentage de la part des ENR dans ce secteur. Le texte vise également à mettre en place un cadre de marché pour les réseaux de chaleur et de froid, en vue de guider les investissements et d'établir des conditions favorables aux renouvelables.

MW : Quels sont les objectifs envisagés et quels sont les mécanismes prévus par les États membres pour les atteindre ?

Nous sommes au stade final de la révision de la directive renouvelables. Le trilogue entre les trois institutions – le Parlement, le Conseil des ministres et la Commission européenne – est engagé. Une question très politique doit être tranchée, qui est celle de l'objectif pour 2030. La proposition initiale de la Commission établissait un objectif d'au moins 27% de renouvelables dans le mix énergétique. Cependant, la baisse très substantielle des coûts des technologies renouvelables joue en notre faveur, et nos calculs indiquent qu'il est aujourd'hui possible d'atteindre des objectifs significativement plus élevés à un coût comparable à ce que nous avons alors envisagé pour 27%. Le Parlement européen veut ainsi un objectif d'au moins 35%. De son côté, l'Agence Internationale pour les Énergies Renouvelables estime que l'UE pourrait multiplier par deux son taux d'énergies renouvelables et atteindre 34% d'ici à 2030 de façon coût-efficace. Cette discussion est importante : je crois que les ENR sont maintenant devenues compétitives, et qu'il faut un objectif ambitieux pour l'Europe.

Du côté des moyens, je souhaiterais pour finir souligner l'importance de soutenir le développement de l'autoconsommation.

Ce point est en discussion avec les États membres. Il faut trouver un juste moyen de couvrir et partager les coûts de manière équitable entre tous les usagers, mais il faut aussi donner la possibilité aux citoyens de produire leur propre électricité. Nous avons là aussi des propositions à faire. Cette directive va nous permettre d'avoir ensemble en Europe plus de renouvelables, une fois que nous aurons conclu les négociations, ce qui est prévu pour cet été.

MW : Quels sont les objectifs envisagés dans le secteur des transports ? Quels sont les moyens prévus ?

Au cours des 25 dernières années, les émissions du secteur des transports ont augmenté de manière constante du fait de l'accroissement de la demande de mobilité. Aujourd'hui, le transport routier représente 22% des émissions de gaz à effet de serre de l'UE.

La Commission européenne a adopté en novembre dernier un paquet de mesures intitulé « En route vers une mobilité propre ». Ces mesures incluent notamment un

la part autorisée de biocarburants produits à partir de végétaux alimentaires dans la consommation d'énergie du secteur. À travers notre programme Horizon 2020, nous continuerons également à renforcer notre soutien aux technologies d'électromobilité, afin de permettre des démonstrations à taille réelle de solutions innovantes tout au long de la chaîne de valeur.

MW : Est-ce que la Commission européenne s'intéresse au gaz renouvelable ? Pensez-vous qu'il ait sa place dans le mix énergétique européen à l'horizon 2030 ?

L'objectif est de 20 % d'ENR en 2020. Au-delà de 2020, la Commission considère que les gaz renouvelables ont un intérêt particulier, comme nouvelle source de gaz propre à différents usages (production d'électricité ou de chauffage, injection dans le réseau gazier, utilisation dans les transports ou l'industrie...). Le développement de la filière du gaz renouvelable présente de nombreux avantages puisqu'il implique une amélioration de la gestion des déchets, un potentiel de développement économique important



L'électrification du secteur des transports peut-être un levier essentiel du déploiement des renouvelables dans la production électrique.

plan d'actions pour le déploiement des infrastructures de carburants alternatifs, des standards renforcés d'émissions de CO₂ et une initiative industrielle européenne sur les batteries. Mais ces efforts ne doivent pas être envisagés en isolation, mais comme une partie intégrante de notre projet d'Union de l'Énergie. En effet, l'électrification du secteur des transports en particulier peut être un levier essentiel d'un déploiement à grande échelle des renouvelables dans la production électrique. D'autres considérations sont importantes en ce qui concerne les biocarburants, en particulier celles liées à la durabilité à la fois de la provenance et de l'usage de ces carburants. La proposition de révision de la Directive sur la promotion des énergies renouvelables prend en compte ces différents paramètres. Elle comporte des objectifs chiffrés pour la pénétration des énergies renouvelables dans le transport et renforce les critères de durabilité des biocarburants, notamment en réduisant

pour les territoires ruraux et une solution aux problèmes de stockage d'électricité (avec les solutions "power-to-gaz" basées sur l'électricité d'origine renouvelable), tout en utilisant les infrastructures existantes. La proposition de la Commission de refonte de la directive sur les énergies renouvelables pour la période 2020-2030 reconnaît très largement ce potentiel et a renforcé les dispositions sur le gaz renouvelable.



PUBLICATIONS

13 mars 2018

Rapport sur le fonctionnement des marchés de détail

22 mars 2018

Délibération portant communication sur l'intégrité et la transparence des marchés de gros de l'énergie

22 février 2018

Trois délibérations pour la mise en œuvre de la réforme de stockage de gaz

CONVENTION DE PARTENARIAT AVEC LA POLYNÉSIE

Jean-François Carencio, Président de la CRE, et Heremoana Maamaatuaiahutapu, Ministre de la Culture, de l'Environnement et de l'Artisanat, de l'Énergie et des Mines chargé de la Promotion des langues et de la Communication de Polynésie Française, ont signé une convention de partenariat « pour la réussite de la transition énergétique et la concurrence en Polynésie Française ».



À l'arrière-plan de gauche à droite : Thomas CHABIER, chargé de mission, Brice Bohuon, directeur général de la CRE, Christophe LEININGER, directeur DMTE

LANCEMENT DU JUMELAGE AVEC LE MAROC



Le Maroc s'est doté d'un programme de développement des énergies renouvelables ambitieux. Il s'accompagne d'une réforme

du système électrique marocain et de la mise en place d'une autorité de régulation afin de permettre l'ouverture d'une partie du marché à la concurrence. Bien qu'un ensemble de lois encadre déjà cette réforme, un important travail réglementaire reste à accomplir ; ce travail constitue l'un des objectifs du jumelage d'une durée de 2 ans, et financé par l'Union européenne, entre les Ministères marocain, français et allemand en charge de l'énergie.

Dans ce cadre, la CRE s'est rendue à Rabat du 3 au 6 avril, pour lancer les travaux relatifs à l'évolution du cadre réglementaire marocain, en collaboration avec le Ministère fédéral allemand de l'économie et de l'énergie.