

La PPE cherche encore sa trajectoire

En ouverture du débat organisé mardi 22 mars par *Enerpresse* et le *BIP* sur le thème des enseignements de 2015 et des perspectives pour 2016, Kamel Ben Naceur, directeur à l'Agence internationale de l'énergie (AIE) en charge du développement durable, des technologies et des perspectives énergétiques, a indiqué que « *les efforts à faire par l'Europe en matière de transition énergétique portent principalement sur l'efficacité énergétique* ». Problème, la généralisation de prix bas pour les énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) « *n'est pas une bonne nouvelle* » pour maintenir la dynamique dans ce secteur, a réagi Laurent Michel, directeur général de l'Énergie et du Climat (DGEC/MEEM), qui a également mis en avant les difficultés actuelles pour développer la chaleur dans le cadre du Fonds Chaleur.

Ceci étant, le travail sur les textes d'application de la loi de transition énergétique pour la croissance avance. « *Sur les 160 décrets qui découlent de cette loi, 56 ont été publiés ou ont été signés et 46 sont au Conseil d'État* », a indiqué Laurent Michel. Concernant les 56 ordonnances issues de la loi, 32 ont été publiées et 19 sont au Conseil d'État. En revanche sur la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), le directeur général de l'Énergie et du Climat n'aura pas donné de visibilité sur la suite de ce dossier. Aucun calendrier n'a été précisé, alors qu'une réunion du comité de suivi de la PPE prévue le 8 mars a été annulée quelques jours avant (*cf. Enerpresse n°11527*). « *Il y a encore un certain nombre d'ajustements mathématiques et stratégiques à faire autour de la réconciliation des trajectoires de demande et de production de différents vecteurs électriques, entre le souhait d'une très forte croissance des ENR, d'un côté, et le souhait, très fort, du maintien des capacités nucléaires, d'un autre côté* », a expliqué M. Michel. Si cela « *n'est mathématiquement pas compatible, il y a néanmoins des chemins de la transition qui vont être tracés avec une nécessité de donner de la visibilité aux deux secteurs, ENR et nucléaire* ». Intervenant au débat, Jean-Louis Bal, président du Syndicat des énergies renouvelables (SER), n'a pas caché son souhait d'avoir un calendrier concernant cette PPE, qui, a-t-il souligné, « *est essentielle pour le développement des ENR* ». « *En l'absence de la PPE, il n'y a pas de base juridique concernant la programmation des différents appels d'offres pour le photovoltaïque, la biomasse, la petite hydro-électricité et l'injection de biométhane sur les réseaux* », a expliqué M. Bal.

Lors du débat, Laurent Michel a apporté des précisions sur un autre dossier délicat pour le secteur électrique, à savoir l'avenir du mécanisme de capacité. Suite à l'ouverture d'une enquête par la Commission européenne fin novembre 2015, Bruxelles a demandé à la France de faire des « *propositions de modifications du mécanisme* », signe d'une négociation constructive qui devrait aboutir à la fin du semestre.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

Suisse : Point sur la sélection des dépôts en couches géologiques profondes 2

ÉLECTRICITÉ

La douceur de février fait plonger la production d'origine fossile..... 2

Chine : Voith équipera aussi la centrale hydroélectrique de Wudongde 2

ÉNERGIE

Allemagne : ENBW repasse dans le vert en 2015, mais continue à souffrir 3

Italie : Eni veut réduire de 21 % ses investissements d'ici à 2019 3

GAZ

UE : L'UE discute d'éventuels imports de gaz israélien 4

Iran : Un contrat passé à une entreprise privée pour éviter du torchage..... 4

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Appel d'offres PV : la CRE contre le choix des lauréats 4

Danemark : Les tests de l'Haliade 150 vont commencer 5

Allemagne : Senvion revoit son entrée en bourse à la baisse 5

États-Unis : Le BOEM a examiné un projet d'éolien flottant en Californie..... 5

Amérique : La Yieldco TerraForm Global renonce à une acquisition..... 6

TRANSPORT

5 M€ pour des projets de routes ou de parkings solaires 6

Le plan de développement de la filière gaz véhicule de l'AFGNV 6

États-Unis : Scandale Volkswagen : des fonds pour les véhicules « propres » ? 7

DOCUMENTS

Autorité de la concurrence - Rapport d'évaluation sur le dispositif Arenh (2/2)..... 8 à 14

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ
ENERPRESSE

31,73 € (par MWh)



NUCLÉAIRE**SUISSE****Point sur la sélection des dépôts en couches géologiques profondes**

Toutes les conférences régionales ont pris position dans le cadre de la procédure de sélection des dépôts en couches géologiques profondes destinés à la gestion des déchets radioactifs en Suisse. Les six régions ont donné leur avis sur ce sujet : Zurich nord-est, Jura-est, Pied sud du Jura, Nord des Lägern, Südranden et Wellenberg, a indiqué lundi 21 mars l'Ofen. Les conférences doivent notamment évaluer la cohérence de la proposition de la Nagra, société coopérative nationale pour le stockage des déchets radioactifs, ainsi que la procédure de sélection des sites d'implantation appliquée jusqu'ici. Les conférences régionales sont des organes participatifs des régions d'implantation dans le cadre de la procédure de sélection des dépôts en couches géologiques profondes. Une prochaine étape portera sur la recherche de sites aptes à accueillir des dépôts en couches géologiques profondes, étape qui devrait débiter au début de 2019.

NOMINATION

ROYAUME-UNI Richard Savage est le nouveau Chief Nuclear Inspector (CNI) à l'Office for Nuclear Regulation (ONR). Il succède à ce poste à Andy Hall, dont il était l'adjoint. Toujours à l'ONR, Sarah High a été nommée directrice financière et Dan Grice prend la tête de la communication et de la prospective. Tous deux prendront leur poste au mois de juin. Avec l'arrivée de sa nouvelle directrice générale, Adrienne Kelbie, en janvier (cf. *Enerpresse* n°11440), l'ONR voit ses cadres largement renouvelés.

ÉLECTRICITÉ**FRANCE****La douceur de février fait plonger la production d'origine fossile**

Du fait d'une température en février très supérieure à celle de février 2015 (+ 2,4°C), RTE a constaté une baisse de 200 GWh de la consommation brute sur le mois. Les conditions climatiques ont compensé l'effet de l'année bissextile dans la consommation mensuelle, souligne le gestionnaire de réseau de transport dans le bilan électrique mensuel publié lundi 21 mars. Corrigée de l'aléa climatique et du 29 février, la consommation de la France en février est en hausse, portée par les particuliers, professionnels et PMI/PME (+ 0,8 %), mais aussi par la grande industrie (+ 0,5 %). Côté production, le bilan mensuel fait remarquer que pour le deuxième mois consécutif, la production d'énergie renouvelable hors hydraulique affiche un nouveau record historique avec une puissance moyenne mensuelle de 5 741 MW dont 4 119 MW d'éolien. Le record de puissance installée appelée a été battu le 6 février à 20h avec une puissance de production éolienne de 8 604 MW. En hausse de 8,7 % par rapport au mois de février 2015, la filière hydraulique atteint son plus haut niveau sur les douze derniers mois. La production d'origine fossile, en repli depuis trois mois, a, elle, plongé de 30 % en février 2016 par rapport à février 2015.

CHINE**Voith équipera aussi la centrale hydroélectrique de Wudongde**

Voith va fournir 6 des 12 groupes de turbo-alternateurs de type Francis (850 MW) ainsi que les équipements auxiliaires de la centrale hydroélectrique chinoise de Wudongde en Chine soit un total de 5 100 MW, a indiqué le fabricant allemand le 21 mars. Au total, cette installation affichera une puissance installée de 10 200 MW et les 5 100 MW restants seront fournis par GE Renewable Energy (cf. *Enerpresse* n°11483). Ce projet mené par China Three

Gorges sera le 4^e plus grand barrage de Chine. Le montant du contrat signé par Voith s'élève à 365 millions d'euros. La mise en service de cette installation est annoncée pour 2020.

ÉNERGIE**ALLEMAGNE****ENBW repasse dans le vert en 2015, mais continue à souffrir**

La troisième plus grande utility allemande EnBW a annoncé lundi 21 mars avoir terminé l'exercice 2015 dans le vert après de sévères pertes en 2014, une cession de titres et l'accroissement des bénéfices de sa division renouvelable ayant contribué à compenser la faiblesse des prix de gros de l'électricité sur le marché allemand. Le chiffre d'affaires du groupe s'est inscrit en hausse de 0,8 % sur l'année, à 21,16 milliards d'euros. L'excédent brut d'exploitation s'est effrité de 10,3 %, à 1,92 milliard d'euros, affaibli par les reculs constatés dans les divisions réseau et « production et trading ». L'excédent brut de la division ENR a en revanche augmenté de moitié, à 287,4 M€. Le bénéfice net s'est établi à 124,9 millions d'euros, après une perte de 466 M€ un an plus tôt. EnBW, qui a déprécié de quelque 700 M€ ses centrales conventionnelles en février dernier (cf. *Enerpresse n°11505*), a réduit son dividende, proposant cette année un montant de 0,55 euros par titre, contre 0,69 un an plus tôt. Le groupe a en outre averti que des suppressions d'emploi pourraient intervenir en raison des conditions de marché défavorables.

ITALIE**Eni veut réduire de 21 % ses investissements d'ici à 2019**

Pour limiter l'impact de la chute des cours du pétrole, le groupe pétrolier italien Eni n'a d'autre choix que de poursuivre et même intensifier ses efforts de réduction de coûts.

Présentant vendredi 18 mars son nouveau plan stratégique 2016-2019, le groupe a annoncé son intention de réduire de 21 % ses investissements d'ici à 2019, pour qu'ils s'élèvent, à terme, à 37 milliards d'euros. « *L'investissement au cours de ce plan de quatre ans se concentrera sur les projets à forte valeur offrant un rapide retour (sur investissement) et sur le développement de projets conventionnels* », explique Eni dans son communiqué.

Parallèlement, l'italien continuera d'appliquer sa stricte discipline en matière de coûts afin de maintenir ses dépenses opérationnelles sous les 7 dollars par baril équivalent pétrole et ce, en dépit d'une possible remontée des cours du pétrole ainsi que du lancement en production de grands projets dont les coûts pourraient être supérieurs à la moyenne. À cet effet, Eni table sur des économies sur ses frais généraux de 2,5 mds€ en cumulé sur la période 2016-2019, contre un objectif de 2 mds€ dans le précédent plan. De même, il vise à réduire de 3,5 mds€ ses coûts grâce à la renégociation de contrats, et notamment ses contrats gaziers de long terme, détaille le communiqué. Par ailleurs, il envisage de céder au cours de cette période 7 mds€ d'actifs, principalement par la dilution de participations dans d'importantes découvertes faites récemment. Eni a ainsi l'intention de vendre des parts dans son champ gazier au Mozambique et dans des gisements pétroliers au Congo. Ces efforts devraient notamment contribuer à réduire son point mort à 27 \$/b, contre 45 \$/b actuellement.

Concernant l'activité, Eni vise sur une croissance moyenne cumulée de sa production de 13 % au cours des quatre prochaines années, soit une croissance moyenne de 3 % par an, précise-t-il. Une performance que le groupe entend réaliser malgré une réduction de 18 % de ses investissements consacrés à sa branche *Upstream*. Pour cela, il bénéficiera à la fois de la montée en charge de récents projets mis en production et du lancement de nouveaux projets, l'ensemble devant contribuer à hauteur de 800 000 barils équivalent pétrole à la croissance de la production du groupe. Parallèlement, le groupe table sur de nouvelles

découvertes qui pourraient apporter 1,6 Mbeq au groupe, à un coût compétitif estimé par Eni à 2,3 \$/b.

GAZ**UNION EUROPÉENNE****L'UE discute d'éventuels imports de gaz israélien**

L'Union européenne pourrait être intéressée par l'importation de gaz israélien et des discussions préliminaires concernant des achats futurs ont été menées, rapporte l'agence *Platts* dans une dépêche datée du 18 mars. Selon une communication du ministère israélien des Infrastructures, de l'Énergie et de l'Eau, indisponible sur son site Internet anglophone, le ministre Yuval Steinitz et l'ambassadeur de l'Union européenne Lars Faaborg-Andersen se sont rencontrés mercredi 16 mars pour discuter « *du calendrier de développement des réserves de gaz offshore d'Israël et de la possibilité d'exporter ce gaz d'Israël en Europe* ». Les partenaires souhaitant développer le plus important champ identifié de l'offshore israélien, Leviathan, au premier rang desquels l'américain Noble Group et l'israélien Delek, tentent actuellement à sécuriser des contrats de vente et espèrent prendre une décision finale d'investissement sur le développement du gisement d'ici à la fin de l'année. Ceux-ci cherchent en outre à lever jusqu'à 4 milliards de dollars et discutent avec des banques de plans de financement, selon une dépêche publiée le 21 mars par l'agence *Bloomberg* sur la base d'entretiens avec deux sources anonymes. Un premier contrat a été signé fin janvier avec la *utility* israélienne Edeltech Group, mais celui-ci ne porte que sur la livraison de 6 milliards de mètres cubes sur une durée de 18 ans, alors que les réserves du champ sont estimées à 622 milliards de mètres cubes. « *Ce contrat marque un commencement* » avait alors déclaré le directeur général de Delek Drilling à l'agence *Bloomberg*. « *Nous avançons vers plus d'accords avec des clients en Israël, en Jordanie, en Égypte et en Turquie* ». Les partenaires avaient également conclu fin novembre 2015 un accord de vente au groupe égyptien Dolphinus, préliminaire à ce stade, d'un maximum de 4 milliards de mètres cubes de gaz pendant au plus 15 ans. La dépêche de *Platts* ajoute que, selon des sources ministérielles, le ministre Yuval Steinitz a également rencontré Nicola Monti, le vice-président exécutif de l'exploration-production de l'italien Edison, filiale d'EDF, pour discuter d'un éventuel rachat des parts que Noble et Delek doivent céder dans les gisements de Tanin et de Karish, pour lequel le groupe avait exprimé son intérêt en 2014.

IRAN**Un contrat passé à une entreprise privée pour éviter du torchage**

Arvandan Oil and Gas Company, une filiale de la NOC iranienne, a signé un contrat avec l'entreprise HirbodNiroo Group pour utiliser les gaz associés au champ pétrolier Arvandan en production d'électricité plutôt que de les torcher, rapporte le site *Natural Gas Europe* dans un article daté du 16 mars. C'est la première fois de l'histoire du pays que le ministère iranien du Pétrole attribue un contrat de ce type à une entreprise privée, précise l'article. Une centrale électrique de 100 MW sera construite. Quelque 680 000 m³ de gaz devrait être récupérés sur les cinq ans que dure le contrat.

ÉNERGIES RENOUVELABLES**FRANCE****Appel d'offres PV : la CRE contre le choix des lauréats**

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a émis un avis défavorable au choix des lauréats de la ministre chargée de l'énergie concernant la première période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations photovoltaïques sur bâtiments et ombrières de parking de puissance crête comprise entre 100 et 250 kW. Ce choix « ne respecte pas les

dispositions du cahier des charges », a indiqué la CRE dans une délibération publiée la semaine dernière. Ségolène Royal a retenu 349 lauréats dont l'ensemble des projets totalise une capacité totale de 80 MW (cf. Enerpresse n°11535). La CRE a indiqué avoir attribué une note nulle au titre de l'évaluation carbone simplifiée (ECS) à 38 dossiers du fait qu'ils ont « renseigné une valeur d'évaluation carbone inexacte dans leur formulaire de candidature ». Pour autant, la ministre de l'Énergie a estimé devoir reclasser l'ensemble de ces offres, a indiqué la CRE, considérant que « la valeur carbone indiquée dans ces offres, bien que comportant une erreur d'unité, doit sans équivoque être considérée à 430,00 kg eq CO₂/kWh ». Le reclassement que la ministre envisage a pour effet de réintégrer 34 dossiers dans le classement et d'en exclure 37 autres, a ajouté le régulateur.

DANEMARK

Les tests de l'Haliade 150 vont commencer

La première éolienne offshore Haliade 150 – 6 MW de GE (développée par Alstom, ndr) produite dans l'usine de Saint-Nazaire a été expédiée au Danemark, a indiqué l'entreprise le 18 mars. Elle va être installée dans le centre national d'essais pour les grandes turbines éoliennes situé à Osterild au Danemark pour le compte d'EDF Énergies Nouvelles. « Cette première Haliade fabriquée par GE est destinée à EDF Énergies Nouvelles pour qui GE installera 238 éoliennes dans les trois parcs éoliens français de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et Fécamp », a souligné le communiqué. L'usine de Saint-Nazaire doit aussi fournir 5 éoliennes du même modèle pour le premier parc éolien offshore américain, celui de Block Island, d'ici juin 2016, mais également les 66 pour le projet Merkur en Allemagne. GE a également annoncé le 18 mars la fin de l'installation des plateformes situées à la base des tours d'éoliennes pour le parc de Block Island. Les autres composants des éoliennes (tours, pales, nacelles) seront expédiés par bateau depuis l'Europe et assemblés sur place, « le début de l'exploitation commerciale du parc doit intervenir au 4^e trimestre 2016 ».

ALLEMAGNE

Senvion revoit son entrée en bourse à la baisse

Senvion, ex-RePower, entrera finalement en bourse au prix de 15,75 € par action, a annoncé le fabricant d'éoliennes le 22 mars. Senvion avait prévu d'introduire jusqu'à 46 % de son capital sur les marchés avec un prix de l'action situé entre 20 et 23,50 €. Mais l'opération, qui devait avoir lieu le 18 mars (cf. Enerpresse n°11529) a été suspendue deux jours avant faute d'une demande suffisante des investisseurs. Les propriétaires de Senvion, les fonds d'investissement Centerbridge et Arpwood, ont donc réduit l'offre à 28,75 % du capital pour une valorisation maximum de 1,02 milliard d'euros contre 1,30 à 1,53 md€ dans l'offre précédente. L'IPO aura lieu le 23 mars à la bourse de Francfort.

ÉTATS-UNIS

Le BOEM a examiné un projet d'éolien flottant en Californie

Le bureau américain de gestion des énergies marines (BOEM) a annoncé le 21 mars avoir examiné un projet de développement d'éolien flottant en Californie, une première étape avant la mise en concession. Le projet concerné est celui de Trident Winds dans la baie de Morro en Californie. Il prévoit l'installation de 100 éoliennes flottantes pour une puissance totale de 800 MW avec une possibilité d'extension à 1 000 MW sur une concession de 27 500 hectares. La requête a été jugée complète par le BOEM qui va prochainement publier un avis pour déterminer s'il y a des intérêts concurrentiels dans cette zone. Le BOEM souligne que Trident Winds est légalement, techniquement et financièrement qualifié pour obtenir une concession dans les eaux fédérales.

AMÉRIQUE

La yieldco TerraForm Global renonce à une acquisition

TerraForm Global, la yieldco du développeur américain SunEdison spécialisée sur les pays émergents, a renoncé le 18 mars à l'acquisition du spécialiste des énergies renouvelables Globeleq Mesoamerica Energy, centré sur l'Amérique centrale, certains créanciers de ce dernier n'ayant pas donné à temps leur accord pour la transaction. Celle-ci prévoyait que TerraForm Global rachète 4 parcs éoliens et un parc solaire d'une capacité cumulée de 326 MW, pour 338 millions de dollars et 700 000 de ses titres. Mais le titre de SunEdison, la maison-mère de TerraForm Global, qui ploie sous une dette considérable héritée d'une politique d'acquisition débridée, a été divisé par 15 depuis juillet 2015. L'entreprise vient de décaler la publication de son rapport annuel, évoquant des « *fragilités matérielles* » dans ses outils de reporting financier. Depuis le début de ses problèmes financiers, SunEdison a renoncé à plusieurs acquisitions, en Amérique du Sud en particulier. Début mars, l'installateur américain de panneaux solaires dans le résidentiel Vivint Solar a également renoncé à se faire racheter par SunEdison (cf. *Enerpresse* n°11529).

TRANSPORT

FRANCE

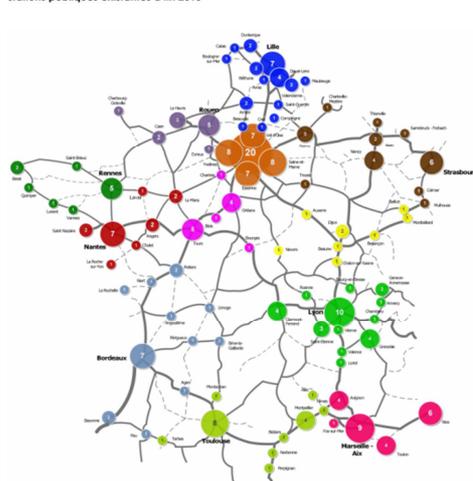
5 M€ pour des projets de routes ou de parkings solaires

Ségolène Royal, la ministre de l'Énergie, a annoncé lundi 21 mars, qu'elle allait consacrer 5 millions d'euros à des projets de routes ou de parkings solaires, afin de créer de nouveaux emplois. La ministre a fait part de cette annonce à l'occasion du lancement du programme des 1 000 kilomètres de route solaire en France *via* la pose de la première dalle au centre d'entretien et d'intervention des routes Méditerranée à Clérissey, afin de tester la production d'électricité du produit. Ces routes utilisent la technologie WattWay mise au point par l'entreprise Colas et l'Institut national de l'énergie solaire du CEA, des cellules photovoltaïques enrobées dans un revêtement routier (cf. *Enerpresse* n°11429). Mme Royal a par ailleurs précisé dans un communiqué, que les entreprises liées à la route à énergie positive seront accompagnées et soutenues par le plan d'investissements d'avenir pour la réalisation des derniers test opérationnels des technologies qu'elles développent pour d'autres fonctions, comme la récupération de chaleur. Un appel à propositions sera organisé avant la fin de l'année auprès des collectivités et des gestionnaires de voirie.

Le plan de développement de la filière gaz véhicule de l'AFGNV

« *Le gaz a un vrai rôle à jouer dans le mix énergétique des transports*, a souligné Jean-Claude Girot, le président de l'AFGNV. *La filière est prête à s'engager, et attend un signal fort des pouvoirs publics pour mettre en confiance les investisseurs.* » **L'Association française du gaz naturel pour véhicules (AFGNV) a remis aux services du ministère de l'Énergie un rapport portant sa vision du marché du véhicule gaz à l'échéance 2020**, ainsi que des perspectives de développement à l'horizon 2030, a-t-elle indiqué le 21 mars. Coordonné par GRTgaz, le rapport propose une réponse à la directive européenne « AFI » du 22 octobre 2014, qui porte sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, en vertu de laquelle chaque État membre doit définir d'ici le 18 novembre 2016 un cadre d'actions national. Pour

Réseau global de stations de 250 stations publiques GNL et GNC à fin 2020, intégrant les 43 stations publiques existantes à fin 2015



l'AFGNV, le développement d'un parc de 11 000 poids lourds et de 20 000 véhicules utilitaires fonctionnant au gaz naturel, d'ici à 2020, nécessiterait de porter le réseau d'avitaillement à environ 250 stations publiques, contre une quarantaine actuellement, pour un investissement de quelque 200 millions d'euros. « *Les investissements dans ces stations pourront être portés en grande partie par les acteurs privés moyennant le maintien des mesures incitatives actuellement en vigueur, et en particulier le maintien de l'écart de fiscalité entre le gaz et le diesel jusqu'en 2025, à l'instar des dispositifs adoptés au Royaume-Uni, en Italie ou en Allemagne* », recommande l'AFGNV.

Le document préconise également l'adoption de mesures incitatives complémentaires, comme des soutiens à l'investissement pour compenser l'écart à l'achat des véhicules gaz par rapport au diesel. Et souligne que les infrastructures gazières (réseaux, stockages, terminaux méthaniers) sont « *déjà correctement dimensionnées pour raccorder ces futures stations, et constituent un actif solide qui facilitera la construction de l'écosystème GNV* ». Au-delà de 2020, le développement de la filière dépendra, selon l'AFGNV, d'une part de la poursuite de la progression du gaz sur le segment des poids lourds, et d'autre part de la place que prendra le gaz sur le segment des véhicules utilitaires.

* <http://urlz.fr/3h9u>

ÉTATS-UNIS

Scandale Volkswagen : des fonds pour les véhicules « propres » ?

Le groupe Volkswagen, en proie au scandale des moteurs truqués, est actuellement en pourparlers avec les autorités américaines pour instaurer des fonds destinés à promouvoir les véhicules « propres », a rapporté *Bloomberg* le 17 mars. Un premier fonds, administré par l'Agence de protection de l'environnement (EPA), devrait servir à promouvoir les transports « *propres* » aux États-Unis, tandis qu'un deuxième fonds, géré par le gouvernement californien, devrait faire la promotion des véhicules électriques et hybrides notamment, en Californie. « *Les négociations sont en cours mais il reste de nombreux détails à déterminer* », ont déclaré des sources proches du dossier à *Bloomberg*. Selon l'agence de presse, un accord permettrait de régler les poursuites initiées par le département américain de la Justice, et permettrait à Volkswagen de sortir plus facilement du scandale qui touche 11 millions de véhicules à travers le monde. Le département américain de la Justice et l'EPA ont saisi la justice début janvier contre le constructeur automobile.

EN BREF

FRANCE Dans le cadre du déploiement de son corridor électrique, la Compagnie nationale du Rhône (CNR) a annoncé le 16 mars l'inauguration d'une nouvelle station de recharge pour véhicules électriques (VE) à Tarascon, dans les Bouches-du-Rhône. Le projet de corridor électrique déployé par la CNR, de la frontière suisse jusqu'à la Méditerranée, compte actuellement près d'une vingtaine de stations mises en service, pour un objectif de 27 stations installées d'ici la fin de l'année.

EUROPE Blue Solutions, la filiale du groupe Bolloré spécialisé dans le stockage d'énergie, s'est associée avec le groupe Klépierre, acteur de l'immobilier de centres commerciaux en Europe continentale, pour fournir des utilitaires 100 % électriques (Blueutility) aux sociétés de sécurité opérant dans les centres commerciaux Klépierre, ont-ils annoncé le 21 mars, dans un communiqué commun.

NORVÈGE Le groupe Wärtsilä, spécialisé dans la fabrication industrielle de générateurs électriques, a été retenu pour construire une usine BioGNL à destination du secteur des transports publics, à Skogn, au nord d'Oslo, a-t-il indiqué la semaine dernière. L'usine convertira le biogaz produit à partir de déchets issus de la pêche, et de résidus de l'usine de papier voisine, en un carburant liquide. À terme, l'usine de Skogn sera la plus grande d'Europe du Nord avec une capacité de production de 25 tonnes de bioGNL par jour.

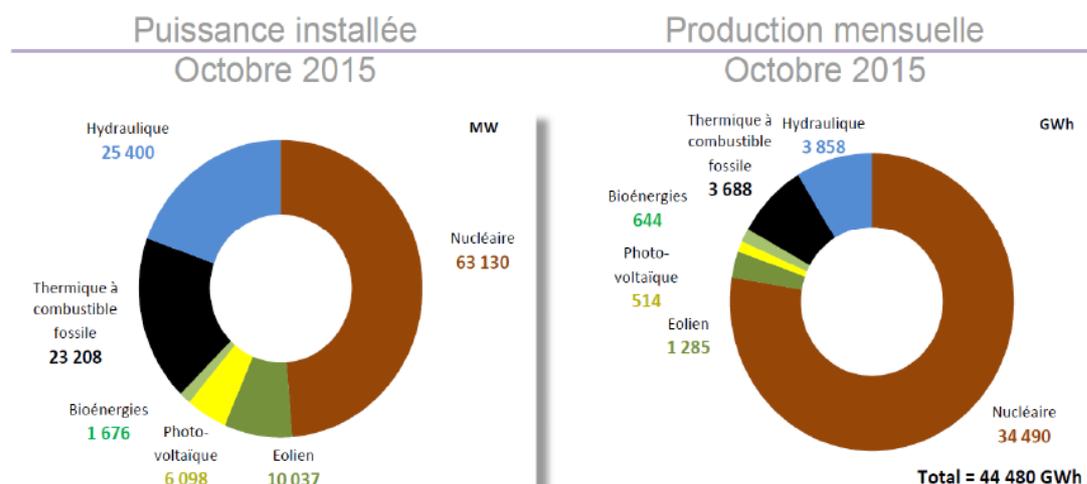
RAPPORT D'ÉVALUATION SUR LE DISPOSITIF ARENH

Source : Autorité de la concurrence – Dernière partie

Nous reprenons ci-après la suite du rapport d'évaluation du 18 décembre 2015 sur le dispositif d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

b) Investissements dans les installations de production d'électricité de semi-pointe et de pointe

38. Les barrières décrites aux paragraphes 32 à 37 ont conduit les opérateurs alternatifs désireux de s'intégrer verticalement à investir dans des installations de production de pointe et de semi-base (centrale à cycle combiné gaz), ou dans les énergies renouvelables pour des raisons étrangères à l'ARENH.
39. En effet, il ressort des différentes contributions reçues que les décisions d'investissement dans ces unités de production sont influencées par la possibilité d'obtenir des financements de la part du gouvernement. De tels investissements, notamment dans les énergies renouvelables, sont donc dépendants de l'évolution du cadre réglementaire en la matière. L'expérience vécue par les producteurs d'énergie photovoltaïque lors de l'adoption du moratoire de décembre 2010 est limpide en ce sens¹.
40. L'absence d'incitation pour les fournisseurs alternatifs à investir dans des unités de production peut également s'expliquer par les conditions de fonctionnement du parc électrique français qui conduisent à un décalage assez fort entre le mix énergétique installé et le mix énergétique utilisé.
41. À titre d'exemple, on peut observer le bilan de l'utilisation des installations de production disponibles dressé par RTE pour le mois d'octobre 2015 :



Source : RTE, « Aperçu mensuel sur l'énergie d'octobre 2015 »

¹ Décision n° 13-D-04 du 14 février 2013 relative à une demande de mesures conservatoires concernant des pratiques mises en œuvre par le groupe EDF dans le secteur de l'électricité photovoltaïque.

RAPPORT D'ÉVALUATION SUR LE DISPOSITIF ARENH

42. Même si une projection en année pleine pourrait conduire à quelques ajustements des pourcentages sur le second diagramme, l'essentiel apparaît clairement. Il ressort de cette comparaison que le parc nucléaire, bien que constituant un peu moins de 50 % de la puissance installée¹, représente 77,5 % de la production d'électricité à cette période. A contrario, l'hydraulique et les moyens thermiques représentent respectivement 19,6 % et 17,9 % de la base installée et ne sont pourtant sollicités qu'à hauteur de 8,7 % et 8,3 %.
43. Les unités de production hors nucléaire étant appelées par le gestionnaire de réseaux de manière ponctuelle, il n'apparaît donc pas nécessairement rentable pour les opérateurs alternatifs d'investir dans de telles infrastructures, surtout si le marché est en surcapacité et que celle-ci apparaît durable.
44. Il s'ensuit qu'à la disparition programmée de l'ARENH en 2025, l'opérateur historique conservera un avantage certain, puisque même les opérateurs alternatifs ayant opté pour une intégration verticale ne pourront concurrencer EDF que sur les composantes de prix de pointe et semi-pointe et resteront dépendants des arbitrages d'EDF sur le marché de gros pour la composante d'électricité de base. Ce désavantage dans le marché de production est reconnu par EDF qui relève que « *le niveau de prix de l'ARENH, même avec des perspectives d'évolution à la hausse, ne peut donner de signal d'investissement dans le neuf étant donné que le parc nucléaire existant est plus compétitif que n'importe quel moyen neuf de production en base* »².
45. À cet égard, l'Autorité ne peut que regretter que la loi sur la transition énergétique adoptée le 25 août 2015 ne tranche pas la question de l'accès aux installations électriques de base³. En effet, si l'article 1^{er} de cette loi se prononce en faveur d'une réorganisation du mix énergétique français tout en favorisant l'émergence d'une économie compétitive⁴, il n'apporte aucune précision quant aux modalités permettant d'atteindre ces objectifs.
46. À titre d'exemple, l'Autorité s'interroge sur la manière dont le gouvernement appréhende l'objectif de réduction de la part de l'électricité d'origine nucléaire dans le contexte du dispositif ARENH. En effet, l'article 1^{er}, III, 5^e de la loi vise à « *réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025* ». Compte tenu des autres contraintes environnementales que la France doit respecter, cette baisse de la part du nucléaire devrait être compensée par une hausse de la part des énergies renouvelables non productrices de carbone, qui sont généralement intermittentes et, pour cette raison, ne peuvent à elles seules constituer un parc de production de la base. Dans le même temps, le dispositif ARENH prévoit la mise à disposition d'un volume maximum de 100 TWh d'électricité d'origine nucléaire, soit environ un quart de la production de nucléaire actuelle. Le projet de loi n'explicite pas l'articulation entre ces différentes contraintes qui apparaissent pourtant indissociables.
47. Il serait utile que la programmation pluriannuelle qui doit intervenir par décret apporte des clarifications sur la hiérarchisation et la mise en œuvre des différents objectifs énergétiques prévus dans la loi.

B. L'AVENIR DU DISPOSITIF ET LES POINTS D'AMÉLIORATION EN L'ÉTAT DU DROIT APPLICABLE

48. Les analyses et propositions développées ci-après sont faites sur la base du cadre légal en vigueur⁵. À titre de rappel, le mécanisme ARENH actuel est mis en place à titre transitoire jusqu'au 31 décembre 2025 et consiste à vendre des volumes d'électricité de base à un tarif fixé par le gouvernement et reflétant les conditions économiques d'EDF pour l'utilisation des dites centrales.

¹ Le nucléaire représente 68 130 MW soit 48,73 %.

² Contribution d'EDF du 15 septembre 2015 à la consultation ARENH, p. 6.

³ La question avait déjà été soulevée par l'Autorité dans son avis n° 10-A-08 précité, paragraphes 206 à 211.

⁴ Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

⁵ Articles L. 336-1 et suivants et L. 337-13 et suivants du code de l'énergie.

RAPPORT D'ÉVALUATION SUR LE DISPOSITIF ARENH

Les demandes annuelles totales ne peuvent excéder 100 TWh et sont encadrées par des clauses pour prévenir tout abus.

1. Sur le dispositif lui-même prévu jusqu'en 2025

a) Le maintien du caractère transitoire de l'ARENH s'impose en l'état du droit

La logique transitoire de l'ARENH implique une baisse du plafond

49. Comme l'a toujours estimé l'Autorité depuis 2010, le dispositif ARENH doit rester un système transitoire - ce que prévoit la loi NOME - s'analysant comme « *une aide au démarrage de l'activité des fournisseurs alternatifs pour leur permettre à terme de concurrencer EDF avec succès. Les restrictions importantes apportées au fonctionnement normal d'un marché concurrentiel n'ont (...) de sens que si une amélioration véritable de la situation de la concurrence sur le marché de l'électricité est obtenue au terme de la période de 15 ans* »¹.
50. Or, il est raisonnable de penser que le dispositif ARENH n'apportera pas d'ici 2025 d'amélioration substantielle par rapport à celles déjà observées au cours des dernières années. En effet, comme indiqué aux paragraphes 23 à 44 ci-dessus, si elle a offert une impulsion aux fournisseurs alternatifs pour offrir sur le marché de détail des offres compétitives, la facilité que constitue l'ARENH ne semble pas être une solution efficace pour modifier la structure du marché amont de la production.
51. Le dispositif ARENH n'a pas permis d'inciter les fournisseurs alternatifs à s'intégrer de l'aval à l'amont. Il semble peu probable que cette situation évolue au cours des dix prochaines années. Corrélativement, les hypothèses d'un investissement significatif dans de nouvelles unités de production d'électricité de semi-base (de type de centrale à cycle combiné gaz) semblent faibles eu égard à la durée de construction de ce type d'installation² et au manque de visibilité sur la mise en œuvre concrète des politiques énergétiques.
52. Ces hypothèses d'investissement sont d'autant moins crédibles que de grands opérateurs qui avaient beaucoup investi dans ce type de centrales les ont mises sous cocon du fait de leur éviction du marché par les énergies intermittentes désormais prioritaires pour l'accès au réseau même lorsqu'elles sont plus chères.
53. L'absence d'investissement dans des installations de production est préjudiciable d'un point de vue concurrentiel car elle a conduit « *la majorité des fournisseurs alternatifs (...) [à se placer] de fait dans une situation de dépendance vis-à-vis du dispositif [ARENH], en contradiction avec l'objectif initial d'autonomisation des nouveaux entrants* »³.
54. Pour toutes ces raisons, l'Autorité recommande à nouveau, dans la continuité de ses précédents avis, que « *la période de régulation intègre dans son déroulement une sortie progressive du mécanisme administré d'approvisionnement mis en place, afin de revenir par étapes aux conditions d'approvisionnement d'un marché normal* »⁴. À cet effet, l'Autorité avait dès 2010 recommandé d'inscrire dans la loi les modalités d'une sortie progressive de l'ARENH afin d'inciter les fournisseurs alternatifs à se fournir auprès du marché de gros et ne pas se maintenir dans une situation de dépendance vis-à-vis des volumes ARENH⁵. Or à ce jour, la loi ne prévoit pas un tel accompagnement et les textes réglementaires qui permettent de moduler à la baisse le plafond n'ont pas été utilisés. L'Autorité recommande donc à nouveau de diminuer sans tarder le plafond ARENH (ou, le cas échéant, les volumes).

¹ Avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 57. Voir également l'avis n° 14-A-16 précité, paragraphes 43 à 47 et 73 à 82

² À titre d'exemple, EDF avait annoncé en décembre 2011 la mise en place d'un partenariat avec GE pour la construction d'un cycle combiné gaz sur le site de Bouchain. La date de mise en service était prévue pour 2015. Cette date est à ce jour repoussée à 2016 : <http://energie.edf.com/thermique/carte-des-centrales-thermiques/projet-ccg-bouchain/le-cycle-combine-gaz-de-bouchain-93085.html>

³ Rapport annuel de la Cour des comptes de 2015, « *L'ouverture du marché de l'électricité à la concurrence : une construction inaboutie* », p. 187.

⁴ Avis n° 14-A-16 précité, paragraphe 42 et avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 57.

⁵ Avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 58.

RAPPORT D'ÉVALUATION SUR LE DISPOSITIF ARENH

La conjoncture actuelle ne rend pas nécessaire une hausse du plafond

55. Malgré les positions prises par certains intervenants du secteur qui soutiennent qu'il est nécessaire d'augmenter le plafond d'ARENH pour faire face à la demande liée à la fin des TRV jaunes et verts, au 1^{er} janvier 2016, et à l'instauration du mécanisme de capacité, au 1^{er} janvier 2017, l'Autorité n'est pas favorable à une telle solution alors que les volumes appelés en 2015 sont très faibles.
56. Il est certes difficile d'anticiper les besoins futurs des alternatifs car il faudrait faire de nombreuses hypothèses, d'une fiabilité toujours discutable, mais on peut rappeler que :
- on ne dispose d'aucune prévision sérieuse sur les quantités supplémentaires d'électricité en base qui seront nécessaires aux alternatifs pour répondre au passage des anciens clients non résidentiels des TRV aux offres de marché ;
 - le plafond de 100 TWh n'a à ce jour jamais été atteint, le maximum sollicité ayant été de 59,5 TWh¹ (en 2014) ;
 - à court terme, on doit constater que le prix du produit Calendaire 2016 s'est stabilisé autour de 39 euros du MWh au second trimestre 2015², à un niveau inférieur à l'ARENH (42 euros du MWh). De même, les prix des produits Calendaires 2017 et 2018, achetés en 2015, se situaient la plupart du temps entre 36 et 40 euros du MWh et, même pendant les pics, à un niveau toujours inférieur ou égal à celui de l'ARENH³.
57. Au-delà des effets conjoncturels, l'instauration d'un plafond avait pour objectif de faire bénéficier les fournisseurs alternatifs de l'électricité nucléaire de base tout en les encourageant à investir dans des moyens de production propres ou à conclure des contrats de gré à gré avec l'opérateur historique. Le constat d'échec ne plaide donc pas en faveur d'une remontée du plafond qui (i) irait à l'encontre des dispositions de la loi NOME, laquelle ne prévoit pas de possibilité d'augmentation mais invite plutôt à la baisse et (ii) constituerait un palliatif de court terme pour les opérateurs alternatifs sans résoudre les problèmes de fond.
58. En l'état de ces constatations et au regard du contexte et du cadre légal applicable, l'Autorité réaffirme donc son opposition à toute augmentation du plafond de l'ARENH.

b) Sur la modulation du produit unique

59. Dans son avis n° 11-A-06, l'Autorité s'était dite favorable à la mise en place d'un produit unique plat afin de ne pas entraîner de spécialisation des fournisseurs alternatifs sur certains segments de marché. L'Autorité avait donc préconisé que le futur produit ARENH s'appuie « *sur un critère objectif, transparent et non discriminatoire, afin que ce produit soit le plus neutre possible au regard des consommateurs et de la stratégie commerciale des fournisseurs* »⁴. Le décret n° 2011-466 a suivi ces recommandations.

c) Sur les délais de fixation du prix du produit ARENH

60. Les problèmes de déconnexion des prix par rapport aux composantes basiques rencontrés sur les marchés de gros depuis 2013 sont en partie liés à la publication tardive du prix du produit ARENH. Sur ce point, l'Autorité réaffirme donc ses recommandations de 2014 (préciser les modalités à suivre en cas de refus de la part du gouvernement de la proposition de prix de la CRE)⁵ et espère que ces modifications interviendront sans attendre et que le décret sera publié avant la fin de l'année, le guichet du 1^{er} janvier 2016 représentant une période charnière pour le marché de l'électricité.

¹ Année 2014 : 36,8 TWh pour le 1^{er} semestre (dont 5,9 TWh pour les pertes) et 34,6 TWh pour le 2^{ème} semestre (dont 6 TWh pour les pertes).

Pour information, pour l'année 2015 la situation était la suivante (à la suite de la résiliation de l'accord cadres de certains fournisseurs) : 12,3 TWh pour le 1^{er} semestre (dont 5,1 pour les pertes) et 3,8 TWh pour le 2^{ème} semestre (dont 2,8 pour les pertes).

² CRE, « *Observatoire des marchés de l'électricité, du gaz et du CO₂* », 2^{ème} trimestre 2015, p. 5.

³ Source : European Energy Exchange (EEX), French Physical Futures.

⁴ Avis n° 11-A-06 précité, paragraphe 42 à 52.

⁵ Avis n° 14-A-16 précité, paragraphe 31.

RAPPORT D'ÉVALUATION SUR LE DISPOSITIF ARENH

d) Sur les modalités de souscription et de modification des volumes ARENH

61. Conformément à l'article 1^{er} du décret n° 2011-466, « l'électricité est cédée par Électricité de France aux fournisseurs d'électricité autorisés sous la forme de produits livrés par périodes d'une durée d'un an, caractérisés par une quantité et un profil. Les périodes de livraison commencent les 1^{er} janvier et 1^{er} juillet ».
62. Le mécanisme de souscription est complété par deux clauses. La première appelée clause de monotonie prévoit que lorsqu'un fournisseur augmente (ou diminue) sa demande d'ARENH entre deux guichets successifs, il ne peut pas la réduire (ou l'augmenter) au guichet suivant. La deuxième, appelée clause de complément de prix, permet, d'une part, de régulariser l'écart constaté par rapport au prix de marché en cas de revente de volumes ARENH sur le marché (« CPI ») et, d'autre part, d'instaurer une pénalité contractuelle en cas de demande excessive d'un fournisseur (« CP2 »).
63. Ce modèle est cohérent avec les raisons ayant motivé la mise en place du dispositif ARENH. Comme souligné dans les avis de 2010 et 2014¹, « l'obligation de donner aux fournisseurs concurrents un accès à l'électricité nucléaire d'EDF (...) ne consiste pas, sur le modèle des télécommunications ou du transport ferroviaire, à organiser l'accès à une infrastructure qui serait essentielle à l'exercice de la concurrence » mais permet de remédier temporairement aux défaillances concurrentielles existant sur ce marché.
64. Une amélioration est néanmoins possible concernant la clause de monotonie, dans un contexte de basculement au 1^{er} janvier 2016 des clients TRV jaunes et verts en offre de marché. Afin que les opérateurs alternatifs animent la concurrence, ils ne doivent pas, pendant cette période sensible, être contraints de manière excessive par la clause de monotonie².

e) Sur les coûts à prendre en compte dans le prix du produit ARENH

65. L'Autorité s'est longuement prononcée sur la méthode de calcul du prix de l'ARENH dans son avis n° 14-A-16 (paragraphe 34 à 82). Le contexte actuel n'ayant pas évolué depuis ce dernier avis (le décret n'a pas été à ce jour adopté), l'Autorité n'a pas de recommandations particulières à émettre en sus de celles déjà préconisées.

2. Sur le système financier arenh

66. Dans sa consultation publique du 31 juillet 2015, la CRE a évoqué la possibilité de remplacer le mécanisme ARENH actuel par un système financier consistant en un mécanisme dans lequel, en amont de la période de livraison, les fournisseurs effectueraient une demande à EDF d'un niveau d'ARENH, puis s'approvisionneraient pour l'ensemble de leurs besoins sur le marché de gros. EDF compenserait les fournisseurs mois par mois durant la période de livraison par rapport à une référence de prix, une régularisation finale étant effectuée ex post une fois les consommations reconstituées³.
67. De prime abord, l'instauration d'un dispositif financier pourrait améliorer la liquidité des marchés de gros et permettre aux fournisseurs alternatifs de réaliser des arbitrages à un rythme infra-annuel et donc de proposer des offres plus adaptées au profil de consommation de leurs clients. Il permettrait aussi de supprimer certaines contraintes du système actuel (notamment les garanties bancaires), rapprochant ainsi les opérateurs du marché des conditions économiques supportées par EDF.
68. Néanmoins, ce nouveau mécanisme présente des difficultés certaines auxquelles il conviendrait de fournir une réponse adéquate. Notamment, la nouvelle référence de prix devrait être la plus neutre possible pour l'ensemble des parties, c'est-à-dire ne pas être sous-évaluée afin d'assurer une contrepartie juste et réelle aux opérateurs alternatifs et ne pas être surévaluée pour éviter toute surcompensation par EDF.

¹ Avis n° 10-A-08 précité, paragraphe 39 et avis n° 14-A-16 précité, paragraphe 37.

² Avis n° 14-A-16 précité, paragraphe 28.

³ Consultation publique de la CRE sur le dispositif ARENH, 31 juillet 2015, p. 6 et 7.

RAPPORT D'ÉVALUATION SUR LE DISPOSITIF ARENH

De même, les délais de paiement devraient être strictement encadrés, car à l'inverse du système actuel, les fournisseurs alternatifs seraient tenus d'acheter sur le marché de gros leurs volumes ARENH avant d'être mensuellement remboursés par l'opérateur historique.

69. En l'état, l'Autorité s'interroge sur la pertinence de mettre en place un nouveau mécanisme auquel les acteurs du marché sont réfractaires par principe car ils ne souhaitent pas quitter un dispositif qu'ils commencent à appréhender pour un nouveau système, dont les contours, encore imprécis, ne permettent pas de garantir une mise en œuvre rapide.

C. SUR LA PERSPECTIVE TEMPORELLE DE L'ARENH ET SES CONSÉQUENCES

1. La nécessité de clarifier rapidement la perspective temporelle de l'arenh

70. Dans le cadre de son avis n° 14-A-16, l'Autorité avait souligné que la méthodologie de calcul du prix ARENH retenue laissait subsister un doute quant à la volonté du gouvernement de prolonger ou non le dispositif après 2025. En l'absence de prise de position depuis cette date, l'Autorité souhaite rappeler que son analyse concurrentielle est fonction de l'évolution de l'environnement juridique et, qu'en l'état, seule la confirmation du caractère transitoire de l'ARENH est compatible avec la législation en vigueur.
71. L'option de prolongation de ce dispositif exigerait de déposer rapidement un projet de loi devant le Parlement compte tenu de la visibilité dont ont besoin les industriels du secteur. Il est donc nécessaire que le gouvernement annonce de manière claire et aussi rapidement que possible s'il souhaite ou non prolonger le mécanisme au-delà de 2025, eu égard à l'impact immédiat qu'aurait ce choix sur le marché. Une prolongation aurait, en effet, dès à présent des conséquences sur :
- le calcul du prix de l'ARENH puisque le projet de décret venant modifier le décret n° 2011-466 prévoit que les composantes du tarif sont notamment définies au regard de la durée du dispositif ; sa prolongation au-delà de 2025 impliquerait donc que les coûts soient représentatifs de la nouvelle durée du mécanisme ;
 - le prix des TRV bleus : conformément à l'article L. 336-7 du code de l'énergie, la structure des TRV intègre désormais la composante ARENH ; une modification de la méthodologie de calcul du produit ARENH aurait par conséquent un impact direct sur le montant des TRV bleus et la contestabilité de ce segment de marché.

2. Des choix à faire concernant le fonctionnement du marché de l'électricité dans le cas d'une prolongation de l'arenh

72. Dans son avis n° 14-A-16 précité, l'Autorité avait rappelé qu'elle était opposée à toute prolongation de fait de cette régulation du marché, dès lors que ce dispositif conçu pour être transitoire est totalement dérogatoire au droit de la concurrence. La question se poserait sous un jour nouveau si le législateur devait faire le choix d'une prolongation de la régulation du marché après 2025, par un aménagement du mécanisme ARENH ou la mise en place d'un autre mécanisme.
73. À cet égard, la pérennisation d'un dispositif nécessiterait de s'interroger sur l'opportunité d'en changer les modalités, certaines pouvant être cohérentes dans un mécanisme transitoire de l'ARENH mais inadaptées à un dispositif maintenu au-delà de 2025. Par exemple, l'Autorité avait indiqué dans son avis n° 14-A-16 précité que la priorité donnée par le gouvernement au provisionnement rapide des dépenses d'investissement futures d'EDF, en réaffirmant l'échéance de 2025 indépendamment des décisions de l'ASN sur la prolongation des centrales historiques, ne se comprenait que dans une perspective où l'ARENH est effectivement transitoire et limité à 2025.
74. La pérennisation du dispositif devrait également amener à s'interroger sur la logique même du dispositif et le type de concurrence que l'on attend sur le marché de l'électricité en France. L'ARENH était initialement conçu comme une étape ménageant une période de régulation du marché de 15 ans permettant le passage progressif vers une situation dans laquelle les opérateurs alternatifs auraient des capacités de production les mettant en position de concurrencer EDF dès l'amont du marché.

RAPPORT D'ÉVALUATION SUR LE DISPOSITIF ARENH

75. Or, si le dispositif ARENH, ou une autre forme de régulation du marché, est pérennisé au-delà de 2025, certains des principes ayant présidé à sa conception devraient être revus. Prolonger l'ARENH au-delà de 2025 reviendrait notamment à considérer qu'une concurrence efficace n'est pas possible à court et moyen terme sur l'amont du marché de l'électricité, en ce qui concerne la production en base.
76. Le gouvernement devrait alors en tirer les conséquences et s'assurer que la concurrence peut s'exercer de manière saine à l'aval, en isolant la question du nucléaire ou en la rendant neutre pour le marché.
77. Dans cette optique, l'éventualité d'une forme de financiarisation du dispositif pourrait être réexaminée, les réticences des acteurs liées à la difficulté d'intégrer un nouveau mécanisme perdant de leur pertinence si le mécanisme venait à s'inscrire sur le long terme.
78. Une autre solution serait de séparer, au moins de manière comptable et financière, l'activité de production d'électricité nucléaire de celle de sa commercialisation et d'ouvrir l'accès à cette source d'énergie à tous les opérateurs qui en feraient la demande, y compris EDF, sur des bases objectives et non discriminatoires. Se poserait alors un problème de financement des investissements de production nucléaire analogue à celui du financement des réseaux de transport et de distribution.

CONCLUSION

79. L'Autorité considère que le bilan intermédiaire de la mise en œuvre du dispositif ARENH appelle trois observations ou recommandations principales :
 - il convient de préciser rapidement la manière dont les pouvoirs publics entendent concilier les objectifs énergétiques et environnementaux fixés par la loi transition énergétique de 2015 afin d'offrir une meilleure visibilité aux opérateurs du secteur ;
 - dans ce cadre, si le caractère transitoire de l'ARENH est réaffirmé, la loi restant inchangée sur ce point, il devient impératif que des mesures soient prises afin d'assurer une sortie progressive de ce dispositif ;
 - enfin, dans l'hypothèse contraire, une réflexion devrait être menée sur la possibilité de faciliter l'accès aux unités de production d'électricité de base, majoritairement d'origine nucléaire, de manière pérenne car seul le partage réel du bénéfice de ces installations permettrait une concurrence effective à l'aval.
80. Sur ce dernier point, l'Autorité est consciente du fait, qu'au fur et à mesure de l'écoulement de la période de validité de l'ARENH, le risque de pérennisation de ce mécanisme augmente et elle invite le gouvernement à adopter rapidement une position claire quant au maintien ou non de ce dispositif, éventuellement amendé, au-delà de 2025.

Délibéré sur le rapport oral de Mme Marie-Aimée Veinberg-Trouvet et l'intervention de M. Umberto Berkani, rapporteur général adjoint, par M. Thierry Dahan, vice-président, président de séance, Mmes Élisabeth Flüry-Hérard et Claire Favre vice-présidentes.