

Méthode express pour la méthanisation

Dernière ligne droite pour le groupe de travail « méthanisation ». Chargé de trouver très rapidement des mesures de simplification pour doper la production de gaz vert, il rendra ses conclusions à l'occasion du Salon de l'agriculture qui se tient à Paris du 24 février au 4 mars. En attendant, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC/MTES), qui le pilote, a organisé cinq réunions les 9 et 14 février pour permettre aux acteurs de la filière de s'exprimer sur les thématiques identifiées comme les principaux enjeux : le soutien public, l'utilisation du biogaz dans les transports, le raccordement des unités de méthanisation au réseau, la simplification de la réglementation et l'accès au financement. Avant même d'avancer sur ces sujets, le laboratoire d'idées France Biométhane insiste, lui, sur la nécessité de conserver ce qui fonctionne, à commencer par les mécanismes de soutien existants. « *La filière n'est pas assez mature pour passer dès aujourd'hui à un régime d'appels d'offres* », prévient son président Cédric de Saint Jouan. Dans sa contribution au débat qui a pris la forme d'un livre blanc, le think tank estime au passage que pour gagner en visibilité et en sécurité, il serait opportun de « *faire valider formellement le tarif d'achat par la Commission européenne* ».

Le texte considère par ailleurs qu'il faut annualiser l'obligation faite aux producteurs de respecter leurs capacités maximales d'injection (aujourd'hui mensuelles et justifiées par la dégressivité du tarif d'achat). Cette proposition qui, sur le papier, relève de l'ajustement technique est une demande récurrente de la profession car le dispositif actuel complique le fonctionnement des installations, notamment parce que leurs propriétaires n'ont pas toujours la même quantité d'intrants à méthaniser. Pour corriger le tir, « *un projet de décret est en cours d'écriture à la DGEC* », assure le président du Syndicat des énergies renouvelables (SER) Jean-Louis Bal (cf. *Enerpresse n°12008*). La filière aura peut-être davantage de difficultés à obtenir un « *alignement de la durée des contrats d'achat sur la durée économique des centrales qui est de 20 à 25 ans* », une autre demande de France Biométhane pour rassurer des banques échaudées par les difficultés rencontrées par certains projets lors des premières années de fonctionnement. Pour une raison identique, la création d'un fonds de garantie permettrait de mutualiser les risques des opérateurs financiers, mais elle peine pour le moment à se concrétiser et plusieurs options sont sur la table pour en dessiner les contours. Côté simplification, Cédric de Saint Jouan demande, comme pour l'éolien, la suppression d'un niveau de juridiction pour accélérer les éventuels recours contentieux. Il souhaiterait enfin que l'on relève les seuils de déclaration et d'enregistrement des installations, « *de véritables usines à gaz qui freinent le monde agricole* », estime-t-il. (O.D.)

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

EDF programme 40 visites décennales entre 2019 et 2024.....	2
Assystem se porte bien	2
Arabie saoudite : Séoul se place dans la course pour fournir la première centrale.....	3

ÉLECTRICITÉ

Concurrence : au tour de la grande distribution ?	3
Belgique : Procédure de constitution de la réserve stratégique de l'hiver 2018-2019 ...	4
RU : Le gouvernement octroie 30 M€ pour les systèmes V2G	4
États-Unis : Des prix de l'électricité très variables selon les États	4

ÉNERGIE

Compteurs communicants : l'OPECST pointe le manque de transparence	5
Allemagne : Mouvement de grèves pour les salaires	5
Espagne : Les Baléares prennent position pour la transition énergétique ...	5

GAZ

Allemagne : EWE va réduire ses livraisons de gaz de Groningue de 1,7 G.m ³ /an	6
Grèce : Deux offres déposées pour le rachat de 66 % de Desfa	6

TRANSPORT

Allemagne : L'hydrogène mobilité toujours plébiscité outre-Rhin	7
---	---

DOCUMENTS

CRE - Évaluation du dispositif Arenh entre 2011 et 2017 (2/5).....	8 à 16
--	--------

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ ENERPRESSE

44,60 € (par MWh)

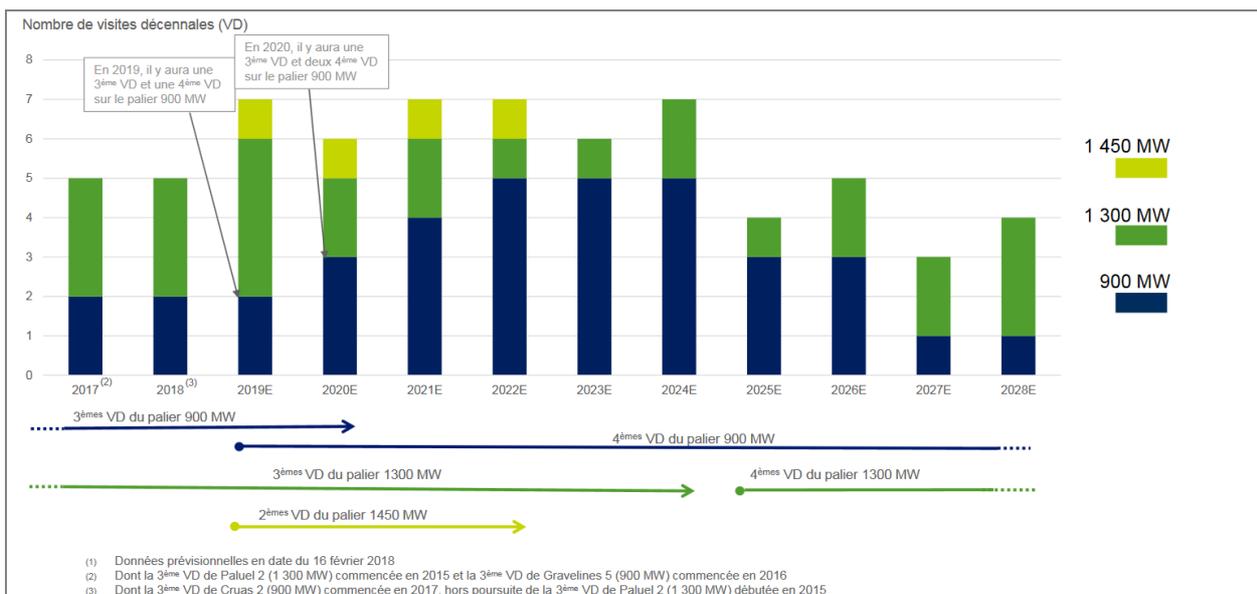


NUCLÉAIRE

FRANCE

EDF programme 40 visites décennales entre 2019 et 2024

EDF a averti vendredi 16 février le marché quant à « l'incertitude résultant d'un programme d'activités dense et complexe, notamment lié à plusieurs visites décennales dont deux têtes de série, et de l'impact potentiel d'événements ou de situations imprévus concernant les actifs de production nucléaire. » Cette incertitude est prise en compte dans les hypothèses de production nucléaire 2018 et 2019 communiquées le vendredi 16 février, a précisé le groupe. Pour 2018, le groupe table sur une production nucléaire « supérieure à 395 TWh » suivie d'une baisse en 2019 (le parc a produit 379,1 TWh en 2017 ; cf. *Enerpresse* n°12003). Lors de la présentation de ses résultats financiers, EDF a dévoilé un calendrier prévisionnel de visites décennales des réacteurs (cf. ci-dessous). Le groupe prévoit 5 visites décennales en 2018 comme en 2017. En 2019, il engagera la 4^e visite décennale d'une tête de série du palier 900 MW (Tricastin 1) et la 2^e visite décennale d'une tête de série du palier 1 450 MW (Chooz B2). Les visites décennales sur ces têtes de série sont délicates et peuvent nécessiter des durées d'arrêt plus longues que prévues. La dernière 3^e visite décennale du palier 900 MW est fixée en 2020 (Chinon 4). Sur la période 2019-2024, le rythme va s'élever avec entre 6 et 7 visites décennales par an. En six ans, le groupe prévoit d'engager 40 visites décennales, dont 24 de réacteurs du palier 900 MW.



EDF – Résultats annuels 2017 – 16 février 2018

Assystem se porte bien

Le groupe d'ingénierie français spécialisé Assystem a réalisé un chiffre d'affaires global de 395,2 millions d'euros en 2017, en hausse de 4 % par rapport à 2016, a-t-il annoncé début février. La division Energy & Infrastructure affiche une croissance de 7,4 % sur l'année à 341,3 M€, dont 205,5 M€ pour les activités dans le nucléaire (+ 8,9 %). « L'activité reste très soutenue, portée par la demande en prestations d'ingénierie rendues au service de la construction de nouveaux réacteurs en France et à l'étranger, et de la maintenance du parc électronucléaire français ». En revanche, les activités de *staffing* (détachement de consultants spécialisés dans l'oil & gas) souffrent des difficultés du secteur et reculent de 13,2 % à taux de change constant, à 45,1 M€. Mais « le démarrage de projets dans le secteur industrie est maintenant effectif et devrait permettre d'au moins stabiliser le chiffre d'affaires annuel en 2018 », indique Assystem dans son communiqué.

ARABIE SAOUDITE

Séoul se place dans la course pour fournir la première centrale

Le gouvernement affine sa stratégie pour le premier projet de centrale nucléaire en Arabie saoudite. « Le ministère du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie s'est engagé le mercredi 14 février à s'associer avec l'industrie de l'énergie nucléaire locale et les associations liées pour soumettre une proposition attractive pour un projet de construction des premiers réacteurs nucléaires de l'Arabie saoudite dont le gagnant sera annoncé d'ici la fin de cette année », ont rapporté nos confrères de *Yonhap*. En janvier dernier, Abdul Malik al-Sabery, consultant à la King Abdullah City for Atomic and Renewable Energy (Kacare), a ainsi déclaré que l'Arabie saoudite était dans un processus d'évaluation et qu'elle allait tenir des réunions avec les fournisseurs en février (cf. *Enerpresse* n°11994). Cinq pays sont en lice (la Chine, la Corée du Sud, les États-Unis, la France et la Russie) et deux à trois pourraient être sélectionnés d'ici avril. « Le ministère a organisé une réunion avec deux sociétés publiques, Korea Electric Power Corp. (KEPCO) et Korea Hydro & Nuclear Power Co. (KHNP), ainsi qu'avec des instituts nucléaires et organisations du commerce dans le but d'établir une stratégie efficace pour remporter le projet crucial », a indiqué *Yonhap*.

Lors de la réunion, le ministre du Commerce, de l'Industrie et de l'Énergie Paik Un-gyu a déclaré : « nous devons soumettre un package global car le projet nucléaire est sélectionné selon divers facteurs comme l'efficacité économique du réacteur nucléaire, la sécurité technique et la coopération économique (avec l'Arabie saoudite) ». « Le gouvernement doit élaborer une approche systématique en mobilisant toutes les ressources nationales d'ici la fin de l'année », a-t-il ajouté. Avec la décision du président sud-coréen en 2017 de ne plus construire de nouvelles centrales dans son pays, l'industrie du nucléaire sud-coréen n'a pas le choix, elle doit réussir à l'étranger. KEPCO a formé un consortium avec Emirates Nuclear Energy Corp. (ENEC) pour construire à Barakah quatre réacteurs à eau pressurisée APR-1500 conçus avec des technologies coréennes, dont l'un devrait entrer en service dans le courant de la première moitié de cette année.

EN BREF

JAPON Kyushu Electric Power Company a annoncé le 16 février le démarrage du chargement en combustible du réacteur 3 de la centrale nucléaire de Genkai. Cette unité a obtenu tous les feux verts de l'autorité de sûreté et doit redémarrer en 2018 malgré un léger retard dû à des inspections supplémentaires dans le cadre du scandale Kobe Steel (cf. *Enerpresse* n°11964).

ÉLECTRICITÉ

FRANCE

Concurrence : au tour de la grande distribution ?

Dix nouveaux fournisseurs d'électricité ont été autorisés en 2017 contre 17 en 2016 et 13 en 2015, selon un décompte réalisé par Watt's Next. Un seul l'a été depuis le début de l'année 2018. Et le cabinet conseil de relever que 18 nouveaux fournisseurs de gaz ont reçu une autorisation en 2017 et 5 depuis le début de l'année 2018. « Le marché français du gaz naturel, presque boudé jusqu'en 2016, est désormais bien plus attractif », souligne Watt's Next. Pour l'électricité, sommes-nous arrivés à saturation ? Le paysage des fournisseurs d'électricité commence à être encombré après, entre autres, « l'offensive des pétro-gaziers (ENI, Total), l'invasion des start-up (ekWateur, Ilek, Plüm Énergie, etc.) et le nombre croissant d'entités créées par les ELD (Energies du Santerre, Sowatt, etc) », relève le cabinet conseil. Toutefois, Watt's Next souligne que l'autorisation obtenue par Siplec pourrait constituer un tournant avec l'entrée de la grande distribution dans la course. La filiale carburants de Leclerc a été

autorisée à être fournisseur d'électricité en novembre 2017 et a, également, reçu l'autorisation de devenir fournisseur de gaz naturel en janvier 2018. Jusqu'ici les enseignes de la grande distribution portent des offres de fournisseur ou d'entité annexe. « *Leclerc, via Siplec, pourrait franchir une étape supplémentaire : devenir un fournisseur d'électricité sans s'appuyer sur une structure interne ou externe déjà présente dans une activité liée à la production ou la fourniture d'électricité* », indique Watt's Next.

BELGIQUE

Procédure de constitution de la réserve stratégique de l'hiver 2018-2019

Le 15 février, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité belge Elia a lancé la procédure d'appel d'offres pour constituer une réserve stratégique d'un volume de 500 MW pour l'hiver 2018-2019. La loi de l'électricité prévoit que la procédure d'appel à candidatures peut démarrer un mois après l'entrée en vigueur de l'arrêté ministériel de la ministre de l'Énergie, Marie-Christine Marghem. Celle-ci est intervenue le 15 janvier et donc Elia a pu commencer la procédure en fin de semaine dernière. Il a publié les documents nécessaires sur son site internet et a informé les acteurs de marché de la procédure. Les candidats ont jusqu'au 7 mars pour remettre leur dossier pour la procédure d'admission. La prochaine étape est le lancement de l'appel d'offres en lui-même prévu le 15 mars prochain.

ROYAUME-UNI

Le gouvernement octroie 30 M€ pour les systèmes V2G

Le gouvernement britannique a annoncé le 12 février un financement de 30 millions de livres (33,7 M€) destiné à soutenir les technologies vehicle-to-grid (V2G). L'enveloppe a été accordée à 21 projets dans le but de financer la recherche, la conception et le développement de ces systèmes, afin de tester à la fois la technologie et leurs opportunités commerciales, indique le gouvernement dans son communiqué. Ces projets, dont le programme V2GO d'EDF Energy, la filiale britannique d'EDF, doivent démontrer comment l'énergie stockée dans les batteries de véhicules électriques pourrait être utile au réseau électrique pendant les heures de pointe. Dirigé par EDF Energy R&D UK, le projet V2GO est une démonstration à grande échelle dans la ville d'Oxford, utilisant 100 VE de la flotte (voitures et camionnettes) de plusieurs entités, y compris des entreprises de livraison et de taxis. La ville d'Oxford avait déjà annoncé en août 2017 le début de l'installation de 100 stations de recharge pour VE, là aussi destinées à l'expérimentation et aux retours d'expérience (cf. *Enerpresse n°11898*).

ÉTATS-UNIS

Des prix de l'électricité très variables selon les États

D'après les dernières données publiées par l'agence américaine d'information sur l'énergie (EIA), c'est Hawaï qui a enregistré en 2016 le prix moyen de l'électricité le plus haut des États-Unis à 275 dollars par MWh, plus du double du prix moyen au niveau national (125 \$/MWh). Il est suivi par l'Alaska (203 \$/MWh), le Connecticut (200 \$/MWh) et le Massachusetts (190 \$/MWh). Les États affichant les prix moyens de l'électricité les moins élevés sont la Louisiane (93 \$/MWh), Washington (95 \$/MWh) et l'Arkansas (99 \$/MWh). Cependant, en considérant les dépenses moyennes annuelles des consommateurs résidentiels (chiffres 2016), Hawaï n'arrive qu'en 5^e position avec 1 665 \$, précédé par le Maryland (1 698 \$), le Connecticut (1 706 \$), l'Alabama (1 747 \$) et la Caroline du Sud (1 753 \$). La moyenne aux États-Unis est de 1 351 \$. Cette différence résulte d'une consommation d'électricité plus faible à Hawaï (6 100 kWh en 2016) par rapport à celle du Maryland (11 900 kWh). La consommation moyenne résidentielle aux États-Unis est de 10 800 kWh. « *Les consommateurs résidentiels dans le sud-est du pays sont ceux qui utilisent en moyenne le plus d'électricité*, souligne l'EIA.

Presque toutes les maisons de ces États ont la climatisation et l'utilisent de façon plus intensive que dans le reste du pays. Par ailleurs, ils sont plus susceptibles d'être équipés d'un chauffage, d'un ballon d'eau chaude et d'appareils de cuisine alimentés à l'électricité. »

ÉNERGIE**FRANCE****Compteurs communicants : l'OPECST pointe le manque de transparence**

L'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) a présenté vendredi 16 février les conclusions d'une audition du 14 décembre 2017 consacrée aux compteurs communicants Linky et Gazpar. Les auditions font « *avant tout apparaître un besoin d'informations et d'explications, juge l'OPECST. Trop opaque pour les consommateurs, l'opération de déploiement de ces nouveaux compteurs aurait mérité une étude d'impact, quantifiée, lisible et publique, ainsi qu'une plus grande prise en compte des attentes et des droits des citoyens.* » Enedis et GRDF déploient actuellement des compteurs communicants sur le territoire. L'audition a été réalisée conjointement avec les membres de la commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale, présidée par Roland Lescure. « *La technique est une composante importante de la vie publique, mais ne remplace pas la démocratie* », ont estimé les rapporteurs.

ALLEMAGNE**Mouvement de grèves pour les salaires**

La bataille allemande pour les salaires gagne le secteur de l'énergie, où les syndicats ont appelé vendredi à une « grève d'avertissement » chez E.ON, dix jours après l'accord inédit décroché dans la métallurgie par IG Metall. Quelque 10 000 salariés de l'énergéticien E.ON en Allemagne étaient appelés à cesser le travail « *à partir de lundi (19 février)* » dans toutes les régions, a annoncé dans un communiqué le syndicat de la chimie IG BCE. Il s'agit « *d'augmenter la pression* » sur les entreprises de la branche énergie, qui ont offert fin janvier « *une hausse des salaires de 2,1 % sur 18 mois* », quand IG BCE et le syndicat des services Verdi réclament 5,5 % d'augmentation. Toujours dans l'énergie, d'autres grèves d'avertissement sont programmées cette semaine chez PreussenElektra, spécialiste des centrales nucléaires, et au sein des groupes Avacon et Tennet. (Avec AFP)

ESPAGNE**Les Baléares prennent position pour la transition énergétique**

Le gouvernement de la Communauté autonome des îles Baléares a présenté le 15 février une nouvelle loi sur les changements climatiques, afin de fournir un cadre légal à la transition énergétique pour les quatre îles de Majorque, Minorque, Ibiza et Formentera. Les Baléares souhaitent ainsi s'opposer à la politique de Madrid. En effet, le gouvernement national ne semble pas pour l'heure être prêt à se séparer du charbon (cf. *Enerpresse n°12006*). Selon la Commission nationale des marchés et de la concurrence espagnole (CNMC) et du GRT électrique espagnol REE, les Baléares produisaient en 2016 moins de 3 % de leur énergie à partir de sources renouvelables. Les combustibles fossiles représentent plus de 70 % de l'approvisionnement en électricité des Baléares, tandis que 20 % sont importés du continent, selon les données de REE à fin 2017. La nouvelle loi prévoit entre autres des objectifs de 10 % d'ENR en 2020, 35 % en 2030 et 100 % en 2050 et la rédaction de plans quinquennaux pour mettre en œuvre la tenue de ces objectifs. Autre mesure : la mise en place d'un comité d'experts indépendants pour évaluer les progrès réalisés afin de respecter la loi et aussi faire des recommandations sur les mesures politiques nécessaires dans ce but. Les entreprises devront en outre calculer leur empreinte carbone puis fixer des objectifs contraignants de réduction

d'émissions pour chaque secteur d'activité et tous les parkings existants de plus de 1 000 m² devront avoir des panneaux solaires photovoltaïques installés d'ici 2025, tout comme l'ensemble des bâtiments construits après 2020 de plus de 1 000 m². Côté mobilité, les entreprises de location de véhicules devront atteindre 100 % de véhicules électriques dans leur flotte d'ici 2035.

EN BREF

FRANCE Une deuxième sanction prononcée par le Pôle national des certificats

d'économies d'énergie (PNCEE) a été publiée au *Journal officiel* du samedi 17 février. La décision du 23 janvier à l'encontre de la société OFEE annule un volume de 64 689 982 kWh_{cumac} de CEE. Une première décision, datant du 27 novembre 2017, avait été publiée au *JORF* du 3 janvier. Elle annulait 48 137 600 kWh_{cumac} de CEE de Proecowatt (groupe Probatiso ; cf. *Enerpresse* n°11985). Selon le ministère, un total de 21 sanctions a été prononcé dans le cadre du dispositif.

MEXIQUE L'Agence internationale de l'énergie (AIE) a indiqué le 18 février que le Mexique devenait son 30^e État membre et le premier pays d'Amérique latine à rejoindre l'Agence. « *L'arrivée du Mexique est la pierre angulaire de la stratégie de modernisation de l'AIE incluant d'ouvrir ses portes pour s'engager plus avant avec les économies émergentes et les acteurs clés de l'énergie en Amérique du Sud, en Asie et en Afrique* », précise l'AIE dans un communiqué.

GAZ

ALLEMAGNE

EWE va réduire ses livraisons de gaz de Groningue de 1,7 G.m³/an

Tout comme la France, l'Allemagne se prépare à voir ses livraisons de gaz néerlandais se réduire. « *En raison du récent tremblement de terre à Zeerijp, nous avons aujourd'hui proposé au ministre Eric Wiebes de réduire à très court terme de 75 % de notre demande de gaz à faible teneur calorifique* », a déclaré Stefan Dohler, le p-dg du groupe énergétique allemand EWE, dans un communiqué du ministère néerlandais de l'Économie et du Climat du 14 février. EWE, qui fournit du gaz à environ 800 000 ménages dans le nord-ouest de l'Allemagne, propose en effet de diminuer sa demande de gaz livré depuis le champ Groningue de près de 1,7 milliard de mètres cubes par an, en mélangeant du gaz à faible teneur calorifique (B) extrait du gisement néerlandais à du gaz H (à haute valeur calorifique). Pour parvenir à ce résultat, le plan comprend deux étapes. La première consistera à construire un nouveau gazoduc afin de pouvoir acheminer du gaz H des Pays-Bas dès l'année prochaine. Puis, dans une station de mélange, ce gaz sera « converti » en étant mélangé à du gaz B, explique le communiqué. Selon les capacités disponibles aujourd'hui, EWE est ainsi capable « *d'économiser 0,8 G.m³ de gaz de Groningue sur une base annuelle* ». Et pour augmenter ce volume, le groupe allemand prévoit également de construire une nouvelle usine d'azote, ce qui devrait lui permettre d'économiser le volume annoncé. L'usine devrait être opérationnelle en 2019.

GRÈCE

Deux offres déposées pour le rachat de 66 % de Desfa

Deux consortiums internationaux ont déposé des offres pour l'acquisition de 66 % du gestionnaire d'infrastructure gazière grec Desfa, a annoncé l'agence grecque chargée de vendre les participations de l'État (HRADF) vendredi 16 février. Le premier est composé de Snam (Italie), Enagás Internacional (Espagne) et Fluxys (Belgique) et le second de Reganosa (à travers Regasificadora del Noroeste et Reganosa Asset Investments – Espagne), Transgaz (Roumanie) et la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD). Dans un communiqué du 16 février,

Desfa précise que le processus d'évaluation a commencé, la vente se faisant par l'intermédiaire de l'agence HRADF, qui possède 31 % de Desfa auquel s'ajoute 35 % détenus par le pétrolier Hellenic Petroleum, pour aboutir à 66 % de Desfa à acquérir. Ces deux consortiums (dans des versions un peu différentes) avaient été préqualifiés en septembre 2017 suite à un appel à manifestation d'intérêt. Ils faisaient partie de la liste de six consortiums retenus en août 2017 à l'issue de cet appel dont GRTgaz (filiale d'Engie à 75 %) associée à Transgaz (cf. *Enerpresse n°11883*). La vente des parts de l'État dans Desfa (dont 34 % resteront détenus par Hellenic Petroleum) fait partie du programme de privatisation dicté par les bailleurs de fonds de la Grèce : l'Union européenne et le Fonds monétaire international (FMI). En 2013, une tentative d'acquisition par le groupe azerbaïdjanais Socar pour 400 millions d'euros avait échoué en décembre 2016 (cf. *Enerpresse n°10976*), comme d'ailleurs la tentative, plus récente en 2016, du même Socar mais associé à Snam (cf. *Enerpresse n°11713*).

EN BREF

FRANCE Un décret publié dimanche 18 février au *Journal officiel* prolonge le délai permettant de bénéficier de l'obligation d'achat de deux ans pour les installations qui valorisent le biogaz et de dix-huit mois pour les installations photovoltaïques d'une puissance inférieure à 9 kWc. Le texte précise également la définition de l'achèvement des installations de cogénération à partir de gaz.

TRANSPORT

ALLEMAGNE

L'hydrogène mobilité toujours plébiscité outre-Rhin

L'Allemagne a connu la plus forte augmentation de stations d'avitaillement à hydrogène dans le monde en 2017, selon une étude publiée le 14 février par l'association technique allemande TÜV SÜD et le cabinet spécialisé dans l'énergie durable et la mobilité LBST, qui exploitent conjointement un portail sur l'hydrogène et les piles à combustible. 24 stations publiques ont été mises en service en 2017 en Allemagne, faisant ainsi passer le nombre de stations publiques à 45, devant les États-Unis (40 stations). Le Japon reste en tête avec 91 stations publiques, malgré un rythme de déploiement moins soutenu en 2017 comparé aux deux années précédentes, avec 11 nouvelles stations. La France comptait de son côté un total de 20 stations fin 2017, selon les chiffres de l'Afhyac. En termes de nombre de stations par habitant, l'Allemagne arrive en quatrième position, derrière le Danemark, la Norvège et le Japon, suivie de près par l'Autriche, indique en outre l'étude. Aux États-Unis, cinq nouvelles stations publiques ont été ouvertes l'année dernière, toutes en Californie.

« Alors que de nombreux autres pays planifient et élargissent leurs réseaux en se concentrant sur certaines zones, l'Allemagne et le Danemark sont actuellement les premiers pays à établir des réseaux d'avitaillement avec une couverture nationale complète », a par ailleurs précisé Reinhold Wurster, expert hydrogène chez LBST. Selon le cabinet, 139 stations à hydrogène sont actuellement exploitées en Europe, 118 en Asie, 68 en Amérique du Nord, une en Amérique du Sud et une en Australie. De plus, le français Air Liquide a inauguré mi-octobre 2017 une station hydrogène privée à Dubaï, la première des Émirats arabes unis (cf. *Enerpresse n°11930*). L'étude indique en outre que sur les 328 stations déployées dans le monde, 227 peuvent être utilisées comme n'importe quelle station conventionnelle, 24 autres sur rendez-vous, tandis que les stations restantes sont dédiées à l'avitaillement des bus ou des propriétaires de flotte de véhicules.

ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

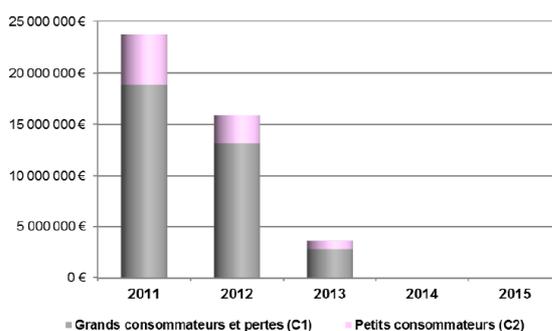
Source : CRE – 2^e partie

Nous reprenons ci-après la suite du rapport ARENH de la CRE, diffusé début février. Celui-ci dresse un bilan de son fonctionnement depuis sa mise en œuvre en 2011 et propose des pistes d'améliorations au dispositif.

1.2.3 Le montant des compléments de prix CP1, qui a nettement diminué entre 2011 et 2013, est nul depuis 2014

Chaque année, au mois de juin, la CRE calcule les compléments de prix CP1 et CP2 dont les fournisseurs doivent s'acquitter au titre de l'année calendaire précédente. À ce jour, six exercices de calcul du complément de prix ont été réalisés, portant sur les années 2011 à 2016. Sur l'ensemble de ces exercices, une seule demande d'un fournisseur a été jugée excessive, au sens de l'article R. 336-34 du code de l'énergie, et a donné lieu à un complément de prix CP2. Ce complément de prix CP2 portait sur l'année 2012 et s'est élevé à 212 539 € (hors application du taux légal en vigueur prévue par les textes). En application des dispositions de l'article R. 336-37 du code de l'énergie, le montant du CP2 a été reversé à l'ensemble des fournisseurs bénéficiant de l'ARENH au titre de l'année 2012, au prorata de leur droit théorique d'ARENH.

Figure 7 : Impact financier des compléments de prix CP1 depuis 2011 par catégorie de consommateurs



Source : CRE

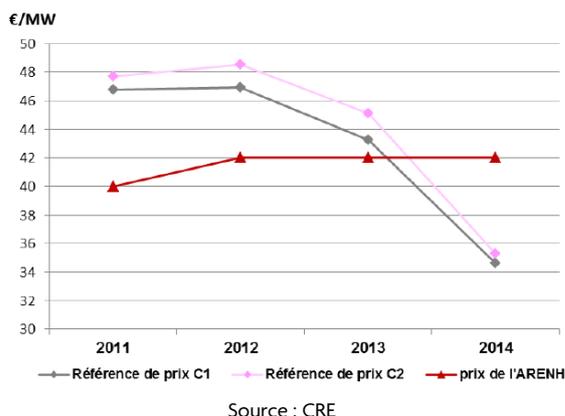
La Figure 7 récapitule le niveau des compléments de prix CP1 perçus par EDF au titre des années 2011 à 2015. Le complément de prix CP1 correspond au produit, par catégorie de consommateurs, de la référence de prix par la quantité excédentaire, tel que défini à l'article R. 336-35 du code de l'énergie.

Le montant des compléments de prix CP1 a nettement diminué entre 2011 et 2014. En 2014 et en 2015, aucun complément de prix n'a été reversé à EDF car le prix de référence pour le calcul du complément de prix¹ était inférieur au prix de l'ARENH (cf. Figure 8). En l'absence de livraison d'ARENH en 2016, aucun complément de prix n'a été calculé.

¹ La référence de prix de marché, appliquée pour le calcul du terme CP1 défini à l'article R. 336-35 du code de l'énergie, correspond à la moyenne des prix de marché spot observés chaque heure de l'année pondérée par les coefficients de modulation du produit ARENH.

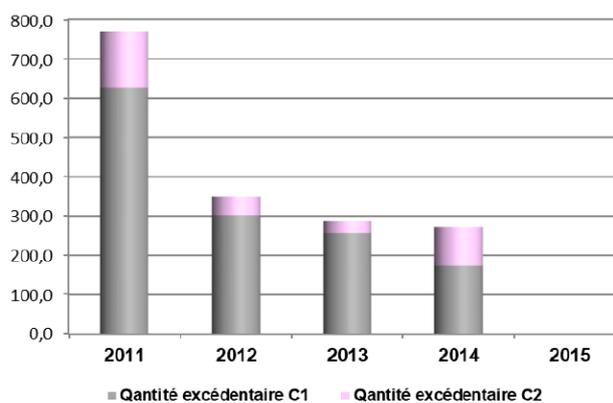
ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

Figure 8 : Évolution du prix de référence pour le calcul du terme CPI



La baisse du montant des CPI au cours des premières années s'explique par deux phénomènes :

- d'une part, la différence entre le prix de référence et le prix de l'ARENH s'est progressivement réduite, avant de devenir négative en 2014 (cf. Figure 8), ce qui explique en grande partie les diminutions des compléments de prix calculés sur 2013 et 2014 ;
- d'autre part, les quantités excédentaires d'ARENH ont diminué, comme l'indique la Figure 9, en raison de l'effet probable d'apprentissage des fournisseurs alternatifs (amélioration de la prévision des volumes de ventes), de la moindre attractivité de l'ARENH dans un contexte de prix de marché en baisse (les prix de marché sont restés proches du prix de l'ARENH au second semestre 2013 et au cours de l'année 2014 avant de chuter à la fin de l'année 2014), mais surtout, pour l'année 2012, de la diminution de la marge de tolérance, qui est passée de 20 % en 2011 à 10 %¹.

Figure 9 : Évolution des quantités excédentaires (en MW) par catégorie de consommateurs²

Le Tableau 2 présente la dispersion, selon les années et les catégories de consommateurs, des demandes d'ARENH excédentaires, aussi appelées par la suite « sursouscriptions ».

¹ Les fournisseurs sont en effet incités, par construction, à demander *ex ante* des volumes d'ARENH supérieurs à leur prévision de droits, à hauteur de la moitié de la marge de tolérance, dans un contexte où les prix de marché sont supérieurs au prix de l'ARENH. L'incitation naît du fait que, étant pénalisés par des sursouscriptions, mais n'étant pas compensés pour des demandes insuffisantes, les fournisseurs cherchent à symétriser le risque d'aléas en demandant un niveau d'ARENH intermédiaire entre les deux bornes de la tolérance, ainsi que la CRE l'explique dans sa délibération du 3 mars 2011 portant avis sur le projet de décret pris pour application de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 fixant les modalités d'ARENH.

² Aucune demande d'ARENH n'a été faite sur 2016 et les calculs des compléments de prix pour l'année 2017 seront effectués au cours du deuxième semestre de l'année 2018.

ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

Tableau 2 : Dispersion des « sursouscriptions »

	Moyenne pondérée des volumes			Écart-type pondéré des volumes		
	C1	C2	Total	C1	C2	Total
2011	11,4 %	14,6 %	11,9 %	6,5 %	1,1 %	6,1 %
2012	5,2 %	3,6 %	4,9 %	2,5 %	2,9 %	2,6 %
2013	1,1 %	2,1 %	1,3 %	7,3 %	1,2 %	6,7 %
2014	-2,5 %	7,4 %	-1,0 %	12,7 %	0,1 %	11,7 %

Source : CRE

Afin d'éviter d'être pénalisés par un complément de prix CP2, les fournisseurs disposent d'une marge de tolérance égale au maximum de 5 MW et de 10 % de leur consommation constatée moyenne. Au démarrage du dispositif, pour la première période de livraison ARENH, la marge de tolérance avait été établie au maximum de 10 MW et de 20 % afin de réduire les risques pesant sur les fournisseurs découvrant alors le dispositif. Ainsi, les fournisseurs disposant d'un portefeuille de faible volume peuvent, tout en ne dépassant pas cette marge de tolérance, avoir une demande excédentaire importante (par exemple, un fournisseur qui demande 5 MW d'ARENH alors qu'il ne peut prétendre qu'à 0,1 MW ne serait pas pénalisé alors qu'il présente une demande excédentaire de 5 000 %).

Pour s'affranchir de ce biais dans la présentation des résultats du Tableau 2 ci-dessus, la CRE a procédé au retraitement des demandes en annulant l'effet de celles pour lesquelles la marge de tolérance était de 5 MW (ou 10 MW pour l'année 2011), ce qui correspond à n'enlever, en moyenne sur les 4 années, que 2,5 % du volume total.

Les fournisseurs ont, en moyenne, surestimé leurs droits de 11,9 % la première année puis de 4,9 % en 2012 avec toutefois une importante dispersion au sein des fournisseurs et des catégories de consommateurs. Une demande moyenne excédentaire proche de 10 % la première année puis de 5 % les années suivantes était attendue. En effet, le dimensionnement du dispositif ARENH incite les fournisseurs à sur-souscrire à hauteur de la moitié des volumes autorisés par la marge de tolérance, dans un contexte où les prix de marché sont supérieurs à l'ARENH, comme exposé précédemment.

À compter de 2013, la moyenne des sursouscriptions baisse fortement (elle s'élève à 1,3 % en 2013) et devient même négative en 2014 (-1 %), année pour laquelle les fournisseurs ont demandé, dans l'ensemble, des volumes d'ARENH inférieurs à leurs droits théoriques. Ces baisses sont vraisemblablement liées à la diminution des prix de marché à terme, qui se sont fortement approchés du prix de l'ARENH. Alors qu'en 2011 et 2012 l'attractivité de l'ARENH incitait les fournisseurs à maximiser les quantités demandées, la baisse des prix de marché a permis aux fournisseurs de diversifier leurs stratégies de couverture, qui ne reposaient alors plus uniquement sur un approvisionnement à l'ARENH pour les volumes concernés.

1.2.4 Gestion des flux financiers et de la facturation par la CDC

La Caisse des dépôts et consignations assure la gestion administrative, comptable et financière du fonds ARENH. L'article R. 336-21 du code de l'énergie précise que la CDC est chargée « de la facturation et du recouvrement des sommes dues par les fournisseurs ou demandées au titre des garanties conformément aux termes de celles-ci, de la constatation des éventuels défauts de paiement des contributeurs et de la mise en œuvre, le cas échéant, des garanties ». La partie suivante fait le bilan des flux financiers gérés par la CDC au nom et pour le compte d'EDF et des frais liés à la gestion du fonds ARENH.

L'article R. 336-23 du code de l'énergie dispose que « la Caisse des dépôts et consignations soumet, chaque année, à la Commission de régulation de l'énergie le montant prévisionnel de sa rémunération et des frais exposés pour la gestion du fonds au titre de l'année suivante. Après approbation par la Commission de régulation de l'énergie, ce montant est facturé mensuellement par douzième, au cours

ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

de l'année sur laquelle porte la prévision, à chaque fournisseur proportionnellement à la quantité de produit cédée.

La Caisse des dépôts et consignations communique chaque année à la Commission de régulation de l'énergie, pour validation, le montant, constaté l'année précédente, de sa rémunération et des frais supportés dans le cadre de la gestion du fonds.

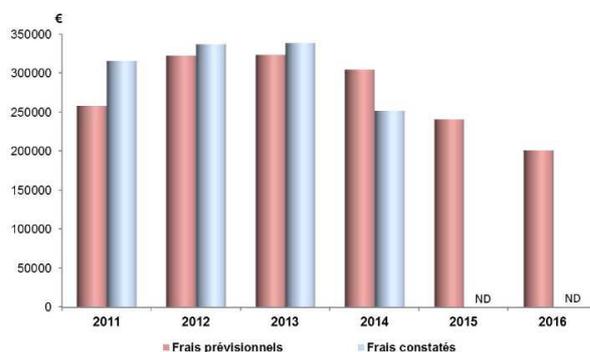
Si les sommes effectivement perçues des fournisseurs au titre de l'année précédente sont inférieures au montant validé par la Commission de régulation de l'énergie, une régularisation est effectuée en une seule fois auprès de ceux-ci, qui versent les sommes dues sur le compte mentionné à l'article R. 336-21. En cas de défaut de paiement, la garantie est appelée conformément aux dispositions de l'article R. 336-27.

Dans le cas inverse, la Caisse des dépôts et consignations impute le trop-perçu sur les charges devant être exposées l'année qui suit l'année suivante ».

La Figure 10 présente l'évolution des frais prévisionnels et constatés supportés par la Caisse des Dépôts et Consignations dans le cadre de la gestion du dispositif ARENH au cours des premières années de fonctionnement du dispositif. Les délibérations portant approbation des frais prévisionnels et validation des frais constatés sont publiées sur le site internet de la CRE.

Ces frais intègrent les coûts de gestion opérationnelle et comptable ainsi que les frais de développement informatique, en particulier pour la gestion de la facturation.

Figure 10 : Évolution des frais supportés par la Caisse des dépôts et consignations dans le cadre de la gestion du fonds ARENH



Source : CRE

Les montants prévisionnels et constatés supportés par la CDC, en légère augmentation entre 2011 et 2013, ont diminué à compter de l'année 2014. En 2014, le montant constaté des frais a été réduit de 26 % par rapport au niveau des années précédentes. Les montants prévisionnels pour 2015 et 2016 sont également en forte baisse (-21 % prévus en 2015 et - 17 % en 2016).

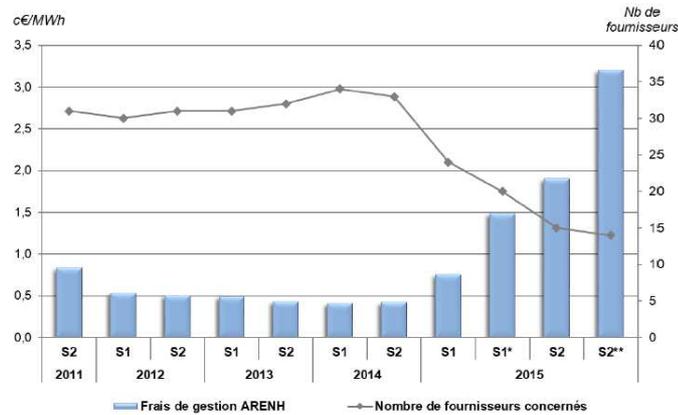
Lors des trois premières années, les frais constatés ont excédé les frais prévisionnels, ce qui a donné lieu à une régularisation auprès des fournisseurs au mois de juillet suivant. En 2014, le montant des frais définitifs a été sensiblement inférieur au montant des frais prévisionnels pour la première fois depuis la mise en place du dispositif ARENH, en raison d'une révision en 2014 du coût complet du jour-homme facturé par la Caisse des Dépôts et Consignations. Conformément à l'article R. 336-23 du code de l'énergie, la CRE déduira le trop-perçu des frais prévisionnels exposés par la Caisse des dépôts et consignations pour l'année 2016, réduisant ainsi l'enveloppe globale à recouvrir auprès des fournisseurs qui demandent de l'ARENH pour l'année 2016.

La Figure 11 illustre l'évolution des frais supportés par les fournisseurs alternatifs au titre de la gestion du dispositif ARENH. Ces frais, payés mensuellement au prorata de la quantité d'ARENH cédée, ont considérablement augmenté en 2015 malgré la baisse observée des frais de la CDC. Cela s'explique par la baisse des volumes d'ARENH livrés au cours de l'année 2015, accentuée par les résiliations des accords-

ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

cadres de certains fournisseurs. Les frais qui s'établissaient à moins de 0,5 c€/MWh en 2013 et 2014, ont atteint plus de 3 c€/MWh au second semestre 2015. Les fournisseurs ayant continué de bénéficier de l'ARENH en 2015 ont ainsi vu leurs mensualités augmenter de façon significative.

Figure 11 : Évolution des frais de gestion du fonds ARENH supportés par les fournisseurs (en €/MWh)



*4 fournisseurs ont résilié leurs accords-cadres au cours du premier semestre 2015

**un fournisseur a résilié son accord-cadre au cours du premier semestre 2015

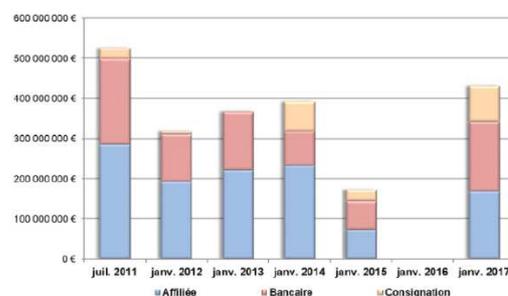
Source : CRE

Au moins vingt jours avant le début de chaque période de livraison, la CRE notifie à la CDC les montants dus par chaque fournisseur pour l'achat d'électricité au titre de l'ARENH pour la période de livraison à venir (article R. 336- 25 du code de l'énergie). L'article 9.1 de l'accord-cadre figurant en annexe de l'arrêté du 28 avril 2011, modifié par l'arrêté du 14 novembre 2016, précise que « *Les défauts de paiement de l'Acheteur sont garantis par une Garantie annuelle. La Garantie annuelle mentionnée au premier alinéa du présent article peut être constituée au maximum de deux garanties. La Garantie doit parvenir au plus tard à la CDC douze (12) jours avant le début de livraison de la Cession annuelle d'électricité* ».

La Figure 12 présente l'évolution du montant des garanties des fournisseurs alternatifs en fonction de leur nature (garantie bancaire, garantie affiliée ou consignation). La baisse significative du montant total des garanties entre la première et la deuxième période de livraison s'explique par la modification du mode de calcul du montant des garanties suite à la révision de l'accord-cadre¹. Depuis le guichet de janvier 2012, le montant des garanties correspond à une fois et demie la valorisation au prix de l'ARENH du volume mensuel moyen d'électricité livrée hors taxes alors qu'il était égal à deux fois la valorisation au prix de l'ARENH du volume mensuel d'électricité maximum toutes taxes comprises pour la première période de livraison.

Les fournisseurs alternatifs ont majoritairement choisi des garanties affiliées ou des garanties bancaires.

Figure 12 : Ventilation des garanties par catégorie (garantie bancaire, garantie affiliée ou consignation)



Source : Caisse des dépôts et Consignations – Analyse : CRE

¹ Arrêté du 4 juillet 2011 portant modification de l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

Lors des premiers guichets, la CDC a rencontré des difficultés à obtenir des garanties conformes auprès des fournisseurs. Les garanties envoyées par les garants soulevaient parfois des questions de conformité avec l'accord-cadre signé avec EDF. Néanmoins, après quelques échanges avec la CDC, la plupart des garanties ont pu être constituées dans les temps par les fournisseurs demandeurs d'ARENH. Depuis le démarrage du dispositif, une garantie a été refusée au guichet de juillet 2011, et deux au guichet de janvier 2017, ce qui a entraîné l'annulation des livraisons des volumes ARENH demandés par les fournisseurs concernés.

Afin d'améliorer les délais de transmission des garanties, la CDC et la CRE ont mis en place, à l'occasion du guichet de juillet 2013, un processus d'information des fournisseurs destiné à les sensibiliser sur la nécessité de produire des dossiers de garanties complets, respectant le modèle prévu par les textes réglementaires tout en anticipant les échéances courtes de constitution des garanties. Enfin, lors du guichet de juillet 2014, des formulaires-types élaborés par la CDC ont été transmis aux fournisseurs. Leur utilisation a permis de fluidifier les échanges entre les garants, les fournisseurs et la CDC.

Concernant les flux financiers de facturation, aucun impayé n'a été constaté par la CDC depuis le lancement de l'ARENH. Il est arrivé que des fournisseurs paient avec un léger retard par rapport aux délais prévus, les rendant redevables d'intérêts de retard à EDF. Le Tableau 3 présente le montant des intérêts de retards versés à EDF par la CDC au fil des années ainsi que le nombre de fournisseurs concernés.

Tableau 3 : Intérêts de retard sur la facturation de l'énergie livrée

	Montants des intérêts perçus	Nombre de fournisseurs concernés
2011	4 269 €	9*
2012	21 125 €	13
2013	17 548 €	16
2014	45 419 €	15
2015	12 351 €	5
2016	0 €	0

Source : Caisse des dépôts et Consignations – Analyse : CRE

1.2.5 Prise en compte des pertes dans le dispositif

Depuis le début de l'année 2014, les gestionnaires de réseaux peuvent bénéficier d'ARENH pour la couverture de leurs pertes. Les droits ARENH des fournisseurs ayant conclu des contrats spécifiques avec les gestionnaires de réseaux sont alors augmentés de façon à tenir compte des quantités d'électricité fournies au titre des pertes.

Au total, 10 fournisseurs ont demandé de l'ARENH au titre de la livraison des pertes en 2014 ou en 2015, 8 en 2014 et 7 en 2015. En 2014, les volumes d'ARENH dédiés aux pertes représentaient en moyenne 75 % de la demande d'ARENH de ces fournisseurs sur la catégorie C1. Ce chiffre est resté stable au premier semestre 2015 avant d'atteindre 88 % au second semestre 2015. En effet, comme l'indique la Figure 5, les demandes d'ARENH ont subi une baisse importante au second semestre 2015, baisse qui a moins affecté les pertes que les autres catégories de consommateurs. Les pertes, qui représentaient environ 16 % des volumes totaux d'ARENH en 2014, représentaient 41 % des volumes au 1er semestre 2015 puis 74 % des volumes au second semestre 2015.

Au titre de l'année 2017, 0,7 TWh d'ARENH ont été commandés pour l'approvisionnement des pertes (4 fournisseurs).

Bilan des appels d'offres des gestionnaires de réseaux pour la livraison de leurs pertes via l'ARENH

En application des dispositions des articles L. 321-11 et L. 322-9 du code de l'énergie le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution négocient librement avec les producteurs et les fournisseurs de leur choix les contrats nécessaires à la couverture des pertes

ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

sur le réseau qu'ils exploitent « *selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés.* »

Les gestionnaires de réseaux ont débuté leur achat d'énergie dans le cadre du dispositif ARENH en 2013. Les consultations des gestionnaires de réseaux portaient alors sur la livraison des pertes pour l'année 2014 et les années suivantes. La CRE a établi un bilan des consultations publiques menées par les gestionnaires de réseaux pour l'achat des pertes dans le cadre du dispositif ARENH pour ces deux années et a observé que le nombre de fournisseurs répondant aux consultations spécifiques ARENH est resté limité par rapport au nombre habituel de contreparties répondant aux consultations publiques de RTE et d'Enedis destinées à couvrir leurs pertes.

Tableau 4 : Nombre de fournisseurs ayant répondu aux consultations pour la couverture des pertes d'Enedis et de RTE en 2013 et 2014

	RTE		Enedis	
	2013	2014	2013	2014
Nombre de consultations ARENH	5	1	5	3
Nombre de fournisseurs répondant aux consultations ARENH	10	3	6	4
Nombre de fournisseurs répondant aux consultations sans ARENH	18	15	14	35

Source : CRE

Sur le territoire des ELD (Gérédis et URM), seuls trois fournisseurs ont répondu aux consultations ARENH. Les autres fournisseurs alternatifs interrogés ont affirmé ne pas avoir été informés de la tenue de ces consultations.

Au cours de l'année 2013, la CRE a interrogé certains fournisseurs ayant participé aux consultations des GRD. Les fournisseurs interrogés se sont montrés relativement satisfaits du déroulement des consultations menées par RTE et Enedis. Ils ont néanmoins soulevé des difficultés pour la fourniture des pertes et évoqué des difficultés spécifiques aux règlements de consultation de certaines ELD.

Les fournisseurs regrettent notamment que les conditions de qualification des fournisseurs, nécessaires pour répondre à l'appel d'offres, soient aussi exigeantes alors qu'ils ont déjà dû prouver leur solidité pour obtenir l'autorisation d'acheter de l'électricité pour revendre aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes et pour être éligibles à l'ARENH.

La remarque principale concerne cependant les délais de paiement, qui correspondent à ceux des consultations portant sur des produits de marché, mais sont différents de ceux définis dans le cadre du dispositif ARENH pour le paiement du fournisseur à EDF. Ceci génère des problèmes de trésorerie importants pour les fournisseurs alternatifs. Concernant les consultations des ELD, les règlements des consultations apparaissent peu clairs pour les fournisseurs, notamment s'agissant de la fixation de l'offre de prix et des critères de choix.

Depuis la fin du mois de mai 2013, la CRE a observé un fort ralentissement des consultations spécifiques ARENH menées par RTE et Enedis du fait de la baisse des prix de marché. Les achats effectués par RTE et Enedis dans le cadre des contrats spécifiques ARENH portaient sur des volumes bien inférieurs à la quantité annuelle correspondante qui leur a été notifiée. En fin d'année 2017, de nouvelles consultations spécifiques ARENH se sont tenues, ce qui a donné lieu à une augmentation des demandes d'ARENH dédiées à l'approvisionnement des pertes pour l'année 2018.

ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

2. Conséquences du dispositif sur les marchés de gros et de détail

2.1 La mise en place de l'ARENH a eu un impact sur les marchés de gros, tant sur le niveau des volumes échangés que sur la formation des prix

L'ARENH permet aux fournisseurs de s'approvisionner en électricité pour une partie de la consommation de leur portefeuille de clients en France métropolitaine continentale. À ce titre, il s'apparente à un produit de gros et peut se substituer à l'achat d'électricité sur les marchés de gros. La mise en place de l'ARENH a ainsi eu un impact sur ces marchés, tant sur le niveau des volumes échangés que sur la formation des prix. Ces effets ont été analysés par la CRE dans le cadre de sa mission de surveillance des marchés de gros d'électricité.

2.1.1 L'ARENH a entraîné une baisse des volumes échangés sur les marchés de gros

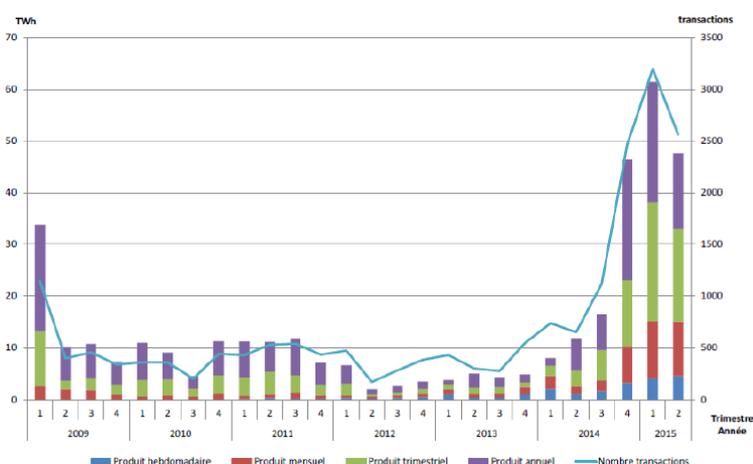
En 2011, lors du début de la mise en œuvre de l'ARENH, une légère baisse des volumes échangés sur les marchés a pu être observée. La CRE, dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO₂ et du gaz naturel 2012-2013, notait :

« Au cours de l'année 2012, les volumes échangés sur les marchés de gros intermédiés de l'électricité ont reculé de 17 % par rapport à 2011, pour s'élever à 578 TWh. Ce recul est pour l'essentiel constaté sur les marchés à terme. Cohérent avec le niveau de l'activité économique en 2012, il peut également être relié à un moindre recours au marché depuis la mise en place de l'ARENH ainsi qu'à la fin du dispositif des enchères VPP »

Par sa forme et ses modalités d'attribution, le produit ARENH s'apparente plutôt à un produit calendaire de base. Ainsi, la souscription de volumes d'ARENH est venue se substituer à l'achat de ces mêmes volumes sur les marchés, et particulièrement sur le marché à terme calendaire base.

Les graphiques suivants illustrent la légère diminution des volumes échangés sur les marchés à terme au démarrage du dispositif. Il ressort également de ces graphiques que la baisse importante des prix de marché de gros amorcée fin 2014 a considérablement accru l'attractivité du marché de gros, que les fournisseurs ont peu à peu substitué à l'ARENH dans leur approvisionnement. L'impact en termes de volumes de produits échangés sur les marchés est nettement plus marqué que lors de la mise en œuvre du dispositif en juillet 2011¹.

Figure 13 : Volumes échangés par type de produit et nombre de transactions sur les bourses

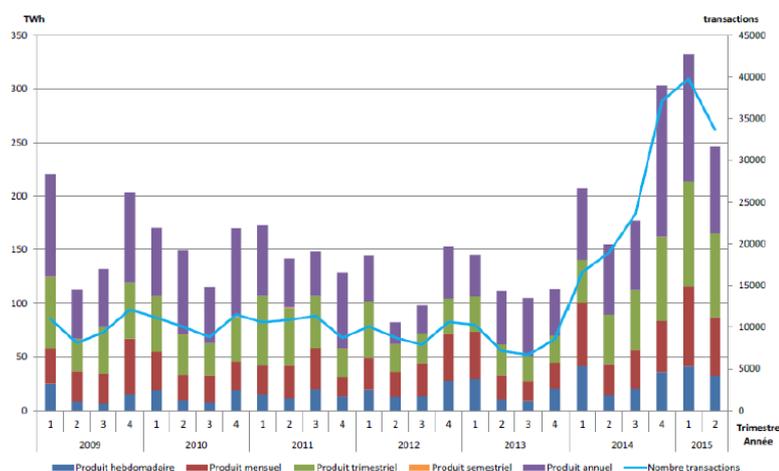


Source : CRE

¹ Ceci peut s'expliquer par le fait qu'il existait sans doute un certain nombre de contrats bilatéraux hors marché avant la mise en place de l'ARENH, qui se substituaient déjà au marché de gros, et que ces contrats se sont éteints pendant la période étudiée (par exemple les contrats AOF ou VPP).

ÉVALUATION DU DISPOSITIF ARENH ENTRE 2011 ET 2017

Figure 14 : Volumes échangés par type de produit et nombre de transactions sur le marché intermédié de gré à gré



Source : CRE

À suivre...

Président / Directeur de la publication : Julien Elmaleh - **Directrice éditoriale** : Christine Kerdellant (01 77 92 94 83) - **Directrice éditoriale adjointe** : Muriel de Vericourt (01 77 92 99 57) - **Rédacteur en chef** : Philippe Rodrigues (01 79 06 71 78) - **Rédacteurs** : Christelle Deschaseaux (01 79 06 71 75) Stéphanie Frank (01 79 06 71 73) - Louise Rozès Moscovenko (01 79 06 71 77) - Thomas Chemin (01 79 06 71 81) - **Assistante** : Stéphanie Leclerc (01 79 06 71 80) Courriel : stephanie.leclerc@infopro-digital.com - **Principal actionnaire** : INFO SERVICES HOLDING - **Société éditrice** : Groupe Moniteur SAS au capital de 333 900 euros. RCS : Paris B 403 080 823 **Siège social** : 10 place du général de Gaulle, BP20156, 92186 Antony Cedex - **N° ISSN** : 0153-9442 **Numéro de commission paritaire** : 0420 T 79611 - **Impression** : AB Printed - 6 rue Eugène Barbier - 92400 Courbevoie - **Dépôt légal** : à parution.