

ENERPRESSE FORUM 2018

Les énergéticiens européens en quête de nouveaux business

Le cabinet Watt's Next Conseil et *Enerpresse* publient une étude sur la transformation des énergéticiens. Présentée jeudi 21 juin lors du Forum annuel organisé à Deauville par *Enerpresse* et le *BIP*, l'étude « La Valse des actifs » caractérise la transformation en cours de 16 énergéticiens européens* *via* des opérations de croissance externe. Le premier mouvement est celui des cessions. Ce groupe d'opérateurs continue de céder des actifs notamment pour décarboner son parc de production. Les 16 énergéticiens ont vendu pour 16,7 milliard d'euros d'actifs en 2017. Sur 10 ans, ce sont 157 mds€ qui ont été cédés, dont 41 mds€ uniquement par le groupe allemand E.ON. L'étude relève par ailleurs que les énergéticiens, hormis EDF, sont sortis des projets nucléaires notamment britanniques. Deuxième mouvement, les 16 énergéticiens ont repris en 2017 le chemin de la croissance externe. Ils ont consacré l'année dernière un investissement cumulé en croissance externe de 8,4 mds€, le double de 2016 mais surtout un niveau record depuis 2009. « *En dépit d'une forte pression sur les marges et d'un endettement lourd pour certains d'entre eux (Enel, EDF, Iberdrola, etc.), les hostilités reprennent* », note l'étude.

Pour prendre une base plus large, l'étude a examiné 130 opérations externes conclues de janvier 2016 à avril 2018. Damien Hebbebaut, associé au cabinet Watt's Next Conseil, met en avant « *l'ampleur des mouvements, le nombre d'opérations et la variété des cibles* ». Mais si la transformation des énergéticiens est bien engagée, l'ancien monde ne se conjugue pas encore au passé. La majorité (58 %) d'entre elles soit 76 opérations, ont porté sur des activités traditionnelles : production d'énergies renouvelables, services énergétiques et production/commercialisation. Mais on remarquera aussi que 48 % des 130 deals, soit 54 opérations, ont, eux, concerné de nouveaux business pour les opérateurs. La mobilité électrique arrive en tête avec 13 opérations. Suivent dans le top 3, l'Internet des objets et le *demand response* (11 opérations), et le stockage (6 opérations). On peut souligner la prédominance de l'électricité dans ces opérations. L'interrogation majeure reste de savoir à quelle vitesse « *ces nouveaux business seront à même de compléter, voire de prendre la place des activités plus traditionnelles, en termes de chiffre d'affaires mais surtout de marge* », souligne l'étude. En effet, les technologies sont encore perfectibles et les modèles économiques restent le plus souvent à inventer, ou *a minima*, à éprouver. « *Nous sommes dans un moment de paris stratégiques, relève Ludovic Mons, associé au cabinet Watt's Next Conseil. Une clarification devrait bientôt s'opérer sur les segments des nouveaux business.* »

* Alpiq, Centrica, E.ON, EDF, EDP, EnBW, Eneco, Enel, Engie, Fortum, Iberdrola, Orsted, RWE, Statkraft, Vattenfall et Verbund.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

- RU : Validation européenne pour l'entreposage de déchets à Wylfa2
- États-Unis : 64 M\$ du DoE pour la R&D.....2
- Corée du Sud : La fermeture de Wolsong 1 ne fait pas l'unanimité2

ÉLECTRICITÉ

- Belgique : La Cwape retire la licence de fourniture de Belpower3
- Russie : Gazprom veut hausser le bénéfice de sa production d'électricité....3

ÉNERGIE

- Le secteur agricole producteur net d'énergie4
- Futur décret tertiaire : Perifem veille au grain4
- Une étude juge possible la rénovation en une seule étape4
- RU : Hausse du nombre de compteurs à prépaiement en 20175
- UE/Luxembourg : Engie doit rembourser 120 M€ d'impôts au Luxembourg5

GAZ

- Le capital de GRTgaz va pouvoir être accessible au privé..... 6
- RU : Nouveau gel des actifs de Gazprom obtenu par Naftogaz 6
- Russie : Le financement de Nord Stream 2 bouclé d'ici le début de 2019..... 6

ÉNERGIES RENOUVELABLES

- Éolien en mer : les six projets confirmés, 30 à 40 % d'économie.....7
- Portugal : Le gestionnaire chinois des réserves de change au capital d'EDP 8

TRANSPORT

- États-Unis : Tesla se sépare de 9 % de ses effectifs 8

MÉTAUX

- Chili : La FNE ouvre une enquête sur l'acquisition d'une part de SQM par Tianqi 9

CLIMAT

- Un pacte franco-allemand pour sauver l'ambition européenne 9

ENERPRESSE FORUM

- Edition 2018 - Les énergéticiens de demain 10 à 11

DOCUMENTS

- AFG - Évolution de la demande gazière en France à l'horizon 2030 12 à 16



L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ
ENERPRESSE

36,04 € (par MWh)



NUCLÉAIRE

ROYAUME-UNI

Validation européenne pour l'entreposage de déchets à Wylfa

Le projet nucléaire de Wylfa Newydd, au Pays de Galles, a reçu un avis positif de la part de la Commission européenne selon la procédure de l'article 37 du traité Euratom, a indiqué son développeur, Horizon Nuclear Power, détenu par le japonais Hitachi. L'article 37 prévoit une analyse des dispositions prévues par le développeur en matière d'entreposage des déchets radioactifs. Les travaux effectués sur le projet de Wylfa montrent, selon le communiqué de la Commission, que la mise en œuvre du projet « *n'est pas susceptible de résulter en une contamination radioactive significative du point de vue de la santé de l'eau, du sol ou de l'air d'un autre État membre* ». Cet avis positif est nécessaire à Horizon pour obtenir la validation de son projet par l'autorité environnementale galloise. Le projet comporte deux réacteurs ABWR, dont le design générique a été validé par le régulateur britannique en fin d'année dernière (cf. *Enerpresse* n°11972).

ÉTATS-UNIS

Encore 64 M\$ du DoE pour la R&D

Après l'octroi de 60 millions de dollars fin avril à 13 projets de recherche dans le secteur du nucléaire (cf. *Enerpresse* n°12067), le département américain de l'Énergie (DoE) a annoncé le 18 juin l'octroi de 64 M\$ (55,5 M€). Ils sont attribués à des laboratoires nationaux du DoE mais aussi à des industriels, et à 39 universités américaines dans 29 États. Au total, la somme sera répartie dans 89 projets participant à trois programmes du DoE. Ainsi, 47 M\$ iront au Nuclear Energy University Program (NEUP) pour soutenir la recherche menée par des universités dans le secteur du nucléaire et 5 M\$ additionnels sont attribués à 18 projets universitaires sur les réacteurs de recherche et l'amélioration d'infrastructure. Ensuite, 5 M\$ sont destinés au Nuclear Energy Enabling Program (NEET) à cinq projets dirigés par les laboratoires nationaux, l'industrie et les universités et dédiés à relever des défis interdisciplinaires de cette énergie et développer des instruments, des capteurs, des méthodes de fabrication, etc. pour les installations nucléaires. Enfin, près de 7 M\$ vont abonder le Nuclear Science User Facilities (NSUF) program pour soutenir un projet mené par un industriel et deux menés par des universités afin de travailler sur l'utilisation des combustibles et matériels nucléaires.

CORÉE DU SUD

La fermeture de Wolsong 1 ne fait pas l'unanimité

Suite à l'annonce de la fermeture anticipée du réacteur Wolsong 1 (cf. *Enerpresse* n°12096), le syndicat de son exploitant, Korea Hydro & Nuclear Power (KHNP) a prévenu qu'il demanderait une indemnisation au conseil d'administration pour les pertes financières subies à cause de cette fermeture anticipée, selon des informations de l'agence *Yonhap* datées du 15 juin. L'organisation a critiqué la décision de l'opérateur, argumentant que celui-ci avait investi 592,5 milliards de wons (460 millions d'euros) afin d'améliorer ses installations en termes de sécurité et obtenir ainsi un permis d'exploitation supplémentaire de 10 ans. Initialement d'une durée de 30 ans, celui-ci avait en effet pris fin en 2012 et avait donc été prolongé jusqu'en 2022, mais le réacteur était inactif depuis mai 2017 pour maintenance. Le taux d'activité de Wolsong-1 s'établissait à 53,3% en 2016 et à 40,6% en 2017, tombant sous le seuil de rentabilité de 54,4%, selon KHNP.

D'autres voix abondent aussi dans ce sens. Pour Jeong Yong-hoon, professeur au prestigieux Institut supérieur coréen des sciences et technologies, « *la poursuite de l'exploitation de*

Wolsong 1 est plus bénéfique que l'arrêt parce que KHNP a déjà fini d'améliorer ses fonctions de sécurité ». Fin avril, KHNP avait en outre indiqué dans un rapport rendu à un député du principal parti d'opposition sud-coréen prévoir une baisse de 98,5 % de son bénéfice net en 2018, précisant qu'il aurait besoin de 8,2 milliards d'euros pour payer les matériaux, la main-d'œuvre et les autres dépenses (cf. *Enerpresse n°12063*). Cette décision de KHNP est quoiqu'il en soit conforme à la politique de retrait du nucléaire du président Moon Jae-in (cf. *Enerpresse n°11847*) suite à la catastrophe nucléaire de Fukushima en 2011 et à une série de séismes de magnitude 5 qui ont frappé la région sud-est de la Corée en 2016 et 2017.

EN BREF

FRANCE GE Power a démarré la production du rotor de la turbine à vapeur Arabelle

qui doit équiper la première tranche de l'EPR de Hinkley Point, au Royaume-Uni, a-t-il annoncé mercredi 20 juin. Il s'agit, selon GE, d'une « étape-clé » dans l'exécution du projet, « permettant ainsi le lancement de la production d'autres composants de la turbine ». Sur le projet Hinkley Point, les turbines Arabelle seront « les plus grandes jamais construites, plus longues qu'un Airbus A380, et seront capables de produire 1 700 MW chacune ». Leur construction a lieu au centre d'excellence GE, à Belfort.

ÉLECTRICITÉ

BELGIQUE

La Cwape retire la licence de fourniture de Belpower

La Commission wallonne pour l'énergie (Cwape) a annoncé le 19 juin qu'elle avait retiré la licence de fourniture d'électricité de la société Belpower. Il s'agit du dernier épisode d'une série qui dure depuis quelques semaines pour le fournisseur. En effet, plusieurs gestionnaires de réseau en Wallonie (Resa, Ores, Gaselwest) et dans la région de Bruxelles (Sibelga) ont d'ores et déjà résilié le contrat d'accès au réseau (cf. *Enerpresse n°12087/12093/12096*) de cette entreprise qui rencontre d'importantes difficultés financières. La Cwape avait déjà envoyé une injonction à Belpower lui demandant de régulariser la situation mais le fournisseur ne s'y est pas conformé. « La Cwape a constaté le non-respect des conditions d'octroi et de maintien de la licence de fourniture, en particulier les capacités financières requises, précise le régulateur dans son communiqué. La Cwape a donc décidé de retirer la licence de fourniture d'électricité de la société Belpower en région wallonne avec effet au 1^{er} juillet 2018. » Belpower ne pourra plus fournir d'électricité à cette date. Le régulateur flamand VREG a pris la même décision et celui de la région bruxelloise Brugel a lancé la procédure.

RUSSIE

Gazprom veut hausser le bénéfice de sa production d'électricité

Le conseil d'administration de Gazprom a validé la stratégie de production d'électricité 2018-2027, qui vise en premier lieu à « réaliser une croissance soutenue des bénéfices tout en maintenant la fiabilité de l'approvisionnement en énergie pour les consommateurs », peut-on lire dans un communiqué du 20 juin. Entre 2007 et 2017, la croissance annuelle moyenne de la filiale électricité de Gazprom, Gazprom Energoholding, était d'environ 15 %. La stratégie pour la prochaine décennie prévoit également la construction et l'amélioration des capacités de production, ainsi que le démantèlement des installations qui ne sont plus économiquement viables. Une « attention particulière » sera accordée à l'amélioration de l'efficacité opérationnelle, au développement technologique et à l'utilisation d'équipements de substitution aux importations. Par ailleurs, Gazprom s'est engagé à « diversifier ses activités dans le secteur de l'électricité en pénétrant des marchés prometteurs en Russie et à l'étranger ». Gazprom Energoholding dispose d'une capacité installée de 38,8 GW dans la

production d'électricité et de chaleur, ce qui fait de cette structure « *l'un des dix premiers producteurs d'électricité en Europe* ». Gazprom précise que ses obligations d'investissement dans le cadre des accords de fourniture de capacité sont presque satisfaites, avec 8,6 GW de nouvelles capacités à haute performance mises en service et 3,7 GW de centrales de production inefficaces et par conséquent désactivées.

ÉNERGIE**FRANCE****Le secteur agricole producteur net d'énergie**

L'Ademe a publié jeudi 21 juin un rapport sur l'agriculture et les ENR dont elle n'avait jusqu'alors livré que quelques éléments synthétiques. Il en ressort que le secteur peut d'ores et déjà être considéré comme un producteur net d'énergie primaire. En 2015, il en consommait 4,5 millions de tonnes équivalents-pétrole pour une production évaluée à 4,6 Mtep. Surtout, ce chiffre devrait fortement augmenter : 7,7 Mtep en 2023 ; 11,2 Mtep en 2030 ; 15,8 Mtep en 2050. Et ce malgré l'érosion progressive des biocarburants de première génération.

« *L'agriculture devrait réduire significativement son poids dans la production de biomasse pour les biocarburants* », prévient l'étude. En valeur nette et surtout en valeur relative puisqu'ils représentent près de la moitié des renouvelables agricoles en 2015 et que ce taux pourrait passer à 10 % en 2050. *A contrario*, l'Ademe s'attend à une multiplication par cinq de la production éolienne (6,4 Mtep en 2050) et à un boom de la méthanisation et du solaire photovoltaïque (respectivement 4,1 Mtep injectés et 1,6 Mtep). Ces évolutions participeront à la diversification des revenus agricoles, les renouvelables rapportant déjà au secteur 2 % de son chiffre d'affaires. Pour les agriculteurs comme pour les opérateurs susceptibles de les démarcher, à noter que le rapport décrit enfin les besoins énergétiques et les opportunités de production de chaque filière agricole prise séparément. (O.D)

Futur décret tertiaire : Perifem veille au grain

Si Perifem s'est réjoui de l'annulation sur le fond du décret relatif à l'obligation de réalisation de travaux de rénovation énergétique dans le secteur tertiaire, la fédération des grandes enseignes de la distribution indique qu'elle sera attentive concernant un futur nouveau projet de décret. Perifem était avec le Conseil du commerce de France et l'Union des métiers et des industries de l'hôtellerie à l'origine de l'attaque du décret du 9 mai 2017 qui a été annulé le 18 juin (cf. *Enerpresse n°12097*). « *Nous suivons évidemment de près l'article 55 de la loi sur le logement (Elan), future base légale du nouveau décret* », a indiqué la fédération. Concernant le projet actuel – le projet de loi Elan a été adopté par l'Assemblée nationale –, Perifem fait plusieurs remarques. Si elle souligne « *de bonnes choses sur la modulation qui n'existaient pas dans le précédent décret* », elle relève également qu'une obligation de réduction de 40 % lors de la première décennie est « *trop ambitieux* ».

Une étude juge possible la rénovation en une seule étape

Xavier Lemoine, maire de Montfermeil et vice-président de la métropole du Grand Paris, a rendu lundi 18 juin les conclusions d'une étude réalisée par l'Institut Négawatt, en partenariat avec la SEM Énergies Posit'if. « *Cette étude prend le contrepied des préjugés actuels et démontre que la rénovation complète (en une seule étape) et performante (niveau BBC-Rénovation), aujourd'hui malheureusement marginale, ouvre un nouveau modèle économique qui la rend accessible aux 5,6 millions de ménages en précarité énergétique* », indiquent dans un communiqué des parties prenantes. « *Ce modèle économique revient à transformer des dépenses de chauffage en mensualités de prêt d'un montant équivalent, donc en emplois locaux, en donnant accès à un logement confortable, sain, économe et revalorisé* ».

sur le marché immobilier ». L'étude propose de déployer quatre innovations majeures, testées avec succès sur le terrain, pour généraliser ce modèle de rénovation complète et performante des maisons : créer une offre locale de rénovation complète et performante basée notamment sur des groupements d'artisans locaux ; remplacer « *des centaines d'aides actuelles* » par un unique prêt bonifié (type prêt à taux zéro) dont les mensualités sont égales ou inférieures à la facture de chauffage avant travaux ; assurer le suivi et le contrôle systématiques de la performance de chaque rénovation par un tiers de confiance qualité ; et instaurer un accompagnement rapproché des ménages par un tiers de confiance de proximité.

ROYAUME-UNI

Hausse du nombre de compteurs à prépaiement en 2017

Les fournisseurs d'énergie ont installé 84 000 compteurs à prépaiement sous mandat en 2017, selon les chiffres publiés par l'Ofgem lundi 18 juin. Ce chiffre est en hausse de 6,9 % pour le gaz et 2,4 % pour l'électricité par rapport à l'année précédente. Les fournisseurs britanniques peuvent demander à la justice d'installer un compteur de ce type chez leurs clients débiteurs. Trois d'entre eux ont un taux d'installation nettement supérieur à la moyenne, souligne le régulateur des marchés britanniques. Il s'agit de Utility Warehouse (environ cinq fois supérieur), Ovo Energy (trois fois supérieur) et British Gas (deux fois supérieur). L'Ofgem a d'ailleurs lancé une enquête sur la gestion par Utility Warehouse de ses clients débiteurs. Cependant, note le régulateur, « *les fournisseurs en font plus pour aider les consommateurs vulnérables* », dont le nombre augmente : ils sont 6 millions recensés pour l'électricité (+ 36 %) et 4,8 millions pour le gaz (+30 %). En revanche, le nombre de coupures de service a atteint un plus bas historique, passant de 210 en 2016 à 17 en 2017. Le régulateur en recensait 8 300 voici dix ans.

UNION EUROPÉENNE/LUXEMBOURG

Engie doit rembourser 120 M€ d'impôts non payés au Luxembourg

La Commission européenne contraint le Luxembourg à récupérer 120 millions d'euros d'impôts non payés par GDF Suez, devenu Engie. Le groupe a déjà annoncé son intention de contester la décision en justice. Le verdict tombé mercredi 20 juin clôture une enquête approfondie lancée en septembre 2016 (cf. *Enerpresse n°11661*). Il condamne un montage fiscal qui, d'après Bruxelles, a permis à deux sociétés du groupe d'éluider l'impôt « *sur la quasi-totalité de leurs bénéfices pendant une dizaine d'années* », ce qui constitue une aide d'État illégale dans le droit de l'Union européenne.

Dans le viseur : le traitement fiscal accordé par le Luxembourg à Engie LNG Supply et Engie Treasury Management, deux sociétés de droit luxembourgeois détenues intégralement par le groupe Engie et contrôlées en dernier ressort par Engie S.A. en France. Deux décisions fiscales anticipatives, en 2008 et 2010, ont avalisé « *deux structures de financement complexes mises en place par Engie, qui traitent une même opération de manière incohérente, à savoir à la fois comme une dette et comme une prise de participation* », explique la Commission dans un communiqué. Le montage aurait permis d'appliquer aux bénéfices d'Engie au Luxembourg un taux d'imposition effectif « *inférieur à 0,3%* ». Les quelques 120 millions d'impôts impayés devront être augmentés des intérêts. « *Il appartient aux autorités fiscales luxembourgeoises de déterminer le montant exact à récupérer, sur la base de la méthode exposée dans la décision* », écrit la Commission.

Engie a réagi par voie de communiqué, estimant avoir « *pleinement respecté la législation fiscale applicable* ». Il a d'ores et déjà indiqué son intention de saisir la justice pour contester la qualification d'aide d'État et demander l'annulation de la décision. « *La Commission n'a pas apporté la preuve d'un avantage fiscal sélectif* », affirme le groupe français contrôlé par l'État, qui dit rester « *confiant sur l'absence d'impact de cette annonce sur son résultat 2018* ». (I. S.)

EN BREF

ITALIE S&P Ratings a relevé les notes de crédit d'Edison, la branche italienne d'EDF, a-t-elle annoncé mardi 19 juin. La note est passée de BB+ à BBB-, tandis que la note de crédit à court terme est passée de B à A-3. La perspective reste stable. Ce mouvement reflète « *une solide performance opérationnelle en 2017 et la plus grande solidité financière qui en résulte* », explique l'agence de notation.

GAZ**FRANCE****Le capital de GRTgaz va pouvoir être accessible au privé**

Dans son avis rendu public sur le projet de loi relatif à la croissance et la transformation des entreprises (Pacte) le 19 juin, le Conseil d'État ne voit pas d'obstacle à ce que le capital de GRTgaz, filiale d'Engie, puisse être ouvert au privé. « *La disposition (du projet de loi) qui assouplit la règle selon laquelle le capital de GRTgaz ne peut être détenu que par Engie, l'État ou des entreprises ou organismes du secteur public en n'imposant plus qu'une détention majoritaire de ce capital par la société Engie, l'État ou des entreprises ou organismes du secteur public n'appellent pas d'observations* », indique-t-il dans cet avis. Le projet de loi Pacte a été présenté au Conseil des ministres lundi 18 juin (cf. *Enerpresse n°12097*). Il ouvre la possibilité pour l'État d'abaisser sa participation dans Engie. Le gestionnaire de réseau de transport GRTgaz est détenu à 75 % par Engie et à 25 % par la Société d'Infrastructures Gazières (consortium public composé de CNP assurances, CDC Infrastructure et la Caisse des Dépôts) et 0,35 % par les salariés de l'entreprise.

ROYAUME-UNI**Nouveau gel des actifs de Gazprom obtenu par Naftogaz**

Naftogaz a obtenu le gel des actifs de Gazprom en Angleterre et au Pays de Galles par une ordonnance du tribunal de commerce de Londres du 18 juin, « en exécution de la sentence arbitrale de Stockholm, aux termes de laquelle Gazprom doit 2,6 milliards de dollars à Naftogaz », a indiqué l'entreprise publique ukrainienne dans un communiqué du 19 juin. Outre le gel des actifs, Gazprom doit fournir à Naftogaz une liste de tous ses actifs d'une valeur supérieure à 50 000 dollars situés en Angleterre ou au Pays de Galles, et doit également maintenir dans ces deux régions des actifs équivalents à la valeur du dédommagement prévu par l'arbitrage. Cette ordonnance intervient alors que la cour d'appel de Svea en Suède a suspendu, à la demande de Gazprom (cf. *Enerpresse n°12095*), l'exécution de la sentence arbitrale en Suède, une sentence qui visait à solder le litige sur le transit du gaz russe en Ukraine entre Naftogaz et Gazprom (cf. *Enerpresse n°12025*). « *Il appartient aux tribunaux de chaque pays de déterminer, en vertu de leurs propres lois nationales, si la décision suédoise suspend l'exécution de la sentence dans leurs pays*, a déclaré dans le communiqué Andriy Kobolyev, le directeur général de Naftogaz. *Le dédommagement du transport reste valable et les intérêts continuent de s'accumuler et nous chercherons à faire appliquer la loi dans les juridictions où l'application est une option* ». Naftogaz a déjà obtenu la saisie d'actifs de Gazprom en Suisse et aux Pays-Bas (cf. *Enerpresse n°12087*).

RUSSIE**Le financement de Nord Stream 2 bouclé d'ici le début de 2019**

Nord Stream 2 AG espère boucler le financement du gazoduc Nord Stream 2 fin 2018-début 2019, a indiqué le directeur financier de l'opérateur, Paul Corcoran, à l'agence de presse russe RIA-Novosti lors d'un congrès à Moscou le 19 juin. « *Nous discutons avec les*

organismes de crédit à l'exportation, nous visons une entrée sur le marché [...] à la fin de cette année, au début de l'année prochaine ». Gazprom est le seul actionnaire du projet, estimé à 9,5 milliards d'euros, et cinq énergéticiens européens (Engie, OMV, Shell, Uniper et Wintershall) se sont engagés à financer la moitié du projet, soit 950 millions d'euros chacun. *Nord Stream 2* doit transporter 55 milliards de mètres cubes de gaz russe par an d'ici la fin 2019 vers l'Allemagne *via* la mer Baltique. (Avec AFP)

EN BREF

ÉTATS-UNIS Le département américain de l'Énergie (DoE) va investir 15 millions de dollars (13 M€) dans 27 projets de recherche sur la modélisation des écosystèmes et du climat, a-t-il indiqué dans un communiqué du 19 juin. L'objectif est de « mieux comprendre notre environnement » pour « maintenir une infrastructure énergétique solide et des approvisionnements énergétiques fiables », selon les mots de Rick Perry, le patron du DoE cité dans le communiqué.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

FRANCE

Éolien en mer : les six projets confirmés, 30 à 40 % d'économie

Le président de la République a profité de son déplacement dans les Côtes-d'Armor pour annoncer mercredi 20 juin que les renégociations des contrats des six parcs offshore attribués en 2012 et 2014 avaient abouti. Elles « ont permis de diminuer de 40 % la subvention publique et d'avoir un ajustement des tarifs de 30 % », a expliqué Emmanuel Macron, évoquant une économie de 15 milliards d'euros. Pour être précis, le gouvernement estime d'après nos informations que le soutien public évalué dans un premier temps à 38,8 mds€ (un chiffre légèrement inférieur à celui de la Cour des comptes) ne devrait finalement pas excéder 23 mds€. Le tarif moyen de 203 €/MWh serait quant à lui ramené à 142 €/MWh. Des évolutions qui se justifient notamment par la baisse des coûts et des taux d'intérêt depuis l'attribution des appels d'offres.

Aucun détail n'ayant été délivré sur les nouveaux contrats, ces chiffres sont difficiles à apprécier. Fixée dans un premier temps à vingt ans, la durée des contrats d'achat pourrait avoir été revue à la baisse. Mais un transfert des coûts de raccordement des parcs à l'opérateur de réseau n'est pas non plus à exclure. Ce qui nuancerait le chiffre de 15 mds€ d'économie avancé par Emmanuel Macron. Quoi qu'il en soit, alors qu'un article du projet de loi Essoc (État au service d'une société de confiance) prévoyait la possible abrogation des six projets en cas d'échec des renégociations (cf. *Enerpresse* n°12092), les acteurs de la filière se sont félicités de « la fin d'une période de grande incertitude » (dixit le Syndicat des énergies renouvelables) ; d'une confirmation sans laquelle « la filière française et ses nouveaux emplois locaux n'auraient très probablement pas pu voir le jour » (France énergie éolienne). « Les engagements industriels sont restés les mêmes », note au passage Matthieu Monnier, responsable du pôle offshore de l'association. Engie a par exemple confirmé que malgré ces baisses de prix, deux usines seraient bien créées au Havre.

Difficile désormais de savoir quel sera l'avenir de l'amendement Essoc dont le secrétaire d'État à la Transition écologique et solidaire Sébastien Lecornu a reconnu à l'Assemblée nationale lors des questions au gouvernement qu'il avait « permis de mener cette négociation », autrement dit forcé les opérateurs à renégocier. Réécrit ou conservé en l'état, le texte sera en tout état de cause nécessaire pour sécuriser juridiquement les avenants aux contrats et limiter le risque que ne soient enclenchées de nouvelles procédures contre les projets. Selon Sébastien Lecornu, « la fabrication des éléments de ces éoliennes vont démarrer pour au moins deux projets dès la fin de cette année. Un premier parc à Saint-Nazaire en 2021, un deuxième à Fécamp en 2022, à Courseulles-sur-Mer, Saint-Brieuc, Dieppe et le Tréport en 2023, et le parc de Yeu-Noirmoutier en 2024 ». (O. D.)

PORTUGAL**Le gestionnaire chinois des réserves de change au capital d'EDP**

Le Fonds chinois de gestion des réserves de change (State Administration of Foreign Exchange ou Safe) détient 5 % du capital d'Energias de Portugal (EDP), qui fait l'objet d'une offre publique d'achat de la part du groupe China Three Gorges (CTG), a révélé le *Financial Times* mardi 19 Juin. Cette participation, qui vient s'ajouter aux 23 % déjà en possession de CTG, porte donc la part des groupes publics chinois à 28 %. Selon des banquiers interrogés par le *FT*, cette association aurait découragé d'autres énergéticiens européens de lancer une offre concurrente sur EDP. CTG propose 3,26 euros par action EDP, soit une prime de 4,8 %, ce que le conseil d'administration du groupe portugais a jugé « *trop bas* », conseillant à ses actionnaires de ne pas céder leurs parts (cf. *Enerpresse n°12091*). La présence de Safe souligne le soutien de l'État chinois à la prise de contrôle d'EDP par CTG et l'importance stratégique de cette acquisition à 9 milliards d'euros pour le développement des activités du groupe en Europe.

EN BREF

DANEMARK Orsted, ex-Dong Energy, a inauguré lundi 18 juin son usine de méthanisation de Kalundborg, à une centaine de kilomètres à l'ouest de Copenhague, a-t-il indiqué. Cette usine transformera en biométhane les 300 000 tonnes de biomasse produites par les usines voisines de Novo Nordisk et Novozymes, deux entreprises produisant de l'insuline et des enzymes. Sa capacité est de 8 millions de mètres cubes de biométhane par an, indique Orsted. Le reliquat servira de fertilisant pour les champs alentours.

ROYAUME-UNI Vattenfall et le centre de recherche sur l'éolien offshore Ore Catapult vont collaborer pour tester des technologies innovantes dans des conditions réelles au Centre européen de déploiement de l'éolien offshore (EOWDC) de Vattenfall, ont-ils annoncé mardi 19 Juin. Ce centre, situé au large d'Aberdeen, en Écosse, devrait être complètement opérationnel dans le courant de l'été.

NOMINATION

GWEC Ben Backwell a été nommé président du Global Wind Energy Council (GWEC), le Conseil mondial de l'énergie éolienne. Il remplace Steve Sawyer.

TRANSPORT**ÉTATS-UNIS****Tesla se sépare de 9 % de ses effectifs**

Le p-dg de Tesla Elon Musk a publié dans un tweet son email envoyé en interne détaillant son plan de restructuration annoncé en mai dont le licenciement de 9 % de sa masse salariale globale, précisant que le courriel avait déjà fuité dans la presse. E. Musk a indiqué que presque tous les emplois concernés ne sont pas ceux liés à la production de la Model 3, ne remettant ainsi pas en cause des objectifs déjà mis à mal suite à des retards (cf. *Enerpresse n°12047*). « *Étant donné que Tesla n'a jamais réalisé de bénéfices annuels depuis près de 15 ans d'existence, le profit n'est évidemment pas ce qui nous motive* », écrit M. Musk. « *Ce qui nous motive est notre mission d'accélérer la transition mondiale vers une énergie durable et propre, mais nous n'achèverons jamais cette mission à moins que finalement nous démontrions que nous pouvons être durablement rentable* », a-t-il poursuivi. E. Musk explique au début de son mail que Tesla ayant évolué rapidement, certains postes étaient « *difficiles à justifier aujourd'hui* ». Au 31 décembre 2017, l'entreprise indiquait sur son site dédié aux investisseurs un total de 37 543 salariés à temps plein. Les 9 % représenteraient sur cette base environ 3 400 salariés.

L'entreprise a essuyé plusieurs revers ces derniers mois comme l'annonce des pertes record du groupe enregistrées en 2017 (cf. *Enerpresse n°12018*), un deuxième accident mortel mettant en cause son logiciel de conduite autonome Autopilot, ou encore une plainte du syndicat américain des travailleurs de l'industrie automobile UAW fin mai pour intimidation et harcèlement d'employés syndiqués, entre autres accusations.

MÉTAUX**CHILI****La FNE ouvre une enquête sur l'acquisition d'une part de SQM par Tianqi**

L'autorité de la concurrence chilienne **Fiscalía Nacional Económica (FNE)** a ouvert une enquête vendredi 15 juin sur le projet d'acquisition de 24 % d'un des plus gros producteurs de lithium du monde, la **Sociedad Química y Minera (SQM)**, via le rachat des parts du canadien **Nutrien** par le chinois **Tianqi Lithium**. L'autorité souhaite en effet identifier les conséquences que peut avoir cette transaction sur le marché mondial. L'accord de transaction avait été conclu entre Nutrien et Tianqi mi-mai, pour un montant de plus de 4 milliards de dollars (3,5 mds€). Cette enquête fait suite aux deux plaintes reçues par la FNE au sujet de cette opération : une première le 9 mars, déposée par Corfo, l'agence gouvernementale chilienne en charge du développement économique, et la seconde par un sénateur de l'opposition, Alejandro Guillier, le 28 mai. Les plaignants craignent que cette transaction fausse le marché mondial du lithium en donnant un avantage certain à la Chine, premier producteur de batteries mondial, sur les ressources de ce métal clé de la technologie lithium-ion, la plus utilisée actuellement. La durée des enquêtes menées n'est soumise à aucun délai, car elles dépendront entre autres de la complexité de l'affaire et de la collaboration des acteurs impliqués, explique la FNE dans son communiqué.

CLIMAT**FRANCE/ALLEMAGNE****Un pacte franco-allemand pour sauver l'ambition européenne**

Le Réseau action climat (RAC) appelle la France et l'Allemagne à conclure un « *deal équilibré* » sur la transition énergétique, qui comprendra la sortie du charbon pour l'Allemagne, en accord avec son Plan climat pour 2050, la fermeture de réacteurs nucléaires pour la France, en conformité avec la loi de transition énergétique, l'instauration d'un prix du CO₂ tous secteurs confondus, et la mise en œuvre et le financement de mesures de transition socialement juste. Dans un communiqué du 19 juin paru à l'occasion du sommet franco-allemand, le RAC appelle également le couple moteur de l'Europe à soutenir les pays les plus vulnérables en recapitalisant le Fonds vert pour le climat et en mettant sur pied une taxe européenne « ambitieuse » sur les transactions financières. « *Le prix plancher régional du carbone proposé par la France est un premier pas dans la bonne direction, a déclaré Christiane Averbeck, directrice exécutive de Klima-Allianz Deutschland citée dans le communiqué. Mais pour être un succès, nous avons besoin d'un deal franco-allemand gagnant-gagnant sur la transition énergétique qui permette le déploiement des énergies renouvelables et la sortie du charbon et du nucléaire. Ce dernier permettra de soutenir l'atteinte des objectifs climatiques et énergétiques de la France et de l'Allemagne pour 2020 et 2030 et de tendre vers 100 % de renouvelables en 2050* ». « *Angela Merkel et Emmanuel Macron ont le devoir de tenir les promesses de l'Accord de Paris et d'engager l'ensemble de l'Union sur la voie d'un objectif de zéro émission nette au plus tard en 2050, a ajouté Morgane Créach, directrice du RAC France. Ces nécessaires transformations doivent être soutenues par le Budget multiannuel européen (1 200 milliards d'euros sur 7 ans) et le plan d'action pour la finance durable. Il s'agit de la première des priorités économiques européennes* ».

ÉDITION 2018

Les énergéticiens de demain

Jeudi 21 et vendredi 22 juin, *Enerpresse* et le *BIP* ont organisé leur forum annuel à Deauville. La table ronde d'ouverture a permis de faire le bilan de la première année de la présidence d'Emmanuel Macron et de lister les attentes des acteurs concernant les textes à venir, Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et Stratégie nationale bas carbone (SNBC). Le Contrat de transition écologique (CTE) d'Arras a été présenté par Marc Desramaut. Suite des débats dans notre prochaine édition.

[TABLE RONDE OUVERTURE] – LES ENTREPRISES FACE AU CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

- Pierre ASTRUC, secrétaire général de GRTgaz
- Marc BOUDIER, président de l'AFIEG
- Dominique MOCKLY, président et directeur général de TERÉGA

Bien mais peut mieux faire

Un an après la mise en place du nouveau gouvernement, les intervenants ont salué de sa part « *une vraie volonté de faire bouger les lignes* », selon les mots de Dominique Mockly. « *Fin 2017, pour la première fois, un président de la République a parlé du biométhane dans un discours*, a-t-il souligné. *Pour nous, c'est un événement* ». « *Une rupture* », a renchéri Pierre Astruc qui a salué la mise en place d'une taxe carbone sur toute la durée de la mandature, mais qui espère que les recettes qui en découleront « *ne servent pas qu'à arranger le budget de l'État* ». « *On continue à essayer d'améliorer des points particuliers mais la vision globale n'est pas encore là* », a estimé Dominique Mockly.

De son côté, Marc Boudier a décerné au gouvernement un *satisfecit* sur le règlement rapide de la réforme du stockage de gaz, mais il a dit aussi sa déception concernant la question des concessions hydroélectriques : « *Bruxelles ne doit pas être un prétexte à ne rien faire alors qu'ils nous poussent à bouger* ».

Les attentes vis-à-vis de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) dont la première version doit être publiée en juillet sont communes : « *dans le monde français de l'énergie, on parle surtout d'électricité*, a regretté Dominique Mockly. *Or, notre électricité est largement décarbonée ; notre vrai problème, c'est la mobilité* ». « *Pour nous, c'est problématique d'avoir fondé tous les scénarios d'évolution sur le nucléaire et les énergies renouvelables*, a ajouté Marc Boudier, *les deux ne sont pas faits pour être complémentaires à ce point et c'est un non-sens économique* ». « *La première version de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) repose sur une approche par filière : nucléaire, renouvelables, biomasse, biométhane...*, a expliqué Pierre Astruc. *Or on parle d'un plan à 2050 ! Il faut penser hydrogène, power-to-gas et couplages entre les énergies* ».

Le secrétaire général de GRTgaz a en outre insisté sur l'articulation entre les politiques nationale, régionale et européenne. « *Certains élus ont de grandes ambitions pour leur schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET), et je me demande si la somme des programmes des régions ne va pas être différent de la vision un peu technocratique au niveau national* », a-t-il souri. Pour Dominique Mockly, « *on est dans des carcans inadaptés à la flexibilité qu'on doit au marché sur des sujets qui bougent vite* ». Ainsi, le président de Teréga s'étonne de devoir faire valider tous ses projets de R&D, « *un par un* », par le régulateur.

[KEYNOTE] - DÉCRYPTER UN « CONTRAT DE TRANSITION ÉCOLOGIQUE »

- Marc DESRAMAUT, vice-président de la COMMUNAUTÉ URBAINE D'ARRAS en charge de la transition énergétique et de la Troisième Révolution Industrielle,

La 3^e révolution industrielle en Hauts-de-France

Après avoir mobilisé pendant deux ans, 400 acteurs publics et privés sur les questions de transition énergétique, la Communauté urbaine d'Arras (CUA) a été désignée territoire pilote en 2017 pour élaborer avec l'État et la région des Hauts-de-France l'un des tout premier Contrat de transition écologique (CTE). La signature de ce CTE couvrant la période 2018-2022 devrait intervenir dans les prochaines semaines, en juillet.

« Nous ne partions pas de rien. Les sociétés du tertiaire s'étaient engagées sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre, les familles sur l'usage du vélo... C'est sur cette expérience que le Grand Arras a été choisi pour élaborer un CTE avec pour objectif de produire un panel complet d'énergies renouvelables. Une communauté de communes, c'est la bonne taille pour être le chef d'orchestre, pour impulser une dynamique régionale et rendre le territoire attractif », a souligné Marc Desramaut, vice-président de la CUA. Un chef d'orchestre qui a travaillé *« à lever les blocages institutionnels, à réconcilier les intérêts de certaines directions administratives et services de l'État ».*

Ce travail collectif a permis de définir 5 axes thématiques et 23 fiches d'orientations autour des énergies renouvelables et récupérables, de la mobilité, de la valorisation des ressources du territoire, de la performance énergétique du patrimoine public et privé, du cadre de vie. Des axes déclinés en une liste d'actions.

De ce contrat de transition écologique, la CUA attend à terme une réduction des consommations d'énergie de 42,34 GWh/an, une production d'énergie renouvelable de 46,77 GWh/an, la diminution des émissions de gaz à effet de serre de 29 144 t_{eq}CO₂/an et la création de 131 emplois dans le secteur. *« On ne veut pas rater cela, car le taux de chômage de notre communauté de communes est très important, nous avons les plus mauvais indicateurs de la région en matière de santé, de qualité de vie et d'environnement »,* indique Marc Desramaut.

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE GAZIÈRE EN FRANCE À L'HORIZON 2030

Source : Association française du gaz

Pour la deuxième fois, l'Association française du gaz (AFG) produit un scénario de demande gazière à l'horizon 2030 pour la France métropolitaine. Il illustre le potentiel de l'industrie gazière dans son ensemble (gaz de réseau, GNL, GPL) en cohérence avec les grandes orientations de la Loi sur la Transition énergétique pour la croissance verte et avec les annonces structurantes faites dans le cadre des débats sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie (2023-2028) et notamment en matière de production d'électricité. Nous le reprenons ci-après.

Pour la deuxième fois, l'Association Française du Gaz (AFG) produit un scénario de demande gazière à l'horizon 2030 pour la France métropolitaine.

Ce scénario illustre le potentiel de l'industrie gazière dans son ensemble (gaz de réseau, GNL, GPL) en cohérence avec les grandes orientations de la Loi sur la Transition énergétique pour la croissance verte et avec les annonces structurantes faites dans le cadre des débats sur la Programmation pluriannuelle de l'énergie (2023-2028) et notamment en matière de production d'électricité.

Les perspectives d'évolution de la demande gazière en 2030 inscrites dans le scénario AFG font ressortir :

- un recul global des consommations au travers de mesures d'efficacité énergétique dans les secteurs traditionnels que sont l'habitat, le tertiaire et l'industrie,
- une progression du gaz sur certains segments en substitution d'énergies plus carbonées principalement dans les transports et l'habitat,
- une part en croissance de gaz renouvelables allant jusqu'à 50 TWh dans le mix gazier produits essentiellement à partir de déchets agricoles (environ 10 % du gaz consommé conformément à la Loi TECV).

Ces orientations inscrivent l'industrie du gaz dans une perspective de réduction d'émissions de CO₂ de l'ordre de 35 % en 2030 par rapport à 2017 pour une consommation totale de gaz (gaz naturel, biométhane, GNL, GPL) estimée à 476 TWh selon le scénario de référence.

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE GAZIÈRE EN FRANCE À L'HORIZON 2030

Cette trajectoire associe l'industrie du gaz au développement de trois filières industrielles d'excellence françaises :

- la filière biométhane et gaz renouvelables pour nos territoires,
- la filière du gaz naturel liquéfié pour les navires et les bateaux,
- la filière du gaz naturel véhicule pour les véhicules de transport de marchandises et de voyageurs.

Enfin cette trajectoire réduit les importations de gaz naturel de l'ordre de 18 % entre 2017 et 2030.

Les prévisions de la demande gazière en 2030 sont détaillées par usages et résumées dans le tableau suivant :

Consommation en TWh	2017	Échéance 2030		
		Scénario 1 REFERENCE	Scénario 2	Scénario 3
Résidentiel	153	116	124	132
Tertiaire	89	70	77	81
Industrie	169	142	157	171
Sous-total, résid. tert., indus.	411	328	358	384
GNV (GNC et GNL)	1	35	40	66
Cogénérations	27	27	15	27
Gaz centrales	55	40	40	40
GNL marin et fluvial	0	10	10	10
GNL porté	1	10	10	10
GPL	24	26	28	28
Total	519	476	501	565

Trois scénarios sont envisagés pour les évolutions de la demande pour les usages traditionnels : résidentiel tertiaire et industrie

Pour ces usages, le scénario AFG repose sur les perspectives dressées par les opérateurs de réseaux (GRDF, GRTgaz, Teréga, SPEGNN) en 2017 dans le cadre de leur Bilan prévisionnel commun.

Les perspectives sont réunies dans trois scénarios construits autour de déterminants contrastés pour la croissance économique, la démographie, la rénovation du bâti, l'efficacité énergétique et la substitution des énergies (*voir graphique ci-dessous*).

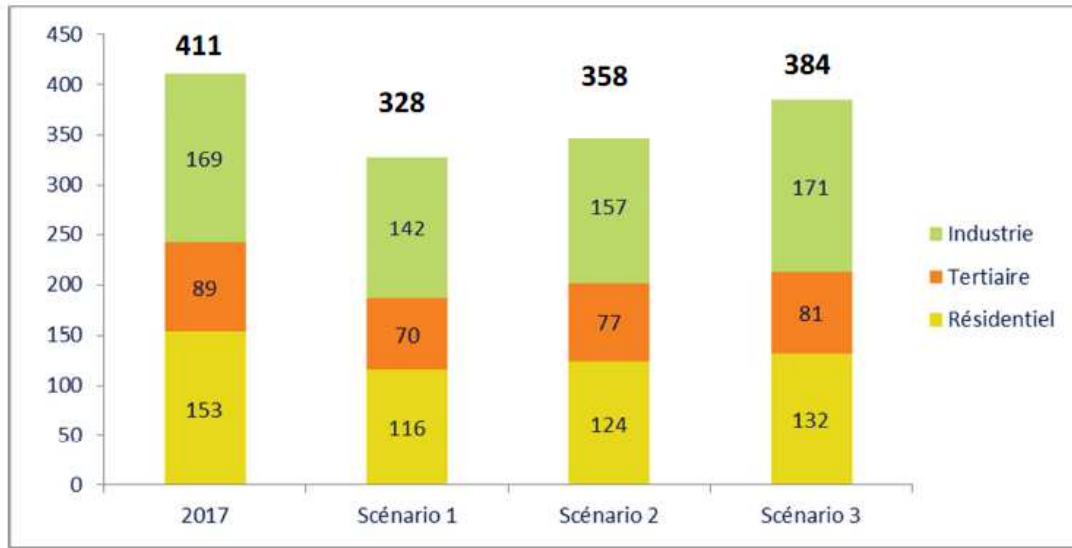
Principaux inducteurs des scénarios	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Démographie	Evolution modérée du nombre de ménages		
Croissance économique	Plus faible	Modérée	Plus importante
Efficacité énergétique	Plus faible	Elevées	Plus importante
Rénovation du bâti	Moins importantes	Elevée	Plus importantes
Développement des renouvelables	Moins important	Elevé	Important
Substitution entre énergies	Faibles	Modérées	Elevées

Source : Bilan prévisionnel GRTgaz, Teréga, GRDF, Spegnn 2017

Ce qui se traduit par une baisse de 20 % des consommations dans les secteurs industrie, résidentiel et tertiaire dans le scénario de référence de l'AFG (scénario 1 *voir graphique ci-dessous*).

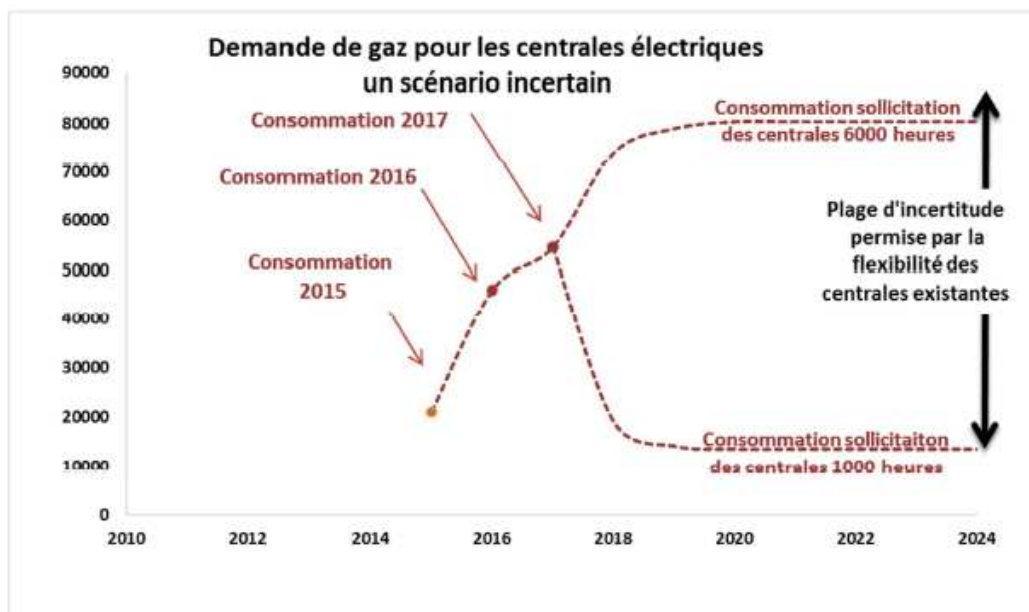
ÉVOLUTION DE LA DEMANDE GAZIÈRE EN FRANCE À L'HORIZON 2030

Consommation 2030 en TWh pour chacun des trois scénarios :



Les consommations de gaz pour la production d'électricité dépendent du besoin du système électrique pour la gestion de la pointe et la gestion des intermittences.

Entre 2014 et 2017, les consommations de gaz des CCGT installées sur le territoire français ont varié de 10 à 55 TWh, selon la rigueur de l'hiver, la disponibilité du parc nucléaire et du parc hydraulique, et les besoins associés à l'intermittence des autres moyens de production d'électricité, démontrant ainsi la très grande flexibilité qu'elles apportent au système électrique (*cf. graphique ci-dessous*).



Pour les cogénérations, malgré un mode de fonctionnement similaire à celui des CCGT, la variabilité de la consommation de gaz est moindre du fait d'un contexte réglementaire peu favorable. Compte tenu de ces orientations, les hypothèses de consommations retenues dans le scénario de l'AFG sont des consommations de 40 TWh pour les CCGT sur la période de 2018 - 2025 et d'une fourchette entre 15 et 27 TWh pour les cogénérations entre 2017 et 2030.

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE GAZIÈRE EN FRANCE À L'HORIZON 2030

La mobilité au gaz (GNV, GNL) s'inscrit dès maintenant au cœur de la transition énergétique en répondant :

- au climat et aux questions de santé publique (en réduisant les émissions de CO₂ de 20 % par rapport diesel, et en émettant que très peu de NOx, de SOx et de particules),
- à la mise en place d'une filière industrielle en développement,
- à la transformation du transport routier qui doit décarboner son mix notamment pour circuler dans les centres villes,
- au développement des territoires et du monde agricole (bioGNV).

Le développement de la mobilité au gaz est également un relai de croissance pour la demande de gaz. Cette mobilité sera alimentée par du gaz naturel comprimé (GNC) principalement distribué par le biais des réseaux (et de stations raccordées au réseau) et par du gaz naturel liquéfié (GNL) distribué depuis les quatre terminaux méthaniers situés sur les façades maritimes de la France. Ce gaz naturel véhicule GNV (GNC ou GNL) aura un bilan carbone fortement amélioré (- 80 % d'émissions de CO₂) avec le développement du biométhane carburant (BioGNV). La PPE 2016 avait ainsi fixé un objectif de 20 % BioGNV consommé en 2023. Le GNL se développera principalement pour le transport routier longue distance car il offre des avantages en termes d'autonomie (au-delà de 1 000 km).

Dans ce contexte, l'AFG a retenu 3 scénarios de demande de gaz pour la mobilité terrestre :

- Un scénario bas à 35 TWh,
- Un scénario médian à 43 TWh,
- Un scénario haut nécessitant une rupture forte à 66 TWh.

Cette dynamique est et sera favorisée par la mise en place d'infrastructures. L'AFGNV¹ indique que 154 points d'avitaillement seront disponibles sur les territoires français fin 2018. Elle estime à 2 000 le nombre de stations implantées sur le territoire français en 2030. La répartition entre camions GNC et GNL restera identique, c'est-à-dire 80 % de véhicules GNC et 20 % de véhicule GNL.

Le GNL carburant marin et fluvial

Les projections pour 2030 envisagent que le déploiement du GNL pour les navires et les bateaux entre dans une phase d'amorçage en se concentrant sur les types de navires les plus susceptibles d'utiliser du GNL (croisières, ferry, roro, container) et en examinant leurs trafics dans les principaux ports français métropolitains, ainsi que les projets stratégiques de ces ports.

Ces projections donnent une fourchette de soutes GNL en France, qui va de 0,3 à 1 Mt/an soit une prévision comprise entre 4,5 TWh/an et 15 TWh/an. Pour fixer les ordres de grandeur, la ligne de conteneurs Asie - Europe du Nord de CMA CGM (avec 9 navires) représente un volume de 0,3 Mt/an soit 4,5 TWh/an.

Ainsi, le scénario de demande gazière AFG de 2018 retient une valeur centrale de 10 TWh en 2030.

Les premiers grands utilisateurs seront les paquebots de croisière, compte tenu des qualités environnementales du GNL, ce qui est d'ailleurs confirmé par les commandes de 16 navires déjà officiellement annoncées. Puis ensuite, ce sont les grands porte-conteneurs « *deep sea* », les transports de voitures et les tankers qui prendront le relais. Les navires de service et de short-sea qui constituent l'essentiel de la flotte actuelle poursuivront également leur progression.

¹ Association française du gaz naturel véhicules

ÉVOLUTION DE LA DEMANDE GAZIÈRE EN FRANCE À L'HORIZON 2030

Le GNL porté pour le secteur industriel

Le GNL porté se développe pour des sites situés loin du réseau et non raccordés qui utilisent des combustibles plus carbonés ou moins compétitifs.

Le GNL se présente comme une solution pour accompagner les acteurs des territoires ruraux dans la réussite de leur transition énergétique.

Les statistiques du ministère de la Transition écologique et solidaire indiquent que le volume de GNL porté s'élevait à 0,8 TWh en 2016.

De nombreux travaux ont eu lieu lors des ateliers de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, qui ont permis d'évaluer ce marché à 10 TWh à l'horizon 2030.

Le butane et le propane

Le gaz butane est principalement distribué en bouteilles alors que le propane l'est plutôt en vrac.

La consommation de GPL se situe à environ 10 % des consommations de gaz naturel sur le marché résidentiel-tertiaire (242 TWh). Si le marché géographique du gaz en citerne se situe principalement sur 27 000 communes qui ne sont pas raccordées en gaz naturel, le marché du gaz en bouteilles est présent sur tout le territoire.

Au total, la consommation de carburant butane et propane serait en 2030 :

- en légère augmentation dans le secteur résidentiel (de 15,7 TWh) et tertiaire (3,4 TWh),
- en très légère baisse dans l'industrie (0,6 % sur la période) à 7,2 TWh,
- en hausse modérée dans les transports (GPL carburant) avec consommation pouvant augmenter jusqu'à 1,6 TWh.

La consommation de butane et propane se situera donc entre 26 et 27,9 TWh à l'horizon 2030.

Estimation simplifiée du bilan carbone pour l'industrie gazière

Les estimations du bilan carbone du scénario AFG ont été faites sur la base des consommations du scénario de référence (scénario 1) et selon les données de la base carbone de l'Ademe.

Ainsi, les émissions de CO₂ de l'industrie gazière pourraient être réduites de 34 à 47 Mt en 2030 par rapport à 2017 (soit 113 Mt) :

- 18 Mt en raison de la diminution des consommations résidentielles, tertiaires et industrielles de 20 %, passant ainsi de 411 TWh en 2017 et 328 TWh en 2030,
- 10 Mt liées au développement de nouveaux usages pour le gaz comme la mobilité et la production d'électricité en substitution à d'autres énergies plus carbonées,
- 6 à 19 Mt selon la quantité de gaz renouvelables produite en 2030 pouvant aller de 30 à 90 TWh.

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.
