

Pétrole : un accord en suspens

A l'issue d'une réunion marathon jeudi 9 avril réalisée en visioconférence, les pays producteurs de pétrole réunis au sein de l'OPEP ont fait état d'un accord obtenu avec leurs alliés dans le cadre de l'alliance OPEP+. Mais si l'accord existe sur le papier, son entrée en vigueur bute sur un écueil, l'aval du Mexique, pays non-membre de l'OPEP mais allié, comme la Russie, dans le cadre d'un accord de coopération signé en décembre 2016. Dans un communiqué publié dans la soirée de jeudi, l'OPEP souligne que « l'accord est subordonné au consentement du Mexique ». La réunion a accueilli plusieurs pays observateurs, comme la Norvège, l'Argentine, etc. L'OPEP a dévoilé des éléments de cet accord qui reste en suspens et dont l'objectif est de rééquilibrer le marché pétrolier. Il concerne 10 membres de l'OPEP et ses 10 pays alliés.

Avec cet accord, l'organisation entend montrer qu'elle a pris la mesure de la situation. Celui-ci porte sur une baisse de la production globale de pétrole brut des producteurs de l'OPEP+ de 10 millions de barils par jour, à compter du 1^{er} mai, pour une période initiale de deux mois qui se termine le 30 juin. Pour la période suivante de six mois, du 1^{er} juillet 2020 au 31 décembre 2020, l'ajustement total convenu sera de 8 Mb/j. Elle sera suivie d'un ajustement de 6 Mb/j pour une période de 16 mois, du 1^{er} janvier 2021 au 30 avril 2022. L'OPEP précise que la base de calcul pour les ajustements est la production pétrolière d'octobre 2018, à l'exception de l'Arabie saoudite et de la Russie, pour lesquels la référence sera 11 Mb/j. La réduction de production est de 23 % pour les 20 pays de l'OPEP+, ce qui fait pour l'Arabie saoudite et la Russie une baisse de volume de 2,5 Mb/j chacun en mai et juin. L'accord est valable jusqu'au 30 avril 2022, avec un rendez-vous en décembre 2021 pour évaluer la nécessité ou non de son extension. Mais avant cela, l'OPEP prévoit une réunion le 10 juin, toujours en visioconférence, « pour déterminer d'autres actions, si nécessaire, pour équilibrer le marché ». Elle a également appelé tous les grands producteurs à contribuer aux efforts visant à stabiliser le marché.

La réduction de production de 10 Mb/j est sans précédent dans l'histoire, elle représente 10 % de la consommation journalière. Début mars, l'Arabie saoudite et la Russie s'étaient fâchés sur de nouveaux quotas de production, enclenchant une guerre des prix qui ont littéralement plongé depuis (cf. *Enerpresse* n°12530). Les conséquences sur le marché pétrolier des mesures prises au niveau mondial pour lutter contre la propagation du virus covid-19 les ont contraints à reprendre leur coopération. Reste à savoir si l'accord une fois finalisé sera suffisant pour rééquilibrer le marché. La réunion des ministres de l'Énergie du G20 qui était prévue vendredi 10 avril s'avère dans ce contexte tout aussi cruciale.

SOMMAIRE

NUCLÉAIRE

Le HCTISN publie son rapport sur la gestion des déchets TFA..... 2

ÉLECTRICITÉ

Arenh : la CRE précise les modalités pour le report de facture..... 2

Le britannique Bulb à l'assaut du marché résidentiel..... 2

Suisse : Les coûts du réseau de transport seront stables en 2021..... 3

ÉNERGIE

Régions de France structure un plan de relance..... 3

UE : Appel de 10 États à se focaliser sur le Green Deal pour la relance..... 3

GAZ

Enquête sur le fonctionnement de 61 méthaneiseurs bretons..... 4

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Sun'Agri renforce son partenariat avec ITK..... 5

Allemagne : Éolien terrestre : accélération au premier trimestre..... 5

TRANSPORT

Malgré la crise, + 10 % de VE immatriculés en mars..... 5

Covid-19 : le marché automobile plonge en mars, emplois avec..... 6

CLIMAT

La Convention citoyenne présente 50 mesures à l'exécutif..... 6

DOCUMENTS

Dominique Finon - L'étranglement de l'option nucléaire française par l'Europe..... 7 à 12

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ ENERPRESSE

16,53 € (par MWh)



NUCLÉAIRE

FRANCE

Le HCTISN publie son rapport sur la gestion des déchets TFA

Le Haut comité pour la transparence et l'information sur la sécurité nucléaire (HCTISN) a adopté et publié mardi 7 avril son rapport final sur les perspectives d'évolutions de la filière de gestion des déchets très faiblement radioactifs (TFA). Ce rapport fait suite à une saisie de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques (OPECST) qui l'invitait à réfléchir sur ce sujet, au vu de « *la montée en puissance, ces dernières années, des démantèlements d'installations nucléaires qui génèrent de très grandes quantités de [ces] déchets* », qui pose avec une acuité nouvelle la question de la gestion optimale des déchets TFA. Dans son avis, le HCTISN ne retient pas l'option qui consisterait à mettre en œuvre « *des seuils de libération d'application inconditionnelle et générale* » à tout type de déchets TFA. Toutefois, il relève que la plupart de ses membres pensent nécessaire une évolution du mode actuel de gestion de ces déchets et par conséquent de la réglementation française qui encadre leur gestion. Une décision du ministère de la Transition écologique et solidaire (MTES) et de l'ASN du 21 février 2020 acte une évolution ciblée « *afin d'introduire une nouvelle possibilité de dérogations ciblées permettant, après fusion et décontamination, une valorisation au cas par cas de déchets radioactifs métalliques de très faible activité* ». Le présent rapport complète le rapport intermédiaire publié le 6 novembre 2018.

ÉLECTRICITÉ

FRANCE

Arenh : la CRE précise les modalités pour le report de facture

La CRE a précisé dans une délibération publiée jeudi 9 avril les critères permettant aux fournisseurs de bénéficier de certains aménagements de leurs paiements d'Arenh. Cette décision fait suite à celle publiée par le régulateur le 26 mars (*cf. Enerpresse n°12543*). La Commission de régulation de l'énergie (CRE) considère ainsi « *comme de petite taille et en situation de fragilité tout fournisseur d'électricité s'étant vu notifier à l'issue du guichet Arenh de novembre 2019 un volume d'Arenh strictement inférieur à 125 MW et produisant une attestation sur l'honneur que la crise sanitaire actuelle menace la pérennité de son activité* ». Cette mesure vise à répondre aux difficultés de fournisseurs particulièrement vulnérables à la forte baisse de la consommation d'électricité durant l'actuelle crise sanitaire du covid-19. Les fournisseurs doivent eux-mêmes reporter les factures de leurs clients vulnérables selon des modalités fixées par ordonnance. Dans sa nouvelle délibération, la CRE souligne que ses nouvelles décisions « *ne préjugent pas de tout aménagement que les parties au contrat Arenh peuvent, dans le cadre de l'article 19 de l'accord-cadre Arenh, apporter à leurs relations contractuelles pour tenir compte de la situation si telle est leur volonté commune* ». Suite à la délibération du 26 mars, les associations de fournisseurs alternatifs, Anode et AFIEG, ont déposé au Conseil d'État un recours en référé sur la délibération de la CRE concernant les modalités de déclenchement de la force majeure du dispositif Arenh (*cf. Enerpresse n°12550*).

Le britannique Bulb à l'assaut du marché résidentiel

Le fournisseur d'accès indépendant britannique Bulb a lancé jeudi 9 avril une offre électricité à destination des clients résidentiels en France. Il propose un seul tarif 100 % renouvelable, à prix variable et affirme permettre jusqu'à 157 euros d'économie par an sur une facture par rapport au tarif réglementé de vente (TRV). « *Entre 20 % et un tiers de notre énergie est issue de contrats directs avec le producteur tandis que le reste provient du marché de gros* » et passe par le dispositif des certificats de garantie d'origine (CGO), a indiqué le

directeur France de Bulb, Olivier Xu, à *Enerpresse*. « *Les garanties d'origine ne sont pas un gros mot à partir du moment où elles sont bien utilisées* », estime-t-il. Le nouveau fournisseur s'engage donc à n'acheter que des CGO français et à le faire « *tous les mois, pour être au plus proche de la consommation de nos membres* ». Bulb vient par ailleurs de signer un contrat d'achat d'électricité (PPA) avec un producteur éolien français. Le fournisseur a choisi de ne s'adresser qu'aux consommateurs équipés du compteur Linky, soit 25 millions de ménages aujourd'hui, afin de faciliter le changement de fournisseur et de faire correspondre les paiements à la consommation réelle du client « *pour éviter les factures de régularisation* », explique Olivier Xu, qui souligne en outre que « *le suivi de sa consommation par le client suffit à réduire celle-ci de 10 %* ». Une offre gaz devrait suivre d'ici l'été. Détenteur de 5 % des parts du marché résidentiel de l'électricité et du gaz au Royaume-Uni après quatre ans d'existence, Bulb revendique 1,6 million de clients outre-Manche.

SUISSE

Les coûts du réseau de transport seront stables en 2021

Swissgrid a annoncé mercredi 8 avril une stabilité pour 2021 des coûts du réseau de transport supportés par les consommateurs d'électricité. « *Les coûts restent inchangés malgré la hausse de certains tarifs* », a souligné le gestionnaire de réseau de transport suisse, en précisant que le montant de ces coûts correspond « *à environ 5 % des coûts d'électricité annuels* ». La stabilité des coûts est le fruit de plusieurs évolutions de ses composantes. En 2021, les tarifs d'utilisation du réseau et de la fourniture d'énergie réactive augmenteront tandis que le tarif des services-système généraux restera identique et que le tarif de la compensation des pertes actives baissera. Swissgrid a pris l'exemple d'un ménage dont la consommation annuelle s'élève à 4 500 kWh qui paiera en moyenne 44 francs suisses (42 €) pour ses prestations en 2021.

ÉNERGIE**FRANCE**

Régions de France structure un plan de relance

Les régions proposent « un new deal industriel et environnemental » pour relancer l'économie après l'impact de l'épidémie de virus covid-19. L'Association Régions de France a dévoilé lundi 6 avril des premières pistes de discussion sur ce plan de relance qui reste « *à co-construire avec l'État* ». La première phase du plan de relance doit s'appuyer sur des projets concrets et matures, faisant l'objet d'une contractualisation rapide entre l'État et les régions, souligne-t-elle. Et de citer les projets ralentis ou à l'arrêt faute de moyens, les investissements dans la santé et la recherche médicale, l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments, la relance de l'activité touristique, associative et de l'économie sociale et solidaire, etc. Autre structure du plan, « *la crise actuelle pose la question de la résilience et de la sécurité de notre système productif, tout comme sa compatibilité avec un mode de développement plus durable* », relève Régions de France. Aussi l'association propose que la nouvelle politique industrielle fasse l'objet d'une planification et d'une contractualisation entre l'État et les régions, dans le cadre de la prochaine génération des Contrats de plan État-Régions (CPER).

UNION EUROPÉENNE

Appel de 10 États à se focaliser sur le Green Deal pour la relance
Dix pays appellent la Commission européenne à faire du Green Deal le fer de lance de la reprise économique. L'appel, rendu public le 9 avril, porte la signature de l'Autriche, du Danemark, de la Finlande, de l'Italie, de la Lettonie, du Luxembourg, des Pays-Bas, du Portugal, de l'Espagne et de la

Suède. Pas de la France donc, alors que Paris était mentionné dans la liste initiale des signataires. « *Incompréhensible* », juge le Réseau Action Climat. « *Nous ne devons pas perdre de vue les crises climatique et écologique* », disent les signataires, qui appellent à accroître les investissements dans les domaines de la mobilité durable, des énergies renouvelables, de la rénovation des bâtiments et de l'économie circulaire. « *Nous devons résister aux tentations des solutions à court terme en réponse à la crise actuelle qui risquent d'enfermer l'UE dans une économie dépendante des combustibles fossiles pour les décennies à venir* », insiste l'appel. « *Nous devons rester résolu à augmenter les objectifs 2030 [de réduction des émissions de CO₂ de l'UE] avant la fin de l'année.* »

Les signataires appellent également à renforcer le marché européen du carbone (ETS). Cet appel intervient alors que d'autres États, traditionnellement les plus réticents au Green Deal, mettent en avant la crise pour demander une pause dans la mise en œuvre des ambitions climatiques de l'UE. Le premier ministre tchèque a ainsi appelé l'UE à « *oublier le Green Deal pour se focaliser sur la lutte contre coronavirus* ». Dans la foulée, la Pologne a estimé qu'il faudrait supprimer l'ETS à partir de 2021 ou, au moins, en faire sortir son pays (cf. *Enerpresse* n°12544). (I. S.)

NOMINATION

MATIGNON Stanislas Reizine est nommé conseiller technique énergie du Premier ministre, Édouard Philippe, à compter du 14 avril, en vertu d'un arrêté publié vendredi 10 avril au *Journal officiel*. Il succède à Thibaud Normand. M. Reizine était sous-directeur du système électrique et des énergies renouvelables à la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC – ministère de la Transition écologique et solidaire).

GAZ

FRANCE

Enquête sur le fonctionnement de 61 méthaniseurs bretons

La Direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement (DREAL) Bretagne a publié début avril un bilan du fonctionnement d'unités de méthanisation installées dans la région.

Réalisé avec le soutien de l'agence Aile, de l'Observatoire de l'environnement en Bretagne (OEB) et de l'Ademe, le document expose le bilan technique des unités de méthanisation de la région pour l'année 2018. L'étude concerne 61 unités de méthanisation, qui ont répondu à l'enquête. Le premier volet du rapport concerne l'étude des intrants avec une comparaison entre la ration prévisionnelle (données lors du dépôt de dossier) et la ration réelle. Sur les 61 unités, seules les données de 52 d'entre elles étaient interprétables. Ce total est composé de 41 à la ferme, 4 collectifs agricoles, 5 centralisés, 3 autres (STEP, ISDND). Sur l'ensemble de celles-ci, la prévision se chiffrait à 678 000 tonnes de substrats. Pour l'année 2018, le tonnage réel s'élevait 668 000 tonnes. Les 52 unités ont traité 372 508 tonnes d'effluents d'élevage, soit 1,4 % de la disponibilité en Bretagne (25,8 millions de tonnes).

Dans un second temps, l'étude révèle les indicateurs liés à la cogénération. Les 61 unités étudiées ont produit 127 GWh en 2018 par cogénération. Le rendement électrique moyen était de 40,9 % pour les projets supérieurs à 250 KW (24 unités recueillies) et 38,4 % pour ceux inférieurs à 250 KW (15 unités). Le taux de valorisation de chaleur moyen (sur 40 unités) est de 46,2 %. Pour les projets à la ferme, il se chiffre à 47,8 % et 35,1 % pour les collectifs agricoles. Sur les 27 résultats interprétables, l'efficacité énergétique est de 57,4 %. L'étude se clôt sur les 7 unités en injections (sur les 61 totales). Il y en a deux à la ferme, trois centralisées multi-acteurs, une STEP et une ISDND. Les données de 4 unités seulement ont pu être exploitées. Sur celles-ci, les chiffres une efficacité énergétique de 84,2 %, et même 94,3 % si l'on exclue les projets mis en service en 2018.

ÉNERGIES RENOUVELABLES**FRANCE****Sun'Agri renforce son partenariat avec ITK**

Sun'Agri et ITK ont annoncé mercredi 8 avril la signature d'un partenariat de coopération industrielle et commerciale en faveur de l'adaptation de l'agriculture face aux changements climatiques. Le spécialiste de l'agrivoltaïsme travaille déjà depuis 2016 avec ITK, une entreprise d'agri-intelligence, créée en 2003, dont l'objet est la transformation pour une agriculture performante et durable. Les deux partenaires ont ainsi développé conjointement un système de pilotage des panneaux photovoltaïques, en assurant les bénéfices maximums de l'ombrage sur le rendement et la qualité des cultures. « *Afin de renforcer cette coopération et de l'inscrire dans la durée, Sun'Agri et ITK signent un partenariat de coopération industrielle et commerciale d'une durée de 15 ans, visant notamment à déployer commercialement l'agrivoltaïsme dynamique en France et dans le monde* », ont-ils souligné. ITK délivrera à Sun'Agri pour chaque culture ciblée, un accès à des indicateurs bioclimatiques et à ses modèles de croissance des plantes, qui intègrent progressivement l'impact de l'ombrage. « *La prise en compte de ce paramètre, piloté par Sun'Agri sous infrastructures agrivoltaïques dynamiques, ouvre un champ nouveau de l'agronomie* », explique Sun'Agri.

ALLEMAGNE**Éolien terrestre : accélération au premier trimestre**

Le développement de l'éolien terrestre en Allemagne au premier trimestre cette année est 2,5 fois supérieur à ce qu'il était à la même période de 2019, selon les chiffres de l'agence allemande de l'éolien consultés par le site *Clean Energy Wire* jeudi 9 avril. Entre janvier et mars, 107 turbines ont été mises en service pour une capacité cumulée de 348 MW contre 41 turbines en 2019. Si l'on compte les éoliennes arrivées au bout de leur durée d'exploitation, l'augmentation nette est de 66 installations. Mais cette augmentation ne constitue pas un réel soulagement pour les industriels qui font face à une baisse des mises en service depuis deux ans maintenant, selon le président de l'association allemande de l'éolien. L'année 2019 a été la plus mauvaise pour le développement de l'éolien terrestre et la crise sanitaire liée au coronavirus en cours n'est pas de bon augure pour le reste de cette année.

TRANSPORT**FRANCE****Malgré la crise, + 10 % de VE immatriculés en mars**

Les immatriculations de véhicules électriques en France ont progressé de 10 % en mars alors que le marché automobile dans son ensemble a chuté de 72 %, selon les derniers chiffres de l'Association nationale pour le développement de la mobilité électrique (Avere) publiés mercredi 8 avril. Le marché des commandes d'automobile qui lui a plongé en mars (*cf. ci-dessous*). Plus de 5 500 voitures particulières électriques (+ 19 %) et 422 utilitaires légers électriques (- 47 %) ont ainsi été mis en circulation par rapport à mars 2019. Sur le premier trimestre 2020, 27 715 immatriculations de VE ont été enregistrées au total, soit une progression de 121 % par rapport au premier trimestre 2019. « *Il faut cependant garder en tête que ces chiffres positifs pour l'électrique bénéficient partiellement de l'accélération des commandes fin 2019 en prévision des modifications du bonus initialement applicables fin mars 2020. En l'état actuel, il faut se préparer à voir la situation se dégrader en avril car, au-delà des reports importants de livraison, l'impact sur les commandes risque d'être très fort*, a tempéré la déléguée générale de l'association Cécile Goubet.

EUROPE

Covid-19 : le marché automobile plonge en mars, emplois avec

Le marché automobile s'est effondré en mars dans plusieurs pays européens suite aux mesures prises afin de lutter contre la propagation du virus covid-19. Le ralentissement économique très important a entraîné de fortes baisses de ventes de véhicules : - 38 % en Allemagne, - 44 % au Royaume-Uni, - 72 % en France et même - 85 % en Italie. Une chute qui pourrait être encore pire sur le mois d'avril. Selon une analyse de Moody's, le marché automobile mondial devrait baisser au total de 14 % en 2020. BMW a par conséquent prolongé jusqu'au 30 avril l'arrêt de la production dans ses usines en Europe, en Afrique du Sud et aux États-Unis suite à cette baisse de la demande, a annoncé le constructeur lundi 6 avril selon des informations de l'AFP. La production du constructeur allemand en Chine a, elle, redémarré le 17 février. Volkswagen et Daimler ont également prolongé la fermeture de la plupart de leurs usines européennes au moins jusqu'au 19 et 17 avril respectivement. Ford a de son côté annoncé que sa suspension de production en Europe durera au moins jusqu'au 4 mai.

Ces fermetures d'usines affectent au moins 1 110 107 emplois directs au sein de l'Union européenne, selon les données compilées par l'Association européenne des constructeurs automobiles (ACEA) et publiées le 31 mars. Ce chiffre n'inclut que les personnes directement employées par les constructeurs automobiles, « *l'impact sur l'ensemble de la chaîne d'approvisionnement (étant) encore plus critique* », s'alarme l'association professionnelle. Les pertes en termes de production s'élevaient au 31 mars à au moins 1 231 038 véhicules. Selon les chiffres au 6 avril, au moins 90 000 employés du secteur étaient impactés par la crise du covid-19 en France et au moins 568 500 en Allemagne, avec 114 354 de véhicules produits en moins dans l'Hexagone et près de 457 000 outre-Rhin. (Avec AFP)

CLIMAT

FRANCE

La Convention citoyenne présente 50 mesures à l'exécutif

Suite à la session exceptionnelle qui s'est tenue les 3 et 4 avril dans un contexte de crise sanitaire (cf. *Enerpresse n°12549*), la Convention citoyenne pour le climat a décidé de transmettre 50 mesures au gouvernement sur les 150 élaborées, a indiqué celle-ci vendredi 10 avril. « *Face à l'urgence, certaines de nos mesures permettraient de contribuer à la fois à une relance économique, à réduire les émissions de gaz à effet de serre et, indéniablement, à améliorer notre santé et notre bien-être collectif, tout en tenant compte des populations les plus fragiles* », ont expliqué les 150 citoyens. Ces propositions n'ayant pas été votées, ni finalisées, les membres de la Convention ont toutefois décidé de ne pas les rendre publiques en attendant la tenue de la session finale, durant laquelle ils finaliseront, voteront et présenteront l'ensemble de leurs propositions en précisant celles qui pourraient faire l'objet d'un référendum.

En plus de ces 50 mesures, les citoyens ont souhaité apporter leur contribution aux débats sur la sortie de crise *via* une communication à la société française et à ses dirigeants, dans laquelle ils plaident pour une sortie de crise « *qui ne soit pas réalisée au détriment du climat, de l'humain et de la biodiversité* » et « *qui prépare à un modèle économique et sociétal différent, plus humain et plus résilient* ». Les membres de la Convention demandent également au gouvernement que « *les financements mobilisés dans le cadre de la sortie de crise soient socialement acceptables, fléchés vers des solutions vertes* » et que « *les investissements se concentrent dans des secteurs d'avenir respectueux du climat* ». Le collège des garants de la Convention a de son côté invité le Comité de gouvernance à « *explorer toutes les pistes envisageables pour permettre dans un calendrier reporté le rassemblement physique des 150 citoyens* » pour la septième et dernière session de la Convention.

L'ÉTRANGLEMENT DE L'OPTION NUCLEAIRE FRANÇAISE PAR L'EUROPE

Source : Dominique FINON

Nous reprenons ci-après l'article rédigé par Dominique Finon, Directeur de recherche émérite au CNRS, intitulé : « l'étranglement de l'option nucléaire française par l'Europe ».

La politique énergétique française qui est encore basée en grande partie sur le nucléaire dans le secteur électrique obéit de manière exemplaire à tous les objectifs de la politique communautaire, à savoir la sécurité d'approvisionnements, la compétitivité de la fourniture (avec les prix de l'électricité parmi les plus bas de l'Union européenne) et l'impératif climatique. Et pourtant, l'option nucléaire que maintiennent une petite dizaine d'États-membres dont la France, fait l'objet de l'hostilité rampante des institutions européennes, qui en même temps sont complaisantes vis-à-vis des choix de l'Allemagne, avec le maintien des centrales au charbon très émettrices, ce qui en dit long de l'influence du principal pays opposé au nucléaire sur la ligne suivie par les institutions européennes en ce domaine.

Ainsi le nucléaire n'a pas été reconnu comme technologie contribuant à l'objectif climatique dans les objectifs des Paquets Climat Énergie de 2008 et 2014, comme dans le Paquet *Clean Energy for all* de 2019. Ils ne sont focalisés que sur les ENR dont le développement est planifié de façon plus ou moins contraignante sous forme d'un objectif croissant de parts de bilan d'énergie primaire (20 % en 2020, puis 32 % en 2030, etc.). À cette fin, les règles de contrôle des aides d'État en matière d'énergie et de protection de l'environnement, ce qu'on appelle les Lignes Directrices (ou Guidelines), permet aux projets ENR de bénéficier de dispositifs de subventions en les codifiant, mais elles ne couvrent en aucune façon le nucléaire. Ceci rend particulièrement compliqué pour l'État et EDF de mettre en place des contrats de garanties de revenus par MWh pour les prochaines EPR2, comme le montrent les difficultés des premières discussions avec Bruxelles.

Plus récemment, alors que la nouvelle Commission a annoncé à grand bruit en novembre 2019 son grand projet de Green Deal dont l'objectif principal est la neutralité carbone, on constate que le nucléaire n'a pas été inclus dans la liste des technologies qui pourront bénéficier de financements privilégiés de la Banque européenne d'investissement (BEI). De même dans le processus parallèle dit de Finance Durable engagé en 2018, qui doit fixer la Taxonomie européenne, c'est-à-dire la liste des technologies labellisées « durables » pour les investisseurs, les marchés financiers et les banques publiques, le nucléaire n'a pas été retenu dans ce groupe de technologies, parce qu'il ne respecte pas le critère de « *Do not significant harm* » (traduisible en « non-préjudice significatif ») du fait de l'absence de risque zéro en matière de gestion des déchets nucléaires dans la longue durée.

L'ÉTRANGLEMENT DE L'OPTION NUCLÉAIRE FRANÇAISE PAR L'EUROPE

On voit ainsi plusieurs pièges se refermer sans coup férir sur l'option nucléaire de la France, à savoir la définition d'objectifs croissants de part de production d'ENR sans rationalité économique, l'absence de neutralité technologique entre les technologies bas carbone tant pour bénéficier de financements privilégiés que pour disposer de dispositifs de garanties de revenus. À ceux-ci s'ajoute l'affaiblissement délibéré par la Commission européenne d'EDF et des grands énergéticiens dans le but de limiter leur position dominante, alors qu'ils sont seuls capables de porter de grands investissements en technologie bas carbone. On analysera successivement ces différents pièges

1. Prisonnier d'une politique énergétique basée sur des objectifs de moyen

Il faut rappeler d'abord que le Traité de Lisbonne (2007) a préservé la souveraineté des États-membres pour décider de leur mix énergétique selon l'article 194, alinéa 2 qui spécifie que les mesures adoptées au niveau européen « *n'affectent pas le droit d'un État membre de déterminer les conditions d'exploitation de ses ressources énergétiques, son choix entre différentes sources d'énergie et la structure générale de son approvisionnement énergétique (..)* ».

Cela n'a pas empêché que le paquet Climat-Énergie de 2008 dit du Trois Fois Vingt (20 % de part de renouvelables, 20 % de réduction des consommations énergétiques par unité de PIB, 20 % de réduction des émissions) impose aux États-membres un objectif contraignant sur les ENR en même temps que sur la réduction des émissions de CO₂. Par la suite les deux paquets suivants de 2014 et 2019 ont défini un objectif général au niveau de l'UE (27 % en 2030 pour le premier, monté à 32 % par le second à cette même date), qui implique la définition d'objectifs volontaires par chaque État-membre qu'il se sent obligé de respecter sous le regard des autres et de la Commission. Dans le domaine électrique, chacun déduit de leur engagement général sur les ENR un objectif des parts de production pour les technologies ENR électriques. Dans les pays où l'option nucléaire reste ouverte, les parts de production des ENR électriques sont ainsi définies à l'aveugle sans arbitrage économique avec le nucléaire, et sans référence à ce que donnerait sur le long terme une tarification du carbone élevée qui conduirait à traiter toutes les technologies bas carbone sur le même pied selon le principe de neutralité technologique.

La France, comme les autres États-membres, a repris cette pratique bruxelloise de se donner des objectifs de moyen par technologies. L'adopter a permis aux gouvernements de la mandature Hollande de définir pour le nucléaire l'objectif de réduction à 50 % en 2025 (repoussé à 2035 par E. Macron) qui résulte d'un compromis complaisant entre le PS et les écologistes avant les élections de 2012, mais qui est le contraire d'un objectif de moyen qui se base sur un programme de développement. Cette pratique se matérialise dans la définition des PPE successives (programmations pluriannuelles de l'énergie) dans lesquelles les objectifs politiques concernant les ENR électriques et le nucléaire sont imposés comme des données non révisables. Après l'objectif de 27 % d'ENR électriques pour 2020, sa trajectoire passera en 2028 à un niveau compris entre 34 à 36 % en 2028 (dont 24 à 26 % d'ENR intermittentes ou ENRi). Sa prolongation devra conduire ensuite à 40 % en 2035, dont 30 % environ d'ENRi.

Le plus inquiétant dans cette pratique est le fait que ces 40 % ENR ne répondent à aucune rationalité économique. Le nucléaire existant rénové pour 10 à 20 ans produit une électricité à un coût économique de 32 à 35 €/MWh, très inférieur à celui des ENRi matures (50 à 60 €/MWh). De plus, dans les calculs économiques de long terme effectués avec des modèles très détaillés du système électrique permettant de prendre en compte les différents coûts de système des ENRi, on voit que la part optimale des ENRi à long terme s'établirait autour de 10 à 15 % dans les pays avec option nucléaire si, par hypothèse, on renouvelle d'un coup tout le parc électrique en 2050. Pousser le développement des ENR au-delà de ce seuil, (et on y arrive pratiquement en France en 2020 avec 9 % pour les éoliennes et le solaire PV) entraîne des surcoûts croissants par rapport à un système qui serait défini de façon rationnelle économiquement.

L'ÉTRANGLEMENT DE L'OPTION NUCLÉAIRE FRANÇAISE PAR L'EUROPE

Le plus alarmant est qu'on ne voit pas comment la poussée exercée sur le développement des ENR électriques au niveau de l'Union européenne pourrait s'arrêter après 2030 dans un contexte qui sera hystérisé par le choix très volontariste d'atteindre la neutralité carbone en 2050. L'objectif de réduction des émissions de CO₂ en 2030 vient d'être passé à cette fin de 40 % à 50 %, et pourrait même être fixé à 55 %, (qui implique de faire en 10 ans ce qu'on a eu du mal à faire en 30 ans entre 1990 et 2020 avec 22 % de réduction d'émissions). Dans cette logique, le développement des ENR pourrait cheminer sur une trajectoire qui viserait en part de production électrique : 60 % en 2040 et 80-90 % en 2050, sans que soit prise en compte la contribution des autres technologies bas carbone, nucléaire en tête. Les pays qui ont choisi de maintenir le nucléaire devront fort probablement se conformer à ces objectifs successif dans le secteur électrique en réduisant la part de nucléaire, à moins qu'ils fassent reconnaître avec pugnacité par les institutions européennes la validité de trajectoires électriques bas carbone combinant les ENR, le nucléaire et le captage et séquestration du carbone (CSC).

C'est d'autant plus préoccupant que si la progression des ENR électriques continue à l'aveugle après 2035 pour suivre les objectifs européens, le nouveau nucléaire qui, même cher, a une bonne rentabilité sur le marché électrique en tant que technologie pilotable par rapport aux ENRi, ne l'aurait plus à partir de 50 à 60 % de part d'ENRi développées hors marché grâce au dispositifs de garanties de revenus. Il est loin d'être sûr qu'à Paris, les administrations ministérielles soient conscientes de cet enjeu, séduites par les sirènes du « tout ENR » très à la mode actuellement dans une conjoncture, il est vrai, où les premières réalisations de nouveau nucléaire sont malmenés en Europe et en France.

2. Le nucléaire discriminé, loin du principe de neutralité technologique

Il faut d'abord préciser que le coût du financement est le poste le plus important du coût d'investissement en nucléaire, et du prix de revient du MWh nucléaire, du fait de sa très forte intensité en capital, l'ampleur des ressources à mobiliser par projet et la longue durée d'immobilisation des capitaux de 6 à 8 ans pendant sa réalisation. Si le taux de rendement des capitaux est d'environ 10 % dans une économie libéralisée au lieu de 5 % dans une économie électrique plus administrée, le prix de revient est 70 % plus cher par MWh pour le même coût « sec » d'investissement (NEA-OECD, 2015, *Projected Costs of Generating Electricity* 2015, p. 122). C'est donc sur ce point précis que la priorité devra être mise pour réduire le prix de revient du MWh du nouveau nucléaire. Ceci peut se faire en faisant bénéficier les projets nucléaires des mêmes dispositifs de contrats de long terme qui existent déjà pour les projets ENRi. Ils garantissent en effet les revenus unitaires en ajoutant une rémunération complémentaire flexible à celle des prix horaires du marché électrique pour garantir un revenu par MWh produit.

Pour ce faire il faudrait placer toutes les technologies bas carbone sur le même plan en respectant la neutralité technologique tant pour les dispositifs d'aide aux différentes technologies bas carbone, que pour les conditions d'accès à des financements privilégiés. C'est ce que laissent penser les conclusions du Conseil européen des 12 et 13 décembre 2019 après la présentation du Green Deal de la nouvelle Commission, conclusions qui entérinaient définitivement l'objectif de « neutralité carbone » en 2050. Elles reconnaissent aux États-membres la légitimité de recourir au nucléaire pour cet objectif en ces termes particulièrement choisis pour complaire aux pays hostile au nucléaire : « *Le Conseil européen est conscient de la nécessité d'assurer la sécurité énergétique, et de respecter le droit des États-membres de décider de leur bouquet énergétique et de choisir les technologies les plus appropriées. Certains États membres ont indiqué qu'ils recourent à l'énergie nucléaire dans le cadre de leur bouquet énergétique national* ».

Le nucléaire absent du Green Deal

La neutralité technologique imposerait que toutes les technologies électriques bas carbone aient les mêmes possibilités d'accès privilégié aux capitaux. Pourtant, comme on l'a dit, le nucléaire est le grand absent des technologies qui pourront être soutenues par le Green Deal de la nouvelle Commission

L'ÉTRANGLEMENT DE L'OPTION NUCLÉAIRE FRANÇAISE PAR L'EUROPE

européenne, par l'accès au financement privilégié de la Banque européenne d'investissement. Certes on nous dit que cette absence pourrait n'être que temporaire car la décision le concernant, comme pour le gaz avec CSC, est repoussée fin 2021. Mais à ceci s'est ajouté le 15 janvier 2020, le vote d'une résolution du Parlement européen sur le Green Deal dans laquelle aucun rôle n'est reconnu à l'énergie nucléaire, qui ne fait qu'ajouter à la confusion. De plus la décision future de 2021, sera très certainement influencée par les conclusions du Technical Expert Group (TEG) que la Commission précédente avait missionné en 2018, pour établir la « Taxonomie européenne » et qui fera l'objet d'un règlement fin 2020. En effet le TEG n'a pas placé le nucléaire dans le groupe des technologies durables, même si il est reconnu comme utile pour limiter les émissions de CO₂. C'est dans un langage sibyllin que le TEG annonce qu'il n'a pas pu conclure que la filière nucléaire « *ne cause pas de préjudice significatif à d'autres objectifs environnementaux sur les échelles de temps concernées* ».

L'exclusion du nucléaire des dispositifs de garanties de revenus

L'accès à des financements privilégiés de la BEI, ou plus tard de la « Finance Durable », n'est pas en fait l'enjeu le plus important pour aider le déclenchement d'investissements nucléaires dans les pays qui maintiennent l'option nucléaire. Il est plus important pour les nouveaux projets, de pouvoir bénéficier des mêmes dispositifs de soutien qui garantissent les revenus sur le long terme que ceux dont disposent actuellement les projets ENR. Ils permettent de trouver plus facilement des financements et à moindre coût, car leur fonction est de supprimer les risques de marché à laquelle s'ajoute, pour les technologies proches de la maturité commerciale comme l'éolien offshore et le nouveau nucléaire, la fonction de subventionner leurs éventuels surcoûts par rapport aux prix moyens du marché électrique. Pour les pays qui veulent garder la main sur le choix de leur mix électrique en maintenant leur option nucléaire comme c'est le cas de la France, il est donc important que l'on puisse recourir légalement à ces dispositifs de soutien pour toutes les technologies bas carbone sans devoir composer à chaque fois avec Bruxelles. En effet les règles de contrôle des aides d'État définies par la Direction Générale de la Concurrence en 2014 discriminent délibérément le nucléaire. Si elles autorisent l'usage des dispositifs des contrats de long terme pour les ENR, elles le font en codifiant très précisément leurs conceptions et leur mode d'attribution par enchères, ce qui évite de négocier avec la DG concurrence. Mais elles ne couvrent pas les projets nucléaires.

Sans cette codification des dispositifs d'appui pour les projets nucléaires, l'État-membre qui cherche à mettre en place un arrangement de long terme destiné à garantir les revenus de chaque projet nucléaire va devoir se soumettre au contrôle sourcilieux de la DG Concurrence en négociant pas à pas toutes les modalités sous la menace d'un refus d'autorisation. Cela a été le cas en 2013-2014 pour le contrat de long terme passé entre EDF Energy, sa filiale britannique, et le gouvernement de Londres pour encadrer l'investissement de construction des deux EPR de la centrale d'Hinkley Point C (HPC), qui était considéré comme une aide d'État. Ce contrat a été accepté après de longues négociations et plusieurs concessions importantes de la partie britannique, ce qui montre le tribut à payer quand il faut passer sous les fourches caudines bruxelloises parce qu'on développe des projets dans des technologies non répertoriées dans les Lignes Directrices.

Si les conditions préalables à l'introduction de tels arrangements de long terme pour les projets nucléaires étaient explicitées une bonne fois pour toutes dans les prochaines Lignes Directrices qui doivent être redéfinies d'ici 2021, le processus d'approbation des arrangements de long terme pour le nucléaire serait radicalement simplifié et les incertitudes créées par le pouvoir discrétionnaire de la DG Concurrence fortement réduit. Les règles-cadres définiraient sur les mêmes bases celles pour le nucléaire et les projets ENR, pour les accords contractuels avec chaque État, sur la longueur et la structure des contrats (prix, quantité) et leurs modes d'attribution (entre négociation avec ministère sur le prix garanti, définition réglementée du prix contractuel avec rémunération fixée du capital, ou attribution par enchères aux mieux-disant, selon la taille des projets et leur degré de maturité commerciale).

L'ÉTRANGLEMENT DE L'OPTION NUCLÉAIRE FRANÇAISE PAR L'EUROPE

On devine qu'un tel élargissement des Lignes Directrices au nucléaire va se heurter à l'opposition des pays hostiles au nucléaire. Mais tout ne semble pas perdu, si la partie française saisit l'occasion ouverte par le lancement du Green Deal et le processus de mise à jour des Guidelines. En effet, lors de la présentation du Green Deal par la nouvelle Commission, la Commissaire européenne à la concurrence Margarethe Vertsager, a annoncé en décembre une réforme du régime d'aide d'État pour « *l'adapter aux nouveaux objectifs que la Commission se donne, notamment en matière de lutte contre le réchauffement climatique* » (Le Monde, 20 Décembre 2019). Pourquoi ne pas la prendre aux mots en faisant valoir de bonnes raisons pour élargir la couverture des Lignes Directrices au nucléaire, et pour simplifier des règles de conception des dispositifs de soutien aux projets de technologies bas carbone ? Mais là encore il faudrait que les administrations ministérielles concernées aient conscience de l'enjeu pour l'option nucléaire française et pas seulement pour faciliter la poursuite du développement de l'éolien et du solaire PV.

3. EDF entravé par le boulet des règles européennes de la concurrence

Bruxelles a progressivement enfermé le secteur électrique français, pourtant très performant au regard du triptyque européen "compétitivité-durabilité-sécurité", dans la nasse des règles européennes de la concurrence qui visent en principe l'intérêt des consommateurs. Pour ce faire la Commission cherche par tous les moyens à limiter les positions dominantes au niveau des marchés de gros et de détail dans chaque pays. Elle a ainsi saisi systématiquement depuis 20 ans chaque occasion de fusion-acquisition pour imposer aux grands énergéticiens des ventes d'actifs, ou quand ce n'est pas possible dans le cas d'EDF avec ses actifs nucléaires, des ventes d'une partie de sa production à prix coûtant à leurs concurrents (ventes assimilables à la cession de « centrales virtuelles »). La position dominante d'EDF a été particulièrement visée par Bruxelles du fait de l'importance de la production par ses centrales nucléaires en grande partie amorties et à faible coût d'exploitation, par rapport au marché français. C'est ainsi qu'après différentes péripéties, la France a dû mettre en place en 2010 pour 15 ans, le dispositif de l'ARENH (Accès Régulé à l'Énergie Nucléaire Historique) qui consiste à céder le quart de la production nucléaire aux concurrents d'EDF (porté par la loi énergie-climat de 2019 à 33 %) à un tarif réglementé aligné sur les coûts de revient du nucléaire existant (42 €/MWh actuellement) lorsque les prix de marché sont supérieurs à ce niveau.

Alors qu'il n'y a eu aucun effet notable de ce renforcement artificiel de la concurrence de détail sur les prix aux consommateurs, cette forte contrainte imposée à EDF se traduit par une érosion de sa capacité de financement. Elle est estimée bon an mal an entre 800 millions et 1 milliard d'euros, ce qui réduit ses possibilités futures d'investissement dans le nouveau nucléaire. La direction d'EDF souhaiterait d'abord être désentravée de ce boulet de l'ARENH en service en principe jusqu'en 2026. En parallèle, pour limiter le risque économique de ces futurs investissements nucléaires, elle souhaiterait que puissent être établis des arrangements de garanties de revenus par MWh pour les prochains réacteurs EPR2. Deux demandes qui heurtent de front la doxa de la DG Concurrence, mais aussi la bien-pensance bruxelloise favorable aux ENR et hostile au nucléaire, entretenue par de grands États-membres influents.

Pour passer sous de telles fourches caudines avec succès, le gouvernement français serait prêt à obliger EDF à sacrifier son organisation industrielle intégrée pour faire accepter la suppression de l'ARENH et la possibilité de recourir aux contrats de garanties de revenus, sans imaginer qu'il pourrait se battre pour la modification des Lignes Directrices dans le sens indiqué plus haut, ce qui pourrait éclaircir le terrain pour EDF. Dans le projet Hercule que l'entreprise électrique a dû concocter sous la pression du gouvernement et qui doit être discuté avec Bruxelles, tous les actifs nucléaires (et hydrauliques) seraient placés dans une entreprise qui serait entièrement publique (dénommée actuellement EDF Bleu). Elle serait coupée de toutes les activités de commercialisation qui serait placée, avec les productions ENR et la filiale de distribution Enedis, dans une autre entreprise à forte participation privée (au moins 35 %), appelée EDF Vert.

L'ÉTRANGLEMENT DE L'OPTION NUCLÉAIRE FRANÇAISE PAR L'EUROPE

De cette façon, les productions nucléaires, dont celles des nouvelles centrales EPR2, n'auront plus les débouchés garantis actuels vers la Direction commerciale d'EDF. Elles seraient vendues au même prix du marché à EDF Vert et à ses concurrents, ce qui pourrait rendre l'arrêt anticipé de l'ARENH acceptable pour Bruxelles. Ensuite le fait qu'EDF Bleu soit entièrement publique rendrait plus facile d'obtenir son accord pour que les prochains réacteurs EPR2 bénéficient de contrats de garantie de revenus à 30 ans du même type que celui d'Hinkley Point C. Mais pourquoi tout ça ?

Sacrifier l'entreprise EDF sur l'autel du Marché et de la Concurrence, pour que la France puisse maintenir l'option nucléaire contre vents (libéraux) et marées (celles de l'hostilité allemande et autre au nucléaire) est tout de même un sacrifice d'importance pour la France car, qu'on le veuille ou pas, EDF a été efficace comme outil de politique industrielle et d'indépendance énergétique et comme pourvoyeur de courant à moindre coût. On peut tout de même se demander si un tel sacrifice ne serait pas évitable en mettant en question certains des principes libéraux des Traités et en osant affronter l'Allemagne et ses alliés sur la conception de la politique de la transition énergétique. Cela impliquerait que la France mette en question le primat du Marché et de la Concurrence dans les traités et le droit européen, primat qui conduit à réduire les possibilités d'actions de long terme des États dans les domaines climatique et énergétique.

Cette mise en question serait cohérente avec les débats actuels sur la possibilité pour l'Europe de mener une vraie politique industrielle de long terme dans différents domaines, comme ceux qui se développent entre le Commissaire au Marché Intérieur Thierry Breton et la Commissaire à la Concurrence Margarethe Vestsager sur ce sujet. Au bout du compte, les divergences de conception entre États-membres et avec la Commission sur la politique énergie-climat ne devraient-elles pas inciter à revendiquer le retour au principe de subsidiarité tombé en désuétude, qui avait irrigué la conception générale des politiques européennes dans les années 60 et 70, afin que soient rendus aux États-membres les moyens d'exercer leur souveraineté dans le domaine énergie-climat? Pourquoi ne pas donner aux États les compétences sur les sujets qu'ils sont mieux à même de gérer à leurs niveaux et dans leurs contextes institutionnels et sociaux propres, en choisissant les moyens de poursuivre leurs propres objectifs sans être entravé par les règles bruxelloises ?

Mais il faudrait pour cela qu'en France les administrations ministérielles et le pouvoir politique aient une conception plus claire des intérêts de la France et des consommateurs français afin que ces intérêts soient défendus de façon plus déterminée, comme l'Allemagne sait si bien le faire dans bien des domaines. Il serait temps aussi que dans les administrations concernées, on ouvre les yeux sur la façon dont les différentes logiques européennes sont en train de miner le terrain sur lequel doit se fonder la poursuite de l'option nucléaire.