

## Total rachète Direct Énergie

Total a pris une sérieuse avance dans la course que se livrent les fournisseurs alternatifs aux consommateurs résidentiels qui abandonnent les tarifs réglementés de vente d'électricité à raison de 100 000 par mois selon le dernier décompte de la Commission de régulation de l'énergie (cf. *Enerpresse* n°12030). Le groupe pétrolier français a annoncé mercredi 18 avril le rachat de 74 % de Direct Énergie auprès de ses principaux actionnaires pour 1,4 milliard d'euros, rachat qui sera suivi par une offre publique obligatoire sur les actions restantes cotées en bourse. Total propose un prix de 42 euros par action, soit une prime de 30 % par rapport au cours de clôture de Direct Énergie la veille de l'annonce. Au final, le troisième fournisseur d'énergie français, créé voici quinze ans par Xavier Căitucoli et Fabien Choné, sera valorisé 1,9 md€, environ 12,5 fois son excédent brut d'exploitation (Ebitda) prévisionnel 2018.

« C'est la dernière pièce du puzzle de Total dans l'électricité qui se met en place », estime Damien Heddebaut, associé du cabinet Watt's Next Conseil. Total a démarré ses activités dans la fourniture de gaz et d'électricité avec l'acquisition du belge Lampiris en 2016 (cf. *Enerpresse* n°11595) qui lui a apporté d'emblée 850 000 clients en Belgique et 200 000 en France. Lampiris a ensuite été intégré à la marque maison baptisée Total Spring, lancée en octobre 2017 (cf. *Enerpresse* n°11922), et qui revendique aujourd'hui 1,5 million de sites clients, un chiffre auquel il faut maintenant ajouter les 2,6 millions de clients de Direct Énergie. Avec ce rapprochement, Total vise « plus de 6 millions de clients en France et plus de 1 million de clients en Belgique à l'horizon 2022 », selon le communiqué. « C'est une vraie consolidation du marché français, souligne Damien Heddebaut, avec maintenant quatre gros opérateurs qui dépassent le million de clients – EDF, Engie, Total et Eni – et un grand coup d'accélérateur sur le marché résidentiel ».

Mais Total ne fait pas qu'augmenter son portefeuille clients avec ce rachat : il met également la main sur de nouveaux moyens de production d'électricité puisque Direct Énergie détient 1,35 GW de capacités qui viendront compléter ses 900 MW. Un portefeuille qui va encore s'accroître avec la construction de la centrale de Landivisiau (400 MW), dont les travaux devraient commencer l'an prochain pour une mise en service en 2021, et un pipeline de projets d'énergies renouvelables de 2 GW apporté par Quadran lors de son rachat par Direct Énergie l'an dernier. En y ajoutant les projets d'Eren (racheté en 2017) et de Sunpower (racheté en 2011), Total se fixe un objectif d'« au moins 10 GW » dans les cinq ans. « Avec un positionnement clair sur l'électricité et 16 000 stations-service dans le monde, la question qui se pose maintenant pour Total est celle de la mobilité électrique », conclut Damien Heddebaut.

## SOMMAIRE

### NUCLÉAIRE

Feu vert du Parlement à la nomination de F. Jacq à la tête du CEA..... 2  
Argentine : Atucha I obtient une prolongation d'exploitation de 5 ans..... 2

### ÉLECTRICITÉ

Bésil : Enel lance une OPA sur le distributeur AES Eletropaulo ..... 2  
Monde : De la nécessité d'estimer les coûts complets de l'électricité..... 3

### ÉNERGIE

Dalkia vise un mix à 50 % d'ENR&R en 2022..... 3  
UE : Cap sur un parc immobilier décarboné ..... 4  
États-Unis : 25 M\$ pour développer et soutenir la cybersécurité..... 4

### GAZ

Grèce : Cession de Desfa : un consortium devra améliorer son offre..... 5

### ÉNERGIES RENOUVELABLES

Groupe de travail PV : Enerplan a préparé le terrain..... 5  
EAU : Dewa et Acwa Power signent avec Shanghai Electric Generation ..... 6

### TRANSPORT

Espagne : La péninsule mise sur le GNV pour la mobilité..... 6  
Allemagne : Le ministre de l'Économie plaide en faveur de l'électromobilité..... 7

### CLIMAT

Le Grand Paris dégage son PCAET..... 7  
UE : Réduction des émissions : le Parlement européen vote à reculons..... 7

### DOCUMENTS

CGEDD/CGE - Électricité et gaz : retour d'expérience sur les difficultés de l'hiver 2016/2017 (3/5)..... 8 à 13

 L'INDICE DE L'ÉLECTRICITÉ  
ENERPRESSE

**37,29 €** (par MWh)



**NUCLÉAIRE****FRANCE****Feu vert du Parlement à la nomination de F. Jacq à la tête du CEA**

**Le Parlement a donné mardi 17 avril son feu vert à la nomination de François Jacq à la tête du Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA), a indiqué l'Assemblée nationale dans un communiqué.** L'Élysée avait annoncé le 6 avril que le président Emmanuel Macron envisageait de nommer M. Jacq, jusqu'alors président de l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer), comme administrateur général du CEA (cf. *Enerpresse* n°12050). Après avoir auditionné M. Jacq, la commission des Affaires économiques de l'Assemblée nationale a voté en faveur de sa nomination à l'unanimité des 25 votants, selon un communiqué de l'Assemblée. La commission du Sénat a également émis un avis favorable, est-il précisé. (Avec AFP)

**ARGENTINE****Atucha I obtient une prolongation d'exploitation de cinq ans**

**L'exploitant du réacteur nucléaire Atucha I a indiqué jeudi 12 avril avoir obtenu la prolongation du permis d'exploitation de cette unité par l'Autorité de réglementation nucléaire argentine (Autoridad Regulatoria Nuclear – ARN).** La nouvelle autorisation permet à l'usine de fonctionner pendant cinq ans à pleine capacité ou jusqu'au 29 septembre 2024, soit la date de fin de l'examen périodique de la sûreté actuel, a précisé Nucleoeléctrica Argentina dans un communiqué. Pour cet exploitant, qui gère également les réacteurs Atucha II et Embalse, cette prolongation d'exploitation est importante. Atucha I a commencé sa production commerciale le 24 juin 1974 ; elle est la première centrale nucléaire mise en service en Amérique latine. « *Les indicateurs l'ont placée à plusieurs reprises parmi les centrales électriques les plus remarquables au monde, a indiqué l'exploitant. Les systèmes de sécurité mis à jour de cette installation répondent à toutes les exigences locales et internationales, offrant des niveaux élevés de fiabilité et de disponibilité.* »

**ÉLECTRICITÉ****BRÉSIL****Enel lance une OPA sur le distributeur AES Eletropaulo**

**Enel a annoncé mardi 17 avril le lancement d'une offre publique d'achat pour l'ensemble du capital d'AES Eletropaulo, la société de distribution d'électricité de São Paulo, au Brésil, propriété d'AES Brasil.** L'investissement global dans le cadre de l'offre devrait atteindre 4,7 milliards de reais brésiliens, soit 1,1 md€ au taux de change actuel. La filiale d'Enel, Enel Americas, actionnaire majoritaire d'Enel Brasil, fournira à Enel Sudeste, société qui porte l'offre, le financement nécessaire à cet investissement, a indiqué le groupe italien dans un communiqué. « *La transaction s'inscrit dans le plan stratégique actuel du groupe Enel et, si elle est menée à bien, elle marquera une nouvelle étape dans le renforcement de la présence du groupe dans le secteur de la distribution au Brésil* », a-t-il ajouté. L'opération est soumise à l'approbation de l'autorité antitrust brésilienne et du régulateur énergétique brésilien (Agência Nacional de Energia Elétrica ou ANEEL). AES Eletropaulo est le plus gros distributeur d'électricité brésilien. Il dessert 24 villes de la région métropolitaine de São Paulo, y compris la capitale de l'État.

## MONDE

**De la nécessité d'estimer les coûts complets de l'électricité**

**Les coûts de l'électricité comprennent traditionnellement les coûts de production et les coûts liés aux réseaux de transport et de distribution.** Un rapport de l'Agence pour l'énergie nucléaire (AEN), publié vendredi 13 avril, avec l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE), rappelle cependant qu'ils ne reflètent pas « *la totalité de l'histoire* ». « *Le marché capte et minimise un aspect particulier des coûts mais les autres coûts non reflétés dans le marché existent néanmoins* », a souligné Jan Horst Keppler, économiste principal à l'AEN lors d'une présentation vidéo d'un rapport intitulé « *les coûts complets de l'approvisionnement en électricité* ». Ces autres coûts, sociaux et environnementaux concernent par exemple la pollution de l'air, le changement climatique, les accidents majeurs la plupart du temps non assurables, ou l'épuisement des ressources. Dans la théorie néoclassique, les situations où l'activité économique d'un agent a une conséquence sur le bien-être d'un autre agent sont appelées « externalités » et il convient de les « internaliser », en leur donnant un prix afin qu'elles puissent faire l'objet de transaction. Le marché européen de quotas de CO<sub>2</sub> en est une illustration mais d'autres instruments existent (normes, règlements, taxes, etc.).

L'enseignement principal de l'étude, qui regroupe l'ensemble des résultats de recherche sur le sujet, est que le coût des externalités dépasse les coûts traditionnels. De plus, selon les auteurs, la pollution de l'air est l'externalité négative qui cause le plus de dégâts au niveau mondial, loin devant les accidents pétroliers ou nucléaires. En effet, si le public, les décideurs et des médias retiennent « *un accident avec 50 décès une fois tous les dix ans* » plutôt que « *1 000 décès prématurés couplés à une augmentation de la morbidité* » à cause de la pollution sur la même période, c'est qu'ils sont « *sujets à des biais d'attention* », sur lesquels il convient de les alerter. Ainsi Kirsty Gogan, co-fondatrice et directrice de l'ONG Énergie pour l'Humanité, a jugé lors de la présentation que « *la centrale nucléaire la plus dangereuse est celle qui n'a encore été construite, car une centrale à charbon sera probablement construite à sa place* ». Si les auteurs se défendent de vouloir établir un classement entre technologies, Matthew Crozat, directeur principal du développement de politique à l'Institut de l'énergie nucléaire, a cependant relevé que « *même si de grandes incertitudes demeurent, la grande majorité des études converge* » pour dire que les coûts sociaux non internalisés du charbon et de la biomasse pour ses usages en cuisine sont plus importants que ceux du pétrole et du gaz, eux-mêmes plus importants que ceux du nucléaire, de l'hydroélectricité et des renouvelables. (M. C.)

## ÉNERGIE

## FRANCE

**Dalkia vise un mix à 50 % d'ENR&R en 2022**

**Dalkia a indiqué lundi 16 avril avoir réalisé un chiffre d'affaires de 4 milliards d'euros en 2017. Par ailleurs, 37 % du mix énergétique (en énergie primaire) de cette filiale à 100 % d'EDF ont été assurés en 2017 par des énergies renouvelables et de récupération (ENR&R), contre 29 % en 2016 et 26 % en 2015.** 54,4 % du mix total qui est de 40,5 TWh sont assurés par des moyens électriques hors renouvelables. Les 37 % d'ENR&R sont composés à 15 % de biomasse, 10,2 % d'énergies de récupération, 9,8 % de l'incinération des ordures ménagères et 2 % d'autres ENR&R. Avec ce mix, Dalkia revendique l'économie d'émission dans l'atmosphère de 4,1 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (3,2 Mt en 2016). Le groupe a l'ambition de poursuivre dans cette voie. Son projet Cap Dalkia vise un chiffre d'affaires supplémentaire de 1 md€ entre fin 2016 et 2022. À cette date, il s'est fixé un objectif de 50 % d'ENR&R dans son mix énergétique. Par ailleurs, en 2022, 100 % de ses clients seront connectés et 100 % des données opérationnelles seront numérisées, a-t-il indiqué.

**UNION EUROPÉENNE****UE : Cap sur un parc immobilier décarboné**

**Le Parlement européen a donné son feu vert, le 17 avril, à la nouvelle directive sur la performance énergétique des bâtiments, qui vise l'objectif d'un parc immobilier largement décarboné d'ici à 2050.** Une fois adopté par le Conseil des ministres – ce sera une formalité – les États auront 20 mois pour transposer les nouvelles règles. Parlement et Conseil s'étaient entendus sur le texte en décembre dernier (*cf. Enerpresse n°11976*). Il contient tout un volet relatif à l'électromobilité, avec des exigences en matière de recharge ou de câblage préalable pour les nouveaux bâtiments ou ceux faisant l'objet de rénovations importantes. La directive impose aux États de mettre en place des stratégies de rénovation à long terme, qui doivent « *faciliter la transformation rentable des bâtiments existants en bâtiments à énergie quasi nulle* ». Ils devront définir une feuille de route précise avec les mesures prévues, des indicateurs de progrès et des jalons indicatifs pour les années 2030, 2040 et 2050, des exigences sensiblement renforcées par rapport aux stratégies de rénovation exigées par l'actuelle directive sur la performance énergétique des bâtiments. « *Le texte introduit l'"indicateur d'intelligence", un nouvel outil qui permet de mesurer l'état de préparation des bâtiments pour améliorer leur fonctionnement et leur interaction avec le réseau, en adaptant la consommation d'énergie aux besoins réels de l'occupant. La Commission européenne devra développer ce concept d'ici fin 2019* », a précisé le Parlement. (I.S.)

**ÉTATS-UNIS****25 M\$ pour développer et soutenir la cybersécurité**

**Le département américain de l'Énergie (DoE) a annoncé le 16 avril un financement de 25 millions de dollars (20,3 M€) afin de soutenir la cybersécurité dans le secteur de l'énergie.** Dans ce cadre, le programme Cybersecurity for Energy Delivery System (CEDS) du Bureau de la distribution d'électricité et de la fiabilité énergétique mènera des recherches afin de développer des approches novatrices pour faire progresser les systèmes de fourniture d'énergie. « *La cybersécurité énergétique est une priorité nationale qui exige une prochaine vague de technologies avancées pour créer des systèmes plus sûrs et plus résistants nécessaires à la prospérité, à la vitalité et à l'indépendance énergétique de l'Amérique* », a déclaré le secrétaire d'État à l'Énergie, Rick Perry. La date limite pour soumettre un projet est fixée au 18 juin. D'octobre 2013 à septembre 2014, les autorités américaines ont été sollicitées pour pas moins de 254 attaques sur des systèmes industriels aux États-Unis, la plupart ayant eu lieu dans le secteur énergétique, relève un rapport de l'Institut français des relations internationales (Ifri) daté de janvier 2017. En 2003, une cyberattaque de la centrale nucléaire de Davis-Besse, située dans l'Ohio, avait provoqué l'arrêt du système d'affichage des paramètres de sûreté durant plusieurs heures.

**EN BREF**

**CHINE L'entreprise minière russe Norilsk Nickel a indiqué être en pourparlers** avec des fabricants de batteries chinois, selon des informations rapportées par *Reuters* le 18 avril. « *Nous pourrions être intéressés par une coopération plus approfondie, sur la batterie, et pour construire une chaîne de valeur plus complète* », a déclaré un responsable du groupe en marge d'une conférence sur les matériaux de batterie qui se tenait à Shanghai. Il a également précisé que l'entreprise n'avait pas besoin d'investisseur dans ses actifs miniers existants mais que le groupe cherchait « *plus qu'un simple accord de vente* », afin de profiter de la hausse du nickel, et de la demande de cobalt, ajoutant qu'une coentreprise en aval en Chine serait une possibilité.

## NOMINATION

**CPCU Camille Bonenfant-Jeanneney a été nommée directrice générale** de la Compagnie parisienne de chauffage urbain (CPCU), a annoncé mardi 17 avril la filiale de la Ville de Paris et d'Engie. Elle succède à Marc Barrier. Ingénieure diplômée de l'École polytechnique et de l'École Nationale des Ponts et Chaussées, Camille Bonenfant-Jeanneney est entrée chez Engie en 2015 comme directrice du siège du groupe au sein du secrétariat général.

## GAZ

### GRÈCE

## Cession de Desfa : un consortium devra proposer une offre améliorée

L'agence grecque chargée de vendre les participations de l'État (HRADF) et Hellenic Petroleum (HELPE) ont annoncé lundi 16 avril que le consortium associant Snam (Italie), Enagás Internacional (Espagne) et Fluxys (Belgique) avait remis l'offre la plus élevée pour l'acquisition de 66 % du gestionnaire d'infrastructure gazière grec Desfa. 31 % de cette participation sont détenus par l'HRADF et 35 % par la compagnie publique HELPE. Toutefois, il a été demandé à ce consortium de formuler une offre améliorée. Un second consortium composé de Reganosa (à travers Regasificadora del Noroeste et Reganosa Asset Investments – Espagne), Transgaz (Roumanie) et la Banque européenne pour la reconstruction et le développement (BERD) avait également déposé une offre mi-février (cf. *Enerpresse n°12016*).

## EN BREF

**FRANCE Le 16 avril, Butagaz a officialisé son partenariat avec la start-up The Keys** pour offrir à ses clients un distributeur de bouteilles de gaz automatique et connecté accessible 7 jours sur 7 et 24 heures sur 24 (cf. *Enerpresse n°11841*). L'ambition de la marque à l'Ours Bleu est d'équiper 300 points de vente en France avec cette technologie. À ce jour, une quarantaine de sites sont équipés de ce distributeur.

**UKRAINE L'Ukraine et la Lituanie ont réaffirmé leur unité dans la prévention** de la mise en œuvre du projet Nord Stream 2, ainsi que des perspectives de renforcement des sanctions contre la Russie, a indiqué la présidence ukrainienne dans un communiqué du 12 avril, à l'issue d'une réunion entre le président ukrainien, Petro Porochenko, et le Premier ministre de Lituanie, Saulius Skvernelis.

## ÉNERGIES RENOUVELABLES

### FRANCE

## Groupe de travail PV : Enerplan a préparé le terrain

**Les acteurs de la filière solaire ne seront pas venus les mains vides à la réunion d'installation, prévue mercredi 18 avril dans l'après-midi par Sébastien Lecornu, secrétaire d'État auprès du ministre de la Transition énergétique et solidaire, du premier groupe de travail sur le solaire.** Enerplan, par exemple, a dressé mardi 17 avril la liste de ses propositions pour « libérer » le développement de la filière solaire. Pour fixer le cadre, le syndicat des professionnels de l'énergie solaire propose comme objectif d'ici 2028 (échéance de la programmation pluriannuelle de l'énergie en cours d'élaboration) d'atteindre « au minimum 10 % de la production électrique française, soit six fois plus qu'aujourd'hui ». Le parc de production de chaleur solaire pourra être, lui, triplé en passant de 1,64 GWth à 5 GWth. Enerplan prône des réflexions pour assurer le développement « de la solarisation des bâtiments agricoles et le soutien à l'innovation pour créer l'agrovoltaïsme ». Il souhaite aussi que les communes rurales bénéficient du développement du solaire sur les territoires (redistribution de l'IFER). Le syndicat demande aussi que plusieurs dossiers figurent au débat :

reconversion de terrains pollués, artificialisés ou délaissés ; réflexion sur les procédures d'autorisations d'urbanisme qui « *se sont alourdies* » ; autoconsommation avec l'objectif d'avoir « *un cadre de soutien adapté* » ; coûts de raccordement et développement dans les zones non interconnectées (ZNI).

#### ÉMIRATS ARABES UNIS

### Dewa et Acwa Power signent avec Shangai Electric Generation

Dubai Electricity and Water Authority (Dewa) et Acwa Power ont annoncé le 15 avril la signature d'un accord d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) avec Shanghai Electric Generation Group pour la centrale solaire à concentration (CSP) de 700 MW à Dubaï, lancée mi-mars (cf. *Enerpresse* n°12038). « *En signant cet accord, nous avons fait un pas important vers le démarrage des travaux d'ingénierie et de construction* », a déclaré le président d'Acwa Power, Mohammad Abunayyan. Ce projet est la 4<sup>e</sup> phase du parc solaire Mohamed bin Rashid, la plus grande centrale thermo-solaire du monde, peut-on lire dans le communiqué. Le financement est en train d'être finalisé, a également indiqué Acwa Power. L'Industrial and Commercial Bank of China (ICBC) vise à approuver 1,5 milliard de dollars (1,2 md €) de prêt. La centrale est un projet phare pour ICBC, qui soutient par ailleurs les trois principaux fournisseurs chinois d'équipements électriques, Shanghai Electric Generation, Dongfang Electric et Harbin Electric, afin qu'ils se déploient à l'international. L'ICBC, la Banque de Chine et la Banque agricole de Chine joueront un rôle important dans le financement du projet de Dubaï, fournissant près de 80 % de sa dette senior (dette privilégiée), peut-on également lire dans le communiqué.

#### EN BREF

**ROYAUME-UNI Le Royaume-Uni a rejoint l'Alliance solaire internationale (ISA).** La signature officielle a eu lieu lundi 16 avril entre Upendra Tripathy, le directeur de l'ISA, et Penny Mordaunt, secrétaire d'État au développement international. Le Royaume-Uni devient le 62<sup>e</sup> membre de l'alliance, mise en place par le président indien Narendra Modi lors de la COP21.

#### TRANSPORT

#### ESPAGNE

### La péninsule mise sur le GNV pour la mobilité

L'entreprise en charge des transports de la ville de Madrid, EMT Madrid, a annoncé le 10 avril le lancement d'un appel d'offres afin d'acquérir 460 bus roulant au GNC entre 2019 et 2020. Le premier lot concernera 276 bus et le deuxième 184, pour une valeur totale estimée à 138 millions d'euros. En 2017, l'Espagne comptait 2 140 autobus et 2 419 taxis et véhicules légers roulant au GNV, selon les chiffres de l'association ibérique de gaz naturel pour la mobilité (Gasnam). Lors du 6<sup>e</sup> congrès annuel de cette dernière, le 11 avril, le constructeur Seat, désormais la marque référente de Volkswagen pour le développement du GNV, a de son côté indiqué en la personne de son président Luca de Meo vouloir « *renforcer l'infrastructure et relever le défi d'installer 300 stations GNV en Espagne d'ici 2020* ». Lors du ravitaillement en carburant, le GNC entraîne des économies de coûts de 55 % par rapport à l'essence et de 30 % par rapport au diesel, a par ailleurs indiqué le groupe. « *Le GNV présente un grand potentiel commercial, à la fois pour l'industrie automobile et pour l'industrie gazière elle-même* », a également déclaré M. de Meo. « *Nous voulons que cette technologie soit fabriquée en Espagne* », a-t-il poursuivi, définissant cette énergie comme « *une alternative durable et rentable aux carburants traditionnels et au véhicule électrique* ».

## ALLEMAGNE

**Le ministre de l'Économie plaide en faveur de l'électromobilité**

**Le ministre de l'Économie allemand Peter Altmaier a déclaré dans une interview au quotidien allemand *Bild* publiée le 15 avril que l'industrie automobile allemande devait investir massivement dans la mobilité électrique, notamment dans les batteries.**

M. Altmaier a estimé que l'investissement des constructeurs automobiles devrait dans ce domaine s'élever à des « *montants à deux chiffres, en milliards d'euros* », ajoutant ne pas comprendre pourquoi ils avaient hésité aussi longtemps. Quant aux batteries, il a souligné l'urgence de développer une industrie européenne, sous peine de se « *faire à l'idée qu'une grande partie de la valeur ajoutée soit produite en Asie ou aux États-Unis, au lieu de l'être chez nous* ». L'industrie automobile allemande, qui représente 800 000 emplois directs et 1 million d'emplois indirects, souffre toujours des conséquences du dieseldgate, après que Volkswagen a falsifié les chiffres des émissions polluantes de ses véhicules. Le 10 avril, lors de son discours au congrès Future Mobility qui se tenait à Berlin, le ministre avait également déclaré que l'industrie des batteries pourrait être aidée par exemple par une exonération de certaines taxes liées à l'électricité nécessaire à la fabrication, a aussi rapporté la presse allemande.

Selon les données reprises dans une note de l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (Ofate) du 9 avril, le secteur représentait 7,7 % du PIB allemand en 2016 et l'interdiction des moteurs à combustion causerait la perte de 600 000 emplois, rappelant également que le Bundesrat, la chambre haute allemande, avait voté en 2016 l'interdiction de la vente de véhicules à moteurs thermiques d'ici 2030. L'Ofate rappelle en outre que les objectifs de la politique fédérale de 2006 était de 1 million de véhicules électriques en 2020, un objectif déclaré inatteignable en 2017 par la chancelière Angela Merkel, et 6 millions de VE en circulation d'ici 2030. Actuellement aucun nouvel objectif chiffré n'a été publié sur ce point. En revanche, le « contrat de coalition » 2018-2021 du nouveau gouvernement allemand formé en septembre dernier vise 100 000 points de recharge supplémentaires accessibles au public d'ici 2020, dont au moins un tiers de bornes de recharge rapide, ainsi que la mise en place d'un programme pour faciliter l'installer des points de recharge privés.

## EN BREF

**INDE La start-up indienne basée à Bombay Strom Motors a présenté** début avril son modèle 100 % électrique, une petite voiture à trois roues développée spécialement pour les trajets urbains. Elle sera proposée sur le marché indien à 300 000 roupies (3 700 euros), et sera dotée d'une batterie d'une autonomie de 80 km, ou de 120 km selon la version choisie. Elle devrait être commercialisée en fin d'année.

## CLIMAT

## FRANCE

**Le Grand Paris dégage son PCAET**

**Pour 2050, le Plan climat-air-énergie territorial (PCAET) du Grand Paris affiche une triple ambition : atteindre la neutralité carbone, respecter les recommandations de l'Organisation Mondiale de la Santé et de la qualité de l'Air et enfin adapter le territoire aux changements climatiques.** Publié le 9 avril, mais connu depuis le 8 décembre 2017 avant d'être soumis à consultation, le Plan climat de la métropole du Grand Paris prévoit en matière énergétique de mobiliser les acteurs métropolitains à travers l'organisation d'un grand débat sur la stratégie énergétique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre dans la métropole ; d'inscrire les enjeux climat-air-énergie dans la stratégie énergétique territoriale en réalisant un schéma directeur des réseaux de distribution d'énergies métropolitains qui intégrera les orientations du plan ; et enfin de soutenir le développement des énergies

renouvelables et de récupération avec la création d'un fonds de développement de ces énergies. Le PCAET du Grand Paris est volontairement « *restreint au périmètre de responsabilités de la métropole* » et n'aborde que les actions à mettre en œuvre en tant qu'établissement public de coopération intercommunale ou en appui aux communes et autres établissements publics territoriaux. Ainsi certaines mesures relèvent de l'exemplarité métropolitaine, d'autres sur le pilotage métropolitain de la transition territoriale, enfin certains éléments constituent des « *défis à relever* » pour lesquels la métropole ne dispose pas encore des outils nécessaires.

« *La première étape vise donc à mobiliser les acteurs sur ces problématiques territoriales, à améliorer leur connaissance et leur gouvernance, avant la mise en œuvre d'actions opérationnelles dans une seconde phase* ». Ce plan est une première étape, les concertations « *qui auront lieu en 2018 permettront d'établir les actions à charge des autres acteurs du territoire tels que les collectivités, les acteurs économiques, la société civile et les citoyens ainsi que les éventuelles actions complémentaires à mettre en œuvre par la métropole du Grand Paris* ». Son horizon s'étend jusqu'en 2024, date à laquelle les politiques publiques seront réorientées, suite au bilan du Plan climat et aux retours d'expériences des autres territoires, vers les actions les plus pertinentes, pour en 2050 « *concrétiser l'ambition d'une métropole durable, résiliente, innovante et attractive* ».

#### UNION EUROPÉENNE

### Réduction des émissions : le Parlement européen vote à reculons

**Le Parlement européen a adopté, le 17 avril, les nouvelles règles de réduction des émissions de gaz à effet de serre dans les secteurs non couverts par le marché européen du carbone (ETS) pour la période 2021-2030.** C'est pratiquement le point final au dossier, qui doit juste encore recevoir l'aval formel du Conseil des ministres. Le texte doit permettre de se conformer à l'objectif européen de diminuer les émissions des secteurs non ETS (transports, agriculture, construction, déchets) de 30 % en 2030 par rapport à 2005. Ces secteurs représentent à eux seuls environ 60 % des émissions GES de l'UE. Les objectifs de réduction pour 2030 varieront de 0 % à 40 % par rapport aux niveaux de 2005, en fonction du PIB des États. Pour la France, il est de 37 %. « *Une stratégie sera mise en place pour chaque État membre afin de s'assurer que tous réduisent leurs émissions à un rythme constant durant la période établie* », a expliqué le Parlement. Si celui-ci et le Conseil étaient parvenus à s'entendre sur ces règles en décembre dernier, l'assemblée a grincé des dents au moment d'appuyer sur les boutons de vote. Le rapporteur, le libéral néerlandais Gerben-Jan Gerbrandy a lui-même concédé ne pas être satisfait du résultat final, pas suffisamment ambitieux à ses yeux. « *Mais c'est le maximum que nous avons pu obtenir du Conseil* », a-t-il dit en fustigeant l'attitude des capitales. Le texte a finalement reçu un accueil tiède de 343 voix pour, 172 voix contre et 170 abstentions. Le commissaire au Climat et à l'Énergie, Miguel Arias Cañete, parle lui d'un résultat « *ambitieux et réaliste* ». Il applaudit notamment le fait que le Parlement ait obtenu d'avancer de sept mois le point de départ des efforts de réduction par rapport à la date de 2020 proposée initialement par la Commission. « *Cela permet de sauver plus de 120 millions de tonnes d'émissions sur la période 2021-2030, ce qui accroît l'effort final de plus de 10 %* », a indiqué le commissaire.

Moins polémique – il a reçu le feu vert des députés par 575 voix pour, 79 voix contre et 32 abstentions – un nouveau règlement relatif au changement d'affectation des terres et la foresterie (Lulucf) a été adopté le même jour. L'objectif est de garantir une utilisation des terres plus respectueuse du climat, notamment pour ce qui est du changement d'affectation des sols lié à la demande croissante de biomasse et de bioénergie. Le texte prévoit des mesures pour augmenter le niveau des émissions absorbées par les forêts. « *À l'heure actuelle, les forêts de l'UE absorbent l'équivalent de près de 10% du total des émissions de gaz à effet de serre de l'Union chaque année* », indique le Parlement. (I. S.)



# ÉLECTRICITÉ ET GAZ : Retour d'expérience sur les difficultés de l'hiver 2016/2017

Source : CGEDD – CGE – 3<sup>e</sup> partie

Le ministre de la Transition écologique et solidaire a demandé au Conseil général de l'environnement et du développement durable et au Conseil général de l'économie de lui faire des propositions d'évolution du critère de défaillance du système électrique et du critère de sécurité d'approvisionnement du système gazier. Nous reprenons la suite de leur rapport ci-après. Il est signé Mireille Campana (CGE), Philippe Follenfant (CGEDD) et Richard Lavergne (CGE).

## 1.4. Évolutions envisageables du critère de défaillance du système électrique

La notion de défaillance du système électrique français reste largement méconnue du grand public, et elle est parfois mal comprise par certains des acteurs du système électrique. Lorsqu'il est fait référence au niveau de 3 h par an, c'est bien souvent en référence à une coupure d'électricité, sans faire de lien avec l'équilibre offre-demande. Il faut reconnaître que, contrairement à d'autres pays, ce type de coupure, même si le risque en est régulièrement évoqué avant chaque hiver, est très rare en France.

Le principe du passage de « défaillance par délestage/rupture d'alimentation » à « défaillance par usage de leviers exceptionnels » permet une plus grande souplesse et semble une bonne piste mais, à ce stade, il a encore été très peu discuté avec les parties prenantes et mérite d'être validé par les pouvoirs publics.

Comme il a été indiqué plus haut, le coût de défaillance, traduisant l'estimation du préjudice subi par les consommateurs en cas de délestage, était fixé, implicitement ou explicitement, par EDF puis RTE, entre 9 000 et 10 000 €/MWh jusqu'en 2003 (Bilan prévisionnel de RTE pour 2006-2015), en accord avec le ministère chargé de l'énergie. Ce coût permettait à l'Administration de dimensionner la structure souhaitée du parc de production d'électricité pour les années considérées dans le bilan prévisionnel, en tenant compte des gisements d'effacement, d'interruptibilité et d'importations.

Depuis le début des années 2000, l'ouverture des marchés a nettement complexifié le « paysage de défaillance » et les acteurs du marché de l'électricité sont confrontés à l'arbitrage entre les signaux de prix sur les marchés et les informations disponibles sur l'état d'équilibre du système électrique.

### 1.4.1. Commentaires

La surcapacité du système électrique français a longtemps prévalu, jusqu'au milieu des années 2000<sup>1</sup>, mais elle est a perdu de son ampleur au fur et à mesure du temps parce que :

<sup>1</sup> Ceci n'était pas spécifique à la France.

## ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

- Le parc de production « en base » (au moins 8 000 h par an) stagnait, voire décroissait (arrêt de la mise en service de nouvelles centrales de production, fermeture de centrales au charbon polluantes, difficultés à rentabiliser l'investissement dans la construction de nouvelles centrales de production, problèmes de rentabilité économique pour les centrales thermique au charbon ou au fioul).
- En même temps la consommation « de pointe » augmentait, notamment sous l'effet du développement du chauffage électrique dans le bâtiment neuf (jusqu'en 2008) ou de l'usage accru de convecteurs électriques en appoint à d'autres modes de chauffage et, plus récemment, de la désindustrialisation de l'économie française qui a réduit la part non modulée de la consommation<sup>1</sup>. Or le parc de centrales de pointe s'est érodé pour des raisons environnementales et économiques (centrales au fioul), tandis que le « *market design* » actuel du système électrique (tant français qu'europpéen) n'apportait pas d'incitation à investir dans des moyens de production appropriés<sup>2</sup>.
- Enfin le recours aux importations de pays moins thermosensibles que la France permet de limiter la construction de centrales « de pointe »

Le recours aux effacements, aux importations et à d'autres leviers plus ou moins consentis, s'est ainsi imposé peu à peu à RTE pour équilibrer l'offre et la demande.

En fait, comme la crise économique de 2007-2010 a entraîné une stabilisation de la consommation annuelle d'électricité, une certaine forme de « surcapacité » semble continuer d'exister, à condition de regarder sur une période suffisamment longue : le solde exportateur des échanges annuels d'électricité s'élevait à environ 64 TWh pour une consommation finale de 425 TWh en 2015, soit une « marge<sup>3</sup> de manœuvre » apparente de 15 % (bien qu'illusoire sur courte période). À titre de comparaison, l'Allemagne était également excédentaire et fortement exportatrice d'électricité auprès de tous ses voisins, avec 48 TWh de solde exportateur<sup>4</sup> en 2015, pour une consommation finale de 515 TWh, soit une « marge » de seulement 9 %.

Pour récapituler, depuis le milieu des années 2000, des effets se cumulent pour compliquer le maintien de l'équilibre sur des périodes relativement courtes où la puissance appelée est particulièrement élevée pour des raisons climatiques :

- Tendance à la hausse des pointes de consommation, le record actuel ayant été atteint en février 2012 avec 102 GW appelés, en lien avec une thermo-sensibilité (+ 2,4 GW/°C en hiver) accentuée de façon relative par la désindustrialisation<sup>5</sup>. RTE observe cependant que, depuis trois ans, la pointe de demande a cessé de croître plus vite que la consommation annuelle d'électricité, contrairement à la forte croissance des années 2000-2010.
- Fermeture de moyens de pointe pour des raisons environnementales (centrales au charbon et au fioul), soit environ - 8 GW sur 2014-2017, dont -2 GW en 2017.
- Arrivée d'énergies renouvelables variables non pilotables (par exemple, la production solaire est nulle lors de la pointe hivernale de 19 h, même si elle contribue au passage de la consommation

<sup>1</sup> La désindustrialisation a réduit la consommation de base, ce qui tend à augmenter la valeur relative de la pointe de consommation, même si cette dernière n'augmente pas pour autant en valeur absolue

<sup>2</sup> À noter que l'isolation thermique accrue des bâtiments abaisse bien le niveau moyen de consommation d'énergie mais, paradoxalement, accentue l'ampleur relative d'une pointe liée à un pic de froid.

<sup>3</sup> Cette « marge » reflète en fait plus la compétitivité en coûts variables de l'appareil de production français, par rapport à celui des pays voisins, que l'adéquation du parc : elle existerait même si l'on fermait toutes les centrales au gaz ou au fioul, alors que les problèmes de capacité deviendraient considérables dans l'équilibre offre demande.

<sup>4</sup> Il existe toutefois une différence essentielle entre ces deux pays puisque la production d'électricité est d'origine fossile pour 56 % en Allemagne contre seulement 6 % en France (données de 2015), ce qui se reflète pour partie dans le contenu carbone de leurs exportations d'électricité.

<sup>5</sup> La part thermosensible de la demande devenant plus importante en relatif.

## ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

sur l'intervalle 8 h-12 h, et la production éolienne peut être affectée par un anticyclone « sibérien » au moment d'un pic de froid).

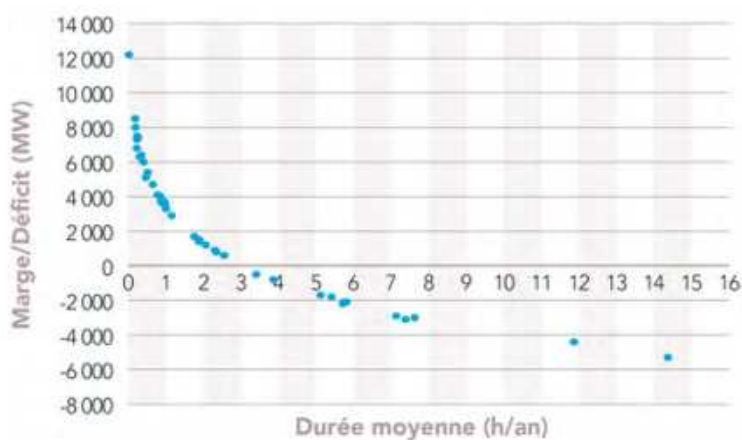
- Difficultés structurelles en Bretagne et dans le Sud-Est.
- Baisse de la production hydroélectrique suite à des périodes de sécheresse plus fréquentes.

Inversement, des conditions plus favorables sont apparues :

- Mise en place d'un mécanisme de capacité (dont le coût est répercuté sur le consommateur) permettant d'assurer que suffisamment de capacité sera présente afin de respecter le critère de défaillance, sous l'égide de RTE, grâce à la présence de moyens certifiés, c'est-à-dire des capacités de production ou des capacités d'effacements certifiés (un industriel ou un ménage diminue volontairement et temporairement sa consommation lorsque RTE en a besoin).
- Mise en service de centrales à gaz (et augmentation relative de la rentabilité des centrales à gaz, ce qui a permis d'en sortir quelques-unes de leur mise sous cocon).
- Développement des interconnexions avec l'étranger, globalement moins thermosensible, et d'un marché européen intégré de l'électricité.
- Relative douceur, en moyenne, des hivers récents qui a limité la consommation annuelle de pointe (mais qui ne peut être tenu pour acquise).
- Sous réserve de confirmation, meilleure acceptation/consentement socio-économique, éventuellement contractualisé(e), du recours à des moyens exceptionnels, voire d'urgence (interruptibilité, baisses de tension, délestages limités et organisés, ...)

Sans considérations de rationalité économique, la sécurité d'approvisionnement pourrait être assurée par une surcapacité du parc électrique pilotable, quitte à faire fonctionner des équipements au ralenti, à les mettre sous cocon ou à exporter le surplus (s'il est compétitif). Selon RTE, la relation entre marge de puissance et durée de défaillance n'est pas linéaire : passer d'une durée de défaillance (avec les leviers exceptionnels contractualisés et non contractualisés) de 3 h à 1 h équivaudrait<sup>1</sup> à assurer une marge supplémentaire de 4 GW « en ruban » (c'est-à-dire non fluctuante), alors que le temps de coupure correspondant, selon RTE, ne serait respectivement que de 1,8 h et 0,6 h.

### Relation entre durée de défaillance et marge ou déficit de capacité pour un système électrique calé sur 3 h/an de défaillance selon la métrique utilisée actuellement par RTE



Source : RTE, Bilan prévisionnel 2016.

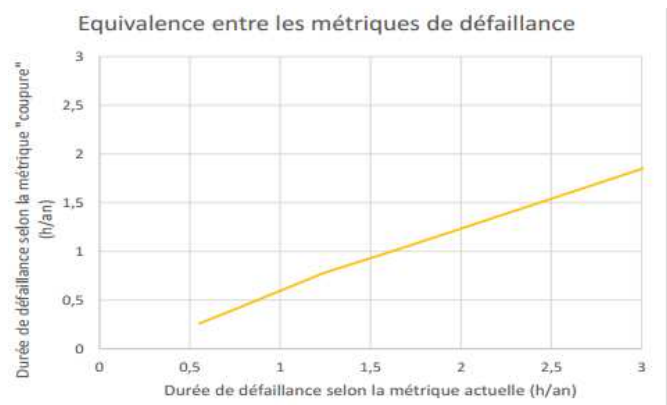
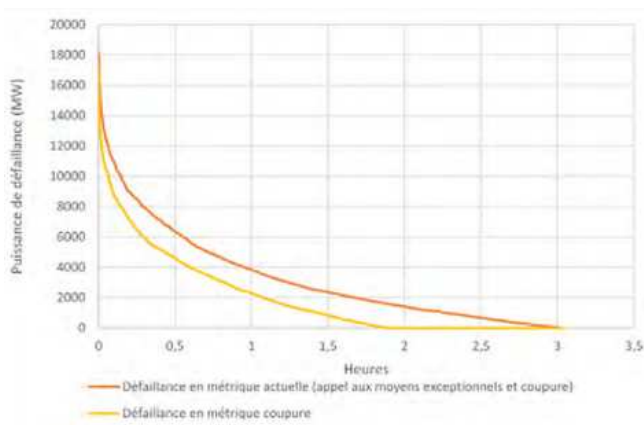
<sup>1</sup> Bilan prévisionnel 2017 de RTE.

## ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

La relation entre le nombre d'heures de défaillance et la marge ou le déficit de puissance estimé pour que le système électrique respecte strictement le critère de sécurité d'alimentation, est illustrée dans le graphique ci-dessous extrait du Bilan prévisionnel 2016. On y lit, par exemple, que face à un déficit de puissance correspondant à une durée de défaillance (au sens actuellement utilisé par RTE) de 6 h/an, donc supérieure au critère des 3 h, il conviendrait d'ajouter environ 2 GW de puissance « parfaite » (c'est-à-dire disponible à tout instant, quoi qu'il arrive) pour revenir au critère des 3 h ; autrement dit, si le parc de production était réduit de 2 GW (en puissance « parfaite »), le critère de défaillance se dégraderait pour atteindre 6 h/an.

Ce raisonnement en puissance manquante est supposé prendre en compte les effets du stockage dans les STEP et des défaillances à l'étranger.

Plus précisément, RTE a modélisé, dans les deux graphiques ci-dessous, l'impact « technique » de deux types de défaillance : celle selon sa métrique incluant des « leviers non contractualisés » (dégradation des marges de manœuvre, application du « - 5 %  $U_n$  », coupures), et celle avec coupure.



Ces deux graphiques montrent en particulier la correspondance entre un niveau de 3 h/an de défaillance (en espérance mathématique), selon la « métrique » utilisée actuellement par RTE (leviers exceptionnels, coupures ciblées, tournantes pour cause de déséquilibre offre-demande) et un niveau de 1,8 h/an, en espérance mathématique, de défaillance conduisant à une coupure (quelle que soit sa finalité) liée à un déséquilibre offre-demande.

La relation entre le défaut de puissance et l'énergie non distribuée en résultant sert à dimensionner le critère, compte-tenu du coût socio-économique de l'énergie non distribuée et du prix en coût complet de l'énergie délivrée par les turbines à combustion qui seraient à mettre à contribution pour maintenir l'équilibre.

En 2011, RTE a fait réaliser une enquête selon laquelle le coût économique d'une coupure de courant supérieure à 3 minutes (coupure dite « longue ») s'élevait<sup>1</sup> en moyenne à 26 000 €/MWh, avec de grands écarts selon le type de consommateur : 34 000 € pour les entreprises, 19 000 € pour les ménages (soit près de 200 fois le tarif de fourniture moyen, de l'ordre de 150 €/MWh). Sur cette base, le bénéfice apporté par l'ajout de 1 MW au parc de production, en supposant le critère de sécurité d'approvisionnement maintenu à 3 h/an, s'élève à 78 000 €/an, ce qui est proche du coût complet annualisé de 1 MW de TAC<sup>2</sup> au gaz.

<sup>1</sup> Une étude plus récente de RTE est en cours qui semble indiquer en première analyse que ce coût pourrait être surestimé.

<sup>2</sup> Turbine à combustion.

**ÉLECTRICITÉ ET GAZ :**

Selon RTE, deux effets se compensent :

- Du fait de l'existence de moyens intermédiaires entre le fonctionnement « normal » du système et la coupure effective de courant, la sécurité d'approvisionnement est en pratique plus élevée que ne l'indique le calcul théorique du nombre d'heures de « défaillances ».
- En même temps, un critère un peu plus contraignant pourrait être justifié du point de vue économique en fonction du coût estimé d'une coupure.

À l'occasion de la publication, le 7 novembre 2017, de son Bilan prévisionnel et de ses nouveaux scénarios à 2035, RTE a révélé un « paysage » de défaillance comportant davantage d'occurrences, mais avec des événements moins longs et souvent moins profonds.

Il conviendrait d'analyser cette notion de profondeur, qui dépend pour une bonne part de la pertinence des scénarios de transition énergétique à 2035 proposés par ce Bilan prévisionnel car, selon RTE, les pouvoirs publics et l'opinion pourraient accepter collectivement l'idée que l'activation des leviers exceptionnels ne constitue pas une situation d'échec, mais plutôt la conséquence d'un système bien géré, puisqu'il est possible de résoudre une bonne partie des situations de crise ou considérées comme telles avec des leviers exceptionnels.

Le paramétrage « économiquement optimal » du critère dépend au premier ordre du coût de la sécurité d'approvisionnement, qui dépend de la situation de parc de production, de la demande et des interconnexions. Le coût de la sécurité d'approvisionnement sera différent entre une situation où celle-ci repose sur la construction de nouveaux moyens de production ou seulement sur le maintien de moyens existants. Dans une approche de long terme (telle que celle des 4 scénarios à 2035 de RTE), il serait souhaitable que le parc de production soit optimisé, de sorte que le coût de 1 MW de capacité supplémentaire soit égal à celui du moyen de pointe neuf le moins coûteux ; la possibilité d'ajuster la puissance totale garantie grâce à des décisions sur le maintien de moyens existants (moins chers) n'ayant alors été que transitoire.

Dans les trajectoires du Bilan prévisionnel 2017, avec des consommations d'électricité prévues comme stables ou en baisse d'ici 2035 (*voir tableau et graphique ci-dessus, en introduction au chapitre 1*), certains choix et échéances présentent des coûts faibles pour assurer la sécurité d'approvisionnement (moyen-terme de 2020 à 2022, scénario Ampère à partir de 2030 et scénario Volt) avec une baisse de la demande et un déploiement d'énergies renouvelables qui compenseraient une baisse modérée du parc de production thermique classique et nucléaire existant. Inversement, une diminution plus forte de la part du nucléaire et des centrales thermiques dans le mix fragiliserait la sécurité d'approvisionnement. Pour ces échéances et les scénarios Ampère et Volt, un critère plus contraignant que 2 h/an (en métrique historique, c'est-à-dire en termes de coupure) serait économiquement pertinent. À l'opposé, pour les autres scénarios (Hertz et Watt, voire d'autres scénarios non modélisés) et pour d'autres échéances, un critère de l'ordre de 2 h/an serait économiquement pertinent. La valeur précise de ces durées serait néanmoins à préciser, ce qui nécessite une étude spécifique.

Conformément aux articles L. 100-1 et L. 141-7 du code de l'énergie, le Gouvernement devra continuer à veiller à ce que les fermetures programmées de moyens de production soient compatibles avec le respect du critère de défaillance, notamment avant l'apparition de marges de manœuvre telles que le laisse espérer le Bilan prévisionnel 2017 de RTE à partir de 2020 (essentiellement grâce à une baisse espérée de la consommation).

On peut aussi s'interroger sur l'évolution du coût socio-économique du MWh non servi : celui-ci peut a priori aussi bien augmenter (par exemple du fait de la perte de fonctionnalité des objets connectés) que diminuer (par une meilleure acceptation de coupures devenant plus courtes). Une description du paysage futur de défaillance (durée des coupures, quantité de GW manquants, possibilité d'épargner une partie des consommateurs lors de coupures tournantes, ...) serait nécessaire pour pouvoir anticiper l'évolution de ce coût.

## ÉLECTRICITÉ ET GAZ :

Selon le Bilan prévisionnel 2017 de RTE, à court terme (jusqu'en 2020), le système électrique dispose de peu de marge de manœuvre (par rapport au critère et à la métrique actuelle de RTE visant le non usage de leviers exceptionnels). À partir de 2020, des marges apparaissent, ce qui signifie que le coût de rendre plus contraignant le critère de défaillance pourrait alors se révéler assez faible. L'avantage pourrait être notable dans une société de plus en plus dépendante de l'électricité et en recherche d'attractivité pour des investisseurs, notamment étrangers. À cet égard, il serait souhaitable que les pouvoirs publics « dédramatisent » le moindre risque de tension du passage de l'hiver, sous peine de perdre en crédibilité, alors que les pays voisins connaissent des situations au moins aussi tendues.

*1.4.2. Impact d'un aléa générique et de la réduction du parc nucléaire*

La mission est interrogée sur la prise en compte d'un aléa « générique », tel que l'indisponibilité simultanée d'un certain nombre de réacteurs nucléaires ou une attaque massive du réseau. Un tel évènement pourrait relever soit d'un traitement à l'aide de mesures classiques, si l'évènement était d'une ampleur limitée et annoncé avec un préavis suffisant<sup>1</sup>, soit de leviers exceptionnels, voire de mesures d'urgence dans le cas contraire. Néanmoins, il est par nature difficile à probabiliser et donc difficile à intégrer dans un critère exprimé en durée de défaillance avec une espérance mathématique. Une première analyse pourrait examiner un parc amputé de 5, 10 ou 15 réacteurs, et RTE travaille sur une telle approche avec des résultats qui devraient être disponibles prochainement.

Par ailleurs, RTE fournit dans son Bilan prévisionnel de 2017 une vision à 2035 sur la possibilité de respecter le critère de défaillance de 3 h, en tenant compte de la fermeture de toutes les centrales au charbon en 2022, avec plusieurs hypothèses de réduction ou de prolongation du parc nucléaire d'ici 2035 (outre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim concomitante avec l'entrée en service de l'EPR Flamanville 3) :

- Scénario Volt : fermeture de 9 réacteurs de 900 MW, soit - 8 GW
- Scénario Ampère : fermeture de 16 réacteurs de 900 MW, soit - 14,5 GW
- Scénario Herz : fermeture de 24 réacteurs, de 900 et 1 300 MW, soit - 24 GW
- Scénario Watt : fermeture de 52 réacteurs, de 900 et 1 300 MW, soit - 55 GW

Le respect du critère de 3 h à l'horizon 2035 suppose, notamment dans le scénario Watt<sup>2</sup>, des efforts considérables d'économie d'électricité et pourrait être compromis par d'autres évolutions (reprise de la consommation industrielle, transferts vers la mobilité électrique, ...). Ainsi, la situation « tendue » que pronostique RTE pour tous les hivers jusqu'en 2020, rend la France particulièrement vulnérable à un aléa générique, puisque les marges de manœuvre que permettaient les centrales au fioul ou au charbon disparaissent ou ont déjà disparu.

S'agissant plus particulièrement du nucléaire, le risque d'évènement générique est en partie lié à la qualité de la maintenance des centrales. Une façon de réduire l'occurrence d'arrêts non programmés dus à des réparations urgentes, serait donc d'accroître l'efficacité de la fonction maintenance, y compris en maintenance préventive, dans l'esprit des souhaits exprimés par l'ASN.

*À suivre...*

<sup>1</sup> Comme cela a été le cas lors de l'hiver 2016-2017. Par contre, en cas d'arrêt subit d'une dizaine de réacteurs nucléaires, par exemple en raison d'une cyber-attaque, comme pour l'effondrement du réseau d'un pays voisin, ce sont vraisemblablement les mesures d'urgence qui s'appliqueraient, a priori hors du champ du présent rapport.

<sup>2</sup> Le scénario Watt s'affranchit du problème de défaut générique puisque presque tous les réacteurs sont supposés être fermés à l'horizon 2035.