

**CONCOURS INTERNE POUR LE RECRUTEMENT
D'ÉLÈVES INGÉNIEURS DES TRAVAUX DE LA MÉTÉOROLOGIE**

SESSION 2022

**ÉPREUVE ÉCRITE OBLIGATOIRE
NOTE DE PROBLÉMATIQUE**

Durée : 4 heures

Coefficient : 4

La rigueur, le soin et la clarté apportés à la rédaction des réponses seront pris en compte dans la notation.
L'utilisation de toute documentation (dictionnaire, support papier, traducteur, téléphone portable, assistant électronique, etc) est strictement interdite.

Consigne :

Il est demandé au candidat, sur la base du dossier qui lui est remis et de ses connaissances personnelles, de décrire une situation et d'en soulever les points saillants.

Cette épreuve vise à apprécier les qualités rédactionnelles du candidat, sa capacité de raisonnement et à comprendre des textes d'ordre général. Le candidat peut être amené, le cas échéant, à proposer des solutions.

À partir des documents fournis, il vous est demandé de rédiger une note de problématique sur la production d'électricité en France aujourd'hui et ses perspectives d'évolution.

Cette épreuve comporte 35 pages (page de garde incluse).

Documents joints :

Document 1 - Méthanisation : les dommages collatéraux d'une technique prometteuse (Les Echos).....	3
Document 2 - Sobriété et renouvelables au secours de la transition (Le Monde).....	5
Document 3 - Électricité : RTE n'exclut pas des coupures de courant mi-janvier (La Croix).....	7
Document 4 - Nucléaire : EDF réduit son estimation de production pour 2022 à cause de la corrosion (20 Minutes).....	9
Document 5 - Vingt-cinq ans de dérégulation des marchés du gaz et de l'électricité (Le Monde diplomatique).....	11
Document 6 - Avenir de l'électricité : « Le 100% renouvelable en 2050 est indispensable » (Libération).....	15
Document 7 - Pourquoi le futur mix électrique coûtera moins cher en relançant le nucléaire, selon RTE (La Tribune).....	17
Document 8 - Relance du nucléaire : huit questions pour un débat radioactif (Le Monde).....	20
Document 9 - Peut-on classer le nucléaire et le gaz comme énergies de transition ? (L'Humanité).....	25
Document 10 - La France devra combiner nucléaire et renouvelables (Les Echos).....	27
Document 11 - A Saint-Brieuc, le parc éolien fait des vagues (Libération).....	29
Document 12 - La production nucléaire tricolore au plus bas depuis trente ans (Les Echos).....	32
Document 13 - L'arrêt de réacteurs nucléaires fait vaciller EDF (Le Figaro).....	34

Document 1 - Méthanisation : les dommages collatéraux d'une technique prometteuse (Les Echos)

Les Echos (site web), lundi 6 décembre 2021

Pauline Verge

Source d'énergie renouvelable, la méthanisation connaît un développement très dynamique depuis la fin des années 2000. Si elle est appelée à peser plus lourd dans le mix énergétique français d'ici à 2050, certains craignent un emballement de la filière au détriment de l'agriculture.

La méthanisation va-t-elle succéder à l'éolien dans la liste des énergies renouvelables sur lesquelles se déchirent les défenseurs de l'écologie ? Alternative durable au nucléaire ou à l'importation de gaz naturel, elle repose sur la dégradation de matière organique et sur le biogaz qui s'en dégage. Sur ses épaules repose une partie des ambitions de l'Etat français en matière d'énergie renouvelable : la programmation pluriannuelle de l'énergie prévoit que le biométhane pèse pour 7 à 10 % du biogaz distribué d'ici à 2030.

Pour produire la même quantité d'énergie, la méthanisation permet de réduire de 73 % l'impact sur le changement climatique, pointe une étude publiée fin novembre par l'Inrae (Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement). C'est aussi la promesse d'une plus grande souveraineté énergétique, alors que la France importe 99 % du gaz naturel qu'elle consomme, majoritairement depuis la Norvège et la Russie.

Mais encore mal connue et affublée d'un nom peu évocateur, la méthanisation a aussi de nombreux détracteurs. A mesure que les projets fleurissent, encouragés par des politiques publiques incitatives depuis la fin des années 2000, les associations locales d'opposition à l'installation de méthaniseurs se multiplient. On lui reproche son impact sur l'agriculture française, ses besoins paradoxaux en énergie, ou encore les risques industriels qu'elle fait peser sur les territoires.

A quelques kilomètres de Nantes, le projet « d'hyperméthaniseur » qui devait voir le jour à Corcoué-sur-Logne a ainsi récemment reçu un avis défavorable de la part du Conseil départemental de Loire-Atlantique. En cause, son incompatibilité avec les infrastructures routières existantes, mais aussi l'opposition forte de citoyens et d'élus locaux face à ce qui devait devenir la plus grande installation française dédiée à la méthanisation.

Un nouveau sursaut

La filière est encore naissante et minoritaire dans le mix énergétique français : les 1.075 unités en service sur le territoire permettent de couvrir 0,6 % de la consommation d'électricité française et 0,5 % de celle de gaz naturel. Le procédé chimique est pourtant connu depuis plusieurs siècles.

Il aurait été utilisé dès le Xe siècle avant J.-C. pour chauffer des bains en Assyrie, au nord de la Mésopotamie, il a ensuite suscité l'intérêt des scientifiques à partir du XVIIe siècle. En Angleterre, le gaz issu des boues fut utilisé pour la première fois en 1896 pour fournir l'électricité nécessaire à l'éclairage public de la ville d'Exeter. On parlait alors, plutôt que de méthanisation, de digestion anaérobie.

Elle a ensuite commencé à se développer en France « à partir des années 1970, en milieu rural sur des substrats agricoles mais aussi sur des stations d'épuration » dans une centaine d'installations, raconte Anne Trémier, directrice de l'unité de recherche Opaale (Optimisation des procédés en agroalimentaire, agriculture et environnement) à l'Inrae. Au cours des dernières années, la production française de biogaz a connu un nouveau sursaut. Encouragée par les différentes lois sur la transition écologique qui se sont succédé depuis 2009, elle est ainsi passée de 1 TWh en 2007 à 7 TWh en 2019.

A l'origine de cette accélération, Anne Trémier évoque deux explications : « La nécessité de produire davantage d'énergie renouvelable et celle de récupérer le méthane des effluents agricoles, dont les effets de

serre sont plus puissants que ceux du CO₂. » La loi de programmation pluriannuelle de l'énergie de 2020 prévoit ainsi 9,7 milliards d'euros pour soutenir le développement de la filière.

Le modèle agricole au cœur des inquiétudes

Si la méthanisation peut aussi s'appuyer sur la dégradation de biodéchets, comme les restes alimentaires, ou sur les boues d'épuration, le modèle agricole, fondé sur le fumier et sur certaines cultures, est largement majoritaire. Seul capable de fournir de la matière organique en assez grande quantité, c'est sur lui que repose le développement de la méthanisation dans le mix énergétique français.

C'est aussi le modèle qui suscite le plus d'inquiétudes. En 2020, le dysfonctionnement du système de sécurité de l'unité de Châteaulin, dans le Finistère, avait par exemple entraîné la pollution de l'Aulne en y déversant 400 mètres cubes de déchets organiques, privant d'eau potable 180.000 personnes. Autre élément propice aux critiques : l'épandage du digestat, la matière restante à l'issue de la méthanisation, utilisée comme fertilisant naturel. Dans les régions calcaires où les sols sont peu épais, ces épandages riches en azote peuvent donner lieu à une infiltration des eaux souterraines, alerte Michel Bakalowicz, du Comité scientifique pour une méthanisation raisonnée.

Quelle vocation pour l'agriculture ?

Au-delà du risque d'accident, faire disparaître plusieurs tonnes de cultures céréalières dans de grandes cuves hermétiques dont elles ressortiront sous la forme de gaz soulève la question de la vocation de l'agriculture. La production d'une énergie renouvelable doit-elle prendre le pas sur l'alimentation ?

Sur ce point, le modèle français est plus hésitant que la stratégie de l'Allemagne, où 9.300 unités de méthanisation produisaient déjà 30 TWh de biogaz en 2017. Depuis 2016, la France limite en effet à 15 % la part des cultures principales dans la totalité de la biomasse méthanisée, là où l'Allemagne a fixé un plafond de 44 % pour le maïs et les graines céréalières.

Pour compenser, la France a recours à des cultures intermédiaires à vocation énergétique, implantées et récoltées entre deux cultures principales dédiées à l'alimentation. Indispensables pour assurer l'accélération de la filière, ces dernières sont elles aussi critiquées car elles nécessitent d'être semées, labourées, irriguées, voire fertilisées, et font augmenter le bilan environnemental de la méthanisation. Publié mi-octobre, le rapport sénatorial sur les enjeux et impacts de la méthanisation dans le mix énergétique pointe lui-même que le « modèle français » est encore à définir et « n'est pas exempt de contradictions, entre agriculture et énergie, environnement et économie ».

Document 2 - Sobriété et renouvelables au secours de la transition (Le Monde)

Le Monde, Économie, jeudi 21 octobre 2021, p. ECO17

L'association négaWatt présente ses pistes pour atteindre la neutralité carbone en 2050

Perrine Mouterde

Pas de construction de nouveau réacteur nucléaire, une consommation d'énergie divisée par deux, une production électrique 100 % issue des énergies renouvelables... La cinquième édition du scénario de l'association négaWatt contribuera sans aucun doute à nourrir le débat, de plus en plus vif dans le contexte de la campagne présidentielle, sur les contours de la transition énergétique. Si l'association, pilotée par des experts indépendants, ne publiera son rapport détaillé que le 26 octobre, elle en dévoile les grandes lignes, mercredi 20 octobre.

« Nous sommes dans un contexte préoccupant, entre l'urgence écologique et sociétale d'un côté et le constat d'une action qui n'est toujours pas au rendez-vous de l'autre, explique Yves Marignac, porte-parole de négaWatt. L'idée est bien de dessiner un objectif commun et de tracer une trajectoire concrète pour l'atteindre. » Depuis sa création, en 2001, l'association s'appuie sur les mêmes fondamentaux, à commencer par la sobriété, une notion souvent occultée du débat sur l'énergie, qui vise à prioriser les besoins essentiels dans les usages individuels et collectifs. Il s'agit, par exemple, d'éliminer les gaspillages, de contenir l'étalement urbain, de préférer le vélo à la voiture... Mais en aucune façon de « revenir à la bougie » .

« Réduire de 30 % la consommation d'électricité dans un bâtiment en éteignant les machines à café, la climatisation ou les écrans quand il n'y a personne dans les bureaux, ça ne diminue pas le confort de vie, assure Stéphane Chatelin, le directeur de négaWatt. Et nous insistons sur les aspects collectifs : pour inciter à prendre le vélo, il faut des pistes cyclables, des parkings... Il y a des politiques publiques de la sobriété à mettre en oeuvre. » Afin de diminuer la quantité d'énergie nécessaire à la satisfaction d'un même besoin, négaWatt mise aussi sur l'efficacité. Ces leviers sont ensuite déclinés par secteurs d'activité. Pour le bâtiment, les experts proposent de privilégier la réhabilitation de ceux existants plutôt que les constructions neuves, ou de généraliser les systèmes de chauffage les plus performants. Surtout, ils appellent, une nouvelle fois, à faire de la rénovation énergétique performante une priorité, pour espérer atteindre l'objectif inscrit dans la loi de rénover l'ensemble du parc à un niveau basse consommation d'ici à 2050.

Augmentation du taux de remplissage des camions, généralisation des véhicules électriques et hybrides, baisse de la production d'acier, de ciment et de plastique, accroissement du nombre de produits durables et réparables, forte hausse des taux de recyclage, diminution de 50 % de la quantité de protéines animales consommées, développement de l'agriculture biologique... Grâce à l'ensemble de ces mesures, la consommation d'énergie pourrait avoir diminué de 53 % à l'horizon 2050. Si cette décrue peut sembler importante, elle correspond, en réalité, à l'objectif inscrit dans la stratégie nationale bas carbone décidée par le gouvernement, qui consiste à « réduire de moitié les consommations d'énergie dans tous les secteurs d'activité » .

Selon ce scénario élaboré par négaWatt, charbon, pétrole et gaz fossiles ne constitueraient plus que 4 % du mix d'ici trente ans. L'électricité représenterait 44 % de cette consommation d'énergie et serait produite uniquement à partir de renouvelables la production d'électricité serait de 530 térawattheures, avec une électrification importante des usages. L'éolien deviendrait la première source d'énergie, avec 99 gigawatts (GW) de capacités installées, contre 17,6 GW fin 2020. Le pays compterait alors 18 500 éoliennes, soit près de deux fois le nombre actuel par comparaison, il y en a déjà 30 000 en Allemagne, sur un territoire plus petit. Ce sont aussi 3 000 éoliennes en mer et 140 GW de capacités photovoltaïques (10,3 GW, fin 2020) qui auront été mises en service, dont 52 GW au sol, hors terrains agricoles.

Impact positif pour la santé

Par rapport à ses précédents travaux, négaWatt a revu à la baisse ses prévisions en matière de recours à la biomasse, en réduisant notamment les prélèvements de bois en forêt, en raison des incertitudes liées à l'avenir de ces écosystèmes fragilisés par le réchauffement. L'association mise, en revanche, sur le développement du biogaz d'origine agricole et continue de s'appuyer sur le processus de méthanation, qui permet de stocker de l'électricité sous forme de méthane, pour répondre au défi de la variabilité des renouvelables (la production d'un parc éolien ou d'une centrale solaire fluctue en fonction des conditions météorologiques et de l'alternance jour-nuit). Concernant le nucléaire, l'association prévoit désormais la fermeture du dernier réacteur en 2045. D'ici là, les experts plaident pour une fermeture progressive des centrales et réclament l'abandon du projet de l'EPR de Flamanville (Manche), dont la mise en service est prévue pour début 2023 après moult déboires, retards et surcoûts.

Outre le fait d'atteindre la neutralité carbone en 2050, ce scénario aurait aussi un impact positif en matière de santé (réduction de la pollution de l'air), sur l'économie et sur l'emploi, assurent ses concepteurs. Ainsi, au moins 250 000 postes pourraient être créés dès 2030 dans le secteur de la rénovation et près de 90 000 dans les énergies renouvelables, de nouvelles filières industrielles pourraient voir le jour et les 50 milliards à 70 milliards d'euros dépensés chaque année pour importer des énergies fossiles pourraient être fléchés vers des investissements d'avenir.

La publication de ce travail prospectif faisant la part belle à la maîtrise des consommations d'énergie et aux renouvelables intervient dans un contexte très politique, quelques jours seulement avant la parution des scénarios de production électrique du gestionnaire du Réseau de transport d'électricité, réalisés à la demande du gouvernement, et alors que le président, Emmanuel Macron, pourrait annoncer prochainement sa volonté de lancer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Espérant peser dans le débat des prochains mois, négaWatt publiera, le 26 octobre, une série de propositions détaillées à l'intention des candidats à la présidentielle.

Document 3 - Électricité : RTE n'exclut pas des coupures de courant mi-janvier (La Croix)

La Croix (site web), Economie, jeudi 30 décembre 2021

Jean-Claude Bourbon

Analyse La production nucléaire est au plus bas et les périodes sans vent se multiplient. En cas de vague de froid, des restrictions de l'électricité pourraient être mises en place.

Une vague de froid dans la deuxième quinzaine de janvier, avec des températures inférieures de 4 degrés par rapport à la normale, une très faible production éolienne et des arrêts fortuits de réacteurs nucléaires. Si ces trois facteurs se vérifient au même moment, la France sera obligée de procéder à des coupures ciblées de courant, de manière « certaine », selon le scénario catastrophe dévoilé, jeudi 30 décembre, par RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité.

Mais une période de grand froid associée à l'absence de vent suffirait à ce que « le recours à des moyens exceptionnels » soit « probable », souligne-t-il, dans un document réactualisant ses prévisions d'équilibre offre-demande pour l'hiver.

Coupures ciblées et appel au bon sens citoyen

Les « leviers post-marchés », dans le jargon de RTE, sont connus. Certains grands consommateurs industriels pourraient réduire volontairement leur demande, moyennant une rémunération, au travers de contrats dits « d'incorruptibilité ». Ils sont une petite vingtaine. Autre solution, la tension serait réduite de 5 % sur le réseau de distribution, « sans que cela soit perceptible », précise Jean-Paul Roubin, le directeur de l'exploitation de RTE, permettant de réduire la consommation d'environ 3 %.

Des délestages ciblés pourraient également être mis en place sur certains sites, « en dernier ressort », mais ne dureraient pas plus de deux heures. Reste enfin l'appel au bon sens des ménages, avec le dispositif Ecowatt qui encourage à limiter sa consommation aux heures de pointe. Au total, ces différents « effacements » sont estimés à 3,4 GW, à comparer avec une pointe à 80 GW.

De nombreux réacteurs nucléaires à l'arrêt

La situation est donc très tendue. Mais pour la France, le problème est d'abord celui de la faible disponibilité du parc nucléaire, évalué entre 43 et 51 GW sur une grande partie du mois de janvier, sur une capacité totale de 51 GW. « Il s'agit du plus bas niveau jamais atteint à cette période de l'année », souligne RTE. Mi-décembre, 17 réacteurs sur 56 étaient à l'arrêt (en travaux ou en cours de rechargement de combustible) et il y en aura encore entre 8 et 12 en janvier.

Pour prolonger la durée de vie de son parc, EDF est engagé dans des travaux lourds de rénovation, dans le cadre du programme de « grand carénage », avec des arrêts qui durent plusieurs mois et ont plutôt tendance à s'allonger. L'électricien subit encore les effets de la crise sanitaire et des différentes périodes de confinement qui ont bousculé son calendrier.

À cela s'ajoutent des problèmes techniques inattendus, qui ont conduit EDF à annoncer le 15 décembre l'arrêt de ses quatre plus gros réacteurs à Chooz et Civaux (les plus récents aussi). « Cela prive le système électrique d'une puissance pilotable de 4,5 GW par rapport à la capacité attendue en janvier », indique RTE.

Une année 2020 sans vent

Il ne faut pas compter sur la production des renouvelables pour remédier à l'indisponibilité temporaire des réacteurs français. Le soleil ne brille pas quand la demande est forte, tôt le matin et en fin de journée, et les

éoliennes tournent au ralenti, avec une production couvrant à peine 5 % des besoins entre le 20 et le 24 décembre.

Ce manque de vent est récurrent depuis plusieurs mois et pose question pour les années à venir, compte tenu des objectifs d'augmentation du parc éolien. En septembre, le « facteur de charge de l'éolien » (le temps où les machines produisent) est ainsi tombé à 3 %, contre 23 % en moyenne sur l'année. La situation est encore plus problématique en Allemagne, où le poids de l'éolien est plus important.

Un recours accru aux importations

Finalement, pour approvisionner la France en électricité aux heures de pointe, il y a encore le charbon allemand... Quand il a fait très froid la semaine avant Noël, des records d'importation de courant ont même été battus : 13,4 GW le 20 décembre tôt le matin, et 12,9 GW le lendemain et le surlendemain, également à l'aube. À chaque fois, entre deux tiers et trois quarts des électrons étrangers arrivaient d'outre-Rhin, où les centrales thermiques (gaz et charbon) tournent à plein régime.

Aujourd'hui, trois centrales charbon sont encore en service dans l'Hexagone. Celle de Saint-Avold (Moselle) doit fermer au printemps 2022 et les deux de Cordemais (Loire-Atlantique) sont censées fonctionner jusqu'en 2024 pour alimenter la Bretagne. Mais la loi énergie climat leur impose un plafond de 700 heures par an, soit environ un mois. Ce niveau pourrait être atteint bien avant la fin de l'hiver.

Document 4 - Nucléaire : EDF réduit son estimation de production pour 2022 à cause de la corrosion (20 Minutes)

20 Minutes (site web), Planète, jeudi 13 janvier 2022

20 Minutes avec AFP

INFRASTRUCTURES Le groupe français a revu à la baisse ses chiffres de 10% à cause de l'arrêt temporaire de cinq réacteurs

Tensions sur les prix en vue. Un problème de corrosion sur le système de sécurité des réacteurs nucléaires français s'est étendu à au moins un autre réacteur, un nouveau déboire qui tombe mal au moment où l'approvisionnement électrique est tendu et la filière scrutée comme jamais. Ces problèmes ont poussé le groupe français EDF à réduire sa prévision de production d'électricité nucléaire pour 2022 « à 300 - 330 TWh, contre 330 - 360 TWh », en raison « du prolongement de la durée d'arrêt de cinq réacteurs du parc nucléaire français d'EDF », a annoncé le groupe dans un communiqué jeudi soir.

Parmi eux, un réacteur de la centrale de Penly (Seine-Maritime) est désormais aussi concerné par ce défaut, qui n'avait jusqu'à présent affecté que des réacteurs plus puissants et récents. « Les défauts qui ont été constatés sur les réacteurs de dernière génération ont été constatés sur un autre réacteur », celui de Penly 1, qui est déjà à l'arrêt, a indiqué à l'AFP Karine Herviou, directrice générale adjointe de l'Institut de radioprotection et de sûreté nucléaire (IRSN). Le problème n'avait jusqu'à présent été identifié que sur des réacteurs de 1.450 mégawatts. Le défaut détecté à Penly 1, un réacteur de 1.300 MW, est le premier qui concerne une autre famille de réacteurs.

Même phénomène que précédemment

EDF avait annoncé à la mi-décembre l'arrêt par précaution des deux réacteurs de la centrale de Chooz (Ardennes) pour vérification d'éventuels défauts sur son circuit de refroidissement de secours, après la détection de défauts à Civaux (Vienne), une autre centrale de même modèle.

Le groupe a, depuis, annoncé qu'un des réacteurs de Chooz était effectivement concerné par le même problème. Le second fait toujours l'objet d'investigations.

Le problème identifié à Penly « serait dû aussi à un phénomène de corrosion sous contrainte, c'est-à-dire le même phénomène qui a été détecté » sur les réacteurs de 1.450 MW, a précisé Karine Herviou, évoquant « un défaut de l'ordre du millimètre ».

L'arrêt des quatre réacteurs de Civaux et de Chooz en plein mois de décembre avait privé la France de 10 % de sa capacité nucléaire et fait bondir les prix de l'électricité, déjà très élevés, sur le marché.

« La réalisation des contrôles, l'instruction de solutions techniques et leur déploiement conduisent EDF à prolonger l'arrêt des réacteurs de Civaux 1, Civaux 2, Chooz 1, Chooz 2 et Penly 1 », a prévenu jeudi soir le groupe public d'énergie.

Problèmes à venir ailleurs ?

Le gestionnaire du réseau RTE a renforcé dernièrement son niveau de vigilance sur l'approvisionnement de la France en électricité alors que la disponibilité du parc nucléaire, également chamboulée par la pandémie, est au plus bas. La France, qui tire la grande majorité de son électricité du nucléaire, comptait jeudi 10 réacteurs indisponibles sur 56 et était privée de 20 % de ses capacités, au moment où la consommation est élevée avec la baisse des températures.

La question est désormais de savoir si d'autres réacteurs du parc français sont concernés par ce problème de corrosion. « On ne sait pas s'il n'y a pas de problèmes ailleurs. EDF est en train de revoir tous les enregistrements » des contrôles effectués dans le passé sur le parc, a indiqué Karine Herviou.

« Il est impossible d'exclure que d'autres réacteurs du palier 1.300 MW soient touchés », a jugé Yves Marignac, expert nucléaire de l'association Négawatt.

« Ce qui pose un problème difficile pour les autorités, qui est de savoir si on applique la même logique (que pour les réacteurs de 1.450 MW) et on ferme préventivement les réacteurs ou si on privilégie la sécurité électrique », a-t-il ajouté. Car « fermer davantage de réacteurs de 1.300 MW conduirait inévitablement à des ruptures d'approvisionnement ».

Les nouveaux problèmes révélés jeudi interviennent à l'heure où la France s'interroge sur son avenir énergétique sur fond de montée des préoccupations autour du changement climatique. Le nucléaire est l'un des thèmes clivants de la campagne présidentielle, avec des candidats favorables à cette énergie (notamment à droite, à l'extrême droite mais aussi au PCF) et d'autres hostiles (LFI et EELV en particulier).

Le président Emmanuel Macron, qui ne s'est pas encore déclaré candidat à un second mandat, a annoncé en novembre que la France allait lancer un nouveau programme de construction de réacteurs nucléaires. Elle n'en construit pour l'instant qu'un seul de nouvelle génération, l'EPR de Flamanville (Manche), qui a connu de nombreux retards. Le dernier vient d'être annoncé mercredi : le chargement du combustible a été repoussé de fin 2022 au second trimestre 2023, pour une facture alourdie de 300 millions d'euros.

Document 5 - Vingt-cinq ans de dérégulation des marchés du gaz et de l'électricité (Le Monde diplomatique)

lundi 1 novembre 2021, p. 21

Aurélien Bernier

Prix de l'énergie, une folie organisée

Les décideurs européens l'assuraient : la concurrence ferait baisser les prix du gaz et de l'électricité, au profit des ménages comme des entreprises. Il se produit l'inverse depuis les années 2000. Si la reprise chaotique d'une économie bouleversée par la pandémie explique l'origine de la flambée actuelle, la dérégulation génère une augmentation structurelle des prix encore plus inquiétante.

Depuis la fin de l'été 2021, les prix de l'énergie grimpent dans toutes les régions du monde. Le tarif régulé du gaz en France a augmenté de 57 % pour les ménages depuis le 1er janvier. L'électricité suit le même chemin : passée, en dix ans, de 120 euros par mégawattheure à 190 euros, la facture des particuliers va monter en flèche en 2022. Cette crise tire l'inflation dans la zone euro à son plus haut niveau depuis 2008 (3,4 % sur un an) et menace particulièrement les personnes précaires et les entreprises. Alors que beaucoup de commentateurs n'y voient que des raisons conjoncturelles, les vraies causes sont à rechercher à Bruxelles.

Le 19 décembre 1996, les pays de l'Union européenne adoptent une directive concernant les « règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ». Pour gérer ce monopole naturel, beaucoup d'États membres ont bâti un service public intégré, qui assure la production, le transport et la distribution. Mais Bruxelles veut instaurer « un marché de l'électricité concurrentiel et compétitif ». Moins de deux ans plus tard, une autre directive amorce la privatisation du gaz.

La méthode a été mise au point par des économistes de l'école de Chicago, expérimentée au Chili, puis au Royaume-Uni. Elle met en oeuvre deux principes. La « séparation patrimoniale » vise à isoler des activités précédemment intégrées au sein d'une même entreprise publique de façon à les rendre indépendantes les unes des autres. Sujet d'une attention particulière, les activités de gestion des réseaux doivent être séparées, comptablement puis juridiquement, pour offrir un traitement « équitable » à tous les producteurs et fournisseurs qui se feront concurrence sur les marchés dérégulés. Au cours des années 2000, Réseau de transport d'électricité (RTE) et Électricité réseau distribution France (ERDF, à présent Enedis) sont détachés d'Électricité de France (EDF). Chez Gaz de France (devenu GDF Suez après sa privatisation, puis Engie), le réseau de gazoducs à haute pression et les activités de distribution sont transférés respectivement à GRTgaz et Gaz réseau distribution France (GRDF).

La création de Bourses du gaz et de l'électricité, sur lesquelles se forment des prix de marché, répond au deuxième principe fondateur du modèle néolibéral. Elles ont vocation à remplacer les tarifications encadrées par les pouvoirs publics. En France, l'entreprise de marché Powernext ouvre sa Bourse de l'électricité en 2001 et sa Bourse du gaz en 2008, avant que les marchés nationaux soient progressivement intégrés à l'échelle européenne. Plusieurs types de contrats sont mis en circulation pour couvrir les besoins des fournisseurs. Les contrats « à terme » permettent une livraison différée à l'année, au trimestre, au mois ou à la semaine suivante pour un prix conclu à l'avance. Les contrats « spot » concernent les livraisons pour le lendemain ou pour les quelques jours qui suivent et les achats en temps réel.

La libéralisation du gaz et celle de l'électricité ne présentaient pas le même enjeu politique ni la même difficulté. La France ne produit pratiquement pas de gaz et doit l'importer. Ses principaux fournisseurs étaient en 2020 la Norvège pour 36 %, la Russie pour 17 %, les Pays-Bas et l'Algérie pour 8 % chacun et le Nigeria pour 7 % (1). Une fois la gestion du réseau rendue « indépendante » du monopole historique, ses concurrents peuvent acheter du gaz à des pays producteurs et le vendre aux consommateurs en acquittant un simple péage pour utiliser les infrastructures françaises. Le fournisseur le plus compétitif est celui qui s'approvisionne au meilleur prix... ou qui comprime au mieux ses dépenses de fonctionnement.

Subvention d'un genre nouveau

Par le passé, Gaz de France signait des contrats de fourniture de long terme, généralement d'une durée de dix à quinze ans. Outre la sécurité d'approvisionnement, la durée des contrats offrait l'avantage de financer les infrastructures (gazoducs, méthaniers, terminaux...) sans prise de risque excessive. Aux débuts de la privatisation, la plupart des nouveaux fournisseurs s'approvisionnent eux aussi avec des contrats de long terme. Mais, sous l'effet d'une concurrence qui s'intensifie, les contrats spot s'imposent.

Selon Thomas Reverdy, sociologue spécialiste des prix de l'énergie, cette évolution doit beaucoup à l'opportunisme des industriels. « Quand les prix des contrats spot ont commencé à chuter, nous explique-t-il, les gros consommateurs ont demandé à leurs fournisseurs de les faire bénéficier de cette baisse. Pour répondre à cette demande, les fournisseurs se sont désengagés de contrats de long terme et ont acheté des contrats spot. Ainsi, le marché spot a pris beaucoup plus d'importance dans la fixation des prix (2). » Une tendance accentuée par l'essor du gaz liquéfié, dont le transport par bateaux renforce la liquidité du marché, mais aussi sa volatilité. Dès 2015, les contrats de long terme ne pèsent plus qu'un tiers des transactions à l'échelle européenne. Toujours soumis à la conjoncture (situation économique, températures...), les cours du gaz deviennent nettement plus sensibles aux logiques spéculatives, et les variations en Bourse se répercutent directement sur les consommateurs.

Introduire la concurrence dans le système électrique s'annonçait autrement plus difficile que pour le gaz. Non seulement la France produit bien davantage qu'elle ne consomme, mais EDF détient l'essentiel des moyens de production et notamment les centrales nucléaires, qu'il n'est pas question pour l'État de privatiser, même partiellement. L'Union européenne n'a d'autre choix que d'adapter la théorie économique libérale à cette situation française.

Afin d'ouvrir une brèche dans le quasi-monopole d'EDF, Bruxelles commence par soutenir le développement privé des énergies renouvelables électriques. La Commission européenne encourage un système de subvention d'un genre nouveau : le tarif d'achat à un prix garanti, bien plus élevé que le coût de production moyen de l'électricité. La loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité instaure ce principe en France. Financée par tous les consommateurs via une taxe sur les consommations, cette aide proportionnelle à la quantité d'énergie produite vient « sécuriser » les investissements privés. Avec l'émergence de filières de fabrication en Asie, les prix des modules photovoltaïques et des génératrices éoliennes chutent fortement au début des années 2010. Grâce au tarif de rachat, le développement de ces projets renouvelables électriques devient très lucratif et suscite un véritable engouement, non sans effets pervers comme l'implantation désordonnée d'infrastructures. Pour la période 2002-2013, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) estime le coût de la subvention à 7,4 milliards d'euros. En 2020, la puissance installée représentait 28 gigawatts de photovoltaïque et d'éolien, essentiellement privé, et 93 gigawatts pour le parc de centrales de l'opérateur historique. Cette percée des énergies renouvelables en puissance installée doit toutefois être nuancée en tenant compte du « facteur de charge », c'est-à-dire le taux d'utilisation annuel des moyens de production. En 2020, il était de 14,4 % pour le photovoltaïque, 23 % pour le thermique, 26,5 % pour l'éolien, 29 % pour l'hydraulique et 61 % pour le nucléaire.

Sachant qu'EDF gardera malgré tout un avantage décisif en matière de production, puisqu'elle continuera à disposer du parc nucléaire, l'Union européenne veut créer une concurrence au niveau de la fourniture. Mais, dans ce cas, la question du prix est cruciale car, pour s'implanter, les fournisseurs privés d'électricité doivent proposer des offres compétitives.

Paris et Bruxelles trouvent un compromis au tournant des années 2010. D'une part, EDF tiendra chaque année un quart de sa production nucléaire à la disposition de ses concurrents sur le marché français, qu'elle leur vendra à un tarif plafonné par les pouvoirs publics. Ce système est baptisé accès régulé à l'électricité nucléaire historique (Arenh). D'autre part, les tarifs régulés par les pouvoirs publics qui reflétaient les coûts de production d'EDF doivent céder la place à des prix de marché. Pour les consommateurs non résidentiels (tous les consommateurs autres que les particuliers), la question est réglée avec la suppression pure et

simple des tarifs régulés « jaune » et « vert » intervenue en 2016. Pour les ménages, le calcul du tarif « bleu » d'EDF est modifié pour intégrer une composante qui reflète le prix de l'électricité sur la Bourse européenne; de cette manière, si les prix de marché augmentent, le tarif régulé aussi (3), et sans justification dans les coûts de production.

Plus récemment, Bruxelles a voulu encourager un nouveau type d'offres commerciales dit « de tarification dynamique ». Dans ce système de facturation, les prix de Bourse sont répercutés en temps réel (heure par heure) sur le consommateur grâce à la technologie des fameux compteurs communicants de type Linky. La directive européenne du 5 juin 2019 ne se contente pas d'autoriser cette tarification dynamique, mais l'impose à « chaque fournisseur qui a plus de 200 000 clients finals ». Ce mode de calcul reporte sur les ménages, les collectivités et les entreprises consommatrices le risque de Bourse.

Le remplacement progressif de tarifs régulés par des prix de marché n'a rien d'un changement anodin. Dans l'« ancien monde » de l'électricité, celui du service public français, les tarifs sont définis de façon à fournir les consommateurs au meilleur prix tout en permettant à EDF de réaliser les investissements nécessaires au bon fonctionnement du réseau. L'opérateur historique utilise ses moyens de production suivant un « ordre de mérite » : les moins chers à faire fonctionner (l'éolien, le solaire, l'hydraulique au fil de l'eau et le nucléaire) sont appelés en premier, les plus chers (les centrales thermiques) en dernier. L'État applique ensuite une régulation tarifaire qui fixe les prix payés par les consommateurs, qui reflètent un « coût complet » et optimisé du mix énergétique.

Avec la Bourse de l'électricité, il en va tout autrement. Le cours du mégawattheure varie en permanence au fil de la journée en fonction de l'offre et de la demande. En période de pointe de consommation, le marché peut offrir des profits faciles aux gestionnaires de centrales thermiques ou hydroélectriques qui assurent l'équilibre du réseau européen. Pour un opérateur averse, il est tentant de réserver la mise en route de ces centrales aux moments où les prix sont les plus hauts... et donc de tirer encore davantage les cours à la hausse.

« Revenir au temps long »

Les centrales à gaz assurant en moyenne 20 % de la production européenne totale (en 2020) et surtout l'essentiel de la production de pointe, la hausse du prix de ce combustible se répercute sur les cours de l'électricité. S'y ajoutent l'augmentation du prix du carbone et les fluctuations d'autres marchés bâtis sur le même schéma : les certificats d'économies d'énergie, les certificats d'origine des énergies renouvelables, les certificats de capacité qui servent aux fournisseurs à réserver des moyens de production... Le prix de l'électricité est devenu un empilement de mécanismes boursiers.

Face à la flambée de l'automne 2021, les gouvernements cherchent à intervenir, mais sont dépassés par cette mécanique incroyablement complexe, d'autant qu'ils ont sacrifié sur l'autel de la concurrence européenne la plupart de leurs moyens de régulation. Reste la fiscalité sur l'énergie, réduite par l'Italie, l'Espagne ou le Portugal afin de contenir la hausse des factures. En France, le gouvernement met en place un chèque énergie pour près de six millions de ménages à faibles revenus et diffère les augmentations de tarif prévues au-delà d'octobre 2021 pour le gaz et en février 2022 pour l'électricité. Les consommateurs paieront, mais plus tard, le temps peut-être d'une baisse des prix du marché... ou de la fin des élections nationales. Le 20 octobre, le premier ministre Jean Castex annonce également le versement d'une « indemnité inflation » de 100 euros pour les personnes ayant un revenu inférieur à 2 000 euros net par mois.

Ces réponses conjoncturelles ne font pas illusion. Les associations de consommateurs dénoncent de plus en plus ouvertement ce système et sont rejointes par les gros clients industriels confrontés à une situation critique de renchérissement de leurs coûts de fabrication. De leur côté, les organisations syndicales multiplient les initiatives pour réclamer un retour de l'énergie dans le giron public. Dans un dossier d'analyse, Sud Énergie appelle à « sortir l'électricité du marché » pour « revenir au temps long, à la planification des investissements, à des tarifs stables, lisibles et équitables » (4). La Fédération nationale des mines et de

l'énergie (FNME) CGT défend un « programme progressiste de l'énergie » pour bâtir un service public rénové (5).

Si la flambée des prix a conduit à différer le projet Hercule de démantèlement d'EDF (6), aucune inflexion n'est pourtant prévue du côté de Bruxelles, qui persiste dans sa logique de dérégulation et de privatisation. Sortir l'énergie des logiques de marché pose donc une autre question, aux répercussions bien plus vastes : comment s'affranchir de ce droit européen ultralibéral qui s'impose aux États ?

Note(s) :

- (1) « Chiffres clés de l'énergie. Édition 2021 », ministère de la transition écologique, Paris, septembre 2021.
- (2) Cf. Thomas Reverdy, La Construction politique du prix de l'énergie, Presses de Sciences Po, Paris, 2014.
- (3) Lire « Électricité, le prix de la concurrence », Le Monde diplomatique, mai 2019.
- (4) « Augmentation des prix de l'électricité ? : dossier d'analyse », SUD Énergie, 16 septembre 2021.
- (5) « Programme progressiste de l'énergie de la FNME CGT » (PDF).
- (6) Lire Anne Debrégeas et David Garcia, « Qui veut la mort d'EDF ? », Le Monde diplomatique, février 2021.

Document 6 - Avenir de l'électricité : « Le 100% renouvelable en 2050 est indispensable » (Libération)

Libération, Environnement, lundi 25 octobre 2021

A l'occasion de la publication du rapport « Futurs énergétiques 2050 » du Réseau de transport d'électricité, Yves Marignac, porte-parole de l'association négaWatt, revient sur la possibilité pour la France de s'approvisionner uniquement en énergies renouvelables.

Si l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050 est sur toutes les lèvres, les moyens d'y arriver opposent partisans du nucléaire et défenseurs des énergies renouvelables. Alors que le Réseau de transport d'électricité (RTE), le gestionnaire du réseau électrique français, a dévoilé ce lundi six scénarios sur l'avenir énergétique de la France, Yves Marignac, porte-parole de l'association négaWatt, donne sa vision sur le tout-renouvelable.

Quelles conclusions tirez-vous du rapport publié ce lundi par le RTE ?

Il nous livre un enseignement majeur : il acte la possibilité d'une trajectoire énergétique 100% renouvelable. Si les conclusions de l'étude font part d'inquiétudes sur la mise en oeuvre d'un tel scénario, il n'y a pas d'impossibilité quant à sa faisabilité d'un point de vue technique. Avec le vieillissement du parc nucléaire, la France est désormais face à un choix : reconduire l'atome ou se pencher sérieusement sur les énergies renouvelables. Mais l'enjeu principal porte sur la question de la demande en électricité. RTE pose à ce propos trois hypothèses : une trajectoire centrale, avec une hausse de la consommation d'électricité d'environ 35% en 2050 par rapport à aujourd'hui (645 TWh par an), une trajectoire basse, dite de «sobriété» (555 TWh), et une trajectoire haute, de réindustrialisation profonde (755 TWh).

Comment atteindre le 100% renouvelable sans menacer l'approvisionnement en électricité ?

Si l'on veut transformer le système électrique français en profondeur, il faut maîtriser les usages. C'est-à-dire faire de la sobriété et de l'efficacité énergétique la priorité. Dans les scénarios centraux de RTE, la consommation d'électricité augmente à cause de l'objectif de neutralité carbone. Cela induit en effet une hausse de la demande en électricité : voitures électriques, réindustrialisation de la France, etc. Pour amortir cette augmentation, il faut compenser par des efforts accrus en matière de maîtrise des consommations.

Concrètement, cela doit passer par des politiques publiques, une régularisation des activités des entreprises et une hiérarchisation des besoins collectifs et individuels en électricité. La sobriété doit permettre à tous de satisfaire ses besoins tout en posant des seuils à ne pas dépasser pour rester en adéquation avec les limites planétaires. La maîtrise de la demande est l'option la plus vertueuse et la plus résiliente des trajectoires envisagées.

Quelles sont les limites du rapport du RTE ?

Le scénario de négaWatt, publié prochainement, cherche pour sa part à traiter l'ensemble de la crise écologique et sociale, en prenant en compte de nombreux critères, autour des 17 piliers du développement durable des Nations unies. Le rapport du RTE, lui, se focalise sur des modélisations purement électriques, sans s'intéresser à toutes les implications plus larges. Si l'étude s'intéresse à l'impact de l'artificialisation des sols ou des besoins de minerais dus au déploiement des énergies renouvelables, RTE ne les regarde qu'à travers le prisme du système électrique, avec une vue limitée sur les conséquences sociales ou sur la biodiversité par exemple.

Le rythme de développement des énergies renouvelables est-il tenable pour 2050 ?

Le 100% renouvelable en 2050 est non seulement envisageable mais surtout indispensable. Nous arrivons face à un mur : le vieillissement des centrales nucléaires et leur inévitable fermeture. Plus on attend pour agir, plus le défi sera conséquent avec une consommation d'électricité qui ne cesse d'augmenter. Il faut donc

déployer de nouveaux moyens de production. Et l'on sait désormais que l'énergie renouvelable est plus efficiente que le nucléaire. Un mégawatt heure produit par les énergies renouvelables peut descendre aujourd'hui à 50 euros. Le prix passe à 100 euros environ pour un nouveau réacteur. De plus, nous sommes dans une période où l'on sous-investit dans le réseau électrique. Si on cherche effectivement à relever le défi du renouvelable, nous avons toutes les cartes en main.

Combien cela coûtera-t-il de passer au tout-renouvelable ?

Les scénarios du RTE concluent, avec des hypothèses favorables au nucléaire, que passer au 100% renouvelable coûtera un peu plus cher que si l'on reste avec une part de nucléaire dans le mix énergétique. Cependant, l'économie réalisée grâce à la maîtrise des usages est du même ordre que le surcoût des renouvelables par rapport au nucléaire. Le coût du système électrique sera inévitablement plus cher en 2050, quel que soit le scénario retenu. Le réinvestissement dans le nucléaire, que ce soit pour l'entretien des centrales déjà existantes ou la construction de nouvelles, sera à long terme moins efficient que le choix des renouvelables.

Document 7 - Pourquoi le futur mix électrique coûtera moins cher en relançant le nucléaire, selon RTE (La Tribune)

La Tribune, no. 7282, Entreprises, samedi 4 décembre 2021

Marine Godelier

Le nucléaire, moins cher que les éoliennes et les panneaux solaires ? Parmi ses scénarios du futur mix énergétique pour atteindre la neutralité carbone en 2050, RTE affirme que ceux misant uniquement sur les renouvelables sont moins compétitifs que les trajectoires intégrant l'atome. Pourtant, plusieurs calculs affirment le contraire, notamment les LCOE (« coût actualisé de l'énergie produite ») de la Banque Lazard. Mais selon RTE, cette méthode n'est pas fiable, puisqu'elle oublie d'intégrer les frais liés à la flexibilité et au réseau. Explications.

Au fur et à mesure que la campagne présidentielle avance, les débats s'enflamment sur l'avenir énergétique du pays. Car le temps des décisions presse si la France veut effectivement atteindre la neutralité carbone d'ici à la moitié du siècle, comme elle s'y est engagée en 2019. Résultat : tandis qu'Emmanuel Macron a ouvert la voie à une relance de l'atome lors de son allocution télévisée du 9 novembre, les partisans des renouvelables et du nucléaire s'écharpent sur l'impact des différentes technologies bas carbone existantes. Et intègrent une composante majeure dans l'équation : celle de leur coût.

Résolument anti-nucléaire, le candidat EELV, Yannick Jadot, répète ainsi à l'envi que l'électricité provenant de la fission est « beaucoup plus chère que celle issue des énergies renouvelables ». Quant à Jean-Luc Mélenchon (LFI), il dénonce régulièrement le coût de « 150 milliards d'euros » du « grand carénage », le plan d'EDF pour prolonger et assurer la sécurité des centrales.

Mais le gestionnaire du réseau électrique RTE semble affirmer le contraire. Parmi ses six scénarios prospectifs publiés en octobre « Futurs Énergétiques 2050 », le plus compétitif serait en fait celui qui intègre le plus de nucléaire. Autrement dit, dans la grande majorité des configurations étudiées, un scénario de lancement rapide de nouveaux réacteurs (en plus des renouvelables) serait moins coûteux qu'une trajectoire de sortie du nucléaire avec un développement massif du solaire et de l'éolien. Cet écart s'élèverait même à près de dix milliards d'euros par an, selon les indicateurs de référence.

Un gain de compétitivité des énergies renouvelables

Et pourtant, les coûts du nouveau nucléaire resteraient globalement plus élevés que ceux des énergies renouvelables en 2050, avance RTE. Dans le détail, « à coût du capital identique », les premiers seraient compris (hors raccordement) entre 60 et 85 €/MWh, contre 30 à 45 €/MWh pour les seconds. En effet, en même temps que l'explosion des coûts des EPR, ceux du solaire photovoltaïque ont déjà diminué de 85% en dix ans, selon l'IRENA (Agence internationale pour les énergies renouvelables), et « il y a un consensus sur le fait que la baisse va se poursuivre », précise Thomas Veyrenc, directeur exécutif en charge de la stratégie, de la prospective et de l'évaluation de RTE.

« Les nouvelles technologies des panneaux, notamment le polysilicium, consommeront moins de matières premières, avec un meilleur rendement. Il faut y ajouter un effet d'échelle lié à la massification à l'échelle mondiale », ajoute-t-il.

Les coûts de l'éolien, à la fois terrestre et posé en mer, devraient également fléchir. La tendance est déjà marquée : alors que les premiers parcs offshore attribués au début des années 2010 atteignaient 130 à 150 euros le MWh, ce nombre a chuté à 44 euros / MWh pour l'appel d'offre du projet de Dunkerque, dont la mise en service est prévue dès 2026.

Coûts complets du système

Un constat qui donne a priori raison à Yannick Jadot, et que le candidat met d'ailleurs en avant. Mais pour RTE, celui-ci « ne suffit pas pour conclure sur la pertinence économique » d'un choix de production tout renouvelables. Car le calcul se base notamment sur le LCOE (« coût actualisé de l'énergie produite »), un indicateur de la banque Lazard largement utilisé, mais qui n'intègre en fait pas les coûts du système associés à chaque technologie. « Cela revient à calculer le prix d'un panneau solaire isolé. Or, il s'adapte en fonction de la présence d'autres moyens », note Thomas Veyrenc.

« Dès janvier, nous montrions dans un rapport commun avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE) que le LCOE est intéressant mais insuffisant. En effet, il n'intègre ni les coûts liés au besoin de flexibilité, comme les batteries, le stockage hydraulique, ou encore la boucle hydrogène. Ni ceux induits par le réseau de transport et de distribution, qu'il faudra adapter si l'on change de modèle de production », développe-t-il.

Pour combler ces lacunes, RTE affirme avoir examiné les « coûts complets du système » pour chacun des scénarios, dans une analyse « bottom-up » incluant la chaîne de production, de flexibilité et de réseau, et en tenant compte des taux de charge.

Le prix de l'intermittence

Et ces coûts additionnels seront « plus importants dans les scénarios avec une très forte part en énergies renouvelables ». Premièrement parce que ces dernières produisent de façon intermittente, et que la France ne dispose pas encore de solution compétitive de stockage de l'électricité sur le long cours. Résultat : plus leur part sera élevée, plus les besoins en centrales thermiques pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en période d'intermittence seront grands. Dans l'idéal, celles-ci finiraient par tourner au gaz « vert » plutôt que fossile, mais le coût de cette solution « pourrait être bien plus élevé » que le gaz naturel dont on dispose aujourd'hui, précise Thomas Veyrenc.

« Il y a beaucoup d'incertitudes sur l'évolution de ce coût, selon qu'on considère qu'on transformera l'électricité et l'eau en hydrogène à partir d'électrolyseurs situés en France, ou via des importations et un super système interconnecté en Europe. Ou encore, selon qu'on utilisera plutôt du biogaz ou du méthane de synthèse », explique Olivier Houvenagel, responsable des études prospectives à RTE.

Sur le stockage des électrons pour étaler la consommation, RTE a retenu une division par deux des coûts des batteries à horizon 2050. Mais ce chiffre reste très incertain : si leur prix a baissé ces dernières années avec le passage à l'échelle, et continuera de diminuer, la demande très forte en matériaux critiques (cobalt, lithium) « pourrait entraîner une tension sur l'approvisionnement, donc un renchérissement », avance Olivier Houvenagel. A l'inverse, RTE intègre dans son modèle la possibilité d'un fort progrès technique, voire d'une rupture technologique, qui améliorerait grandement les rendements et ferait baisser les coûts.

De la même manière les besoins en réseau seront « significativement plus élevés » dans les scénarios à forte part en énergie renouvelable, ajoute RTE. En cause, notamment, le raccordement des parcs éoliens en mer, qui deviendrait « l'une des principales composantes des coûts du réseau », mais aussi celui des panneaux photovoltaïques et des éoliennes terrestres.

Les scénarios avec nucléaire, plus compétitifs

C'est donc en intégrant l'ensemble de ces coûts de flexibilité et de réseau que RTE arrive à la conclusion que les coûts sont « globalement inférieurs » dans les scénarios de construction de nouveaux réacteurs nucléaires. Et ce, même si la facture des EPR2 restait aussi élevée que celle de l'EPR de Flamanville (environ 12 millions d'euros), ce qui ne devrait pas arriver du fait de l'effet de série et des économies d'échelle. Et dans toutes les configurations, RTE assure avoir pris en compte l'ensemble des composantes de coûts sur tout le cycle de vie des centrales, de l'exploitation à la gestion à long terme des déchets, en passant par la maintenance et le démantèlement.

« Pour les coûts liés à l'aval, on a retenu à chaque fois l'hypothèse la plus pessimiste possible, afin de ne pas sous-estimer des postes de dépenses, car c'est un point de débat. Et ce, en recueillant des données auprès des opérateurs concernés, et en réalisant des analyses de sensibilité », précise Olivier Houvenagel.

Reste que, dans toutes les configurations, le coût complet du système électrique, aujourd'hui de 45 milliards d'euros par an, devrait grimper entre 60 et 80 milliards d'euros, du fait du changement de modèle et de l'électrification des usages. Et selon le régime de soutien des pouvoirs publics français au nouveau nucléaire, ou européen via la taxonomie verte, les tarifs de production pourraient varier.

Mais la compétitivité économique n'est pas le seul critère qui doit aiguiller la prise de décision, rappelle Thomas Veyrenc. Car alors que les six scénarios présentent tous des voies possibles vers la neutralité carbone (même s'ils impliquent des paris technologiques et de faisabilité), le choix final de la sortie ou non du nucléaire sera, in fine, d'ordre politique. Et promet d'engendrer encore de longs débats.

Document 8 - Relance du nucléaire : huit questions pour un débat radioactif (Le Monde)

Le Monde, Économie, vendredi 19 novembre 2021, p. ECO18

David Larousserie, Perrine Mouterdeet, Adrien Pécout

Emmanuel Macron a annoncé son intention de faire construire de nouveaux réacteurs, justifiant ce choix par la nécessaire indépendance énergétique de la France et la lutte contre le réchauffement climatique. Mais où en est la filière ? Etat des lieux

Quelle place la France doit-elle accorder au nucléaire dans le cadre de sa transition énergétique ?

En annonçant, sans entrer dans le détail, mardi 9 novembre, sa volonté de relancer le programme nucléaire français, le président Emmanuel Macron a pris position et contribué à imposer le débat à cinq mois de la prochaine élection présidentielle. Avec ses 56 réacteurs et ses quelque 70 % d'électricité d'origine nucléaire, la France jouit de l'un des systèmes électriques les plus décarbonés d'Europe. Mais son parc, construit entre les années 1970 et 1990, le deuxième plus important dans le monde derrière les Etats-Unis, est vieillissant : 36 ans de moyenne d'âge. Pour des raisons de vétusté, il devra en grande partie être mis à l'arrêt d'ici à la moitié du siècle.

Le pays sera donc amené à remplacer cette importante capacité de production électrique bas carbone. En parallèle, pour tenir ses objectifs climatiques et réduire sa consommation encore majoritaire d'énergies fossiles, il lui faudra surtout produire 35 % de térawattheures d'électricité de plus qu'aujourd'hui d'ici à 2050, selon le scénario central de Réseau de transport d'électricité (RTE), le gestionnaire national du réseau de transport d'électricité. Dans ce contexte, la France doit-elle lancer un programme afin de construire en série d'autres réacteurs de nouvelle génération, les EPR (sigle anglais pour « réacteur pressurisé européen ») ? Ou bien ferait-elle mieux de tout miser sur les énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire, et sortir progressivement du nucléaire ? A ce sujet, opinion, experts et politiques restent divisés.

De nouveaux réacteurs sont-ils indispensables face au défi climatique ? Pour ses partisans, se passer de l'atome à l'heure de l'urgence climatique serait une aberration. Le nucléaire est, avec l'éolien, la source d'énergie qui émet le moins de gaz à effet de serre au cours de son cycle de vie, soit de l'extraction du minerai au démantèlement des installations. D'après l'Agence internationale de l'énergie atomique (AIEA), le nucléaire a permis d'éviter dans le monde au moins l'équivalent de 60 gigatonnes de CO₂ depuis 1970, soit cinq années d'émissions mondiales du secteur électrique. Les réacteurs ont aussi l'avantage de produire de l'électricité à la demande et de manière continue, contrairement aux éoliennes et aux panneaux solaires, dont la production varie avec la météo ou le cycle jour/nuit. Ils sont, pour leurs défenseurs, un complément incontournable au développement des renouvelables. Au niveau mondial, les grandes institutions, dont l'Agence internationale de l'énergie (AIE), misent sur une augmentation des capacités de production nucléaire au cours des prochaines décennies. « Le défi du changement climatique est tellement immense que nous ne pouvons nous permettre d'exclure des technologies bas carbone », estime Fatih Birol, le directeur général de l'AIE. La part globale de l'atome dans la production mondiale d'électricité restera toutefois limitée moins de 10 %, selon l'AIE.

Pour les opposants au nucléaire en revanche, la construction de nouveaux réacteurs n'est pas nécessaire à l'atteinte de nos objectifs climatiques. Ils pointent d'abord la question des délais : en France, la mise en service d'une première paire d'EPR ne devrait pas intervenir avant, au mieux, 2035 ou 2040. Ils ne contribueront donc pas à la très forte réduction des émissions attendue d'ici à 2030. Des experts et des ONG avancent que la priorité, pour répondre rapidement au défi du réchauffement, est plutôt d'agir sur la maîtrise de la consommation et l'efficacité énergétique, tout en développant les renouvelables et les solutions de flexibilité, comme notamment le stockage par batterie. Dans son rapport publié le 25 octobre, le gestionnaire national RTE laisse le débat ouvert. Sur les six scénarios permettant tous d'atteindre la neutralité carbone en 2050, trois misent sur la mise en service de nouveaux réacteurs.

La filière est-elle capable de construire de nouveaux réacteurs ?

La France a longtemps vécu sur son parc historique. Une dizaine d'années sépare la mise en service du dernier réacteur inauguré à Civaux (Vienne), en 1999, et le lancement, en 2007, du chantier actuel de Flamanville (Manche). Un « trou » qui a notamment conduit à « une perte de compétences généralisée », comme l'a pointé en 2019 le rapport Folz portant sur les déboires du chantier de Flamanville. Ces dernières années, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) s'est également inquiétée à plusieurs reprises de la « capacité industrielle d'EDF et des intervenants de la filière » dans le cadre des travaux colossaux engagés actuellement pour prolonger de dix ans l'activité des réacteurs déjà existants. Fin 2020, son président, Bernard Doroszczuk, rappelait que le secteur devait, d'une certaine façon, faire ses preuves : « La filière se mobilise pour qu'il y ait de nouveaux grands projets », mais « il faut d'abord qu'elle démontre sa capacité à réussir le réexamen » des réacteurs atteignant l'âge de 40 ans. « C'est en quelque sorte un test préalable », insistait-il. Aujourd'hui, la filière se déclare « prête » à reprendre les grands travaux, comme le groupe Electricité de France (EDF) l'a encore affirmé, le 8 novembre, à l'occasion d'un point d'étape du « plan Excell ». Depuis 2019, le groupe coordonne ce « plan d'excellence de la filière nucléaire » visant à restaurer « la confiance » et à « fabriquer conforme du premier coup ». L'électricien national souligne qu'à la différence des premiers EPR, qui s'apparentaient à un prototype de tête de série, les nouveaux réacteurs reposeront sur une conception simplifiée. Par exemple, « la diversité des robinets en catalogue a été divisée par 10, passant de 13 000 [pour l'EPR de Flamanville] à 1 200 références [pour les futurs EPR] ». »

En parallèle de Flamanville, EDF a participé au lancement du premier EPR dans le monde en 2018 : celui de Taishan, en Chine, où une fuite de gaz rares a déjà entraîné une mise provisoire à l'arrêt. Le groupe mène aussi un projet au Royaume-Uni (Hinkley Point C). « Pour aller au bout des investissements nécessaires, les entreprises auront besoin de visibilité », souligne Cécile Arbouille, déléguée générale du Groupement des industriels français de l'énergie nucléaire. La filière française, qui revendique 220 000 emplois directs et indirects, estime qu'une nouvelle paire de réacteurs pourrait représenter 10 000 emplois supplémentaires. Mme Arbouille espère attirer « les bonnes compétences au bon moment », alors que le pays manque par exemple de soudeurs, toutes filières confondues.

Combien coûterait la relance d'un programme nucléaire et qui le paierait ?

A Flamanville, la facture s'est envolée : de 3,3 milliards d'euros envisagés en 2007, l'enveloppe globale pourrait atteindre 19,1 milliards d'euros en 2023 (dont 12,4 milliards de coûts de construction), selon la Cour des comptes. Pour autant, EDF l'assure : le lancement de six EPR permettrait d'abaisser les coûts, du fait d'une production en série. L'exploitant table aujourd'hui sur un coût de 46 milliards d'euros pour la construction de trois nouvelles paires de réacteurs, quand les ministères de la transition écologique et de l'économie envisagent déjà une fourchette supérieure, de 52 à 64 milliards d'euros, selon un document de travail révélé par le média Contexte . Les modalités exactes du financement n'ont pas encore été tranchées, et ne seront pas neutres pour EDF (dont l'Etat détient la majorité des parts), déjà fortement endettée. Le déploiement de nouveaux réacteurs nécessiterait une implication forte des pouvoirs publics, par exemple sous forme de garantie d'emprunt. « Les coûts de production d'électricité dépendront beaucoup du schéma financier, un peu comme s'il s'agissait d'une voiture pour laquelle vous payez chaque mois, explique Valérie Faudon, déléguée générale de la Société française d'énergie nucléaire. Tout dépendra du taux auquel vous avez emprunté. » L'Etat lève en effet de l'argent sur les marchés à de bien meilleurs taux que les acteurs privés.

Dans son rapport du 25 octobre, RTE estime, en se fondant sur une hypothèse centrale d'un coût de financement assez faible (4 %), que construire de nouveaux réacteurs est « pertinent du point de vue économique ». Malgré des « coûts bruts de production des nouvelles centrales nucléaires (...) en moyenne plus élevés que ceux associés aux grands parcs d'énergies renouvelables », et malgré les montants nécessaires au retraitement et au stockage des déchets radioactifs comme au démantèlement futur des sites, les scénarios les plus nucléarisés « peuvent conduire, à long terme, à des coûts plus bas pour la collectivité qu'un scénario 100 % renouvelables ». Pour le système électrique, la méthode de calcul retenue par RTE est celle des « coûts complets annualisés ». En raison de leur caractère intermittent, les énergies

renouvelables comme l'éolien ou le solaire supposent davantage de capacités d'acheminement ou de flexibilité (stockage, pilotage de la demande et nouvelles centrales d'appoint).

La conclusion de RTE ne convainc pas les opposants au nucléaire, qui soulignent la très forte chute des coûts du solaire et de l'éolien observée ces dernières années. « En prenant en compte l'incertitude liée aux hypothèses [prises par RTE], les différents scénarios relèvent des mêmes ordres de grandeur en matière de coûts : il n'y a pas véritablement d'avantage économique du nucléaire », estime Greenpeace. Selon l'étude de RTE, le scénario du mix électrique à l'horizon 2060 le moins coûteux (et aussi le plus nucléarisé) représenterait 59 milliards d'euros par an, contre 80 milliards pour le scénario le plus onéreux (sans nouveau nucléaire).

Le nouveau nucléaire présente-t-il des garanties de sûreté ?

Dans son bilan annuel 2020 sur l'état des installations du parc, Bernard Doroszczuk indique que la sûreté s'est « globalement améliorée » en 2020, tout en pointant la persistance de « points d'attention ». Les futurs EPR2, s'ils voient le jour, seront-ils plus sûrs que les réacteurs actuels ? Le gendarme du nucléaire a validé, en 2019, les « options de sûreté » proposées par EDF pour ces futures installations, qui devraient garantir le même niveau de sûreté que l'EPR de Flamanville. « La vraie marche en matière de sûreté se trouve entre les réacteurs dits de deuxième génération, qui fonctionnent actuellement en France et dont la conception date des années 1970, et la troisième génération, dont font partie Flamanville 3 et les EPR2 », précise Julien Collet, le directeur général adjoint de l'ASN. La troisième génération prend notamment en compte, dès sa conception, le risque d'un accident avec fusion du cœur et celui d'agressions externes, telles que des séismes ou des inondations extrêmes.

Malgré ces progrès, les opposants rappellent que la France ne sera jamais totalement à l'abri d'un accident, citant les catastrophes de Tchernobyl (1986) et de Fukushima à la suite d'un tsunami (2011). Les conséquences pour les populations ou l'environnement peuvent être majeures. Ils estiment aussi que le système de contrôle de la sûreté, qui repose notamment sur le principe de la déclaration des incidents par EDF, n'est pas suffisant.

Sait-on gérer les déchets et démanteler les installations ?

Outre le risque d'accident ou d'atteintes à l'environnement, la gestion des déchets est le sujet qui préoccupe le plus les opposants au nucléaire. Fin 2019, l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs stockait 1,67 million de mètres cubes de déchets radioactifs. Les plus dangereux ne représentent qu'une toute petite part de ce volume : 3 % d'entre eux concentrent plus de 99 % de la radioactivité ils resteront radioactifs jusqu'à des centaines de milliers d'années. Actuellement entreposés dans les installations d'Orano à La Hague (Manche), ils pourraient à terme être enfouis sous 500 mètres d'argile à Bure, dans la Meuse. Le projet de Centre industriel de stockage géologique (Cigéo), encore fortement contesté, attend sa reconnaissance d'utilité publique, qui pourrait être déclarée dans les prochaines semaines. A l'échelle mondiale, aucun site de stockage définitif de ces déchets de haute activité n'a encore été mis en service, à l'exception d'une installation pilote aux Etats-Unis pour des déchets issus du programme militaire.

Au-delà de Cigéo, l'ASN a multiplié les alertes concernant le risque que des « filières de gestion sûres » ne soient pas disponibles dans les quinze à vingt ans à venir pour les autres types de déchets, faute de décisions politiques rapides. A La Hague, les piscines où sont entreposés les combustibles usés seront saturées à l'horizon 2030. Même chose pour l'installation abritant les déchets très faiblement radioactifs à Morvilliers (Aube), alors que d'autres produits, comme des éléments conditionnés dans du bitume, n'ont toujours aucune solution de stockage pérenne.

Les partisans du nucléaire avancent, de leur côté, que la filière a fait la démonstration, depuis quarante ans, de sa capacité à gérer les déchets qu'elle produit sans impact sanitaire ou sur l'environnement. « Les déchets les plus dangereux sont en très petite quantité par rapport au service qu'ils nous rendent, insiste Myrto Tripathi, présidente de l'association Voix du nucléaire. Et Cigéo est une solution pour les gérer. » Concernant le démantèlement, neuf réacteurs de quatre technologies différentes sont actuellement « en

cours de déconstruction en France », selon EDF. Le plus ancien se trouve à Chinon (graphite gaz) et sa mise à l'arrêt remonte à... 1973. La déconstruction des réacteurs de deuxième génération (à eau pressurisée), qui constituent la majorité du parc, coûterait selon l'exploitant entre « 350 et 400 millions d'euros » par unité. Outre ceux de Fessenheim (Haut-Rhin) en 2020, seuls deux réacteurs de cette catégorie ont déjà été arrêtés sur le site de Chooz (Ardennes) : la fin de leur démantèlement est prévue pour 2024, soit trente-trois ans après leur mise à l'arrêt. A l'avenir, EDF espère accomplir ses prochaines déconstructions en une quinzaine d'années de travaux.

En quoi le nucléaire est-il un gage d'indépendance ?

Depuis le début, le nucléaire repose sur l'idée d'une certaine souveraineté de la France. En mars 1974, moins d'un an après le choc pétrolier, le plan Messmer, du nom du premier ministre d'alors, avait un objectif : se passer d'importations d'hydrocarbures pour la production nationale de l'électricité, à partir des centrales réparties dans le pays. Aujourd'hui encore, alors que la consommation d'énergie repose en France principalement sur des importations d'énergies fossiles, les partisans du nucléaire soulignent l'intérêt d'une source d'énergie produite sur le territoire.

En partie grâce à l'atome, la France produit sur son sol un peu plus de la moitié de son énergie consommée (54,6 % en 2019). Pour autant, ce pourcentage baisserait significativement si l'Agence internationale de l'énergie et Eurostat prenaient en compte l'origine du minerai nécessaire à la combustion nucléaire. Le pays importe environ 8 000 tonnes d'uranium naturel par an, notamment en provenance du Kazakhstan, du Canada et du Niger. « La géopolitique de l'uranium n'est pas du tout la même que celle des énergies fossiles, la répartition de l'uranium est plus homogène sur terre et il se stocke très facilement pendant plusieurs années », précise Michel Berthélemy, économiste à l'Agence pour l'énergie nucléaire, rattachée à l'Organisation de coopération et de développement économiques. Le minerai étant présent dans une variété de pays et sur tous les continents, les risques de dépendance à tel ou tel pays sont moindres. « L'uranium représente à peu près 5 % du coût global de production de l'électricité », indique le groupe Orano, spécialisé dans les métiers du combustible, pour signifier que les fluctuations des cours de ce minerai ne modifieraient qu'à la marge la facture totale.

Un débat démocratique est-il possible ?

Après l'annonce du président sur la construction de nouveaux réacteurs, les détracteurs du nucléaire ont dénoncé une décision « antidémocratique » et « unilatérale ». « S'il s'était exprimé en tant que candidat à la présidentielle, Emmanuel Macron aurait été tout à fait légitime à se prononcer en faveur d'une relance du nucléaire, a par exemple réagi France Nature Environnement. Le problème, c'est qu'il a annoncé cette relance en tant que président. Les citoyennes et citoyens méritent d'être maîtres de l'avenir énergétique et décarboné de la France à travers un vrai et riche débat démocratique. » « Ce n'est pas en imposant des décisions depuis l'Élysée que l'on réussira notre transition énergétique », a aussi estimé Greenpeace.

De fait, la construction ou non de nouveaux réacteurs ne sera mise en œuvre que lors du prochain quinquennat, en fonction du candidat qui aura été élu. Avec cette annonce, Emmanuel Macron a surtout clarifié sa position dans le cadre de la campagne présidentielle. « Au moins ses intentions sont claires, estime Nicolas Goldberg, analyste énergie auprès du cabinet Columbus Consulting. Et il y aura forcément des débats au Parlement, dans le cadre d'un projet de loi de finances à propos du financement, autour de la régulation, pour la mise à jour de la programmation pluriannuelle de l'énergie... » Ce document, qui constitue la feuille de route énergétique de la France, doit être révisé d'ici à 2023. Au Parlement, une quinzaine de députés ont déposé mi-octobre une proposition de loi pour renforcer les pouvoirs du Parlement sur la stratégie nucléaire, en instituant diverses mesures de transparence afin que les élus puissent se prononcer « de façon éclairée sur des choix qui engagent l'avenir de toute une nation ». Les citoyens pourraient être consultés lors du choix des sites retenus pour implanter de nouveaux réacteurs, si leur construction était effectivement lancée.

Où en est la recherche sur le nucléaire ?

Fin août 2019, le Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) décidait d'abandonner un projet de recherche sur un nouveau type de réacteur nucléaire, dit de quatrième génération, Astrid. « Astrid constituait le programme phare de la recherche nucléaire française. L'industrie nucléaire française ne dispose plus aujourd'hui de projet comparable de long terme, permettant aux chercheurs de confronter et valider de nouvelles options technologiques », résume un rapport de l'Office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques du 8 juillet (Opecst), qui craint « un risque de perte de l'acquis de soixante-dix ans de recherche ». Sur les six concepts de quatrième génération qu'explorent Etats-Unis, Russie, Chine ou Inde, la France ne conserve des compétences que sur deux. La famille Astrid, dite des réacteurs à neutrons rapides refroidis au sodium, et celle dite des sels fondus, où le combustible est liquide, mélangé à des sels qui servent aussi de caloporteurs. Ces deux technologies consomment mieux l'uranium et peuvent aussi « brûler » le plutonium ou d'autres produits, permettant de réduire les déchets à traiter et de limiter les risques de dépendance à l'uranium.

Une autre voie de recherche est également explorée sans projet de prototype en France, les réacteurs pilotés par accélérateur de particules, pour transmuter la matière, c'est-à-dire transformer des éléments radioactifs en éléments de plus courte durée de vie ou moins actifs. Depuis octobre, le plan d'investissements France 2030 a porté l'attention sur les « petits réacteurs modulaires », de plus faible puissance et n'impliquant pas de rupture technologique. Le projet Nuward, entre notamment EDF et le CEA, doit déboucher sur un démonstrateur vers 2035. Mais il se destine principalement à l'export. Finalement, le projet le plus concret en recherche nucléaire est le réacteur international ITER, en cours de construction dans les Bouches-du-Rhône, dont le but est de démontrer la capacité à générer de l'énergie par la fusion nucléaire, plutôt que par la fission, le principe qui anime jusqu'à présent tous les réacteurs.

Document 9 - Peut-on classer le nucléaire et le gaz comme énergies de transition ? (L'Humanité)

L'Humanité, Climat et Europe, mardi 18 janvier 2022, p. 12

Rappel des faits La Commission a présenté son projet de labellisation verte. Les 27 pays de l'Union européenne doivent se prononcer avant le 21 janvier.

Le nucléaire, une technologie durable qui mérite une maîtrise publique

Peppino Terpolilli, Chercheur en géoscience retraité, responsable syndical. Louis Mazuy, Ingénieur retraité de Framatome, ancien responsable syndical et politique.

L'urgence climatique s'impose à tous, mais les choix énergétiques retenus par les différents pays européens sont différents. La taxonomie européenne conditionne les financements nécessaires pour atteindre les objectifs retenus au niveau des différentes stratégies de décarbonation en Europe. Sa récente version proposée, intégrant le nucléaire et le gaz, surprend des commentateurs.

Pour le nucléaire, c'est la reconnaissance du fait que c'est une énergie pilotable, ne produisant pas de gaz à effet de serre (GES) en fonctionnement et très peu tout au long du cycle. Le document de la Commission reconnaît qu'il existe une solution fiable au problème des déchets et que la fermeture du cycle, avec les réacteurs de 4e génération, porterait les réserves en combustible, qui sont actuellement de plusieurs centaines d'années, à plusieurs milliers d'années. C'est donc une énergie durable, avec plusieurs pays producteurs de combustible.

La présence du gaz dans le texte peut effectivement surprendre, car la production et la combustion de cet hydrocarbure produisent des GES (du méthane et du CO₂). Plusieurs pays européens sont concernés, notamment l'Allemagne qui abandonne le nucléaire et développe beaucoup de renouvelables (EnR), éolien et photovoltaïque. Elle souhaite remplacer ses centrales à charbon, nécessaires pour suppléer le comportement aléatoire du vent et du soleil, par des centrales à gaz moins émettrices (- 40 %) de CO₂. Notons le caractère très variable de ces renouvelables qui fragilise la sécurité du réseau de distribution électrique. Cela illustre la difficulté de se passer des combustibles fossiles, qui représentent plus de 80 % de l'énergie primaire produite dans le monde.

C'est aussi l'idée de la possibilité de scénarios de production électrique tout EnR qui rencontre diverses limites. Les scénarios existants s'appuient peu ou prou sur les travaux de l'association négaWatt en France, qui suivent ceux du Pr Jacobson à Stanford. Ces travaux reposent beaucoup sur une « hypothèse » cruciale, le fait que la consommation d'électricité en 2050 serait pratiquement la même que celle d'aujourd'hui. Au regard de la nécessité de reporter massivement les usages de l'énergie sur l'électricité pour réellement sortir des énergies fossiles et du fait de l'augmentation des populations, cette « hypothèse » apparaît douteuse. Elle est d'ailleurs contredite en France par la majorité des prospectives faites par le gestionnaire du Réseau de transport d'électricité (RTE) et par les différentes académies. Ce n'est pas la seule critique aux scénarios EnR majoritaires. Notons que, en 2021, la consommation en proportion des EnR en Allemagne a baissé, alors que de nouvelles unités de production de ce type ont été raccordées au réseau.

Mais, tout n'est pas réglé au niveau européen. En particulier, la Direction générale de la concurrence concocte, sans consultation des gouvernements, la réforme des « lignes directrices » (qui définissent les règles permettant aux États d'octroyer des aides aux entreprises), qui exclut le nucléaire mais inclut le gaz. Une telle exclusion pénalise le nucléaire, technologie du temps long, particulièrement sensible au taux de rémunération du capital emprunté.

Une des conclusions du récent rapport RTE est que le renouvellement du parc de centrales nucléaires nécessite un engagement fort et urgent de l'État. Ce n'est pas l'orientation du macronisme. L'électronucléaire impose des contraintes de sûreté et de maîtrise publique posant problème à la gouvernance néolibérale en raison de la durée très longue d'amortissement des capitaux et de la contrainte

du respect des règles de sûreté. Cela justifie une maîtrise publique mettant en cause le dogme de l'efficacité du marché.

La porte ouverte à un greenwashing massif

Paul Schreiber, Chargé de campagne à l'ONG Reclaim Finance.

Le gaz et le nucléaire sont-ils durables ? La question est devenue de plus en plus politique, alors que l'Union européenne (UE) finalise sa taxonomie censée identifier les activités contribuant à la transition écologique pour favoriser leur développement. D'abord technique, avec l'ambition de produire une taxonomie « fondée sur la science », ce processus a été court-circuité par un lobbying intensif de l'industrie gazière et nucléaire bénéficiant du soutien d'une coalition d'États membres menée par un gouvernement français prêt à tout pour favoriser l'atome.

Pourtant, pour se voir octroyer le précieux sésame de durabilité, toute activité doit contribuer à un ou plusieurs des six objectifs de la taxonomie - la lutte contre le changement climatique, l'adaptation au changement climatique, l'utilisation durable de l'eau et des ressources marines, l'économie circulaire, la prévention des pollutions et la préservation des écosystèmes -, sans être significativement préjudiciable à aucun autre de ces objectifs. En suivant cette définition fixée par le règlement européen, le gaz comme le nucléaire ne sont pas durables.

D'un côté, le gaz fossile est un obstacle à la lutte contre le changement climatique. Il est responsable de 60 % des émissions de méthane dues à la production d'énergies fossiles et, de son extraction à sa combustion, il peut émettre autant de gaz à effet de serre (GES) que le charbon. En Europe, il est déjà le plus grand émetteur de GES du secteur énergétique. Comme les travaux des Nations unies l'indiquent, la production et la consommation mondiales de gaz fossile doivent drastiquement diminuer pour respecter l'objectif de l'accord de Paris de limiter le réchauffement planétaire à 1,5 °C.

De l'autre côté, le nucléaire pourrait porter atteinte à plusieurs des objectifs environnementaux de la taxonomie. Le risque d'accident ne peut être totalement écarté - avec des conséquences majeures sur l'environnement, la biodiversité et les vies humaines - et la production d'énergie nucléaire comme le stockage de ses déchets peuvent générer des pollutions radioactives. Le stockage géologique n'est pas encore mis en œuvre et sa sécurité à long terme reste incertaine, notamment en raison de mouvements géologiques imprévisibles et des échelles de temps en jeu - pouvant s'étendre sur des milliers d'années pour les déchets les plus radioactifs.

Les champions du gaz et du nucléaire ont des arguments simples : le gaz est moins polluant que le charbon et le nucléaire est une énergie bas carbone. Problème : ce n'est pas suffisant pour faire de ces énergies des énergies durables. Ainsi, la construction de nouvelles centrales à gaz empêcherait l'Union européenne de décarboner sa production d'électricité pendant des décennies, alors même que les énergies renouvelables peuvent lui fournir de l'électricité propre à bas coût et remplacer le charbon. Et, même en écartant tout accident majeur, les centrales nucléaires génèrent des déchets radioactifs, dont le stockage plus que complexe ne peut être garanti « durable ».

En classant le gaz et le nucléaire comme énergies de transition, l'UE ouvrirait la porte à un greenwashing massif. La tromperie est de taille : les Français et Européens qui se voient proposer des produits financiers « alignés avec la taxonomie » par leur banquier ou conseiller financier, et pensent alors contribuer à la transition, pourront sans le savoir favoriser la construction de nouvelles centrales à gaz ou de réacteurs nucléaires.

Document 10 - La France devra combiner nucléaire et renouvelables (Les Echos)

Les Echos, no. 23567, Entreprises, mardi 26 octobre 2021, p. 18

Enrique Moreira

Comment atteindre la neutralité carbone sans mettre en danger l'approvisionnement en électricité du pays ? Le gestionnaire du réseau national publie une vaste étude prospective.

Quelle route emprunter pour atteindre la neutralité carbone en 2050 ? Comment sortir des énergies fossiles, et par quoi remplacer un parc nucléaire vieillissant ? A l'aube de la campagne présidentielle, ces questions explosives agitent déjà le débat public. Pour aider à les trancher, le gestionnaire du réseau électrique national (RTE) a dévoilé lundi les « principaux enseignements » de son rapport « Futurs énergétiques 2050 ». Des résultats très attendus, jusqu'au plus haut sommet de l'Etat.

Lors de la présentation du plan d'investissement « France 2030 », Emmanuel Macron avait expliqué attendre le rapport de RTE avant de se prononcer sur l'opportunité de construire de nouveaux réacteurs nucléaires EPR. Dans sa réflexion, le président de la République peut désormais soupeser six scénarios de production (trois 100 % à base d'énergies renouvelables et trois impliquant du nucléaire) et trois hypothèses de consommation (la trajectoire dite de « référence », une de « sobriété », une de « réindustrialisation profonde »). « Le gouvernement salue la rigueur, la qualité et l'ambition du travail mené depuis deux ans par RTE », indique-t-on dans l'entourage de la ministre de la Transition écologique. Pour Barbara Pompili, critique de longue date du nucléaire, désormais « toutes les options sont sur la table, y compris la construction de nouveaux réacteurs parce que [...] nous devons tout regarder », a-t-elle expliqué récemment à « L'Express ».

L'étude a été lancée mi-2019 « pour documenter et analyser les options de mix électrique, leurs avantages, leurs inconvénients, leurs impacts et leurs conséquences », selon le président du directoire de RTE, Xavier Piechaczyk. Si le gestionnaire du réseau entend ne pas se prononcer « sur la désirabilité de ces dimensions » - il laisse les pouvoirs publics s'engager -, il a tiré de ces simulations plusieurs enseignements très importants.

Urgence à choisir

En premier lieu : il y a urgence ! Quel que soit le choix du scénario, avec plus ou moins d'éolien, de solaire ou de nucléaire... il doit être enclenché dans les prochaines années, vu l'inertie d'une politique énergétique. La consommation d'électricité va augmenter considérablement. Dans sa trajectoire de référence, RTE prévoit ainsi que les besoins en électricité se situeront au milieu du siècle à 645 térawattheures (TWh), contre 475 Twh actuellement. Soit une hausse de 35 %. « Cette trajectoire de référence marque une rupture avec les précédentes projections qui, depuis vingt ans, tablaient sur une consommation de plus en plus plate », relève le porte-parole de l'association négaWatt, Yves Marignac.

Il y a également urgence, car « atteindre la neutralité carbone est impossible sans un développement significatif des énergies renouvelables », martèle RTE. Dans trente ans, la filière nucléaire ne sera pas en mesure de proposer une capacité de production supérieure à 50 gigawatts (GW). Dans un scénario où l'atome représenterait 50 % du mix énergétique, cela impliquerait de « prolonger l'intégralité des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans ». Mais aussi de mettre en service non pas six, mais quatorze EPR et plusieurs dizaines de petits réacteurs de type SMR. Autant dire un énorme défi industriel et financier. « Un des scénarios de RTE correspond totalement à l'offre faite par EDF de nouveaux réacteurs sur la période 2025-2035 », assure Cécile Arbouille, déléguée générale du Gifen, le syndicat des industriels du nucléaire. Et la filière se dit prête pour assurer un tel programme, garantissant, selon elle, les économies de série recherchées.

Malgré tout, il faudra que les Français acceptent un socle minimum de renouvelables, allant jusqu'à 70 GW d'énergie solaire, quand la France n'en compte que 10 à ce jour. Mais aussi 40 GW d'éolien terrestre (17

GW en 2020) et 10 GW d'éolien en mer, contre zéro aujourd'hui. « Pour cela, il faut une volonté politique clairement exprimée, forte, venant du plus haut sommet de l'Etat et ne souffrant pas la contradiction au sein du gouvernement », estime Jean-Louis Bal, président du Syndicat des énergies renouvelables.

Le rapport plaide entre les lignes pour un mélange de renouvelables et de nucléaire. En effet, se passer de l'atome est possible mais réclame le développement « coûteux » d'un système hydrogène bas-carbone pour la pilotabilité du réseau, et « implique des rythmes de développement des énergies renouvelables plus rapides » que ceux de nos voisins européens les plus dynamiques en la matière, constate le gestionnaire du réseau.

Par exemple, la France développe environ 1,4 GW d'éolien terrestre par an, quand l'Allemagne en construit près de 2,5. Or le scénario prévoyant une sortie totale du nucléaire en 2050 nécessite un développement annuel d'un peu plus de 2 GW.

Des points de passage

Dans le même temps, si les énergies renouvelables sont des solutions compétitives, surtout dans le cadre de grands parcs éoliens et solaires, « construire de nouveaux réacteurs est pertinent du point de vue économique », constate RTE. Particulièrement dans un scénario intégrant 40 GW de nucléaire (nouveau et historique), soit 36 % du mix énergétique. Le coût complet annualisé d'un tel système électrique serait de 61 milliards d'euros, quand un scénario 100 % renouvelables, constitué de grands parcs éoliens et solaires, coûterait environ 71 milliards par an.

« A condition de se garder toutes les options ouvertes sur la table d'ici là », tranche l'Union française de l'électricité (UFE). Pour la fédération du secteur, il est difficile de savoir quelles technologies auront tenu leurs promesses d'ici à 2050. En attendant, « il faut miser bien sûr à fond sur les renouvelables, continuer d'investir dans les EPR, tout en maintenant le parc historique, puis se fixer des points de passage en 2030 et 2040 pour voir lesquelles sont vraiment compétitives. »

Document 11 - A Saint-Brieuc, le parc éolien fait des vagues (Libération)

Libération, jeudi 4 novembre 2021, p. 1,10,11

Par Elodie Auffray Correspondante en Bretagne

L'installation d'un parc éolien offshore dans la Manche et ses conséquences sur les ressources halieutiques inquiètent les marins. Depuis quelques mois, le projet oppose même les écologistes entre eux. REPORTAGE

Dans le port d'Erquy, baigné ce mercredi-là d'une douce lumière automnale, c'est l'heure du retour de la pêche à la coquille Saint-Jacques. L'un après l'autre, les petits chalutiers déchargent sur la cale des sacs remplis de bivalves. La campagne de coquille, ouverte le 4 octobre, est la première depuis le début des travaux du parc éolien offshore, dans la baie de Saint-Brieuc (Côtes-d'Armor). Un projet honni des pêcheurs locaux, qui craignent les conséquences sur la ressource halieutique, Saint-Jacques en tête, elles qui constituent une grosse partie du revenu de ces petits côtiers.

«Pour l'instant, l'impact ne se voit pas trop», constate le patron du Voltigeur, Cyrille Leduc. «Si la ressource est en bon état aujourd'hui, c'est parce qu'elle a été bien gérée. C'est son avenir qui est à craindre, pas son présent», souligne la patronne de l'armement Nazado, Typhaine Blanchet. Déjà, côté poissons, «c'est la misère depuis juillet, on commence à se dire qu'ils partent à cause du bruit des travaux», raconte Laëtitia Rault, à la tête du Marmya avec son mari.

Les six premiers mois de chantier ont accru les tensions. Suspendu dimanche pour l'hiver, il a pris du retard en raison des difficultés à forer les fonds rocheux, très durs par endroits. Jusqu'à casser le matériel et causer, en juin, une grosse fuite d'huile hydraulique. Si le promoteur, Ailes marines, répète que cette huile est «biodégradable», l'enquête pour pollution ouverte par le parquet de Brest n'a toujours rien livré. Au final, seules trois fondations d'éoliennes ont pu être complètement réalisées, plus celles de la sous-station électrique. Au total, 62 mâts doivent être plantés à 16,3 km du cap Fréhel, pour une production attendue de 1 850 GWh par an, l'équivalent de la consommation électrique de 835 000 habitants, selon Ailes marines, filiale du groupe espagnol Iberdrola.

A l'heure de la trêve hivernale, les peurs et les colères des pêcheurs sont donc loin d'être apaisées, mais le temps n'est plus aux déclarations belliqueuses, comme lors du lancement des travaux. «On reste contre, mais il n'y a plus de marche arrière possible, tout est signé. On ne va rien gagner à contester, à part des prunes», estime Gwendal, marin sur le Voltigeur. Les patrons de bateaux qui avaient manifesté en mer fin juin, autour d'un des navires du chantier, viennent de recevoir dans leur boîte aux lettres une amende salée : 2 000 euros minimum pour avoir bravé l'interdiction de naviguer dans la zone. «Le moral a pris un coup. On ne baisse pas les bras, mais c'est dur», reconnaît Laëtitia Rault.

PAS DE NON DE PRINCIPE

«On est tous un peu usés», relate Grégory Le Droumaguet, chargé de mission au comité départemental des pêches, qui suit le dossier depuis les débuts, en 2011. Il évoque son «sentiment de gâchis», au bout de ces dix années de concertations, intenses mais insatisfaisantes. Certes, les pêcheurs ont obtenu des concessions : parc déplacé, câbles électriques enfouis, mesures d'impact, études inédites qui ont notamment montré que les coquilles n'étaient pas menacées par le bruit du chantier. Mais d'autres engagements n'ont pas été respectés et le manque global de transparence «ne permet pas de déployer sereinement le projet», estime-t-il.

Pourtant, au départ, «il n'y a pas eu de non de principe des pêcheurs», rappelle cet ingénieur en biologie marine. «On a même accepté d'accompagner ce projet, avec des conditions : on a demandé au promoteur d'apporter des éléments prouvant qu'il n'y aurait pas d'impact. Aujourd'hui, les réponses restent partielles, dit-il. On ne dit pas que le parc va tout détruire, on attire l'attention sur le fait que toute la communauté scientifique dit que les impacts sont mal connus. Or, c'est une zone avec des enjeux économiques forts.» Longtemps quasi seuls en première ligne, aux côtés de quelques autres voix locales, les pêcheurs accusent

aujourd'hui le coup. Mais en parallèle, l'opposition a pris une nouvelle tournure depuis cet été : jusque-là cantonnée à la baie, elle a vu arriver des renforts de poids, qui lui confèrent une portée nationale. Le cabinet de l'avocat William Bourdon, connu pour ses combats pour les droits de l'homme et contre la corruption, s'est rapproché du comité des pêches et en assure désormais la défense, intéressé par ce dossier «qui concerne de grands enjeux de société : la transition énergétique ne peut pas se faire à n'importe quel prix», plaide Me Vincent Brengarth, pour qui «les risques environnementaux ont été sous-évalués et les conditions d'attribution du marché sont assez obscures».

MANQUE DE CONNAISSANCES

De nouvelles actions en justice ont été enclenchées : une plainte pour «atteintes à l'environnement» a été déposée auprès du parquet de Brest. Le cabinet a aussi saisi le Parquet national financier, qui a ouvert une enquête préliminaire début octobre, sur l'attribution du marché : Ailes marines avait été choisie alors que sa candidature n'était arrivée qu'en deuxième position. Une volonté gouvernementale de répartir l'effort industriel sur plusieurs acteurs, critère qui ne figurait pas dans l'appel d'offres. L'irrégularité a été reconnue par le Conseil d'Etat en 2019, qui avait toutefois rejeté les recours contre la création du parc.

L'ONG Sea Shepherd est également entrée dans l'arène : cet été, l'organisation de défense de la vie marine a déployé une équipe dans la baie de Saint-Brieuc pour explorer les fonds marins, enregistrer le bruit causé par les travaux et entamer une campagne contre l'éolien offshore. «En creusant le sujet, on est tombés de notre chaise, retrace la présidente, Lamy Essemblali. On a fait les choses à l'envers : en Europe du Nord, une cartographie de la biodiversité a été faite avant de choisir les lieux d'implantation, pas en France. Or c'est un littoral riche et unique, avec des couloirs de migrations, des zones de nidification. En aucune manière on ne peut sacrifier la biodiversité marine à la lutte contre le réchauffement climatique. On ne dit pas qu'il faut stopper l'éolien en mer, mais on demande un moratoire pour revoir le modus operandi.» L'ONG entend utiliser sa force de frappe médiatique pour «alerter le grand public», via une pétition et la mobilisation de personnalités. Sea Shepherd a aussi lancé plusieurs actions en justice, avec l'association locale Gardez les caps, qui ferraille depuis dix ans contre le parc. Les deux organisations réattaquent notamment les dérogations accordées pour la destruction de 59 espèces protégées d'oiseaux et mammifères marins.

Les arguments de Sea Shepherd trouvent un écho dans l'avis publié cet été par le Conseil national de la protection de la nature (CNP) sur le développement de l'éolien offshore en France. Cette instance officielle d'expertise scientifique, qui s'est autosaisie sur le sujet, y pointe une méthodologie défailante et estime que «la biodiversité n'a pas été correctement prise en compte» dans les parcs déjà sur les rails. Le CNPN souligne le manque de connaissances scientifiques sur les impacts, d'autant que les quelques études disponibles ne concernent quasiment que la mer du Nord, où le milieu diffère et où les éoliennes sont moins puissantes, moins hautes et plus éloignées des côtes. «Contrairement à certains pays européens où la biodiversité est prise en compte en amont dans le choix des localisations de parcs, comme l'Allemagne, ce n'est pas le cas jusqu'à présent en France où ce choix s'est fait en fonction des contraintes socio-économiques ou militaires», écrit l'instance, qui juge même «indispensable» de prévoir un moratoire sur les futurs parcs, en attendant une amélioration des connaissances.

«RÉPONSE ADAPTÉE»

Dans le cas briochin aussi, «la zone d'implantation a été définie sans étude environnementale significative», fait valoir Denez L'hostis, le président de France Nature Environnement Bretagne. Il regrette «un projet mal monté», avec des acteurs de l'environnement «mal associés» et un dialogue «compliqué». Mais il est de ceux qui considèrent que le dossier «doit aller à son terme, car c'est une réponse adaptée aux enjeux climatiques». Le parc offshore s'est également imposé dans les débats au conseil régional. Face aux remous, une intercommission a été créée, pour auditionner les acteurs clés et éclairer les élus. Pour l'heure, chacun campe sur ses positions. Droite et extrême droite, qui ont fait campagne contre ces éoliennes, ne cessent de les pourfendre. Isabelle Le Callennec, cheffe de file de la droite, pointe ainsi une «acceptabilité qui n'est pas au rendez-vous». La majorité socialiste et les écologistes maintiennent leur soutien, au nom de «l'impérieuse nécessité de développer l'éolien offshore» pour assurer la transition énergétique et lutter contre le dérèglement climatique, comme le défend le président socialiste de la région Bretagne, Loïc

Chesnais-Girard. «La France a un retard considérable et les nucléocrates se frottent les mains face à ce débat», argumente de son côté l'écologiste Claire Desmares-Poirrier, qui reconnaît que «tout n'est pas parfait». «Une partie de l'ambiance actuelle est due à la manière de communiquer d'Ailes marines», regrette de son côté Chesnais-Girard, pointant l'attitude du constructeur lors des épisodes de pollution et le dialogue défectueux avec les pêcheurs.

La défiance trouve un écho jusque dans la majorité présidentielle : le député LREM des Côtes-d'Armor Hervé Berville, porte-parole des marcheurs à l'Assemblée nationale, a fustigé lui aussi début octobre, dans Ouest-France, un projet «mal ficelé», dénonçant l'«incroyable manque d'anticipation» d'Ailes marines, comme le montrent selon lui les difficultés de forage. Contactée, la société, sous le feu des critiques, n'a pas souhaité s'exprimer. Un collectif citoyen a également été créé, pour tenter de mobiliser l'opinion locale. Avec, toujours, ce même credo : «On n'est pas contre les éoliennes, mais pas n'importe où, n'importe comment et au bénéfice de n'importe qui», résumait l'un des initiateurs, Etienne Miossec, en préambule de la réunion de lancement la semaine dernière devant une petite centaine de personnes. Sur le port d'Erquy, ces renforts ragillardissent les uns mais laissent d'autres sceptiques. A l'image de Gwendal, le marin du Voltigeur : «C'est il y a dix ans qu'il fallait faire tout ça.»

Document 12 - La production nucléaire tricolore au plus bas depuis trente ans (Les Echos)

Les Echos, no. 23624, Entreprises, lundi 17 janvier 2022, p. 17

Enrique Moreira

L'électricien a dû réviser sa prévision pour 2022 en raison d'arrêts de réacteurs.

Les déboires d'EDF dans le nucléaire ne se limitent pas au chantier de Flamanville. La disponibilité du parc en service pose aussi de sérieux problèmes. La production d'électricité à base d'atome a ainsi dû être revue à la baisse, jeudi soir. L'électricien français prévoit désormais une production nucléaire comprise entre 300 et 330 térawattheures (TWh) en 2022, contre 330 à 360 TWh prévus initialement. « C'est 10 % de moins qu'en pleine pandémie de Covid-19 », note Nicolas Goldberg du cabinet Columbus Consulting. En 2020, la production nucléaire s'est élevée à 335 TWh, selon les données publiées par RTE, le gestionnaire du réseau électrique. Il faut remonter jusqu'à 1992 pour retrouver une production nucléaire en dessous des 330 TWh.

Le groupe n'a pas chiffré l'impact de cette annonce sur ses perspectives financières mais elle viendra s'ajouter aux mesures présentées par le gouvernement, jeudi. Ces dernières lui imposent de vendre plus d'électricité à bas coût à ses concurrents. En conséquence, « EDF devra acheter de l'électricité sur les marchés », à un moment où les prix de gros sont au plus haut, indique une source proche du groupe.

Phénomène de corrosion

Cette révision de la production d'EDF « résulte du prolongement de la durée d'arrêt de cinq réacteurs du parc nucléaire français », indique l'électricien. Les deux de la centrale de Civaux seront indisponibles pour l'un jusqu'au 31 août et l'autre jusqu'au 31 décembre. Le réacteur n° 2 de la centrale de Chooz ne fonctionnera pas, lui non plus, jusqu'à la fin de l'année. Tandis que le réacteur n° 1 sera en maintenance au moins jusqu'au 27 juillet. Enfin, le réacteur n° 1 de la centrale de Penly, qui aurait dû être remis en service le 23 mars, sera arrêté jusqu'au 30 mai.

Une procédure rendue nécessaire après la découverte, fin octobre, d'un phénomène de corrosion sous contrainte observé à proximité « des soudures des coudes de la tuyauterie raccordant le système d'injection de sécurité » du réacteur n° 1 de Civaux, selon l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN). « Des contrôles préventifs ont ensuite été engagés sur les réacteurs de Civaux 2, Chooz 1 et 2 », explique EDF, laissant apparaître le même phénomène de corrosion sur deux des trois. Les contrôles sont encore en cours sur le réacteur n° 1 de la centrale de Chooz.

Ces réacteurs de 1.400 mégawatts (MW) ont été construits sur le même modèle. « Un travail est en cours pour comprendre l'origine de ce phénomène non prévu, car l'acier utilisé pour ces tuyauteries est censé résister à ce type de corrosion », explique Julien Collet, directeur adjoint de l'ASN. Encore plus surprenant, le même phénomène a été observé sur le réacteur n° 1 de Penly, à l'occasion de la visite décennale. Un réacteur qui n'appartient pas à la même tranche que les quatre précédemment identifiés. Or pas moins de 20 réacteurs de 1.300 MW sur les 56 du parc français sont similaires à ce dernier.

EDF va donc devoir passer en revue tous ces réacteurs. L'électricien « a commencé à relire tous les résultats des contrôles faits lors de visites décennales sur l'ensemble des réacteurs, détaille Julien Collet. L'idée est de rechercher des signaux de même nature afin de mieux cibler ceux à inspecter ». En attendant, la pression reste importante sur la disponibilité du parc nucléaire. Au total, 10 réacteurs sont à l'arrêt pour diverses raisons. Soit environ 20 % de la capacité de production nucléaire française. Cinq réacteurs ont repris du service en ce début d'année, mais l'approvisionnement en électricité reste tendu en plein milieu de l'hiver.

« *Soucis d'indisponibilité* »

Fin décembre, le gestionnaire du réseau électrique a alerté sur les risques de délestage si d'autres réacteurs venaient à manquer et/ou si la météo se dégradait fortement. « Les dernières annonces d'EDF ne changent rien sur nos prévisions hivernales pour janvier. Les cinq réacteurs mentionnés étaient prévus à l'arrêt pour tout l'hiver dans notre dernière publication », rappelle RTE. Cependant, « il y a des chances que ces soucis d'indisponibilité durent au moins jusqu'en 2023 », s'inquiète Nicolas Goldberg. Pour le président du courtier Opéra Energie, Jean-Sébastien Degouve, « la disponibilité du parc nucléaire français revêt une importance d'intérêt national ». D'autant que viennent s'ajouter à ces arrêts de réacteurs, les retards de planning du grand carénage, accumulés durant la pandémie. « Il y a une dette de maintenance due au Covid-19 qu'EDF n'arrive pas à solder. Et ces soucis de corrosion viennent la recharger », constate Nicolas Goldberg. La baisse de production nucléaire devrait accentuer la pression sur les tarifs de gros. « D'autant plus que d'autres pays comme l'Allemagne et la Belgique ferment des centrales, constate Jean-Sébastien Degouve. Il y a quelques années, l'Europe connaissait une surcapacité nucléaire, désormais on n'est plus si large que ça. »

Document 13 - L'arrêt de réacteurs nucléaires fait vaciller EDF (Le Figaro)

Le Figaro, no. 24051, Le Figaro Économie, vendredi 17 décembre 2021, p. 26

Guillaume Guichard

Le titre du groupe a perdu plus de 15 % après cette annonce. La production d'électricité a rarement été si faible.

ÉNERGIE EDF a annoncé mercredi soir l'arrêt de deux de ses réacteurs nucléaires les plus puissants, ceux de la centrale de Chooz, dans les Ardennes. Après la détection de défauts sur des éléments sensibles des réacteurs de Civaux, qui appartiennent à la même famille, EDF, « en tant qu'industriel responsable et par mesure de précaution », a pris la décision d'arrêter deux réacteurs supplémentaires « afin de procéder à titre préventif à ces mêmes contrôles ». Dans une note l'IRSN, bras technique de l'Autorité de sûreté nucléaire, prévient que « des actions de contrôle pourraient s'avérer nécessaires sur les autres réacteurs en exploitation ». Sans que cela nécessite forcément leur mise à l'arrêt. EDF exploite 56 réacteurs en France.

L'annonce d'EDF de ce jeudi concrétise le pire des scénarios : une suspicion de « défaut générique » sur une famille entière de réacteurs, en l'occurrence les quatre « N4 », dernier modèle mis en service dans les années 1990. Un défaut d'usure a été observé sur l'équipement de sécurité de première ligne freinant la réaction nucléaire en cas de problème.

Les réacteurs de Chooz devraient être arrêtés au minimum jusqu'à la fin janvier. Ceux de Civaux, jusqu'au printemps. Or les mois de janvier et février inquiétaient déjà RTE, le gestionnaire du réseau haute tension, avant cette annonce d'EDF. « Nous aurons à peine 50 gigawatts de capacité de production nucléaire en janvier », calcule Emeric de Vigan, ancien trader énergie et cofondateur de COR-e, service aux acteurs de marché. S'il fait chaud pour la saison, il n'y aura probablement pas de problème. Mais si les températures descendent de plus de 2 °C en dessous des moyennes de saison, nous entrerons dans une zone à risque. »

Si la France connaît un hiver exceptionnellement froid comme en 2012, alors certains experts n'excluent pas la survenue de coupures tournantes. Ce dispositif permet de déconnecter pendant deux heures maximum des zones de 200 000 clients. C'est le dernier rempart pour éviter un black-out, c'est-à-dire un effondrement à grande échelle du réseau électrique. Jeudi, RTE faisait tourner ses modèles de prévision avant, le cas échéant, de tirer le signal d'alarme.

Les marchés comprennent pour leur part que la France risque de manquer d'électricité en janvier. Les prix se sont envolés sur le marché de gros, celui où s'approvisionnent en appoint les fournisseurs d'électricité. En une journée, le mégawattheure (1 000 kilowattheures) pour livraison en janvier a grimpé de plus de 70 %, prenant 282 euros pour atteindre 675 euros. « C'est délirant », s'exclame Emeric de Vigan. Il n'y a d'ailleurs plus de vendeur sur le marché, plus personne n'a d'énergie sous le coude. On ne sait pas d'où viendront les électrons ces prochaines semaines, et surtout en janvier. » Dans ce contexte, le Cleee (entreprises grosses consommatrices d'électricité) « appelle les pouvoirs publics à suspendre immédiatement les cotations sur les marchés à terme et à mettre en place en urgence un prix administré », en attendant un retour au calme.

EDF critiqué

Le nucléaire français n'a jamais été aussi peu au rendez-vous en période hivernale que ces dernières semaines. « EDF souffre en ce moment de la conjugaison de deux facteurs exceptionnels : les perturbations du planning d'arrêts de réacteurs à cause du Covid et le pic d'arrêts de réacteurs pour les lourdes et longues visites décennales », explique Nicolas Goldberg, consultant chez Columbus Consulting. Au-delà de ce constat, l'incident sur les « N4 » survient alors qu'EDF fait face à des critiques sur sa gestion du parc nucléaire. Mardi, la ministre déléguée à l'Industrie a suggéré de « relever notre niveau d'exigence pour la disponibilité du parc nucléaire français », à l'occasion du colloque annuel de l'Union française de l'électricité (UFE). « Nous nous sommes peut-être, ces dernières décennies, un peu trop reposés sur nos lauriers alors même que le productible s'amenuisait : fin novembre, 30 % du parc était à l'arrêt, a souligné Agnès Pannier-



Runacher. Or tout en accordant la priorité à la sûreté d'exploitation, nous pouvons collectivement faire mieux. »

Au-delà de la conjonction de ces événements, EDF ne réussit pas à tenir ses propres prévisions de disponibilité des réacteurs. COR-e observe, à partir des données officielles, qu'il manque 7 gigawatts, soit l'équivalent de cinq réacteurs N4, entre ce que le groupe avait annoncé en début d'année et ce qui tourne réellement actuellement. « Il y a un vrai enjeu d'amélioration des performances lors des arrêts pour maintenance », appuie-t-on au ministère de l'Industrie.

Le titre d'EDF a dévissé de plus de 15 % à la Bourse de Paris, à 10,04 euros. L'électricien a annoncé que l'arrêt des deux réacteurs de Chooz et le prolongement de l'arrêt de ceux de Civaux lui feraient perdre 1 milliard de kilowattheures de production. Il a en conséquence revu son objectif d'Ebitda à la baisse, entre 17,5 et 18 milliards d'euros pour 2021, contre plus de 17,7 milliards auparavant. Car la production perdue, EDF l'avait déjà vendue à terme. Pour livrer ces clients, le groupe devra racheter de l'électricité sur les marchés alors même que le prix du mégawattheure atteint des niveaux stratosphériques.